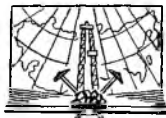

**НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
СРЕДНЕЙ АЗИИ**

*Г. Х. ДИКЕНШТЕЙН, Г. А. АРЖЕВСКИЙ, Г. А. ГАВРИЭЛЯНЦ,
В. В. ДЕНИСЕВИЧ, П. Н. ЕНИКЕЕВ, Ю. В. КАЕШ, С. П. МАКСИМОВ,
В. В. СЕМЕНОВИЧ, П. К. АЗИМОВ, Ю. А. ГРИЩЕНКО
З. В. ЛЯШЕВИЧ, И. П. СОКОЛОВ*

НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СРЕДНЕЙ АЗИИ

Под редакцией доктора геол.-минер. наук
проф. *Г. Х. Дикенштейна*



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1965

АННОТАЦИЯ

В книге дано описание нефтяных и газовых месторождений Средней Азии и Мангышлакского района Западного Казахстана. На основе современных фактических материалов излагаются сведения о геологическом строении в целом Средней Азии и отдельных нефтегазоносных областей, приводятся общие данные об их нефтегазоносности и дальнейших перспективах. В заключении определяются основные направления геологоразведочных работ.

Книга рассчитана на широкий круг геологов, геофизиков и других специалистов нефтяной и газовой промышленности, а также студентов высших учебных заведений соответствующего профиля.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В соответствии с решениями XXI и XXII съездов КПСС развитие топливно-энергетического баланса страны должно быть направлено по пути всемерного увеличения добычи нефти и газа.

Программой КПСС предусматривается последовательное развитие добычи нефти и газа с возрастающим их использованием как сырья для химической промышленности.

По потенциальным ресурсам нефти и особенно газа Среднеазиатские республики и прилегающие районы Западного Казахстана занимают одно из первых мест в Советском Союзе. Уже в настоящее время открыты крупные месторождения: Жетыбайское и Узеньское в Казахской ССР на Южном Мангышлаке, Ленинское (Котур-Тепе), Зеагли-Дарвазинское и Байрамалийское в Туркменской ССР, Газлинское, Учкырское, Уртабулакское в Узбекской ССР.

На базе Газлинского месторождения, являющегося наиболее крупным газовым месторождением СССР, закончено сооружение первой очереди газопровода Бухара — Урал и ведется строительство второй очереди. В ближайшие годы предусматривается построить сверхмощный газопровод Средняя Азия — Центр. За последние годы непрерывно возрастает роль республик Средней Азии в общем балансе добычи нефти и газа в нашей стране. Намечено значительное увеличение добычи этих полезных ископаемых и создание на рассматриваемой территории новых крупных нефтегазодобывающих центров СССР. Благоприятные геологические предпосылки создают уверенность в реальности решения этой крупной народнохозяйственной проблемы.

В книге на основе современных данных систематизирован большой фактический материал, полученный в результате геолого-поисковых и разведочных работ на нефть и газ в республиках Средней Азии. Приводится также описание Южно-Мангышлакского района, располагающегося в прилегающей части Западного Казахстана. Это оправдано единством описываемого района в геологическом отношении с платформенной областью Средней Азии.

Наряду с описанием разрабатываемых, разведанных и находящихся в разведке нефтяных и газовых месторождений освещаются геологическое строение и нефтегазоносность каждой нефтегазонасной области и основные этапы геологического развития территории

Средней Азии. Кроме того, излагаются перспективы и направление дальнейших геологоразведочных работ.

Источниками для составления книги послужили отчеты и материалы по подсчету запасов нефти и газа производственных организаций (объединений, трестов, контор) совнархозов, Государственных производственных геологических комитетов Туркменской, Узбекской, Киргизской и Таджикской ССР, а также Западно-Казахстанского геологического управления. Кроме того, использованы многочисленные работы центральных и местных научно-исследовательских институтов, а также статьи и монографии, опубликованные в печати.

Большую помощь в сборе и обработке фактического материала оказали сотрудники ВНИГНИ В. П. Строганов, И. М. Алиев, И. Н. Полканова, Т. Н. Куницкая, М. Г. Лувишис и геологи местных организаций М. Аширмамедов, В. А. Низьев, Л. Я. Жданов и другие. Оформление и систематизация графических материалов проведена инженером-картографом И. Г. Яковлевой.

Всем указанным товарищам, а также геологам и геофизикам Средней Азии, оказавшим содействие в выполнении работы, авторы выражают искреннюю признательность.

ВВЕДЕНИЕ

Территория Средней Азии включает в себя разнородные в тектоническом отношении участки. Основная часть площади относится к эпигерцинской платформе, на юго-западе она сочленяется с альпийской геосинклинальной областью, на юго-востоке — с эпиплатформенной орогенической областью.

По истории геологического развития осадочного комплекса, условиям нефтегазонакопления и перспективам нефтегазоносности в пределах Средней Азии выделяется шесть нефтегазоносных областей (рис. 1).

Западно-Туркменская нефтегазоносная область является частью Южно-Каспийской внутригеосинклинальной впадины.

В платформенной части Средней Азии выделяются Центрально-Каракумская, Амударьинская и Мургабская нефтегазоносные области. В пределах эпиплатформенной орогенической области выделены Сурхан-Вахшская и Ферганская нефтегазоносные области.

На северо-западе платформенной территории выделяется Южно-Мангышлакско-Устюртская нефтегазоносная область, входящая в основном в пределы Казахской ССР.

Во всех перечисленных нефтегазоносных областях промышленная нефтегазоносность доказана открытием месторождений нефти и газа.

Помимо указанных областей выявлены новые территории, с которыми могут быть связаны перспективы открытия месторождений нефти и газа. Здесь выделяются Карабогазская, Предкопетдагская и Северо-Устюртская возможно нефтегазоносные области.

Средняя Азия является одним из старейших районов нефтедобычи; выходы нефти и колодезная добыча ее в Ферганской впадине известны с глубокой древности. По упоминаниям путешественников на Челекене уже в XVIII в. добывали нефть из колодцев.

Бурение скважин на Челекене впервые было начато в 1876 г., глубина скважин не превышала 60—100 м, а суточная добыча 320—800 кг нефти. В 1908 г. здесь был получен мощный фонтан нефти и уже в 1911 г. годовая добыча составила 210 тыс. т. Однако позже нефтяные участки обводнились, и к 1917 г. суточный дебит из 37 скважин составлял всего 110,5 т. Средние глубины скважин на Челекене (до 1917 г. их было пробурено около 600) составляли 200 м.

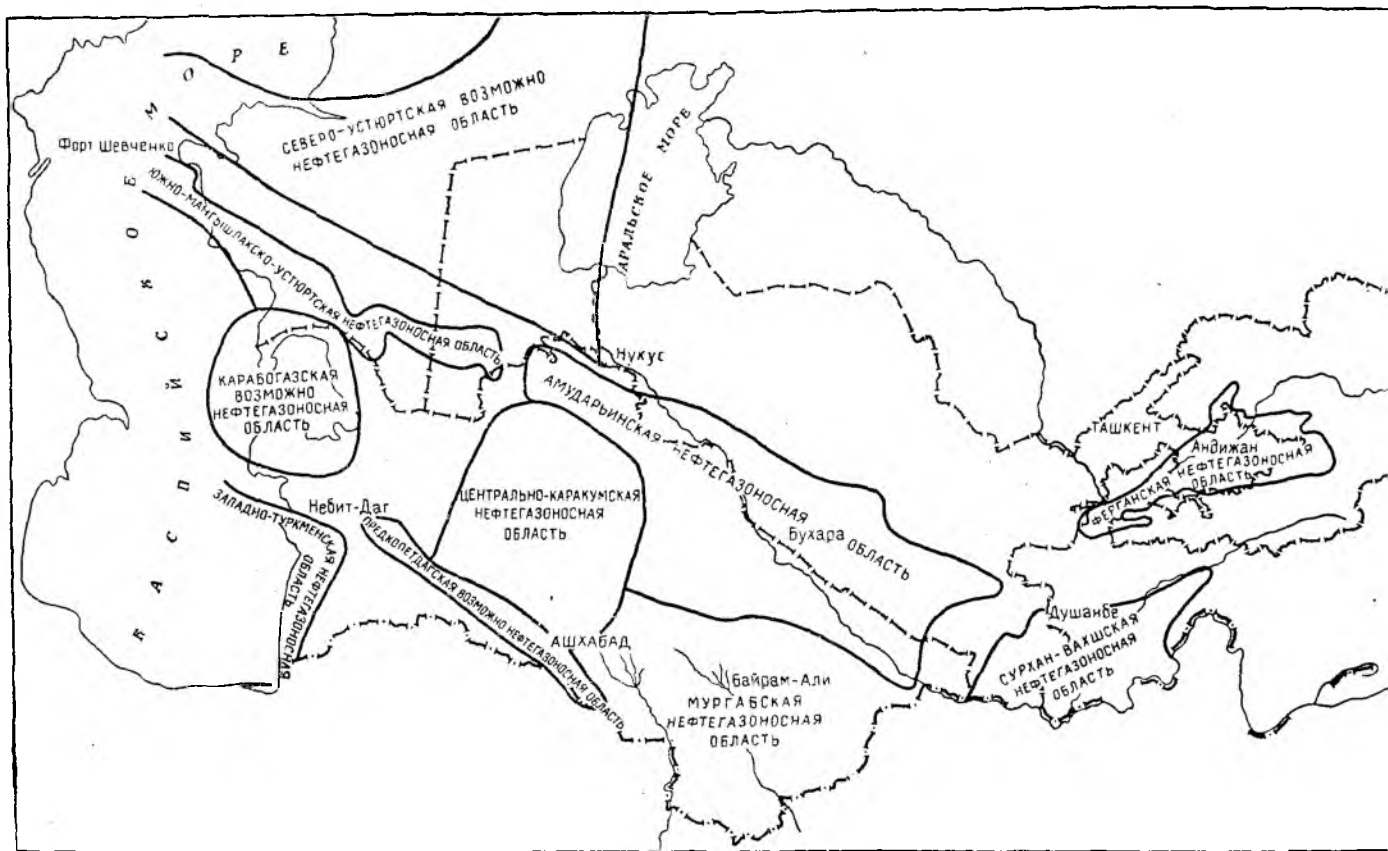


Рис. 1. Схема расположения нефтегазоносных областей Средней Азии и юго-западного Казахстана.

В Ферганской впадине бурение было начато в 1880 г. Первые две скважины были пробурены ручным способом в районе Шорсу; из одной получен приток нефти дебитом порядка 160 кг/сутки, а из другой еще меньший. Несколько позднее было начато бурение на площадях Чимион и Майлисай. Наиболее удачным оно было на Чимионе, где в 1900 г. организовано общество «Чимион», а в 1904 г. на базе эксплуатации залежей в палеогеновых отложениях открыт нефтяной промысел.

В последующие годы разведочные работы развивались главным образом на ограниченных участках Ферганской впадины и на Челекене вблизи открытых месторождений.

Добычу вели множество частных фирм, которые эксплуатировали залежи без соблюдения элементарных правил охраны недр. Это привело к тому, что к моменту национализации нефтяной промышленности известные нефтяные горизонты были обводнены и промыслы Средней Азии пришли в полное запустение и упадок.

В Ферганской впадине после национализации были начаты разведочные работы на IV Шорсуйской антиклинали, в результате которых было открыто новое месторождение. Однако достигнутый уровень добычи (50 тыс. т/год) в Ферганской впадине был крайне незначительным, и в последующем в разведочное бурение были вовлечены новые площади — Ханабадская, Текебельская, Чангырташская, Чаурская и другие.

Одновременно в тридцатых годах были начаты геологические съемки и геофизические работы, которыми выявлены многочисленные складки, сложенные на поверхности неогеновыми или древнечетвертичными отложениями. Была подготовлена к разведке Андижанская складка, на которой в 1935 г. получен фонтан нефти.

В годы Великой Отечественной войны в Ферганской впадине были открыты и введены в разработку основные нефтяные месторождения — Палванташское (1942 г.) и Южно-Аламышикское (1943 г.), а позднее — Шарихан-Ходжабадское (1946 г.), Майлису-IV (1948 г.), Избаскентское (1950 г.) и другие.

В послевоенные годы в Фергане были открыты газовые залежи не только в палеогеновых отложениях, но и в мезозойском комплексе. Впервые промышленная газоносность меловых отложений была установлена в Ферганской впадине в 1946 г. на Палванташской площади.

В Юго-Западной Туркмении после восстановления челекентских промыслов в 1924—1925 гг. добыча нефти составила 6 тыс. т.; в 1926—1927 гг. 11 тыс. т. В 1927 г. было начато разведочное бурение на Небит-Даге и в 1931—1933 гг. получены первые высокодебитные промышленные притоки нефти из верхней части красноцветной толщи. В 1934 г. годовая добыча уже составила 16 тыс. т.

В последующем добыча нефти наращивалась за счет ввода в разработку залежей в красноцветной толще Небит-Дага и в 1948 г. достигла 1,3 млн. т. После открытия Кумдагского месторождения добыча нефти возросла в 1955 г. до 3,1 млн. т. За период с 1953 по

1963 г. на месторождении Челекен вступили в разработку участки Алигул, Дагаджик и Западный Челекен, открыты месторождения Окарем, Камышлджа, Котур-Тепе (Ленинское), Барса-Гельмес. Благодаря этим открытиям добыча нефти в Туркменской ССР в 1964 г. составила 8,45 млн. т.

Динамика добычи нефти в Средней Азии показана на рис. 2.

В южных районах Узбекской и Таджикской ССР в 1933 г. было начато разведочное бурение на площади Хаудаг в Сурхандарьинской области (Узбекская ССР) и уже в 1934 г. был получен первый нефтяной фонтан из карбонатных отложений бухарских слоев. В последние годы были открыты месторождения Уч-Кизыл, Кокаиты и Ляль-Микар в Сурхандарьинской синклиналиной зоне, Кызыл-Тумшук, Кичик-Бель, Андыген, Комсомольская, Шаамбары в Вахшской синклиналиной зоне и Душанбинском прогибе (Таджикская ССР). До последнего времени основные залежи нефти и газа были известны в палеогеновых отложениях и только сравнительно недавно установлена промышленная нефтегазоносность мезозойского комплекса (Андыген, Комсомольская).

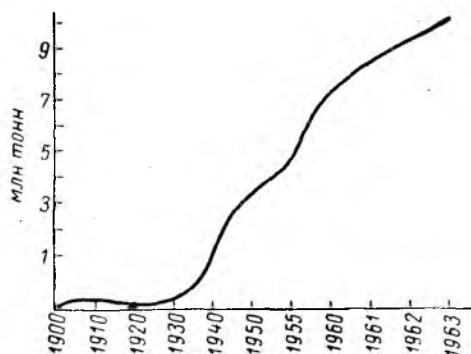


Рис. 2. Динамика добычи нефти по Средней Азии.

Самой молодой газонефтедобывающей областью Средней Азии является Бухаро-Хивинская в Западном Узбекистане. Достоверные нефтепроявления в нижнемеловых отложениях были установлены в 1935 г. на площади Караиз. Наличие структур, сложенных на поверхности верхнемеловыми и палеогеновыми отложениями, благоприятные географические условия и выявленные нефтепроявления послужили основанием для начала с 1936 г. разведочных работ на ряде площадей — Караиз, Пролетарабад-Ходжакабад, Мамаджургаты, Кунгуртау. На первых этапах проводилось мелкое структурное, а затем глубокое разведочное бурение. Небольшая залежь тяжелой нефти (плотность 1,003—1,009 г/см³) и непромышленный приток газа (максимальный суточный дебит достигал 24 тыс. м³/сутки) были установлены в процессе опробования песчаников апта на площади Караиз. Нефти за 48 часов собрано 200 кг. На остальных площадях получены отрицательные результаты.

Впервые промышленный приток газа получен в 1953 г. на площади Сеталан-Тепе; с этого времени начались более планомерные работы. Однако наибольшее значение имело открытие в 1956 г. крупнейшего в Советском Союзе газового месторождения Газли,

которое сыграло решающую роль в широком развитии геофизических и буровых работ не только в Западном Узбекистане, но и в центральных и восточных районах Туркменской ССР. В Западном Узбекистане были открыты газовые и газонефтяные месторождения в Кавганском и Мубарекском районах, а также в более погруженных участках — Учкыр, Култак, Уртабулак. Больших успехов добились и туркменские нефтяники. В Центральных и Юго-Восточных Каракумах (Туркменская ССР) открыты крупные газовые месторождения Загли-Дарваза (1959 г.) и Байрам-Али (1962 г.), а также более мелкие по запасам — Фарабское, Карачошское (1958 г.), Ислимское (1963 г.), Шараплинское (1963 г.).

Во всех этих районах продуктивные горизонты приурочены к юрским и меловым отложениям.

Комплексные региональные работы, площадные геофизические исследования и глубокое бурение, проведенные в больших объемах за последние семь лет в наиболее перспективных районах Средней Азии, выдвинули эту обширную территорию, общей площадью около 1,5 млн. км², в число наиболее перспективных районов Советского Союза. В соответствии с генеральной перспективой здесь предусмотрено создание новых крупных нефтедобывающих баз СССР.

ХАРАКТЕРИСТИКА СТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СРЕДНЕЙ АЗИИ И ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ИСТОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

Выявление закономерностей размещения нефтяных и газовых месторождений и оценка перспектив нефтегазоносности связаны прежде всего с анализом глубинного геологического строения — тектоники, истории геологического развития и условий накопления осадков.

Обширная территория Средней Азии весьма разнообразна по своему геологическому строению и представляет большие трудности для изучения. Это обусловлено тем, что большая площадь занята песчаными пустынями Каракумы, Кызылкумы, плато Устюрт, где распространены неогеновые и четвертичные отложения, маскирующие строение более древних образований, с которыми связаны основные перспективы нефтегазоносности.

Еще десять — двенадцать лет назад разведочные работы на нефть и газ ставились в основном на площадях, подготавливаемых геологической съемкой и структурным бурением в районах, где локальные поднятия прослеживались на поверхности по естественным обнажениям. Так было в Прибалханском районе Западной Туркмении, на Каганском поднятии Западного Узбекистана, на складках южной зоны Ферганской впадины, на структурах Таджикской депрессии, на поднятиях Мангышлака, в Питнякском районе. Детальные сейсмические исследования имели ограниченное применение, носили опытный и методический характер. В Западной Туркмении благодаря работам Ю. Н. Година и его группы была доказана эффективность сейсморазведки как поискового метода, что послужило большим стимулом для широкого развития геофизических работ не только с целью изучения отдельных площадей, но и для исследования глубинного геологического строения значительных территорий. Планомерное и широкое применение комплексных региональных работ, включающих геологическую съемку с картировочным бурением, площадную гравиметрическую, магнитометрическую съемки, сейсмические профили, пересекающие главнейшие структурные элементы, проведенные различными методами и в том числе глубинными сейсмическими зондированиями, профильное, параметрическое и опорное бурение, начало производиться с 1957 г. Этими работами

были охвачены равнинные пространства западных областей Средней Азии и прилегающих районов Казахстана, Ферганская впадина, акватории Каспийского и Аральского морей. За очень короткий срок были получены фактические данные, которые позволили коллективам геологов и геофизиков центральных и местных научно-исследовательских и производственных организаций сделать крупные обобщения и построить ряд сводных карт, характеризующих глубинное строение Средней Азии. Особенно много было сделано для территории запада Средней Азии, включающей Туркменскую и западную часть Узбекской республик и прилегающие районы Казахстана.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ СТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Изучением тектоники перспективных в смысле нефтегазоносности районов Средней Азии и прилегающей части Казахстана занимались многие исследователи.

Первое наиболее обоснованное тектоническое районирование дал Ю. Н. Годин в монографии «Глубинное геологическое строение Туркмении и его изучение геофизическими методами» (1958 г.).

Анализ фактических материалов позволяет выделить в Средней Азии и прилегающих районах Казахстана следующие главнейшие тектонические элементы, характеризующиеся специфическими чертами строения и истории геологического развития: 1) платформенную область; 2) эпиплатформенную орогеническую область; 3) область краевых прогибов и 4) альпийскую геосинклинальную область.

Выделение в западных районах Средней Азии платформенной и геосинклинальной областей подтверждается геофизическими данными, что было отмечено Ю. Н. Годиным (1958). На карте магнитных аномалий северная равнинная часть территории характеризуется геомагнитным полем с повышенными значениями. Оно является дифференцированным, а положительные аномалии, протягиваясь на сотни километров, перемежаются с минимальными зонами. Весьма характерно для этой территории широкое распространение областей с мозаичным характером геомагнитного поля. В южной геосинклинальной области геомагнитное поле отличается более спокойным характером.

Гравитационное поле равнинной северной части территории (платформенной) характеризуется распространением положительных аномалий силы тяжести часто мозаичного характера и обширными изометрической формы относительными гравитационными максимумами. В южной геосинклинальной области развиты линейные гравитационные минимумы. Геологическая природа геофизических полей самым тесным образом связана с особенностями геологического строения южной и северной частей западных районов Средней Азии. В геосинклинальной области мощность мезо-кайнозойских отложений превышает 10 км, складки линейные, ширина их небольшая, они в значительной степени дислоцированы. В равнинной платформенной части территории глубина до поверхности складчатого основания

значительно меньше, чем в южной части, мощность мезо-кайнозойских отложений также сокращена, а структуры имеют более спокойное строение. Наряду с этими существенными отличиями на некоторых этапах истории геологического развития между районами, относимыми к платформенной и геосинклинальной областям, не было глубоких фациальных различий.

Однако тип структур, мощность мезо-кайнозойских отложений, существенно различная интенсивность тектонических движений позволяют уверенно выделить альпийскую геосинклинальную и платформенную области в западных районах Средней Азии.

Наиболее типичным краевым прогибом является Предкопетдагский краевой прогиб, который также относится к числу важнейших структурных элементов земной коры. Предкопетдагский краевой прогиб занимает промежуточное положение между геосинклинальной областью и платформой и развивается на герцинском фундаменте, аналогичном развитому в прилегающей платформенной области.

Выделение на территории Средней Азии эпиплатформенной орогенической области вполне обосновано специфическими чертами истории геологического развития, отличающимися от условий развития типичных платформенных и геосинклинальных участков земной коры.

Платформенная область

На значительной территории запада Средней Азии, Каспийского моря и Северного Предкавказья выделяется платформенная область, имеющая разновозрастное складчатое основание — герцинское, каледонское и докембрийское. Наиболее обширна по площади эпигерцинская платформа, ограниченная на северо-западе зоной глубоких разломов, проходящей по южной части Южно-Эмбенского поднятия и протягивающейся через северную часть Каспийского моря до района южнее г. Астрахани. Указанная зона разломов, установленная геофизическими работами и частично бурением, по-видимому, соединяется на западе с Главным Донецким надвигом. На востоке эпигерцинская платформа также по глубинному Талассо-Ферганскому разлому сочленяется с эпикаледонской платформой. Этот разлом проходит вдоль Кара-Тау и далее продолжается, по-видимому, в северо-западном направлении. Границей эпигерцинской платформы на юге являются складчатые сооружения Большого Балхана и внешний борт Предкопетдагского краевого прогиба. На юго-востоке она определяется зоной, проходящей вдоль северо-западных частей Чаткало-Кураминской системы и отрогов Гиссара, которая характеризует границу платформы и эпиплатформенной орогенической области. На западе эпигерцинская платформа через центральную часть Каспийского моря объединяется с аналогичной структурой Северного Предкавказья и Степного Крыма.

В указанных границах эпигерцинская платформа занимает территорию свыше 1 млн. км². В связи с тем, что значительная часть

ее расположена в пределах песчаной пустыни Каракумы, она получила наименование Каракумской.

В пределах эпигерцинской платформы складчатое основание разновозрастно и подразделяется на два основных структурных этажа: нижний — допермский и верхний — пермо-триасовый.

К западу от Каратауского (Талассо-Ферганского) глубинного разлома складчатое основание имеет раннегерцинский возраст (в восточной части казахских Кызылкумов), далее на запад — среднегерцинский (районы Букантау и Нуратау) и еще западнее — позднегерцинский. Отложения допермского палеозоя представлены интенсивно дислоцированными и сильно метаморфизованными осадочными и магматическими породами, которые выходят на поверхность в районах Центральных возвышенностей Кызылкумов, в Султан-Упздаге и вскрыты скважинами в южном Приаралье (Айбугирский выступ), Приамударьинском районе (Мешекли, Фараб), Центральных Каракумах, Карабогазском своде, Карабаурском вале, Актумсукском выступе и в других районах. В Центральных Каракумах и Прикарабогазье изверженные породы, слагающие фундамент, на основании определения абсолютного возраста относятся к ордовику, доволну и карбону (данные В. С. Князева).

Пермо-триасовые отложения обнажаются на Туаркыре и в Каратауской части Мангышлака, вскрыты скважинами на п-ове Бузачи на Кызанской антиклинали, в районе Теренкудука на Устюрте.

Отсутствие пермо-триасовых отложений отмечается в пределах крупных поднятий — на Карабогазском своде, в повышенной части Центрально-Каракумского свода, на Карабаурском вале, Айбугирском, Чарджуоском и Бадхызском выступах, а также на территории Сырдарьинской впадины, в Юго-Восточном Приаралье, поднятой части Центральных Кызылкумов и их склонов.

Пермо-триасовые отложения характеризуются интенсивной дислоцированностью в районах Мангышлака, где углы падения достигают 75° . Здесь пермо-триас представлен наиболее полно, его мощность превышает 8 км, и в разрезах выделяется верхний триас. В районах Туаркыра присутствуют пермские и нижнетриасовые отложения общей мощностью около 4000 м. Пермо-триасовые отложения Туаркыра дислоцированы интенсивно, но в меньшей степени, чем на Мангышлаке. Углы падения пород нередко достигают 50° .

По данным региональных сейсморазведочных исследований методами ГСЗ и КМПВ можно предполагать, что пермо-триасовые отложения широко распространены в пределах эпигерцинской платформы. Их тектоническая природа в настоящее время изучена крайне недостаточно. Они существенно отличаются от вышележащих отложений значительной уплотненностью и метаморфизованностью. Пермо-триас сложен преимущественно молассами, которые вблизи выступов допермского фундамента (Туаркыр, Фараб) представлены конгломератами. Молассовые толщи выполняют прогибы в допермском фундаменте, нивелируя его рельеф, и определяют завершающий этап герцинской складчатости. С резким угловым и стратиграфиче-

ским несогласием на различных по возрасту породах пермо-триаса и допермского палеозоя залегают отложения юры или более молодые образования. В связи с указанными особенностями можно предполагать, что пермо-триасовые отложения следует относить к верхнему структурному этажу фундамента Каракумской платформы. Однако существует и другая точка зрения, сторонники которой относят пермо-триасовые отложения к промежуточному этажу или к нижнему этажу осадочного чехла.

Структура осадочного чехла платформы во многом определяется особенностями строения складчатого основания. Унаследованный характер развития основных структурных элементов в пределах эпигерцинской платформы Средней Азии проявляется весьма отчетливо. Однако унаследованность следует рассматривать не как простое повторение характера и формы структурных элементов чехла по отношению к складчатому основанию. Имеющиеся материалы говорят о существенных изменениях структурных планов в процессе их развития, но при этом на важнейших рубежах геологической истории отмечается общая закономерная структурная преемственность. Поэтому принцип унаследованного тектонического развития не утверждает неизменяемости структурных форм. В различные этапы мезо-кайнозойской истории они менялись в зависимости от направленности тектонических движений.

Особенностью строения эпигерцинской платформы является наличие крупных расколов фундамента, которые устанавливаются комплексом геолого-геофизических исследований. Их изучение еще только начато. Роль разломов в тектонике эпигерцинской платформы и других важнейших структурных элементов западных районов Средней Азии огромна, что подчеркнуто работами Ю. Н. Година, В. В. Федьинского, Л. В. Пейве, З. Е. Хаина, Б. А. Петрушевского, А. А. Борисова.

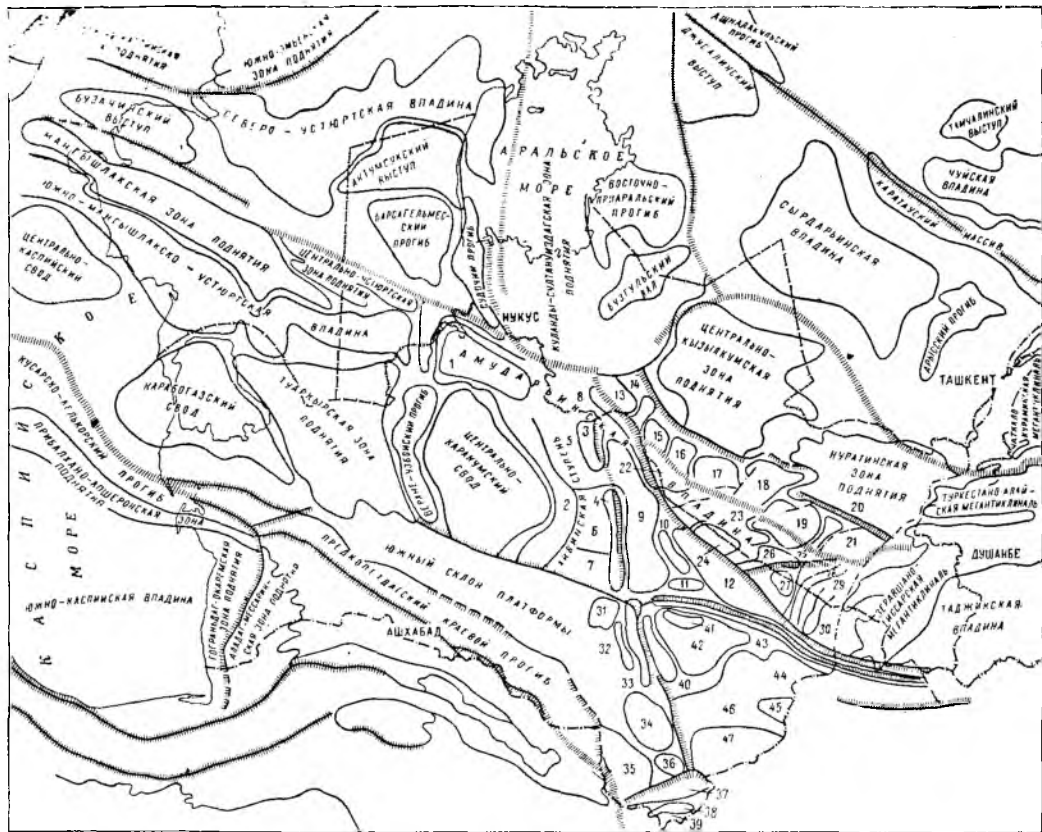
На основании анализа геологических и геофизических данных в эпигерцинской платформе можно выделить ряд крупных структурных элементов: зон поднятий и сводов, впадин и прогибов, осложненных выступами, валами, массивами, ступенями (рис. 3).

В пределах Западного Узбекистана и восточной Туркмении располагается Амударьинская впадина. На северо-востоке и севере она ограничена системой разломов, отделяющих ее от Нуратинской, Центрально-Кызылкумской и Куланды-Султануиздагской зон поднятий. На западе Амударьинская впадина примыкает к Шорджа-Айбугирскому выступу и Центрально-Каракумскому своду. На юге она граничит с Репетек-Келифской зоной поднятия, осложненной разломом, на востоке — с юго-западными отрогами Гиссарского хребта, входящими в эпиплатформенную орогеническую область. В целом Амударьинская впадина характеризуется как зона интенсивного прогибания в течение мезо-кайнозоя и накопления мощной толщи юрских и меловых отложений. В наиболее погруженной ее части суммарная мощность мезозойских отложений достигает 4 км.

Рис. 3. Схема тектонического районирования западных районов Средней Азии и Каспийского моря (под редакцией Г. Х. Дикенштейна, 1963 г.).

Амударьинская впадина. 1 — Дарьялык-Дауданский прогиб; 2 — Беурдешинская ступень; 3 — Ургенчский выступ; 4 — Восточно-Унгузский вал. Хивинская ступень; 5 — Балкунский прогиб; 6 — Кирпичлинский выступ; 7 — Илимский прогиб; 8 — Султансанджарский вал; 9 — Заунгузский прогиб; 10 — Багаджинский вал; 11 — Малайский вал; 12 — Карабекаульский прогиб. Вухарская ступень; 13 — Мешеклинский выступ; 14 — Яркендский прогиб; 15 — Янгиказганский выступ; 16 — Тузкойский прогиб; 17 — Газлинский выступ; 18 — Рометанский прогиб; 19 — Каганский выступ; 20 — Ямбагинский прогиб; 21 — Мубарекский выступ. Чарджоуская ступень; 22 — Гугуртинский вал; 23 — Каракульский прогиб; 24 — Чарджоуский выступ; 25 — Испанлы-Чандырский выступ; 26 — Денгизкульский вал; 27 — Сундуклинский выступ; 28 — Бешеклинская антиклинальная зона; 29 — Бешкентский прогиб; 30 — Ходжамбасская антиклинальная зона.

Мургабская впадина. 31 — Еланский выступ; 32 — Шовачагинский прогиб; 33 — Байрамалийский вал; 34 — Северо-Бадхызский прогиб; 35 — Бадхызский выступ; 36 — Тахта-Базарский выступ; 37 — Калайморский прогиб; 38 — Нурбетекский прогиб; 39 — Кушкинская зона поднятия; 40 — Восточно-Байрамалийский прогиб; 41 — Учаджинский вал; 42 — Учаджинский выступ; 43 — Ренетекско-Кельфская зона поднятия; 44 — Обручевский прогиб; 45 — Андхойский вал; 46 — Северо-Карабильский прогиб; 47 — Карабильская зона поднятия.



Крупным структурным элементом в пределах платформенной области является Мургабская впадина, расположенная в юго-восточной части Туркменской ССР. На севере и северо-востоке впадина ограничена Учаджинским выступом и Репетекским региональным разломом, к которому приурочена Репетек-Келифская зона поднятия. На западе и юго-западе впадина отделена от Предкопетдагского краевого прогиба и геосинклинальной системы Копет-Дага региональными разломами. На юге граница впадины проходит по северному склону Кушкинской зоны поднятия.

Репетек-Келифская зона поднятия связана с крупным региональным разломом и в ее пределах интенсивно проявилась соляная тектоника. Для локальных структур, цепочкой расположенных вдоль Репетекского разлома, характерны вытянутость формы, осложнение сводов нарушениями, размыв в присводовых частях палеогеновых и меловых отложений и залегание неогеновых образований на различных горизонтах мела (вплоть до неокома) и верхней юры.

К северной части Мургабского разлома относится Байрамалийский вал, имеющий меридиональное простирание, к которому приурочен ряд локальных структур — Майская, Байрамалийская и Северо-Байрамалийская.

Крупнейшими структурными элементами эпигерцинской платформы являются Центрально-Каракумский и Карабогазский своды.

Первый представляет собой асимметричное поднятие изометричной формы. С востока свод ограничен Заунгузским, с севера — Дарьялык-Дауданским и с запада — Верхнеузбойским прогибами. На юге он переходит в склон эпигерцинской платформы, который в свою очередь граничит с внешней частью Предкопетдагского краевого прогиба.

Карабогазский свод отличается более приподнятым залеганием поверхности фундамента по сравнению с Центрально-Каракумским. В районе Карабогазской косы он вскрыт на глубинах 1000—1100 м непосредственно под отложениями апта; более древние породы — неокомские и юрские — появляются уже на склонах свода. В северном и южном направлениях происходит резкое погружение фундамента, и скважиной в районе Чагаласор на глубине 3000 м вскрыты юрские отложения.

К северу от Карабогазского свода выделяется Мангышлакская зона поднятия, в пределах которой выявлены Каратауский, Беке-Башкудукский и Музбелский валы.

Центрально-Устюртская зона поднятия, расположенная к востоку от Мангышлакской, отличается от последней тем, что в ее пределах юрские отложения залегают непосредственно на метаморфизованных породах допермского палеозоя, тогда как в Мангышлакской зоне присутствует мощная толща пермо-триасовых отложений.

Южно-Мангышлакско-Устюртская впадина, расположенная к югу от Мангышлакской и Центрально-Устюртской зон поднятий, на юге граничит с Карабогазским сводом и Туаркырской зоной поднятия, на востоке же она примыкает к Шорджа-Айбугирскому выступу,

который отделяет ее от Амударьинской впадины. В пределах впадины выделяются Южно-Мангышлакский, Учкудукский и Ассакес-Ауданский прогибы, разделенные перемычками.

К северу от Мангышлакской и Центрально-Устьюртской зон поднятий на обширной территории северного Устьюрта устанавливаются Актумсукский и Бузачинский выступы, Барсагельмесский прогиб и Северо-Устьюртская впадина (в пределах последней выделяются Косбулакский и Самский прогибы).

В целом платформенная область Средней Азии характеризуется развитием крупных разнообразных структурных форм с различной историей геологического развития.

Эпиплатформенная орогеническая область

В эпиплатформенную орогеническую область входят западные окончания крупнейших хребтов южного Тянь-Шаня — Чаткальского, Туркестанского, Зеравшанского и Гиссарского, а также впадины — Таджикская, Ферганская и другие. Эта область имеет специфическую историю геологического развития и соответствующие структурные формы, благодаря чему четко отличается от типичных платформенных и геосинклинальных участков земной коры. Длительный платформенный режим в течение юрского, мелового и палеогенового периодов привел к тому, что здесь накопились толщи, фациально сходные с развитыми в платформенной области. В этот отрезок времени отчетливо выделялись участки преимущественного поднятия, к которым относятся Чаткало-Кураминский и Туркестано-Гиссаро-Алайский мегантиклинории, и участки преимущественного прогибания — юго-западные отроги Гиссара, Таджикская и Ферганская впадины.

Границей эпиплатформенной орогенической области и эпигерцинской платформы является зона резкого ослабления неоген-четвертичных движений. Вероятно, она соответствует глубинному разлому, выраженному весьма резким гравитационным уступом.

Интенсивные движения в неоген-четвертичное время привели к усложнению структурных форм, развитых в пределах этой области. Структуры, как правило, имеют крутые наклоны крыльев и большое количество нарушений. Степень дислоцированности резко убывает по направлению к центральным частям впадин. В высокогорной области, где палеозойские породы выходят на поверхность, отмечается чрезвычайно сложное их строение, блоковый характер структур, наличие большого количества нарушений и разломов различного масштаба.

Краевые прогибы

К области краевых прогибов на рассматриваемой территории относится Иредкпетдагский прогиб. Он расположен между южным склоном эпигерцинской платформы и складчатой системой Копет-Дага. Северо-западному окончанию краевого прогиба соответствует

Межбалханский коридор, расположенный между антиклиналями Малый и Большой Балханы. Восточное замыкание прогиба ограничено Тедженской флексурной зоной, которая четко прослеживается вдоль р. Теджен по гравиметрическим данным.

Предкопетдагский краевой прогиб имеет асимметричное строение и в его пределах четко выделяются внутренняя и внешняя зоны. Внешняя зона (северо-северо-восточный более пологий и широкий борт прогиба) имеет палеозойское складчатое основание. Внутренняя зона (юго-юго-западный борт) расположена на геосинклинальном основании. Прогиб разделен Кизыларватским платформенным выступом на две депрессии: восточную — Ашхабадскую и западную — Казанджикскую.

Внутренняя часть Предкопетдагского краевого прогиба осложнена серией резких, хорошо выраженных в рельефе локальных антиклинальных складок, которые, как правило, вытянуты вдоль зоны глубинных разломов и имеют асимметричное строение.

Альпийская геосинклинальная область

К альпийской области в пределах рассматриваемой территории Средней Азии относятся горные районы Копет-Дага, Большого Балхана и Южно-Каспийская впадина.

Большое значение с точки зрения нефтегазоносности имеет Южно-Каспийская впадина. Она ограничена на востоке, юге и западе складчатыми сооружениями Копет-Дага, Эльбурса и Кавказа, а на севере по глубинному разлому примыкает к эпигерцинской платформе. В указанных границах размеры Южно-Каспийской впадины составляют в широтном направлении около 500 км, в меридиональном свыше 400 км.

Суммарная мощность неогеновых и четвертичных отложений возрастает от краевых частей впадины к ее центру, где, по-видимому, превышает 10 км; мощность палеогеновых и мезозойских отложений составляет около 10 км. О порядке мощностей можно судить по данным сейсмозащелки и бурения в районе о. Огурчинского. Огурчинская разведочная скважина глубиной 3500 м по предварительным данным вскрыла красноцветную толщу на глубине 3200 м, мощность последней определяется в 2500 м. Следовательно, суммарная мощность среднеплиоценовых — четвертичных отложений в этом районе составляет приблизительно 6000 м. Глубина до поверхности фундамента во внутренних районах впадины превышает, по-видимому, 20 км, уменьшаясь к северу (вблизи разлома) до 6 км.

В Южно-Каспийской впадине можно выделить прибортовой пояс интенсивно дислоцированных складок, расположенных в окраинных ее частях, и внутреннюю область. Для прибортового пояса характерно распространение локальных линейных складок, часто брахиантиклинальных, осложненных большим количеством дизъюнктивных нарушений, разбивающих складки на блоки. Этот пояс складок включает три зоны: на западе (в пределах Азербайджана) —

Кобыстано-Куринскую, на севере — Апшероно-Прибалханскую и на востоке — Гограньдаг-Окаремскую. Первая и третья зоны имеют субмеридиональные простирания и с внешней стороны примыкают к глубинным разломам того же простирания, ограничивающим область интенсивных неоген-четвертичных прогибаний. Апшероно-Прибалханская зона складок, прослеженная в северной части прибортового пояса, имеет запад-северо-западное простирание и протягивается на 450 км от района Боя-Даг на востоке до Апшеронского архипелага на западе.

От прибортового пояса интенсивно дислоцированных складок к центральной части Южного Каспия отмечается значительное погружение пород, чем определяется внутренняя область Южно-Каспийской впадины. Она занимает обширную площадь, внутреннее строение ее изучено пока недостаточно.

Имеющиеся в настоящее время геофизические данные (В. А. Корнев, Я. П. Маловицкий, А. М. Хенкина и другие), а также геоморфологические исследования дна Каспийского моря (В. Ф. Соловьев) позволили выделить здесь крупные поднятия (вал Абиха) и прогибы. Максимальное погружение подошвы акчагыльского яруса составляет в этом районе 7,5 км, что свидетельствует о мощном накоплении в этой части Южного Каспия плиоценовых и четвертичных отложений. В Туркменской ССР расположена восточная часть Южно-Каспийской впадины.

Таким образом, глубинное геологическое строение Средней Азии и дна Каспийского моря представляется весьма сложным. В их пределах установлены крупнейшие тектонические элементы: платформенная область, эпиплатформенная орогеническая область, зона краевых прогибов и альпийская складчатая область, имеющие специфические черты строения и отличающиеся друг от друга размахом тектонических движений и характером развитых в их пределах структурных форм.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ИСТОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В МЕЗОЗОЕ И КАИНОЗОЕ

К началу юрского времени территория Средней Азии представляла собой обширную сушу, рельеф которой, по-видимому, был в значительной степени расчленен.

В течение раннеюрского времени происходило накопление континентальных озерно-болотных отложений, мощность которых колеблется в значительных пределах. На структурах, близких к областям сноса, нижне-среднеюрские отложения имеют мощность порядка первых сотен метров. Между основной областью сноса в районе Султан Ушдага и Центральными Каракумами, территория которых в конце раннеюрского времени также была сушей, мощность нижне-среднеюрских отложений (Дарьялык-Дауданский прогиб) составляет более тысячи метров. На всей территории нижне-среднеюрские отложения представлены преимущественно песчано-глинистыми в раз-

личной степени угленосными породами, иногда с прослоями конгломератов.

На основании детальных петрографических исследований кернов скважин в пределах Чарджоуской ступени установлено, что большая часть нижне-среднеюрских отложений представлена туфогенными образованиями. Туфогенные образования нижних горизонтов юрского возраста (что подтверждается данными спорово-пыльцевых анализов) развиты, видимо, более широко на территории восточной Туркмении и Западного Узбекистана. Эти данные позволяют считать, что континентальный режим, существовавший на этой территории почти до конца средней юры (только в средней юре появляются отложения, охарактеризованные морской фауной аммонитов и пелеципод), сопровождался вулканической деятельностью, очевидно, связанной с движениями по расколам фундамента, зародившимися, видимо, еще в период герцинской складчатости.

Общей закономерностью является постепенная смена более грубообломочных песчаных и песчано-глинистых отложений, которые образовывались вблизи области суши, более тонкими песчано-глинистыми и глинистыми угленосными породами, распространенными на значительном удалении от области сноса.

Морские отложения ранней юры известны только на Большом Балхане, где они представлены аргиллитами и песчаниками, а прослой углей и многочисленные растительные остатки указывают на прибрежные мелководные условия их образования. Неполная мощность этих отложений здесь достигает 2500—3000 м; нижняя граница юры не вскрыта. Не исключено, что подобные отложения распространены на юге Туркмении повсюду.

Трансгрессия, начавшаяся в средней юре и периодически прерывавшаяся континентальным режимом, продолжала развиваться в первую половину позднеюрского времени. Основная область сноса несколько сократилась, но остров на западе в районе залива Кара-Богаз-Гол продолжал существовать на протяжении всего позднеюрского времени. Область накопления континентальных песчано-глинистых образований сохранилась лишь на Устюрте и в Приаралье. Мощность континентальных отложений, условно относимых к келловей-оксфорду, не превышает 200—300 м. Остальная территория (Мангышлак, Туркмения, Западный Узбекистан, западная часть Таджикской депрессии) была занята мелководным морским бассейном. В нем в непосредственной близости к суше отлагались преимущественно песчаные образования, которые по мере удаления от области сноса сменялись глинистыми осадками. К концу первой половины позднеюрского времени (по-видимому, в оксфорде) началось накопление карбонатных осадков. Недостаточное количество данных не позволяет дифференцировать эту территорию на определенные структурно-фациальные области. Однако имеющийся материал свидетельствует о том, что мощность келловей-оксфордских отложений закономерно возрастает с севера на юг от 50—100 м

вблизи суши до 1000—1400 м в районе современного Копет-Дага. Уменьшенными мощностями (до 100 м) характеризуется территория Туаркыра и Красноводского полуострова. Сокращены мощности по сравнению с окружающими площадями и на территории Мангышлака (рис. 4).

В центральной и восточной частях Таджикской депрессии условия, в которых происходило накопление осадков келловей-оксфорд-

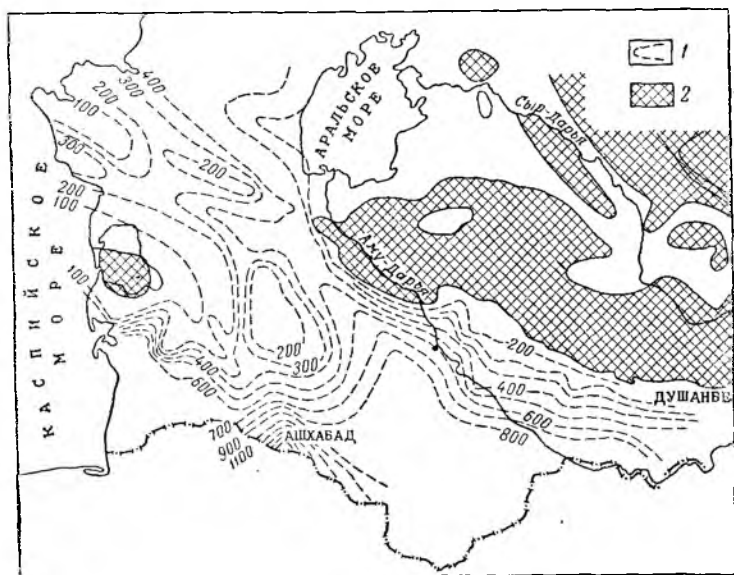


Рис. 4. Схема распределения мощностей келловей-оксфордских отложений западных районов Средней Азии (под редакцией Г. Х. Диненштейна, 1963 г.).

1 — линии равных мощностей (достоверные и вероятные); 2 — области сноса.

ского возраста, отличались, по-видимому, некоторым своеобразием благодаря положению этого участка. Эта территория, по-видимому, представляла собой залив, окруженный близко сходящимися участками суши.

Такое положение этой территории обусловило несколько отличные условия осадконакопления, благодаря которым здесь происходила периодическая смена морских условий лагунами и даже континентальными.

Конец юрского периода характеризовался проявлением активных тектонических движений на рассматриваемой территории. По сравнению с первой половиной позднеюрского времени к началу кимериджа площадь морского бассейна сократилась, он распался на изолированные водоемы. В эти водоемы поступал обломочный материал с низменных участков суши, образовавшихся благодаря

выводу на поверхность областей, которые в предшествующее время были областями накопления морских песчано-глинистых осадков. В восточной половине территории происходило накопление сульфатно-галогенных образований значительной мощности.

Песмотря на то, что на юге (Кокет-Даг, Большой Балхан, юг Красноводского полуострова) морские условия сохранились, присутствие доломитов и гипсов указывает на отклонение от нормальноморских условий.

Мощность кимеридж-титонских отложений меняется в значительных пределах. В областях распространения континентальных песчано-глинистых образований она не превышает 50—100 м. В районе Кокет-Дага и Большого Балхана лагунно-морские преимущественно известково-доломитовые отложения имеют мощность от 100 до 500 м. А мощность сульфатно-галогенных образований, среди которых в областях, приближенных к суше в Таджикской депрессии, появляются прослойки песчаников, глин и известняков, изменяется от первых десятков метров до 600—700 м в районе Юго-Восточной Туркмении.

На территории Ферганской впадины по данным Н. М. Розанова (1963) юрские отложения известны лишь по южному, восточному и частично северному бортам. Представлены они песчано-глинистыми отложениями, а ближе к бортам грубообломочными образованиями (конгломераты, гравелиты, песчаники) континентального происхождения. Мощность юрских отложений во впадине увеличивается от бортов к центральной части от нескольких метров до 700—800 м.

Почти повсеместно устанавливается залегание меловых отложений с разрывом на различных горизонтах юры вплоть до полного срезания верхнеюрских отложений, как, например, в Центральном Каракумах, Большом Балхане, Питнякском районе.

Начало рапсмельового времени по палеогеографической обстановке мало отличалось от конца позднеюрской эпохи. Почти на всей территории Туркмении, Западного Узбекистана, в пределах Таджикской депрессии и в прилегающих районах Казахстана (Устюрт, Приаралье) в начале палеоцена (валаджин, готерив) существовали континентальные условия осадконакопления. Это отложения речных потоков, озер и лагун. Последние отдельными участками занимали южную часть района на границе с мелководными морскими участками, расположенными на территории современного Кокет-Дага. На большей части территории континентальные отложения представлены грубообломочными красноцветными образованиями, распространенными вблизи основной суши на востоке и Карабогазской суши на западе. По мере удаления от областей сноса материала становится более тонкозернистым, на юге среди красноцветных образований появляются гипсы, доломиты и известняки лагунного происхождения.

Валаджин-готеривские отложения морского происхождения распространены в южной части территории и представлены массивными органогенно-обломочными образованиями. Присутствие среди них

в районе Большого Балхана, Куба-Дага и Восточного Копет-Дага прослоев доломитов указывает на то, что и здесь морские условия были не совсем обычными.

В конце неокома (баррем) произошло медленное погружение территории и большая ее часть, исключая Приаралье и Кызылкумы, стала областью накопления морских песчано-глинистых образований. На юге в это время накапливался более тонкий пелитовый и

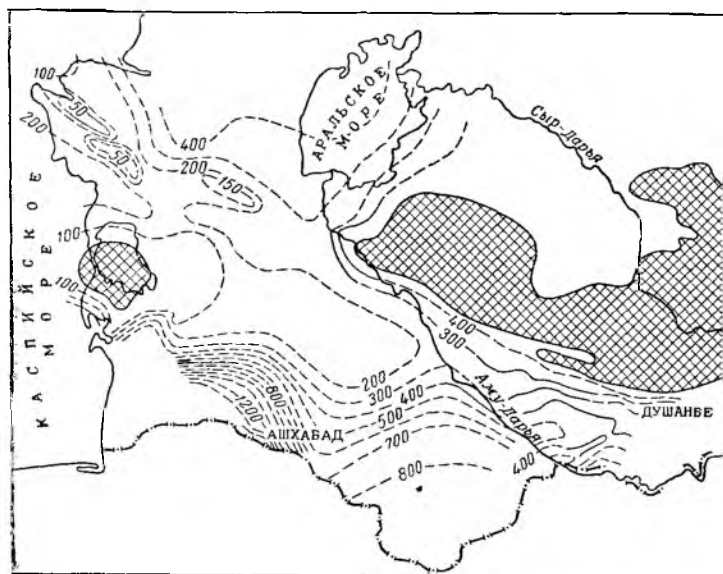


Рис. 5. Схема распределения мощностей неокомских отложений западных районов Средней Азии (под редакцией Г. Х. Дикенштейна, 1963 г.).

(Условные обозначения те же, что на рис. 4.)

карбонатный материал, в результате чего образовалась довольно мощная толща мергелей. Лишь в пределах Юго-Восточной Туркмении и в конце неокома продолжали существовать лагунные условия, при которых образовалась толща глин и гипсов.

Мощность отложений неокома (рис. 5) колеблется в значительных пределах, что обусловлено неравномерным погружением отдельных участков территории. На юге, в пределах современного Копет-Дага, она максимальна и составляет около 1500 м, в северном направлении она довольно резко сокращается и в центральных районах Туркмении не превышает 200 м, а в районе Туаркыра и Красноводского полуострова составляет не более 100 м. В пределах Мангышлака, Устюрта и Приаралья мощность отложений неокома не превышает 300 м, в Таджикской депрессии и Юго-Западной Туркмении составляет 500—800 м.

На приведенной карте распределения мощностей неокомских отложений в состав неокома включена и карабильская свита, возраст которой до последнего времени определенно не установлен. Детальное сопоставление разрезов этой свиты, имеющих четко выраженное двучленное строение, показало, что мощность ее нижней глинистой части в значительной степени меняется вследствие трансгрессивного залегания верхней песчаной толщи свиты. Этот факт, а также спорово-пыльцевые определения позволяют считать, что отложения карабильской свиты включают образования как юрского, так и мелового возраста. К первому следует относить нижнюю глинистую часть свиты, ко второму — верхнюю песчаную. Однако этот вывод предварительный и для его обоснования необходим дополнительный фактический материал.

Вторая половина раннемелового времени (апт, альб) характеризовалась дальнейшим погружением территории и проникновением моря далеко на север. Сократился (хотя и незначительно) размер области сноса. Участок суши в пределах современного залива Кара-Богаз-Гол опустился под уровень моря и в более поздние эпохи (поздний мел, палеоген, неоген?) проявлялся лишь как область уменьшенных мощностей по сравнению с окружающими районами.

Континентальные терригенные отложения апта и альба накапливались в пределах Кызылкумов и на территории Восточного Приаралья. На остальной территории накопление происходило в условиях мелководного морского бассейна с нормальной соленостью, о чем свидетельствует значительное количество органических остатков, которые содержатся в отложениях апта и альба.

Как в альбе, так и в апте преобладают терригенные осадки, обломочный материал для которых поставлялся с суши, расположенной в восточной части района. К этому периоду рельеф суши в значительной степени сгладился, на что указывает почти полное отсутствие грубообломочных образований по сравнению с более ранними периодами даже в областях, приближенных к области питания. Это также подтверждается присутствием в Юго-Восточной Туркмении, Западном Узбекистане, частично Таджикской депрессии и Копет-Даге среди терригенных образований прослоев известняков и мергелей.

В распределении мощностей отложений апта и альба сохраняется та же закономерность — они увеличиваются по мере удаления от области сноса с севера на юг и несколько дифференцируются в зависимости от структурного положения и относительного прогибания того или иного участка. Так, мощность отложений апта в районах Западного Узбекистана колеблется от 20—30 до 100—130 м, в Центральных Каракумах она достигает 300 м, а на Копет-Даге возрастает до 1100 м. В районе Туаркыра и Красноводского полуострова мощность отложений апта колеблется от 200 до 400 м, а на Мангышлаке составляет лишь немногим более 100 м и редко превышает 200 м.

Мощность отложений альба в пределах всей территории изменяется от 100 до 900 м. Для этого времени характерно более интенсивное прогибание территории, вследствие чего в таких районах,

как Туаркыр-Карашорский, Мангышлакский и Центрально-Каракумский, характеризующихся в более ранние периоды относительно уменьшенными мощностями, образуются толщи (300—400 м), мощность которых лишь в два раза меньше мощности отложений альба в пределах Копет-Дага (800—900 м).

Более детальное ознакомление с разрезами нижнемеловых отложений Таджикской депрессии показывает, что конец раннемелового времени ознаменовался некоторым отпнуровыванием этой территории в результате поднятия района Гиссарского хребта. В связи с этим образовался несколько обособленный участок морского бассейна, в котором происходило образование красноцветно-гипсоносных отложений (в дальнейшем этот процесс неоднократно повторялся — конец турона, конец сантона, дат-палеоцен).

В других районах конец альбского времени также характеризуется кратковременными поднятиями, возможно, без вывода территории на поверхность. В результате подводного перемыва и перетолжения местами наблюдается выпадение из разреза пачек, зон, а иногда и более крупных интервалов. Так, в районе Малого Балхана на южном крыле отсутствуют отложения верхнего альба, за исключением его верхней части.

Незначительная тенденция к поднятию территории в конце альба сменилась новым этапом трансгрессии, начавшейся в сеномане. По условиям осадконакопления конец раннего мела (апт, альб) и начало позднего мела (сеноман) мало отличаются друг от друга. Это время характеризовалось для всей рассматриваемой территории накоплением терригенных образований в сравнительно мелководном морском бассейне с нормальной соленостью.

По сравнению с альбским веком сократилась область суши, а ее наиболее возвышенные участки, отчленившиеся еще во второй половине раннемелового времени, продолжали существовать как острова (Карадаг, Кульджуктау и др.).

Континентальные образования сеномана, представленные в основном песчаными породами и с подчиненным количеством гравелитов и глин, располагаются узкой полосой вблизи области споса и в Приташкентском районе. На остальной территории осадконакопление проходило в условиях сравнительно мелководного моря. В основном здесь отлагались песчано-алеуритовые образования, более тонкие осадки имели подчиненное значение. Накопление преимущественно глинистых осадков происходило на территории Юго-Западной Туркмении и Западного Копет-Дага. Для этих же участков характерны и максимальные мощности сеноманских отложений, которые соответственно равны 400—450 и 1000—1200 м (рис. 6).

В пределах Центральных Каракумов отложения сеномана имеют мощность 150—200 м. Примерно такова же их мощность в Южном и Восточном Приарале.

Преимущественно песчаным составом и уменьшенными мощностями характеризуются отложения сеномана в пределах Туаркыр-Карашорской зоны и на севере Красноводского полуострова, а также

на Мангышлаке, Султан-Уиздаге и Карабауре. На перечисленных участках мощность сеномана едва достигает 100 м. Уменьшенные мощности по сравнению с окружающими территориями, преимущественно песчаный состав и наличие фосфоритовых прослоев указывают на то, что в течение сеноманского времени (как и в более поздние периоды) эти участки морского дна были относительно приподнятыми и отставали от общего прогибания.

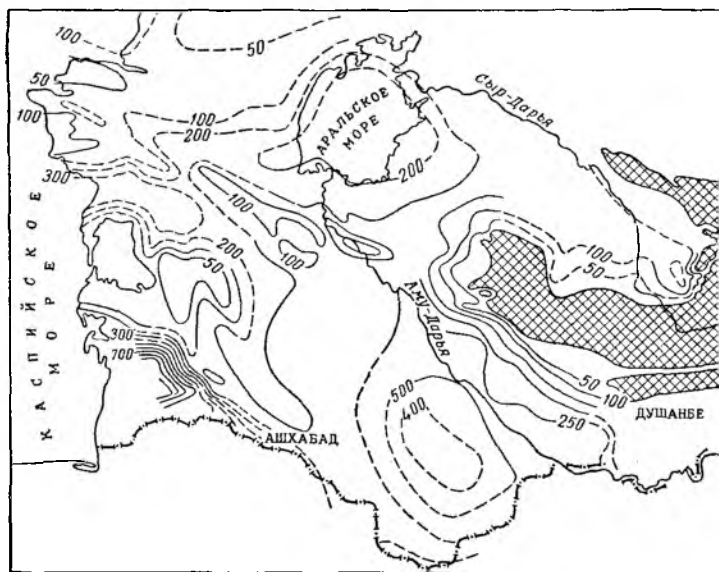


Рис. 6. Схема распределения мощностей сеноманских отложений западных районов Средней Азии (под редакцией Г. Х. Дикенштейна, 1963 г.).

(Условные обозначения те же, что на рис. 4.)

В туронское время трансгрессия разрослась, резко сократилась область сноса, перестали существовать как острова современные хребты Карадаг, Кульджуктау и другие. Островом оставался лишь хребт Букантау, отчленившийся от основной области сноса, существовавшей в сеномане. Сократилась и область континентального осадконакопления. Если в сеноманское время и в первой половине туронского века на всей территории накапливался терригенный материал, то, начиная со второй половины турона, на западе условия осадконакопления изменились, в результате чего здесь до конца сенона накапливались карбонатные осадки в основном, по-видимому, хемогенного происхождения. Однако полное или почти полное отсутствие пикнетуронских отложений в западной части района и трансгрессивное залегание карбонатных отложений верхнего турона указывают на то, что в конце первой половины турона в пределах Западной Туркмении и Мангышлака произошло поднятие. Макси-

мальные мощности карбонатных отложений турона достигают 85 м (Копет-Даг).

В восточной части происходило накопление песчано-алевритовых и глинистых отложений. Распределение мощностей, как и в более ранние периоды, подчинялось как структурному положению отдельных участков, так и тем движениям, которые происходили в период осадконакопления. В целом на востоке мощность туронских отложений закономерно увеличивается с востока на запад от 30—50 до 300 м. Области прогибания, как и в сеномане, оставались Юго-Восточная Туркмения и Восточные Кызылкумы (200—400 м).

В пределах западной части территории зона максимального прогибания переместилась из области Копет-Дага в центральные районы Туркмении. Здесь мощность преимущественно алевритовых образований достигает 200 м.

С переходом к сенонскому времени область развития карбонатных осадков увеличилась за счет восточных районов, что объясняется расширением связи с морскими бассейнами запада и северо-запада (Кавказ, Русская платформа). С другой стороны, постепенное приближение области распространения карбонатных отложений к одному из основных источников сноса, который располагался на протяжении всей предшествующей истории на востоке, в районе современных палеозойских массивов (Зеравшанский, Гиссарский, Туркестанский и другие хребты), связано с постепенным выравниванием рельефа области денудации и сокращением разноса терригенного материала к началу сенонского времени (и в течение сенона).

Несмотря на то, что сенонские отложения генетически образуют единый комплекс пород (карбонатный — на западе, песчано-глинистый — на востоке), образовавшихся в условиях в основном нормально морского бассейна, детальный анализ фактического материала позволяет говорить, что полнота разрезов не везде одинакова. В первую очередь это относится к западной части рассматриваемого района. Здесь в области развития карбонатных отложений (исключая Копет-Даг) местами отсутствуют породы коньякского яруса, местами в неполном объеме представлен сантон, а иногда (Большой Балхан) отсутствуют отложения нескольких ярусов. За редким исключением полностью представлены отложения маастрихта.

В пределах Юго-Восточной Туркмении и Западного Узбекистана такие явления отмечаются редко. Однообразие литологического состава сенона, отсутствие явных следов перерыва на месте выпадения отдельных пачек карбонатного разреза сенона указывают на периодические поднятия морского дна без вывода его на поверхность и связанное с этим подводное перестроение ранее накопившегося осадка.

В конце сенонского времени произошло общее поднятие, о чем можно судить по трансгрессивному залеганию отложений дата на различных горизонтах маастрихта. Кроме того, отложения конца второй половины маастрихта в значительной степени опесчанены, местами (Восточный Копет-Даг, Кушкинский район) представлены

красноцветно-гипсоносными образованиями. Загипсованность верхнемаастрихтских отложений характерна и для восточной части Таджикской депрессии.

Распределение мощностей отложений сенона, а также полнота разрезов указывают на то, что осадконакопление в это время происходило на фоне непрерывных движений. По характеру распределения мощностей территория в основном делится на две части: южную (юг Туркмении) и северную (Центральная Туркмения, Южный Казахстан, Центральные Кызылкумы, Западный Узбекистан). Первая характеризуется большими мощностями сенонских отложений, которые в пределах Копет-Дага достигают 1300 м. Для остальной территории характерны значительно меньшие мощности — от 50 до 500—600 м. Дифференциация мощностей позволяет выделить в пределах этой территории области относительно замедленного осадконакопления (территория залива Кара-Богаз-Гол, Центральные Каракумы, Айбугир-Карабаурская область, Центральный Мангышлак и другие).

Следует отметить, что наиболее четко элементы современного структурного плана отражаются в мощностях маастрихта.

В пределах Ферганской впадины, по данным С. Н. Симакова, А. М. Акрамходжаева, Л. Б. Рухина и других, меловые отложения в основном представлены терригенными осадками, среди которых карбонатные отложения встречаются в апте (на западе впадины) и в туроне. В основном это отложения пресноводных водоемов и речных потоков и лишь в туроне присутствует характерная морская фауна (морские ежи, аммониты и другие), свидетельствующая о том, что иногда существовала связь с более западными, а возможно, и южными районами, откуда море проникало в пределы Ферганской впадины. Закономерно изменяется состав отложений. Наиболее грубые осадки (гравелиты, конгломераты, грубые песчаники) накапливались вблизи окружающих впадину хребтов, более тонкие выносились в центральные районы впадины.

Мощность нижнемеловых отложений колеблется от 50—80 до 600 м, закономерно увеличиваясь от бортов к центру впадины. В этом же направлении изменяется мощность и верхнемеловых отложений (от 100 до 900 м).

Условия осадконакопления в дат-палеогеновое время также характеризуются определенной этапностью. Поднятия, имевшие место в конце сенона, привели к тому, что в дат-палеогеновое время резко изменилось соотношение морских и лагунных условий. Мелководный бассейн сохранился на западе, где происходило образование мало-мощных (исключая Большой Балхан) карбонатных отложений (от 2—4 до 100 м). На востоке (Западный Узбекистан, Юго-Восточная Туркмения, Таджикская депрессия) в это время происходило накопление своеобразной гипсово-карбонатной толщи, известной в литературе под названием «бухарские слои». Мощность этих отложений в значительной степени варьирует, но не превышает 200—250 м.

Начиная с конца палеоцена, вновь произошло опускание всей территории, сокращение области сноса и установление морских условий. В течение эоцена на всей территории накапливались преимущественно глинистые осадки на востоке и карбонатно-глинистые образования на западе.

Мощность эоценовых отложений в пределах Конет-Дага достигает 1000 м, на остальной территории изменяется от 100 до 500—600 м в зависимости от структурного положения района.

Отложения олигоцена на большей восточной части территории размывы в результате нового этапа крупных поднятий, начавшихся в конце олигоцена и начале миоцена, с которыми связана перестройка всего структурного плана территории.

Всю историю развития страны в неогене можно разделить на несколько этапов, сильно изменивших весь структурный облик территории. Наиболее ранний из них охватывает время от позднего олигоцена до раннего миоцена и по характеру является переходным от палеогенового к неогеновому периодам. На западе в это время сохранилось море палеогенового облика, но на востоке от него отшнуровались мелководные заливы с характерными для них красноцветными песчано-глинистыми осадками. На территории Юго-Восточной Туркмении в самом конце позднего олигоцена образовалась обширная озерно-аллювиальная равнина, где происходило накопление алевролитов, глин и реже песчаников. Возникающие на юге горы служили источником сноса на протяжении всего неогена. Типично континентальные, преимущественно пролювиальные осадки накапливались и в районе Ташкентской впадины.

Второй этап истории неогена охватывает весь средний миоцен. Окончательно исчез морской бассейн на востоке и повсеместно в наиболее пониженных участках (Ферганская впадина, Таджикская депрессия, Мургабская и Ташкентская впадины) шло накопление озерно-аллювиальных и аллювиально-пролювиальных отложений, в основном представленных терригенными образованиями, более грубыми по мере приближения к источникам сноса. Мощности отложений во впадинах достигает 500 м и более, закономерно уменьшаясь к бортам вплоть до полного выклинивания. На западе в этот период постепенно развивалась морская трансгрессия, в результате которой образовался обширный залив. Граница его распространения проходила примерно по линии Ашхабад — Серный Завод — впадина Ахча-Кая — западная часть Аральского моря. На территории Заунгузского прогиба к заливу примыкала обширная лагуна, где шло накопление красноцветных песчаных бесструктурных глин. На площади залива накопились карбонатно-терригенные осадки с преобладанием на севере карбонатных, а на юге терригенных образований. Мощности отложений в заливе варьирует от нескольких метров у берегов до 150 м в структурных прогибах (типа Ассак-Ауданского, Верхнеузбойского и других).

Третий этап охватывает время от позднего миоцена до среднего плиоцена, когда происходили коренные изменения облика страны.

В начале, в сарматский век, условия осадконакопления полностью соответствовали предыдущему этапу. На западе существовал обширный залив, который стал лишь более открытым. В нем накапливались преимущественно карбонатные осадки (оолитовые известняки, мелкокристаллические известняки, мергели) и лишь на юге и в Южно-Мангышлакском прогибе в нижней части разреза преобладали глины. Лагуна Заунгузского прогиба постепенно переходит в озерную равнину, на территории которой шло интенсивное накопление глин, алевролитов и песчаников. Сходные условия сохранились на участках Юго-Восточной Туркмении, Сурхандарьинской, Кашкадарьинской и Ферганской депрессий. Правда, в трех последних районах указанные отложения постепенно становятся все более похожими на молассы.

В конце сарматского века море отступило. Перестал быть областью осадконакопления Устюрт, далее на восток, вплоть до меридиана г. Казанджика, проникли озерно-аллювиальные равнины. Море сохранилось в Южно-Мангышлакском и Северо-Устюртском прогибах, но к концу раннего плиоцена (понтический век) эти участки тоже стали сушей. Лишь на территории Западной Туркмении сохранилось обширное озеро-море, накопление осадков в котором шло весьма интенсивно. С окружающих молодых гор в него сносились реками и водными потоками огромные массы кластического материала, благодаря чему даже неполная вскрытая мощность плиоценовых отложений достигает 2800 м. Это свидетельствует о том, что в плиоцене район Западно-Туркменской низменности наиболее интенсивно погружался. Мощность отложений позднего миоцена — среднего плиоцена, как и более древних отложений, целиком зависит от структуры района. Наибольшая мощность отмечается во впадинах: 1400 м — Предкопетдагский прогиб, 740 м — Северо-Бадхызский прогиб, 500 м — Северо-Карабильский прогиб, до 1000 м — Кашкадарьинская впадина. На севере, где развиты лишь морские, преимущественно сарматские отложения, наибольшая сохранившаяся мощность достигает 110 м в Учкудукском прогибе, 130 м в Учтаганском прогибе и 180 м в Южно-Мангышлакском прогибе.

В преакчагыльское время осадконакопление продолжалось лишь на территории Юго-Западной Туркмении. В других районах размыв уничтожил ранее накопленные осадки. Мощные потоки с востока образовали глубокие эрозионные ложбины в Репетекско-Келифской зоне поднятий и на Байрамалийском вале.

Последний этап истории неогена охватывает период позднего плиоцена (акчагыльский и апшеронский века). Новая морская трансгрессия далеко проникла на восток, образовав на территории Низменных Каракумов обширный залив. Очертания его неоднократно менялись. Наибольшая среднеакчагыльская трансгрессия по эрозионным ложбинам проникла до меридиана г. Мары. Апшеронская трансгрессия проникла через Верхнеузбойский прогиб на территорию современного Аральского моря. Со всех сторон, исключая

территорию Заунгузских Каракумов, к морскому заливу примыкали обширные низменные озёрные равнины. Берега залива были настолько низменными, что часто морские и континентальные условия неоднократно сменяли друг друга.

Отложения верхнего плиоцена на территории залива представлены главным образом глинами с редкими прослоями песчаников и лишь в локальных участках Красноводского полуострова и Западного Копет-Дага известняками. В районе развития континентальных осадков преобладают алевролиты, а вблизи источников сноса — песчаники и гравелиты, иногда с прослоями конгломератов. Мощность верхнеплиоценовых отложений меняется очень резко — от 2500 м в районе Юго-Западной Туркмении, 700 м в районе эрозийных ложбин и Предкопетдагского прогиба до нескольких десятков, а иногда единиц метров у предполагаемых берегов залива.

Таким образом, лишь на территории Юго-Западной Туркмении морской или озерно-морской режим существовал на протяжении всей истории неогена. Постоянная же тенденция к опусканию создавала благоприятные условия для накопления мощных терригенных толщ.

Приведенные данные позволяют сделать некоторые общие выводы.

Весьма существенное значение в истории геологического развития Средней Азии имел юрский период. В это время произошло формирование крупных структурных элементов — Южно-Мангышлакско-Устюртской, Амударьинской и других впадин и прогибов, Центрально-Каракумского, Карабогазского сводов и других поднятий. Во впадинах и прогибах накапливалась мощная толща осадков (до 1500—2000 м), на поднятиях мощность ее резко сокращена (до 100—200 м), а иногда эта толща полностью отсутствует (Карабогазский свод). Характерно быстрое уменьшение мощности юрских отложений от осевых частей впадин и прогибов к их склонам.

С раннемелового времени начался новый этап формирования территории Средней Азии. В валанжин-готеривское время произошло неравномерное прогибание отдельных участков, во многих местах отложения низов неокома трансгрессивно залегают на различных горизонтах верхней, местами средней юры.

С конца первой половины раннемелового времени (баррем) и до конца позднемелового территория испытывала хотя и неравномерное, но длительное прогибание, в результате которого в пределах платформенной части накопились довольно мощные толщи терригенных (апт, альб, сеноман, турон и сенон — на востоке) и карбонатных (турон, сенон — на западе) отложений общей мощностью до 1000—1200 м, а на юге в области более интенсивного прогибания до 2500—3000 м.

В конце позднемелового (преддатского) времени вновь произошел незначительный общий подъем территории, вследствие чего отложения дат-палеоцена почти повсеместно (исключая некоторые участки в пределах Копет-Дага) залегают трансгрессивно на раз-

личных горизонтах сенона. Это в свою очередь сказалось на некоторой дифференциации мощностей в пределах основных структурных элементов. С конца палеоцена начался новый этап относительного общего прогибания территории. Общие длительные прогибания всей территории (мел, палеоген) не привели к абсолютному выравниванию мощностей. На этих этапах в общем сохранилась «структурность», заложенная в начальный юрский период. Лишь иногда относительно приподнятые участки становились относительно прогнутыми, что хорошо видно на примере Центрально-Каракумского свода.

К концу палеогена (конец олигоцена — начало миоцена) территория, особенно ее восточная часть, вновь начала подниматься. С этого времени на протяжении неоген-четвертичного времени формировался современный структурный план Средней Азии. Интенсивное формирование впадин на западе характеризовалось накоплением мощных толщ терригенных отложений плиоцена в пределах Западно-Туркменской впадины. На востоке в результате активизации движений во впадинах (Ферганская, Таджикская) накапливались молассовые отложения, мощность которых достигает 7000 м. В Предкопетдагском прогибе мощность неоген-четвертичных отложений равна 2000—2500 м. На поднятиях в неоген-четвертичное время осадки не отлагались совсем (зона Центрально-Кызылкумских поднятий) либо накапливались маломощные (до 40—50 м) толщи (Центрально-Каракумский свод, Карабаурский вал и другие).

ЗАПАДНО-ТУРКМЕНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Западно-Туркменская нефтегазоносная область расположена в пределах Ашхабадской области Туркменской ССР и орографически приурочена к Западно-Туркменской низменности. На севере она ограничена горными сооружениями Куба-Дага и Большого Балхана, на востоке — предгорьями Западного Копет-Дага, на юге проходит по государственной границе с Ираном. На западе Западно-Туркменская нефтегазоносная область открывается в сторону Каспийского моря.

Западно-Туркменская низменность представляет собой обширную равнину, полого наклоненную с севера и востока (от Большого и Малого Балханов и Копет-Дага) на юго-запад и запад, в сторону Каспийского моря. Абсолютные отметки ее поверхности вдоль подножий гор составляют около 100 м, а вдоль берега моря 27 м; большая часть равнины характеризуется отметками, близкими к нулевым. Поверхность низменности покрыта солончаками, массивами песков и такырами. Пески протягиваются полосой вдоль берега моря с юга на север; на расстоянии 90—100 км от Большого Балхана эта полоса сливается с широтным массивом песков, известным под названием Кызылкумского. К северу от песков Кызылкум расположен огромный солончак Келькор, ограниченный с севера наклонной равниной подножий Большого Балхана. Вся южная часть низменности (южнее песков Кызылкум и восточнее прибрежной полосы песков) представляет огромный такыр, внутри которого развиты отдельные массивы песков. На фоне этой равнины выделяются отдельные возвышенности, соответствующие сводам антиклинальных складок: Небит-Даг, Мошжуклы, Кум-Даг, Боя-Даг, Сыртланлы, Кобек и некоторые другие. Сюда же следует отнести полуостров Челекен с расположенной на нем возвышенностью Чохрак.

К прибрежной части приурочена цепочка грязевых вулканов: Камышаджа, Гек-Патлаух, Кеймир, Ак-Патлаух, Тюлюкли, вулкан Калицкого, Порсу, Кипящий Бугор. Они имеют различную высоту — от нескольких метров до десятков метров. Некоторые грязевые вулканы почти не выделяются в рельефе, а Кеймирский вулкан представляет собой группу озер среди равнины.

Постоянно действующие водные артерии на территории низменности отсутствуют.

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕННОСТИ

Первые сведения о геологическом строении и полезных ископаемых западной Туркмении связаны с именами А. Бековича-Черкасского (1715), Э. И. Эйхвальда (1825), Г. С. Карелина, М. Фелькнера, П. Ф. Вларамберга (1836) и других.

О колодезной добыче нефти на Челекене упоминалось еще в XVIII в.

После того как первые скважины, пробуренные на Челекене, дали притоки нефти, Прибалханский район стал особенно привлекать внимание нефтепромышленников и геологов. Изучением его геологического строения и нефтегазоносности занимались в дореволюционный период многие исследователи, среди которых особенно необходимо отметить А. М. Коншина, Н. И. Андрусова, Н. К. Богдановича, А. П. Иванова, В. Н. Вебера, К. П. Калицкого.

В 1929 г. В. В. Александров, А. А. Никитюк и А. И. Смолко составили первую геологическую карту Прикаспийской низменности в масштабе 1 : 500 000.

К 1930 г. относится начало применения в Прибалханском районе геофизических методов разведки.

В 1937 г. группа сотрудников АН СССР под руководством М. И. Варенцова научно обобщила данные по геологическому строению и перспективам нефтегазоносности Прикаспийской низменности. В 1940 г. А. Г. Доскач составил первую геоморфологическую карту Прикаспийской низменности.

В 1934—1940 гг. брахиантклинальные поднятия Прибалханской зоны были исследованы различными геофизическими методами.

Планомерные работы по стратиграфии, разработке месторождений, геохимии нефтей, вод и битумов начались с 1940 г.

В 1941—1945 гг. большие исследования на Челекене провела экспедиция ВНИГРИ под руководством Н. А. Храмова.

В 1944 г. группа геологов треста Туркменнефть составила обобщающую работу по геологии Западной Туркмении.

В послевоенный период изучением геологии и нефтегазоносности Западно-Туркменской нефтегазоносной области занимались коллективы геологов и геофизиков производственных и научно-исследовательских организаций.

Особенно необходимо подчеркнуть огромное значение многолетних исследований Ю. Н. Година, разработавшего обоснованную схему тектонического районирования Западно-Туркменской низменности по результатам комплекса геофизических работ.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

В пределах Западно-Туркменской нефтегазоносной области бурением вскрыты в основном плиоценовые и четвертичные отложения, в отдельных скважинах породы миоценового и палеогенового (?) возраста.

Группы	Система	Отдел	Под-отдел	Ярус, свита	Подъярус, подсвита	Литология	
							1
Кайнозой	Четвертичная			Новокаспийский		Пески серые, глины с фауной. Мощность 22 м	
				Хвалынский		Пески часто с галькой и щебнем, галечники. Содержат характерную фауну остракод. Мощность от 1 до 26 м	
				Хазарский		Глины красновато-коричневые, розоватые слоистые и пески серые, алевритистые, слюдитые. В глинах наблюдаются обильные растительные остатки и пресноводная фауна остракод. В западной части развиты морские отложения. Мощность до 80 м	
	Неоген	Плиоцен	Верхний	Бакинский	Верхний		Глины красновато-коричневые, слоистые, местами с включениями гипсов, алевритов и песков. Мощность от 70 до 200 м (увеличивается с запада на восток)
					Средний		Глины красновато-коричневые, известковистые слоистые, с редкими маломощными прослоями алеврита, слюдитые, с фауной. Мощность 274—542 м
					Нижний		Переслаивание песков (с галькой в основании) и глин с пресноводной фауной остракод. Мощность до 300 м
				Апшеронский	Верхний		Глины серые, коричневатые-серые, песчаные, известковистые, с прослоями серых, мелкозернистых, глинистых, слюдитых песков. Мощность от 50 (Челекен) до 435 м (Монжуклы)
					Средний		Глины с довольно частыми прослоями песков, количество которых возрастает с запада на восток. На Челекене встречаются незначительные песчаные прослои и два мощных прослоя черных глин. Фауна многочисленна. В основании подъяруса выделяется горизонт (на Челекене, Небит-Даге), представленный местами мелкогалечными конгломератами, местами желто-серыми грубозернистыми песками или светло-серыми известняками-ракушняками. Мощность до 320 м

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Неоген	Плиоцен	Верхний	Ашшеронский	Нижний	Глины известковистые, буровато-серые и красно-бурые с розовым, зеленоватым и синеватым оттенками. Глины плотные, иногда слоистые, нередко ожелезненные, с прослоями мелкозернистых песков и алевролитов. С запада на восток увеличивается количество песков. В Прибалханской зоне в толще нижнеашшеронских отложений залегают пласты черных сланцеватых известковистых глин мощностью от 2—3 на западе до 8—12 м на востоке. Максимальная мощность отложений нижнего ашшерона достигает 400 м. В южной части Западно-Туркменской низменности нижний ашшерон отсутствует. Общая мощность ашшеронского яруса — от 330—380 (Камышджа, Карадашли) до 1200 (Монжуклы) и 1560 м (Котур-Тепе). Ашшеронские отложения согласно залегают на акчагыльских
						Акчагыльский
				Средний	Песчано-глинистые отложения: тонкозернистые пески и песчаники, алевролиты и алевролиты, переслаивающиеся с пластами глин серых и буровато-серых карбонатных. На Челекене разрез глинистый. Песчаность закономерно увеличивается с запада на восток. Мощность 153—248 м	
					Нижний	

1	2	3	4	5	6	7
	Неоген	Плиоцен	Средний	Красноцветная толща*	Верхняя	<p>Обнажена на Челекене и отчасти на Монжукды, Боя-Даге, Сыртдаи-лы, максимальная мощность обнажающейся части (на Челекене) 540 м. Представлена песками мелко и среднезернистыми с конкрециями песчаников и прослоями серых и бурых известковистых глин, красными и шоколадными глинами с пропластками серых и бурых песчаников и алевролитов. Ниже чередование мощных пластов косослоистых песчаников с прослоями и линзами серых и коричнево-серых глин и в нижней части со скоплениями глинистой гальки. Необнаженная часть разреза представлена частым чередованием глин пестрых, серых, серо-голубых, серозеленых, шоколадных и красно-бурых с песчаниками и алевролитами. Пески серые, буровато-серые, мелкозернистые, обычно слюдястые, часто битуминозные. Песчаники мелкозернистые, обычно слюдястые и сильно известковистые. Алевролиты и алевроиты серые, буроватые и голубоватые, сильно глинистые. Мощности колеблется от 600—700 (Кара-Тене, Боя-Даг) до 1100—1200 м (Небит-Даг, Челекен). На Окареме и Камилдаже верхний и средний красноцветы выделяются нечетко и общая их мощность достигает 1200—1250 м</p>
					Средняя	<p>Пески и песчаники мелко- и тонкозернистые, серые, зеленовато-серые, известковистые, слюдястые, иногда содержат зерна зеленых минералов, пирита. Песчаники сильно известковистые, крепко сцементированные, иногда с прослоями глинистых конгломератов (Небит-Даг, Урунджик) или брекчиевидных глин (Боя-Даг). Алевролиты серые и коричневатосерые, известковистые, иногда слабоизвестковистые. Глины пестрые, красно-бурые, шоколадные, серые и зеленовато-голубовато-серые, часто песчанистые или алевроитистые, известковистые, иногда плотные, аргиллитоподобные, иногда неяснослоистые. Мощность довольно постоянна. В Прибалханском районе она колеблется от 500 до 650 м</p>

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Неоген	Плиоцен	Средний	Красноцветная толща	Нижняя	<p>Глины, чередующиеся с песками, песчаниками и алевролитами, серые с бурым, голубоватым и зеленоватым оттенками, темно-коричневые и шоколадные, обычно сильно известковистые, алевритистые, очень плотные, часто аргиллитоподобные, оскольчатые с тонкими прослоями и включениями алевритов и песчаников. Иногда наблюдается слоистость. Алевролиты глинистые, сильно известковистые, слюдястые, серые, крепкие, часто тонкослоистые. Песчаники сильно известковистые, очень крепкие. Мощность в Прибалханском районе колеблется от 150 (Боя-Даг) до 1000 м (Челекен). В южной части Западно-Туркменской области мощность всей красноцветной толщи непостоянна и закономерно увеличивается с востока на запад: на Боя-Даге — 1350, на Кум-Даге — 1640, на Небит-Даге и Челекене 2500 м. В южной части Западно-Туркменской изменности мощность красноцветной свиты превышает 1900 м (Окарем), а в более восточных районах на структурах Аладаг-Мессерианской тектонической зоны красноцветная свита выклинивается</p>
						<p>Палеонтологически охарактеризован на Боя-Даге и Кум-Даге. На Боя-Даге: чередование аргиллитов и глин серых, зеленовато-серых, сланцеватых с тонкими прослоями песчаных известняков, алевролитов, голубовато-серых, слюдястых с включением глинистых конгломератов и галек. Мощность 500 м</p> <p>На Кум-Даге: чередование глин темно-серых, аргиллитоподобных, известковистых, алевролитов и песчаников с понтийской фауной остракод. Мощность 200 м</p> <p>На Небит-Даге, Монжуклах и Уруджукле понтийские отложения выделяются предположительно по электрокаротажу</p>

* В промысловой практике на некоторых месторождениях (Лешинское) красноцветная толща делится на нижнюю и верхнюю части.

Более древние отложения палеогена и мезозойской группы открыты скважинами в Аладаг-Мессарианской зоне и обнажаются в горных сооружениях Куба-Дага, Большого и Малого Балханов и Западного Копет-Дага.

Характеристика и мощности отложений, вскрытых скважинами непосредственно в Западно-Туркменской нефтегазоносной области, приведены в табл. 1.

ТЕКТОНИКА

Западно-Туркменская нефтегазоносная область тектонически соответствует восточной части Южно-Каспийской впадины — крупнейшей области устойчивого прогибания земной коры, заключенной между Большим Кавказом, Большим Балханом, Копет-Дагом, Эльбрусом и Малым Кавказом. В указанных границах впадина протягивается в широтном направлении примерно на 500 км, а в меридиональном на 400 км. В течение альпийского тектонического цикла она с большой скоростью устойчиво прогибалась, в связи с чем в центральных частях мощность неогеновых и четвертичных отложений, вероятно, превышает 10 тыс. м; по-видимому, таков же порядок мощностей мезозоя.

Одной из характернейших особенностей рассматриваемого региона является наличие системы крупных разломов, ограничивающих впадину, по которым происходило ее погружение, одновременное поднятием окружающих горно-складчатых сооружений. Разломы в многом определили характер тектонических процессов, генезис, рифологию и взаимное расположение отдельных структурных элементов. В крупном плане Южно-Каспийская впадина представляет систему блоков, ступенчато опускающихся от горного обрамления к современной впадине Южного Каспия. Этот процесс определил характер структуры Западно-Туркменской области и ее тектоническое районирование.

На основе результатов комплексных геофизических исследований и с учетом данных геологического изучения и бурения Ю. Н. Годин дал тектоническое районирование Западно-Туркменской низменности (Ю. Н. Годин, 1957). Он выделил здесь следующие тектонические элементы, характеризующиеся специфическими особенностями глубинного геологического строения и истории геотектонического развития: Прибалханскую депрессию; Бугдайлинскую переходную зону; Кеймир-Чикишлярскую депрессию; Мессарианскую зону меловых и палеогеновых складок; Кызылатрекскую депрессию; зону погружения антиклиналей Западного Копет-Дага.

Это районирование послужило основой для всех последующих работ. В последние годы в связи с составлением тектонической карты запада Средней Азии, обобщившей крупные геолого-геофизические исследования, проведенные в течение 1957—1962 гг., были внесены некоторые уточнения в схему Ю. Н. Година.

В свете новых данных в пределах Прибалханской депрессии выделен Келькорский прогиб, являющийся восточным продолжением

Кусарско-Келькорского прогиба, и Прибалханская зона поднятия, представляющая собой восточное окончание Ашшероно-Прибалханской зоны поднятия.

К югу от Прибалханской зоны выделен Кызылкумский прогиб, соответствующий крайней северо-восточной части внутренней зоны Южно-Каспийской впадины. Бугдайлинская зона и Кеймир-Чикишлярская депрессии объединены в Гограньдаг-Окаремскую зону поднятия. Кызылатрекская депрессия оказалась частью Мессарианской зоны меловых и палеогеновых складок и получила общее название Аладаг-Мессарианской зоны поднятия, которая так же, как и зона погружения антиклиналей западного Копет-Дага, находится за пределами Южно-Каспийской впадины. Гограньдаг-Окаремская зона отделена от Аладаг-Мессарианской Шахманским прогибом.

Таким образом, в туркменской части Южно-Каспийской впадины выделены следующие тектонические элементы: 1) Келькорский прогиб, 2) Прибалханская зона поднятия, 3) Гограньдаг-Окаремская зона поднятия, 4) Шахманский прогиб, 5) Кызылкумский прогиб (рис. 7).

Келькорский прогиб расположен в самой северной части Южно-Каспийской впадины и ограничен с севера широтной зоной глубинных разломов, отделяющих впадину на востоке от антиклинория Большого Балхана и на западе от эпитерцинской платформы. К югу от Келькорского прогиба расположена Прибалханская зона поднятия. Ширина прогиба составляет приблизительно 25 км, длина 100 км. Скважины, пройденные на п-ове Дарджа, показали резкое погружение мезозойских пород в южном направлении и значительное увеличение мощности верхнеогеновых образований. Наиболее глубокая часть прогиба, судя по геофизическим данным, расположена в 50 км к западу от г. Небит-Даг. Здесь подошва акчагыльского яруса залегает на глубине 2800—3000 м. В районе Мола-Кора наблюдается небольшая перемычка, разделяющая прогиб на две депрессии — западную и восточную. Последняя имеет незначительные размеры и меньшую амплитуду прогибания. В западном направлении уже в пределах моря также отмечается ряд депрессий с глубиной залегания подошвы акчагыльского яруса около 2500 м.

Прибалханская зона поднятия расположена к югу от Келькорского прогиба и имеет почти широтное простирание. Длина ее 160 км, ширина в среднем 20 км, на юге к ней примыкает Кызылкумский прогиб. На западе Прибалханская зона открыта в сторону Каспия и соединяется с Ашшеронской тектонической зоной. Устойчивое прогибание на протяжении неогенового и четвертичного периодов устанавливается здесь по наличию мощной толщи пород этого возраста. Только среднеплиоценовый — антропогеновый комплекс имеет мощность порядка 5 тыс. м. Судя по отрывочным данным, в строении района участвуют также отложения нижнего плиоцена, миоцена, палеогена и мела. О более древних комплексах данных почти нет.

Кайнозойские породы Прибалханской зоны сложно дислоцированы, причем очень активно проявились и пликвативные и дизъюнктивные движения. Несколько брахиантиклинальных складок четко

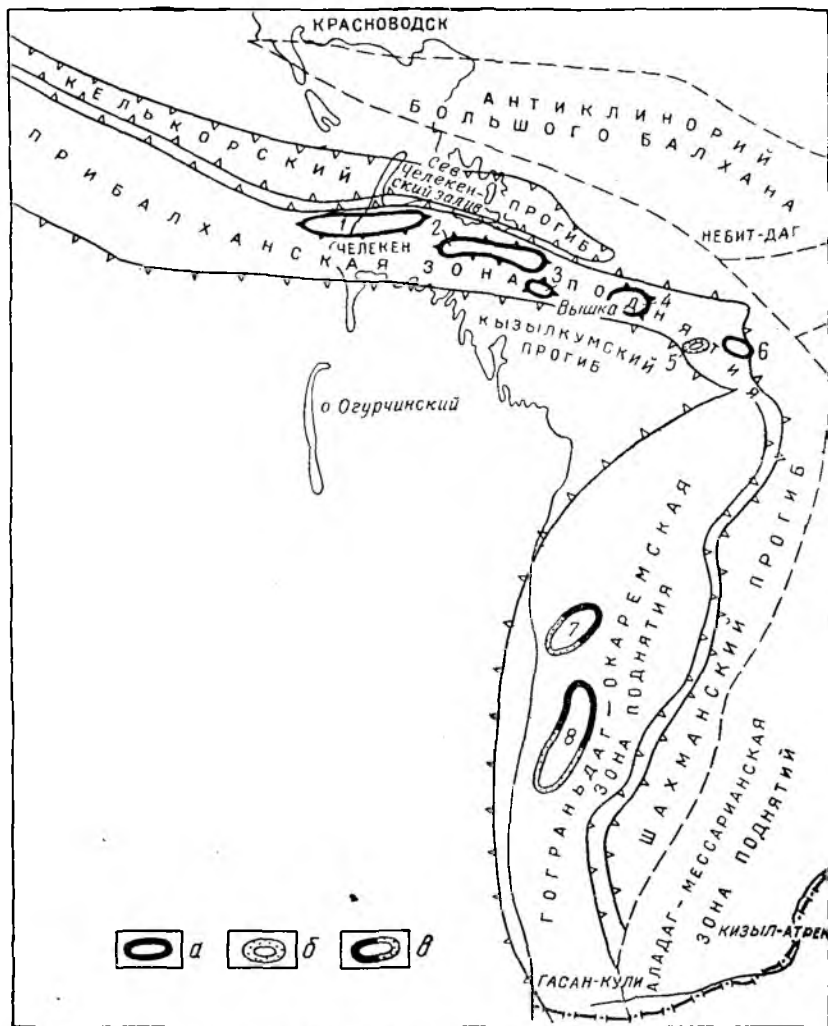


Рис. 7. Схема расположения основных структурных элементов и месторождений Западно-Туркменской нефтегазоносной области.

а — нефтяные месторождения; б — газовые месторождения; в — газонефтяные месторождения. Месторождения: 1 — Челекен, 2 — Ленинское (Котур-Тепе); 3 — Барса-Гсьлемес; 4 — Небит-Даг; 5 — Кызыл-Кум; 6 — Кум-Даг; 7 — Камышджа; 8 — Окарем.

выражены на поверхности, другие скрыты под покровом слабо дислоцированных верхнечетвертичных отложений и изучены геофизическими методами. Большинство складок имеет широтное простирание и объединяется в три зоны.

1. Северная зона включает (с востока на запад) складки Кара-Тепе (Худай-Даг), Монжуклы, Небит-Даг, Котур-Тепе, Челекен. Все они отличаются большими размерами, длина их достигает 10—20 км, а иногда (Челекен, Котур-Тепе) превышает 25—30 км; они отчетливо выражены в современном рельефе. В западной части отмечается кулисообразное сочетание осей структур Челекен — Котур-Тепе — Небит-Даг, причем простирание Челекена не совпадает с остальными (восток-северо-восточное на фоне господствующего широтного). Оси Небит-Дага и Монжуклы почти совпадают. Строение восточной части зоны (район между Монжуклы и Малым Балханом) не совсем ясно в отношении взаимного сочетания и формы отдельных структур (Урунджук, Кара-Тепе, Тургай-Даг и другие). Неясен и характер сопряжения этой зоны с антиклиналью Малого Балхана. Отдельные структуры характеризуются отчетливо выраженным брахиантиклинальным строением, углы падения их крыльев достигают 45° ; своды обычно пологие и широкие. Челекен выделяется крупными размерами и по характеру тектоники несколько отличается от остальных. Эта антиклинальная складка является частью крупного валообразного поднятия, выявленного в 1955—1957 гг. морскими сейсмическими работами (ВНИИгеофизика) и названного Челекено-Губкинским. Большая часть складки (около 35 км) соответствует полуострову Челекен, меньшая (6—7 км) расположена в прибрежной морской полосе. Западнее на Челекено-Губкинском поднятии намечаются еще три складки, соответствующие банкам Жданова, Лаборатории Аэрометодов и Губкина.

Ждановская брахиантиклиналь запад-северо-западного простирания расположена в 16 км от берега и отделена от Челекенской пологой седловиной. Длина поднятия 20 км, ширина 10 км, высота около 0,5 км. Глубины моря здесь не превышают 15 м.

Поднятие ЛАМ субширотного простирания расположено к юго-востоку от Ждановского, кулисообразно сочленяясь с ним. Длина поднятия не превышает 10 км, ширина 5 км.

Губкинская брахиантиклиналь, простирающаяся в северо-западном направлении, отделяется от Ждановской седловиной и имеет значительные размеры. Длина ее составляет 30—35 км, ширина 15 км, высота около 0,8 км. Глубины моря в пределах поднятия колеблются от 20 до 30 м.

Глубинное строение морских брахиантиклиналей детально не изучено, однако по аналогии с поднятиями Прибалханской зоны здесь также следует ожидать широкое развитие разрывных нарушений. На погружениях северного и южного крыльев Котуртепинской антиклинали выявлены складки Барса-Гельмес, Овал-Товал и Банкали, строение которых изучено еще недостаточно.

Рассматриваемая антиклинальная линия ограничена с севера Келькорским прогибом, отделяющим ее от Большого Балхана, а с юга Кызылкумским прогибом, разделяющим Прибалханскую и Гограьдаг-Окаремскую зоны. Глубина этих прогибов по кровле красноцветной толщи соответственно равна 2800 и 4000 м.

2. Южная зона включает антиклинали Сыртланли и Боя-Даг, а также несколько структурных поднятий, намеченных по данным сейсморазведки западнее Боя-Дага. Сыртланли и Боя-Даг — крупные антиклинали с крутыми крыльями и пологим сводом. Обе структуры имеют общую ось, в связи с чем нередко рассматриваются как единая складка, разделенная седловиной.

3. Кобек-Кумдагская зона расположена между первыми двумя. Складки здесь выражены значительно слабее. На основании данных геофизических и аэрогеологических исследований можно предположить, что эта зона ответвляется от южной в районе Сыртланли, чем и объясняется своеобразная форма последней.

Размеры складок Прибалханской тектонической зоны приведены в табл. 2.

Таблица 2

Складка	Размеры, км			Крутизна крыльев, град	
	длина	ширина	высота	северное	южное
Челекен	35	15	1700	7—13	12—23
Котур-Тепе	35	17	700	5	8—10
Небит-Даг	25	15	2000	8—10	20
Монжуклы	12	6	1100	16—45	12—35
Кара-Тепе	10	5	300	5—6	2—3
Кызыл-Кум	17	5	200	1,5—2	4—6
Кум Даг	12	7	400	2—3	6—8
Кобек	6	4	400	3—5	3—5
Сыртланли	30	10—12	1500	20—25	20—25

Рассмотренные антиклинальные линии имеют разную длину: северная протягивается от Малого Балхана на запад вдоль всего района, продолжается в море, и, как показала морская сейсморазведка, соединяется с антиклинальными линиями Апшеронского полуострова; две другие прослеживаются достаточно отчетливо только в восточной части Прибалханской тектонической зоны.

При рассмотрении Келькорского прогиба, северной, южной и Кобек-Кумдагской антиклинальных линий отчетливо видно, что все эти тектонические элементы образуют единую крупную ступень, примерно на 10—12 тыс. м опущенную относительно Большого и Малого Балханов и Западного Копет-Дага, но приподнятую относительно Кызылкумской синклинали.

Для складок Прибалханской тектонической зоны характерна нарушенность большим количеством сбросов, расположенных в определенных системах; простирание этих систем в общем параллельно направлению силы тяжести. Амплитуда основных крупных сбросов, видимо, увеличивается с глубиной, большинство сбросов имеет относительно небольшую амплитуду (от единиц до первых десятков метров) и затухает с глубиной. На Челекене, Небит-Даге, Монжуклы,

Кум-Даге и Боя-Даге удается выделить разломы, выходящие за пределы отдельных структур и связанные, по-видимому, с региональными движениями. Наиболее крупные из них обусловили возникновение систем сбросов в пределах локальных поднятий. В настоящее время можно говорить, по крайней мере, о трех таких системах:

1) продольные сбросы Челекена и сбросы, отделяющие впадину от Большого Балхана;

2) система сбросов, проходящая через Небит-Даг, Монжуклы, Кум-Даг, Боя-Даг;

3) в значительной степени гипотетическая система сбросов, проходящая с северо-запада через западную периклиналь Челекена, затем, за пределами Прибалханской впадины через грязевой вулкан Гогрань-Даг и далее через грязевые вулканы Окарем-Гограньдагского района.

Для всех систем разломов преобладающим является опускание на юго-запад, в сторону современной впадины Южного Каспия: региональные сбросы разделяют отдельные блоки — ступени. Крупные сбросы, уходящие на большую глубину, обусловили возникновение грязевых вулканов, деятельность которых привела к существенной перестройке ряда антиклиналей. Одним из наиболее ярких примеров может служить присводовая часть Челекенской складки, осложненная воронками проседания, образованными в результате деятельности трех грязевых вулканов (Западный Порсугель, Алигул и Розовый Порсугель). Мощные толщи грязевулканической брекчии вскрыты бурением на Котур-Тепе и Барса-Гельмесе. Перечисленные выше антиклинали и складки, лежащие на продолжении Челекена в акватории Каспия, также осложнены грязевыми вулканами.

Другой отличительной особенностью складок является наличие нескольких крупных несогласий в разрезе, разновозрастность сбросов (Смолко, 1963 и другие), что свидетельствует о многофазности тектонических движений при формировании складок.

Кызылкумский прогиб, расположенный южнее Прибалханской зоны, открывается на запад в Каспийское море. Ширина его составляет приблизительно 25—30 км; восточная центриклиналь ограничена Кубек-Кумдагской линией складок. Этот прогиб представляет зону максимального погружения; мощность отложений красноцветной толщи, ачкагыла, ашшерона и антрологена достигает здесь по данным сейсморазведки 7500 м. В связи с очень трудными условиями проведения работ (барханные пески) глубинное строение этого района изучено пока недостаточно. Известно лишь, что здесь также существует ряд антиклинальных поднятий.

На погружении северного борга прогиба, к югу от полуострова Челекен, морскими сейсморазведочными работами выявлено погребенное пологое Огурчинское поднятие широтного простиранья. Длина брахиантиклинали превышает 40 км, ширина 15 км, высота 100—150 м. Скважина, пробуренная в присводовой части южного крыла, вскрыла кровлю красноцветной толщи на глубине 3200 м.

К ностоку от Огурчинской антиклинали выявлено аналогичное по строению Западно-Эрдеклинское поднятие, восточная часть которого находится в пределах суши. Между Западно-Эрдеклинской и Бондагской складками намечаются еще три поднятия меньших размеров — Эрдекли, Узувада и Куйджук.

Говоря о Кызылкумском прогибе как о структурном элементе, разделяющем Прибалханскую и Гограньдаг-Окаремскую зоны, следует отметить некоторую условность его границ.

Гограньдаг-Окаремская зона поднятия протягивается вдоль берега моря; длина ее 180 км при ширине в пределах суши 50—60 км. Прилегающая акватория является в геологическом отношении естественным ее продолжением. В пределах рассматриваемой зоны по данным сейсморазведки мощность кайнозойских отложений достигает 5000 м. Здесь развиты пологие валообразные поднятия, вытянутые по длинной оси в направлении, близком к меридиональному, с тенденцией к повороту осей в северной части к северо-востоку, а в южной — к юго-юго-востоку.

Морфологически эта часть низменности представляет собой равнину, занятую крупными такырами, солончаками, бугристыми и бурханскими песками. Среди равнины возвышается несколько конусов наиболее крупных грязевых вулканов, расположенных цепочкой вдоль берега моря: Гогрань-Даг, Гек-Патлаух, Ак-Патлаух и другие.

Вся поверхность низменности закрыта плащом четвертичных отложений, представленных горизонтально залегающими слоями хвалынского и новокаспийского ярусов; обнажения бакинского яруса, описанные М. К. Мирзахановым, приурочены только к гипсоносным наиболее приподнятым участкам на своде брахиантиклиналей Камышлджа и Окарем.

В пределах Гограньдаг-Окаремской зоны сейсморазведкой (МОВ) в плиоценовых отложениях выявлено свыше 20 локальных поднятий субмеридионального простирания. Наиболее крупные из них — Гогрань-Даг, Карадашли, Камышлджа, Окарем, протяженностью от 25 до 40 км, расположены в северной и западной (прибрежной) частях зоны. Размеры остальных поднятий, как правило, не превышают 10—15 км. В морфологическом отношении эти брахиантиклинали резко отличаются от поднятий Прибалханской зоны. Они полого, незначительной амплитуды (от 150 до 400 м), с широкими сводами. Углы падения пластов на крыльях поднятий в верхней части плиоценовых отложений не превышают 5—6°, увеличиваясь постепенно вниз по разрезу. В нижней части среднеплиоценовых отложений углы падения составляют 15—17°. Мощность верхнеплиоценовых и постплиоценовых отложений здесь довольно постоянна, несогласия не обнаружены.

Как и в Прибалханье, для всех брахиантиклиналей Гограньдаг-Окаремской зоны характерна асимметричность; более крутыми являются западные крылья.

Наиболее высокое залегание кровли красноцветной толщи приурочено к сводам Окаремской (—800 м) и Камышлджинской (—900 м)

простирается, прослеживается более чем на 100 км и проходит через брахиантиклинали Камышлджа, Окарем и далее на юг. Существование этих разломов подтверждается расположением в этом направлении грязевых вулканов, корни которых достигают, вероятно, мезозойских отложений (Гогрань-Даг, Камышлджа, Гек-Патлаух, Окарем, Кеймир, Тюлюкли, Ак-Патлаух). Разломы, имеющие значительные амплитуды на большой глубине, в среднеплиоценовых отложениях прослеживаются в виде сбросов меньшей амплитуды, что установлено бурением на поднятиях Окарем и Камышлджа.

В северной части зоны расположено крупное валообразное Гограньдаг-Карадашлинское поднятие восток-северо-восточного простирания, общей протяженностью около 60 км, шириной 15 км и высотой 0,3—0,4 км. Поднятие резко асимметрично: северо-западное крыло его более крутое, погружается в сторону Кызылкумского прогиба. В пределах поднятия выделяются две обособленных брахиантиклинали — Гограньдагская на востоке и Карадашлинская на западе. Гограньдагская складка имеет длину около 20 км, в юго-западной части она осложнена грязевым вулканом.

К юго-востоку от Гогрань-Дага располагается Экизакская брахиантиклиналь того же простирания. Длина ее 15 км, ширина 6 км, высота 100—150 м, отметка кровли красноцветной толщи 1800 м.

Карадашлинская брахиантиклиналь имеет в длину 30 м. По кровле красноцветной толщи поднятие симметрично, углы падения в присводовой части составляют 5—6°. В нижней части разреза красноцветной толщи на глубине 4000 м поднятие приобретает резко асимметричный характер, углы падения северного крыла достигают 30°, а на южном крыле не превышают 10°. Ось складки на этих глубинах перемещается по отношению к кровле красноцветной толщи на 1,5—2 км к юго-западу.

К югу от Карадашлинского поднятия, отделяясь от него пологим прогибом, располагается брахиантиклиналь Камышлджа, ось которой на востоке протягивается в субширотном направлении, а на западе приобретает меридиональное простирание. Длина поднятия около 25 км, ширина 10 км, отметка кровли красноцветной толщи в сводовой части — 900 м. Углы падения крыльев в кровле красноцветной толщи составляют 10—12°, увеличиваясь на глубине 3000 м до 15—17°. Северо-западное крыло поднятия несколько круче.

К югу от Камышлджинского поднятия за пологой седловинной с грязевым вулканом Камышлджа расположено крупное меридиональное Кеймир-Окаремское поднятие. Длина его 90 км, ширина 25 км. Отметка кровли красноцветной толщи в наиболее приподнятой части составляет — 800 м. Углы падения крыльев на этих глубинах равны 8—10°, а на глубине около 3000 м 15—17°. В пределах изученной бурением присводовой части поднятия (Окаремская брахиантиклиналь) в красноцветных отложениях установлен продольный сброс небольшой амплитуды, отсекающий западное крыло от свода.

К югу от Окаремской брахиантиклинали расположены небольшие глубоко погруженные брахиантиклинальные складки Адамкудук и Чикишляр, связанные, очевидно, с ундуляцией шарнира единого крупного поднятия. Между линейно вытянутыми поднятиями Камышлджа-Чикишлярской группы и Шахманским прогибом с севера на юг располагаются небольшие брахиантиклинали субмеридионального простирания — Бугдайли, Шахман, Чукуркуи, Хангули, Миасер, Акэсер, Порсу, Гекча, Невчайтаг, Делили. В самой южной части зоны, граничащей с Ираном, расположен ряд небольших параллельных поднятий запад-северо-западного простирания — Гасан-Кули, Аджияб, Чалаюк, Джаннет, Калялджа, Тоголок.

В море на расстоянии 75—100 км от берега установлены подводные грязевые вулканы — банка Ульского и Грязный вулкан, свидетельствующие о вероятном наличии здесь обособленной зоны поднятий также субмеридионального простирания.

Антиклинали Гограньдаг-Окаремской тектонической зоны группируются в линии, хотя они и не настолько отчетливые, как северная линия Прибалханского района. Наиболее четко прослеживается западная линия, включающая крупные поднятия Гограньдаг-Карадашли (характер их сочленения не совсем ясен), Камышлджа, Окарем и мелкие поднятия Адамкудук и Чикишляр. Восточнее расположены антиклинали относительно небольших размеров: Бугдайли, Шахман, Чукуркуи, Хангули, Миасер и другие.

Размеры некоторых складок Гограньдаг-Окаремской зоны приведены в табл. 3.

Таблица 3

Складка	Размеры складок, км			Крутизна крыльев, град	
	длина	ширина	высота	восточное	западное
Гогрань-Даг	25	15	400	4—6	4—6
Карадашли	40	18	250	2—4	4—6
Камышлджа	40	20	70	3—5	3—5
Кеймир-Окарем	90	25	700	—	—
Чукуркуи	15	7	200	2—4	2—4
Акэсер	20	8	200	2—3	4—6
Аджияб	8	3	—	1,5—0,5	3—4

Как видно из приведенных данных, эти антиклинали значительно более пологие, чем в Прибалханской зоне. Размеры их уменьшаются с севера на юг. Южные складки невелики и расположены более беспорядочно, чем северные, так что отнесение их к той или иной тектонической линии довольно условно. В строении крайнего юга Западно-Туркменской низменности очень много неясного; в частности, здесь очень слабо обоснована стратиграфическая привязка условных сейсмических горизонтов.

Совокупность сбросов образует ряд ступеней, последовательно опускающихся на запад в сторону впадины Южного Каспия. Вы-

иснение геологического строения участков, прилегающих к грязным вулканам на Челекене, позволило И. К. Туезову, Д. М. Мильштейну, А. М. Сунгурову проанализировать данные сейсморазведки и установить наличие ископаемых вулканов в глубинных частях складок, что проливает свет на сложное тектоническое строение ряда структур.

Сравнение Прибалханской и Гограньдаг-Окаремской тектонических зон показывает, что их глубинное строение имеет ряд сходных черт, вместе с тем достаточно значительны и различия. Сходство состоит в литологическом составе четвертичных и плиоценовых отложений, имеющих также примерно одинаковую мощность. Большая роль в формировании структуры обеих зон принадлежит сбросам. С крупными сбросами, достигающими большой глубины, связаны грязевые вулканы. Основное различие рассматриваемых зон состоит в форме и размерах складок. В Прибалханской зоне развиты крупные складки с крутыми углами падения крыльев, высота их достигает 2000 м. В Гограньдаг-Окаремской зоне складки значительно меньше; несмотря на наличие грязевых вулканов, сводовые части складок в меньшей степени нарушены сбросами. Данные сейсморазведки показывают, что складки Прибалханья начали формироваться еще в среднем плиоцене одновременно с накоплением красноцветной толщи. В верхнем плиоцене и в четвертичное время было несколько этапов складкообразования, фиксируемых заметными угловыми несогласиями.

На пологих складках южной зоны угловые несогласия незаметны. вполне вероятно, что здесь складки сформировались только в четвертичное время. Характер поля силы тяжести в южной части Запально-Туркменской низменности позволяет предполагать большую стабильность этого района по сравнению с Прибалханским.

Шахманский прогиб расположен к востоку от Гограньдаг-Окаремской зоны поднятия и протягивается параллельно ей от возвышенности Боя-Даг на севере примерно до широты пос. Гасан-Кули на юге. С восточной стороны прогиб ограничен зоной разломов, затрагивающих, по-видимому, мезозойские, палеогеновые и частично неогеновые отложения, а в более высоких горизонтах отражающихся лишь в виде флексуры. Амплитуда разломов составляет приблизительно 2000 м. Длина прогиба 180—190 км, ширина в среднем 20 км. Глубина залегания подошвы акчагыльских отложений по данным сейсморазведки в наиболее прогнутой части равна 2000 м. В пределах прогиба установлено несколько антиклинальных складок, строение которых изучено еще недостаточно.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Запально-Туркменская низменность издавна привлекала внимание благодаря большому количеству интенсивных поверхностных нефте- и газопроявлений на ее территории.

Поверхностные признаки представлены выходами жидкой нефти, битуминозными и пропитанными нефтью породами, озокеритом и

газовыми выходами. Наиболее интенсивные нефтегазопроявления приурочены к грязевым вулканам, широко распространенным в западной части Прибалханской зоны (Челекен) и Гограньдаг-Окаремской зоне, где вдоль южного побережья Каспийского моря протягивается цепочка грязевых вулканов — Кипящий Бугор, Ак-Патлаух, Кеймир, Гек-Патлаух и другие.

В кратерах грязевых вулканов и в их окрестностях наблюдаются выходы жидкой нефти в виде мелких сальз, грифонов, грязевых потоков, скопления закированных и озокеритовых пород, выходы газов. Подобные нефтегазопроявления обнаружены на Боя-Даге и Небит-Даге. В качестве косвенных поверхностных признаков нефтегазоносности можно отметить выходы серы на Челекене, Боя-Даге и Котур-Тепе.

Указанные поверхностные нефтегазопроявления приурочены к зонам крупных и мелких разрывных нарушений, секущих плиоценовые и четвертичные отложения.

В пределах Западно-Туркменской нефтегазоносной области разрабатываются нефтяные месторождения Челекен, Ленинское (Котур-Тепе), Небит-Даг, Кум-Даг, газоконденсатное — Кызыл-Кум, приуроченные к Прибалханской зоне поднятия. В этой же зоне в разведке находятся площади Барса-Гельмес и Овал-Товал. В Гограньдаг-Окаремской зоне поднятия выявлено газонефтяное месторождение Окарем, вступившее в разработку в 1962 г., и газонефтяное месторождение Камышлджа, находящееся в разведке.

Большинство выявленных залежей нефти и газа приурочено к средне- и верхнеплиоценовым отложениям (красноцветная толща, акчагыльский и ашшеронский ярусы). В 1963 г. впервые установлена промышленная залежь нефти в отложениях, подстилающих красноцветную толщу на участке Алигул-Челекенского месторождения. Как указывалось выше, возраст этих отложений предположительно определен как палеогеновый.

В Прибалханской зоне продуктивные горизонты приурочены к широкому стратиграфическому диапазону, охватывающему мощную толщу средне- и верхнеплиоценовых осадков и отложения, подстилающие красноцветную толщу среднего плиоцена, хотя в отдельных месторождениях продуктивны различные комплексы.

На Челекенском месторождении сверху вниз выделяются горизонты: I, II, III, IV, V и VI верхней части красноцветной толщи и VII, VIII и VIII-а в нижней ее части. В подстилающих отложениях выявлены продуктивные горизонты IX и X.

На крупнейшем Ленинском месторождении выявлены горизонты: Ia, I-б, I-в — в ашшеронском ярусе, II, II-а, II-б — в акчагыле, III, III-а, IV, V и VI — в верхней части красноцветной толщи. Кроме того, в нижней части красноцветной толщи отдельными скважинами установлен ряд продуктивных горизонтов.

В изученном разрезе месторождения Барса-Гельмес выявлены продуктивные пласты: II — в низах акчагыла, III и III-а — в верхней части красноцветной толщи.

Нефтяное месторождение Небит-Даг включает продуктивные горизонты I, I-a, I-б и I-в, приуроченные к апшеронским отложениям, II, II а и II-б — к акчагыльскому ярусу; III, IV, V, VI — к верхней части красноцветной толщи. В нижней части красноцветной толщи выделяются продуктивные горизонты НК-1, НК-2, НК-3, НК-5 и НК-6.

Кумдагское нефтяное месторождение содержит промышленные залежи нефти в апшеронском (горизонты А, Б, В, Г, Д, Е) и акчагыльском (Ж, З, И, К, Л, М, I, I-a, I-б, I-в, I-г, II, III, IV) ярусах. В красноцветной толще выявлен один горизонт — V, приуроченный к кровле.

Продуктивные горизонты III и IV выявлены в акчагыльских отложениях Кызылкумского газоконденсатного месторождения.

В Гограньдаг-Окаремской зоне поднятия продуктивные горизонты установлены только в нижней части красноцветной толщи. На месторождениях Окарем и Камышджа в этом стратиграфическом диапазоне выделяются горизонты НК-1, НК-1а, НК-2, НК-3, НК-4 и НК-5.

Как видно из приведенных данных, почти для каждого месторождения разработана самостоятельная промысловая номенклатура продуктивных горизонтов. Это связано с тем, что резкая литологическая изменчивость песчаных коллекторов и сложное тектоническое строение большинства месторождений пока не позволяют провести стратиграфическую параллелизацию продуктивных горизонтов, выявленных на месторождениях Западно-Туркменской нефтегазоносной области (рис. 9).

Материалы по промышленной нефтегазоносности месторождений Западно-Туркменской низменности свидетельствуют о большом стратиграфическом диапазоне продуктивных частей разреза — от осадков, подстилающих красноцветную толщу, предположительно палеоген-миоценового возраста, до апшеронского яруса верхнего плиоцена. Месторождения многопластовые, наибольшее количество залежей приурочено к красноцветной толще среднего плиоцена — аналогу продуктивной толщи Азербайджана. Выявленные залежи имеют высокие дебиты, а месторождения содержат крупные запасы нефти. В этом отношении наибольшее значение имеет Ленинское месторождение, которое входит в число крупнейших месторождений Советского Союза. Его открытие свидетельствует о возможности обнаружения новых месторождений с большими запасами.

Нефтяные и газовые залежи на месторождениях Западной Туркмении содержатся в коллекторских пластах и пачках, сложенных мелко- и среднезернистыми песками, песчаниками и алевритами с прослоями глин. В связи со значительной нарушенностью складок разрывами, а также с резкой литологической изменчивостью коллекторских пластов по площади в Прибалханье преобладают пластовые залежи с тектоническим и литологическим ограничением природных резервуаров, встреченные на всех месторождениях, кроме Кызылкумского. Залежи пластовые сводового типа здесь встречены только на брахиантиклиналях Кум-Даг и Кызыл-Кум. На значительно

меее нарушенных поднятиях Гограньдаг-Окаремской зоны развиты залежи пластовые, сводовые и литологически экранированные.

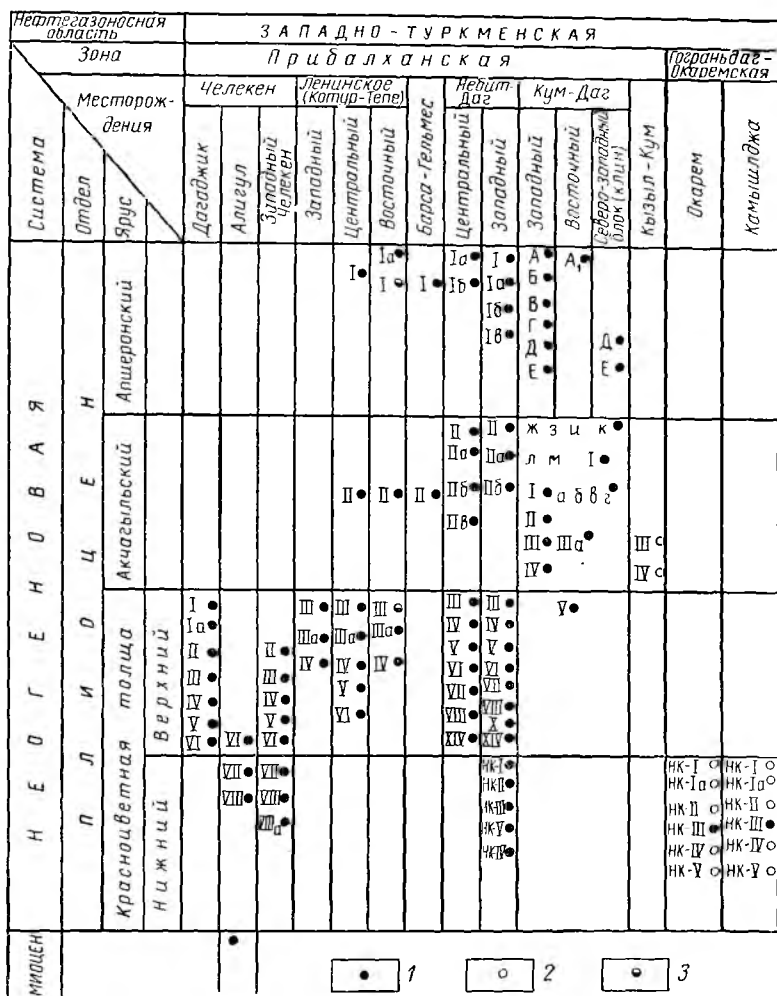


Рис. 9. Нефтегазоносные горизонты месторождений Западно-Туркменской нефтегазоносной области.

1 — нефтяные горизонты; 2 — газовые горизонты; 3 — газонефтяные горизонты.

Для западно-туркменских месторождений характерны два основных геохимических типа нефтей — метаново-нафтеновые и нафтеново-метановые.

Первый тип распространен в основном в залежах нижней части красноцветной толщи (Западный Челекен, Алигул, Юго-Западный

Небит-Даг, Камышлджа, Окарем), а также акчагыльских и апшеронских отложений на Западном Кум-Даге.

Нефти преимущественно нефтеносного состава характерны для залежей верхней части красноцветной толщи (Дагаджик, Центральный Небит-Даг, Котур-Теле) и акчагыльских и апшеронских отложений на Восточном Кум-Даге.

Для месторождений Юго-Западной Туркмении характерны пластовые воды хлоркальциевого и гидрокарбонатнонатриевого типов. Первые приурочены к верхам красноцветной толщи, а также к акчагыльским и апшеронским отложениям. Воды второго типа преобладают в низах красноцветной толщи и заполняют кратеры грязевых вулканов. Общая минерализация пластовых вод плиоценовых отложений убывает с глубиной от 260 до 17 г/л.

Наблюдается приуроченность глубинных вод к зонам крупных разрывных нарушений, а также аномальное залегание гидрокарбонатнонатриевых вод среди хлоркальциевых.

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения Прибалханской зоны

Нефтяное месторождение Челекен

Месторождение Челекен расположено в южной части побережья Каспийского моря на одноименном полуострове.

Сведения о колодезной добыче нефти на Челекене известны со второй половины XVIII в. Бурение здесь начато еще в 1876 г. Первые скважины дали фонтанные притоки нефти с водой с глубин 40—60 м. На первом этапе бурение велось до глубины 70—100 м. Новый этап нефтедобычи начался в 1908 г. после получения фонтана с глубины порядка 160—170 м. В последующие годы в результате хищнической эксплуатации вскрытые на этих глубинах горизонты верхнего красноцвета начали быстро обводняться.

Широко развернулись работы на Челекене после Великой Отечественной войны. В 1949 г. начато глубокое разведочное бурение, а в 1950 г. на Западном Челекене получен фонтан нефти с глубины 958—962 м дебитом 50 т/сутки. В 1955 г. введен в разработку участок Дагаджик, а в 1957—1958 гг. — участки Западный Челекен и Алигул. С этого времени Челекенское месторождение вновь вошло в строй действующих.

Разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойского возраста.

Подстилающие красноцветную толщу породы представлены аргиллитами и плотными глинами, среди которых выделяются отдельные пачки мелкозернистых и тонкозернистых песков и песчаников. Их возраст достоверно не установлен, предположительно их относят к палеогену.

Красноцветная толща обнажается в присводовой части складки и вскрыта многочисленными скважинами. Общая мощность ее

колеблется в пределах 2100—2500 м. Толща состоит из чередующихся пластов песков, песчаников, глин и алевролитов. Глины серые, коричневые, бурые, красные, плотные, известковистые; песчаники мелкозернистые с различной степенью цементации.

Акчагыльские отложения обнажаются отдельными пятнами в западной части и на южном крыле складки, а также окаймляют выходы красноцветной толщи на северном крыле. Породы акчагыльского возраста представлены зеленовато-серыми, бурыми известковистыми глинами. В подошве встречаются несколько прослоев белого или желтого вулканического пепла, мощность которых меняется от 0,03 до 0,15 м.

Мощность отложений акчагыльского яруса 15—35 м.

Апшеронские отложения широко распространены на поверхности, среди них выделяются три подъяруса: верхний, средний и нижний. Они представлены в основном серыми и коричневатого-серыми, известковистыми глинами со слоями черной неизвестковистой глины, сопочной брекчии, с тонкими прослоями песков и песчаников, известняков-ракушечников и вулканических пеплов. Мощность отложений апшеронского яруса 190—250 м.

Четвертичные отложения представлены породами бакинського, хазарского, хвалынского и новокаспийского ярусов и обнажаются на погружении складки. Представлены они чередованием глин серых, розовых с песками мелко- и среднезернистыми. Мощность антропогенных отложений 250—300 м.

Челекенское месторождение приурочено к Прибалханской зоне поднятия и представляет собой брахиантиклинальную складку почти широтного простирания, продолжающуюся на запад под водами Каспийского моря. Размеры складки (с морской частью) примерно 45×15 км. Среднюю часть складки занимает возвышенность Чохрак. В восточной части складки расположен кратер вулкана Розовый Порсугель, а в западной — кратер действующего вулкана Западный Порсугель (рис. 10).

Складка расчленена многочисленными сбросами. Их амплитуда колеблется в широких пределах от нескольких десятков до сотен метров. Количество сбросов с глубиной уменьшается. Из общей массы сбросов можно выделить две основные системы. Первая охватывает северо-восточную периклираль и протягивается через всю присводовую часть складки на юго-запад. Эти сбросы в основном параллельны простиранию складки. Вторая система развита в западной части складки и имеет северо-западное простирание. Вокруг кратеров грязевых вулканов развита сеть сбросов, опоясывающая их.

Крылья складки слабо нарушены. Северное крыло в обнаженной части надкрасноцветных пород представляет моноклираль, рассеченную в средней части несколькими небольшими поперечными сбросами. Южное крыло также рассечено несколькими сбросами, причем степень его нарушения увеличивается в районах, прилегающих к грязевым вулканам Алигул и Западный Порсугель. Углы падения крыльев 25—35° (южное крыло круче северного). Присводовая часть

складки нарушена множеством сбросов, образующих систему ступеней, в связи с чем вся южная часть складки приподнята относительно северной.

Крупными нарушениями складка разделена на три самостоятельных участка — Западный Челекен, Алигул и Дагаджик.

Месторождение Челекен характеризуется очень сложными условиями залегания нефти по площади и по разрезу. Наиболее изучен участок Дагаджик, менее изучены залежи Западного Челекена и особенно Алигула.

На участке Дагаджик основная нефтеносная площадь связана с тектоническим блоком, представляющим часть северного крыла, осложненного воронкой грязевого вулкана Розовый Порсугель. Нефтяные залежи на Дагаджике приурочены к верхней и средней частям красноцветной толщи; здесь выделяются семь горизонтов: I, I-а, II, III, IV, V, VI.

Горизонт I состоит из нескольких разделенных глинами песчаных пластов общей мощностью свыше 300 м. Нефть насыщает верхние части пластов, нижние насыщены водой. Эффективная мощность горизонта 15 м, пористость 21%, проницаемость 200 мд. Залежь пластовая, тектонически экранированная, средний начальный дебит нефти 40 т/сутки, начальный газовый фактор 60 м³/т, начальное пластовое давление 70 ат.

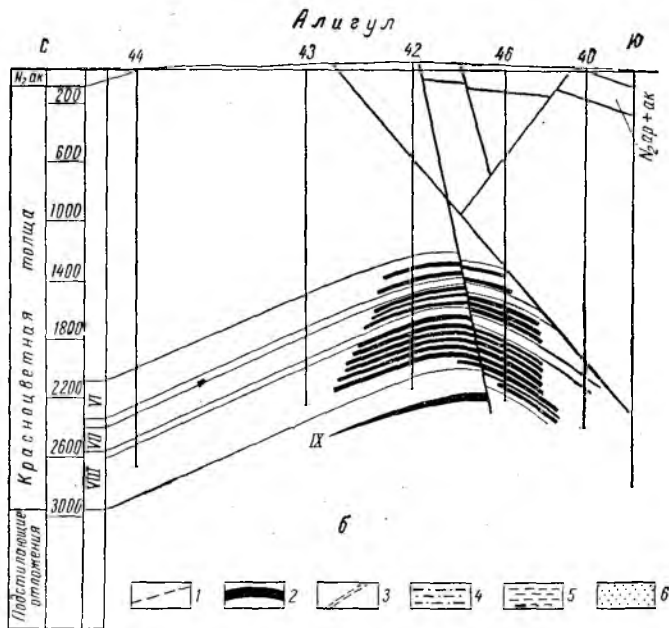
Горизонт Iа залегает на глубине 360—700 м и состоит из нескольких нефтеносных пластов, причем в разных скважинах характер нефтенасыщенности меняется чрезвычайно резко. Горизонт нефтенасыщен на небольшой площади. Каждый пласт имеет свой контур нефтеносности и свою поверхность водо-нефтяного контакта. Эффективная мощность 20 м.

Горизонт II залегает на глубине 800—900 м. Залежи имеют локальное распространение и неравномерную нефтенасыщенность. Эффективная мощность горизонта 8 м, пористость 21%, проницаемость 200 мд. Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная. Начальные параметры: пластовое давление 102 ат, газовый фактор 76 м³/т, дебит нефти 40 т/сутки.

Горизонт III представлен чередованием песков и глин, залегает на глубине 900—1050 м; общая мощность его достигает 130 м, эффективная мощность 16—25 м, пористость 21%, средняя проницаемость 118 мд. Содержит нефтяную залежь пластовую, тектонически экранированную. Начальные параметры: пластовое давление 160 ат, газовый фактор 95 м³/т; дебит нефти 60 т/сутки.

Горизонт IV залегает на глубине 1050—1300 м и представлен чередованием песчаных пластов с глинами. Нефтенасыщение довольно изменчиво как по разрезу, так и по площади. Наибольшую площадь нефтеносности имеет верхняя часть горизонта мощностью 15—20 м. Средняя эффективная мощность горизонта 27 м, пористость 21%, проницаемость 75—150 мд.

К горизонту IV приурочена нефтяная залежь пластовая, тектонически экранированная. Начальные параметры: пластовое



Дагаджик

200

400

600

800

1000

1200

1400

1600

1800

Красноцвет

I-а

II

III

IV

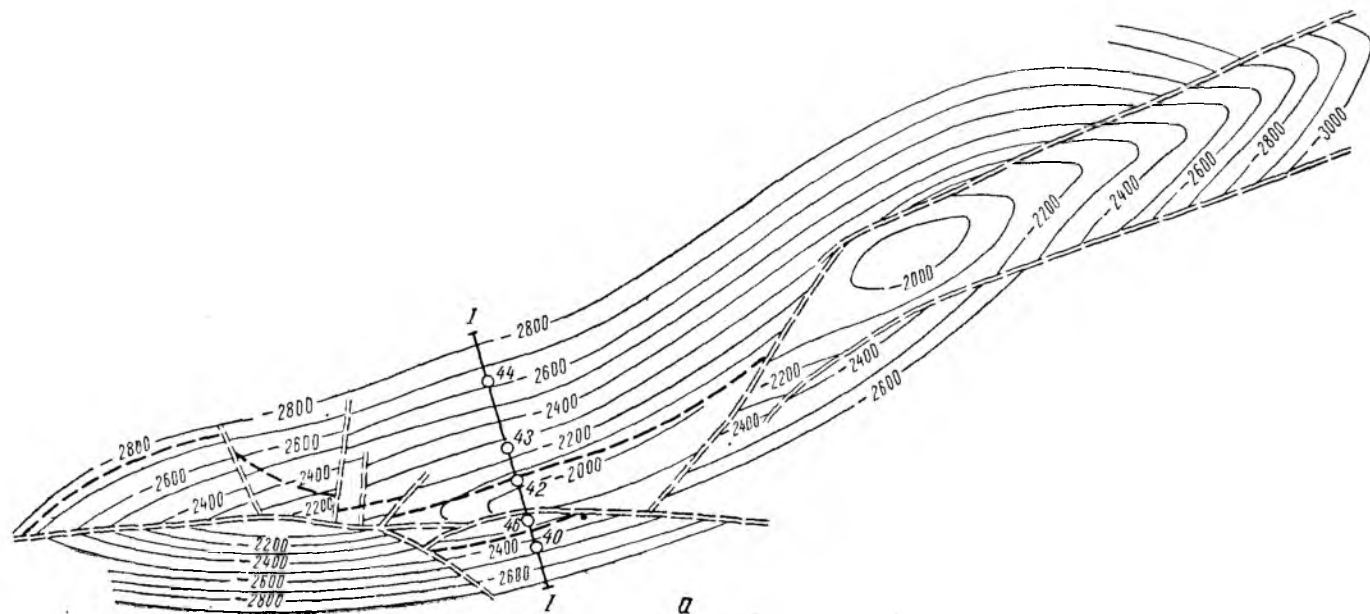
V

VI

б

Рис. 10. Челекенское нефтяное месторождение.

(По материалам Г. И. Горина, В. В. Семеновича, Е. И. Тараненко, 1963 г.) а — структурная карта по подошве красноцветной толщи; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности горизонта VIII; 2 — нефть; 3 — линии нарушений; 4 — глины песчаные; 5 — глины; 6 — пески.



давление 168—182 ат, газовый фактор 93 м³/т, дебит нефти 60 т/сутки.

Горизонт V залегает на глубине более 1300 м, площадь нефтеносности меньше, чем у горизонтов III и IV. В горизонте V выделяются две группы нефтенасыщенных пластов, разделенных пачкой пород со слабой проницаемостью. Эффективная мощность горизонта 13—14 м, пористость 21%, проницаемость 200 мд. Залежь не разведана.

Горизонт VI включает часть разреза между горизонтом V и свитой мощных песков и песчаников. Здесь не встречено мощных нефтенасыщенных горизонтов, но многие образцы песков дают окрашенную вытяжку в бензине. Горизонт VI опробовался в нескольких скважинах, но притока нефти не получено.

На Алигуле промышленно нефтеносные горизонты приурочены к нижней части красноцветной толщи. Здесь выделяются (сверху вниз) продуктивные горизонты VI, VII, VIII. Разведочные работы показали, что условия залегания нефти на участке Алигул отличаются большой сложностью. Горизонт VII в своде складки, по-видимому, имеет газовую шапку незначительных размеров.

Параметры продуктивных горизонтов Алигула приведены в табл. 4.

Таблица 4

Параметры	VI	VII	VIII
Эффективная мощность, м	20	25	40
Проницаемость, мд	15	15	15
Начальное пластовое давление, ат	200	220	265
Начальный газовый фактор, м ³ /т	300	250	190
Начальный дебит нефти, т/сутки	40	35	40
Средняя глубина залегания, м	1450	1700	2000

В 1963 г. из отложений, подстилающих красноцветную толщу (горизонты IX и X), на участке Алигул в трех скважинах (глубины 2160—2630 м) получены высокодебитные фонтанные притоки нефти (до 100 т/сутки через 8-мм штуцер). Начальный газовый фактор составлял 150 м³/т, в процессе пробной эксплуатации он непрерывно увеличивался и за 6 месяцев составил 1000 м³/т и более. При этом резко снизилось первоначальное пластовое давление, в 1,6 раза превышавшее гидростатическое, и заметно уменьшился дебит нефти. Все это свидетельствует о наличии во вскрытых горизонтах локальных залежей, приуроченных к песчаным линзам, не имеющим гидродинамической связи с законтурной областью и обладающим режимом растворенного газа.

На Западном Челекене продуктивные горизонты выявлены в верхней, средней и нижней частях красноцветной толщи; выделяются горизонты III, IV, V, VI, VII, VIII, VIII-а.

Горизонт III включает нефтяные объекты верхов красноцветной толщи, разрабатывавшихся в дореволюционный период, и имеет весьма ограниченные размеры.

Горизонт IV имеет ограниченное распространение и небольшие запасы.

Горизонты V, VI, VII и VIII характеризуются резкой литологической изменчивостью и плохо прослеживаются по площади.

Горизонт VIII мощностью 340 м на основании геолого-эксплуатационной и электрокаротажной характеристик делится на три пласта — VIII-1, VIII-2, VIII-3. К наиболее мощному и выдержанному по площади пласту VIII-2 приурочены основные запасы нефти горизонта VIII.

Горизонты V и VI содержат значительные по размерам газовые шапки с высоким газоконденсатным фактором ($100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ газа и более) и узкие нефтяные оторочки. Горизонт VII в основном нефтенасыщен, но содержит газовую шапку.

Параметры основных продуктивных горизонтов Западного Челекена приведены в табл. 5.

Таблица 5

Параметры	VII	VIII-1	VIII-2	VIII-3	VIII-a
Эффективная мощность, м	15	13	20	12	12
Пористость, %	15	14,5	16,7	17,5	18,5
Проницаемость, мд	15	20	25	14	40
Начальное пластовое давление, ат	370	350	370	380	394
Начальный газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$	250	250	300	200	230
Начальный дебит нефти, т/сутки	100	120	200	180	250

Среди нефтей Челекена выделяются две резко различные группы, распространенные на различных участках месторождения. Нефти Западного Челекена и Алигула высокопарафинистые, в групповом составе преобладают метановые углеводороды, плотность колеблется в пределах $0,838-0,862 \text{ г}/\text{см}^3$, содержание парафина 5—7%, содержание асфизных смол 16—24%. Этот состав нефти сохраняется на обоих участках без особых изменений по всему разрезу красноцветной толщи. Нефти подстилающих отложений имеют аналогичные свойства.

Нефти Дагаджика тяжелее нефтей других участков, содержат больше смол (свыше 28%), малопарафинисты (менее 1%). В групповом составе преобладают нафтеновые углеводороды. Состав нефти по разрезу не изменяется.

Нефтяные залежи месторождения пластовые, тектонически и литологически экранированные, в основном характеризуются режимом растворенного газа с подчиненным влиянием контурных вод.

Пластовые воды продуктивных горизонтов представлены гидрокарбонатнонатриевым и хлоркальциевым типами, первый из которых характерен для более глубоких горизонтов красноцветной толщи, а второй для ее верхней части. Хлоркальциевые воды характеризуются высокой минерализацией, достигающей 250 г/л. Минерализация гидрокарбонатнонатриевых вод значительно ниже и уменьшается с глубиной от 90 до 17 г/л.

Основные перспективы месторождения связаны с проведением разведочных работ по оконтуриванию выявленных и поискам новых залежей нефти в подкрасноцветных отложениях. Прирост запасов возможен также за счет доразведки залежей в средней и нижней частях красноцветной толщи и поисков литологически экранированных залежей на крыльях Челекенской складки.

Нефтяное месторождение Ленинское (Котуртепинское)

Нефтяное месторождение Ленинское расположено между месторождениями Челекен и Небит-Даг.

Впервые выходы осерненных пород в районе урочища Котур-Тепе, среди верхнечетвертичных песков были обнаружены в 1927 г. при проведении топографической съемки. В этом же году было высказано предположение о наличии погребенной складки.

В 1935 г. проводилась маршрутная геологическая съемка и было дано описание серных бугров.

В 1937—1938 гг. в результате детальной геологической съемки обнаружены выходы слабодислоцированных пород хвалынского яруса и прямые признаки нефтегазоносности в виде озокеритоподобного битума.

Геофизические исследования по всей Западно-Туркменской низменности начаты в 1932 г.

В 1932—1933 гг. проводилась маятниковая съемка, в 1943 г. гравиметрические работы были повторены с применением более точной аппаратуры. В результате работ 1943 г. выделен относительный максимум силы тяжести, который интерпретировался как антиклинальное поднятие. В 1943 г. на площади проводились электроразведочные работы.

В 1947—1948 гг. площадь была охвачена детальными сейсморазведочными работами, которые подтвердили наличие складки и позволили ее оконтурить. На основании этих работ были впервые составлены тектонические и структурные карты Котуртепинской складки.

Для уточнения строения сводовой части складки и трассирования нарушений в 1954—1955 г. были поставлены детальные сейсмические исследования КМПВ и МОВ по специально разработанной методике.

В 1948 г. в сводовой части складки была заложена первая разведочная скважина, однако вследствие трудности проводки ее не удалось пробурить до проектной глубины.

Разведка площади была возобновлена в 1956 г. и в этом же году был получен первый высокодебитный фонтанный приток нефти в скв.3 из отложений красноцветной толщи (глубина 2132—2136 м).

Бурением вскрыты породы апшеронского, акчагыльского ярусов и красноцветной толщи.

Красноцветная толща пройдена неполностью. Вскрытая мощность составляет около 2200 м, а полная, очевидно, 2500—2600 м. Разрез красноцветной толщи представлен чередованием глин, алевролитов, песков и песчаников. Глины серые, голубовато-серые, светло- и темно-коричневые, слюдистые, известковистые, пески серые тонко- и мелкозернистые. В нижней части разрез преимущественно глинистый. В верхней содержится большое количество песчаных пластов мощностью свыше 20 м с тонкими прослоями алевролитов и глин.

Акчагыльские отложения на западном участке имеют мощность до 50 м, на центральном и восточном до 100 м. В отдельных скважинах присводовой части восточного участка мощность их достигает 150 м.

Акчагыльские отложения представлены в основном глинами серыми, темно-серыми, голубовато-серыми, известковистыми, алевролитистыми или слабо песчанистыми. В глинах часто встречаются тонкие прослои алевролитов и песков серых, мелкозернистых, слюдистых.

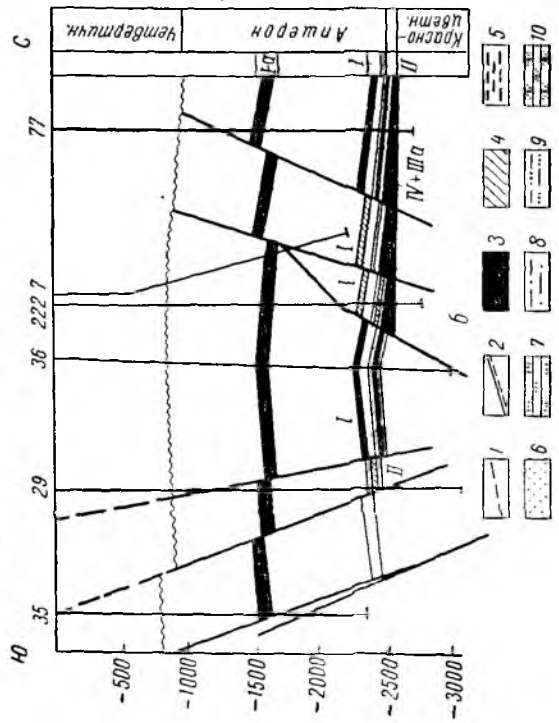
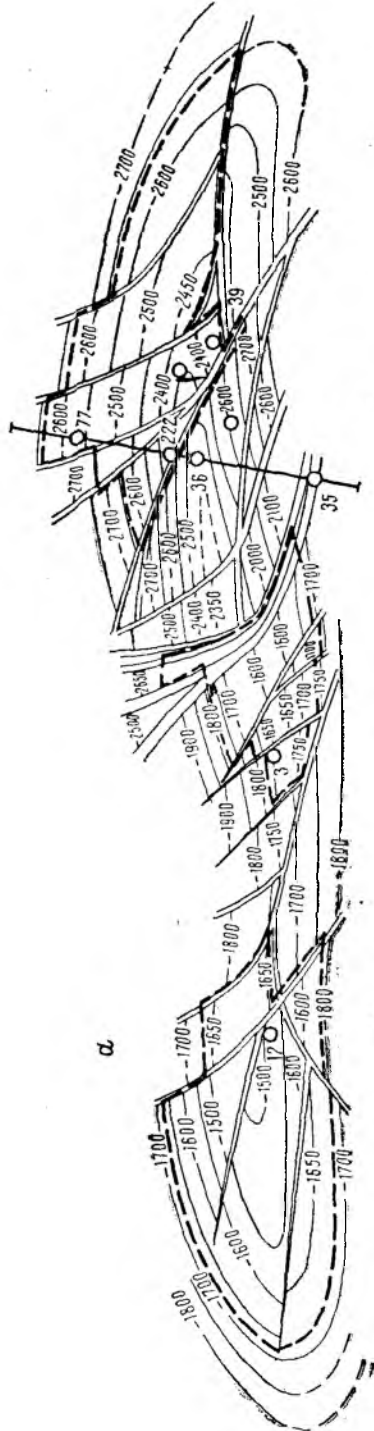
Апшеронские отложения представлены глинами серыми, темно-серыми с голубыми, зелеными и розовыми оттенками, песчанистыми, известковистыми, слюдистыми с прослоями алевролитов, песков и песчаников. В верхней части встречаются прослои ракушняка. Пески серые, буровато-серые, глинистые, тонкозернистые. В разрезе встречено несколько прослоев черных известковистых глин. Общая мощность апшеронских отложений увеличивается от свода к крыльям от 870 до 1505 м.

Четвертичные отложения представлены породами бакинского, хазарского, хвалынского и новокаспийского ярусов. Установить границу бакинского и хазарского ярусов пока не удалось.

Разрез представлен глинами серыми, голубовато-серыми, известковистыми, слюдистыми с прослоями алевролитов и песчаных пластов. Пески мелкозернистые, слюдистые. Общая мощность достигает 960 м.

В ряде скважин на различных стратиграфических уровнях, в том числе в красноцветной толще, вскрыты отложения сопочной флекции, свидетельствующие о грязевулканической деятельности в процессе формирования складки.

Месторождение Ленинское приурочено к брахиантиклинальной складке Котур-Тепе, расположенной в Прибалханской зоне поднятия. Складка вытянута почти в широтном направлении и имеет размеры 30—35 × 15—20 км. Складка асимметричная с крутым северным и более пологим южным крыльями. Углы падения пород по кровле красноцветной толщи на северном крыле составляют 10—28°, на южном 6—13° (рис. 11).



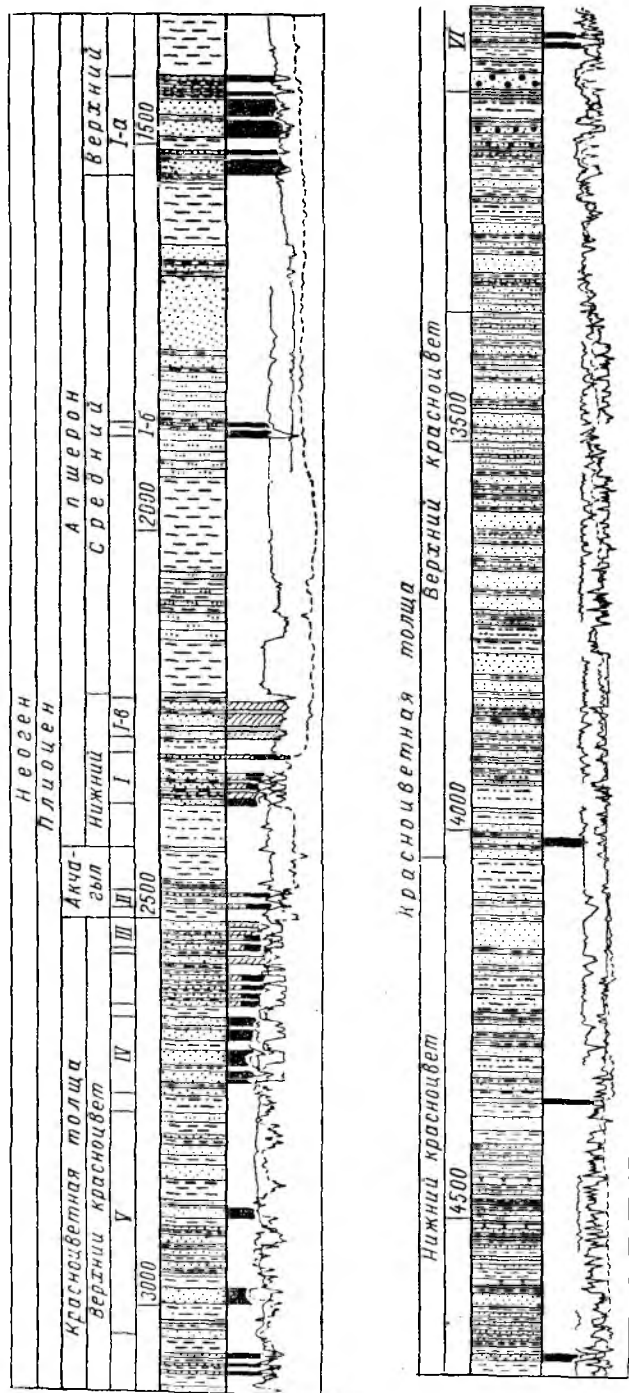


Рис. 11. Ленинское газонефтяное месторождение.

(По материалам М. А. Аширмамедова, Н. А. Дрига, 1963 г.)

a — структурная карта по кровле красноцветной толщи; *b* — профиль I—I; *в* — сводный разрез продуктивной части месторождения; 1 — контур нефтеносности; 2 — линии нарушений; 3 — нефть; 4 — газ; 5 — глины; 6 — пески; 7 — алевролиты; 8 — глины песчаные; 9 — алевролиты глинистые; 10 — песчаники.

По данным сейсморазведки в общем плане отмечается соответствие строения складки по отложениям верхней, средней и нижней частей красноцветной толщи; с глубиной увеличиваются лишь углы падения: по глубоким горизонтам красноцветной толщи (по замерам в кернах) они достигают $38-43^\circ$ на северном крыле и $34-37^\circ$ на южном.

Амплитуда поднятия по южному крылу 1000 м, по северному 500 м. Структура имеет узкий свод, разбитый дизъюнктивными нарушениями. Ось складки протягивается почти в широтном направлении с некоторым отклонением на западной периклинали к югу.

Складка расчленена нарушениями широтного и субмеридионального простирания с амплитудами вертикального смещения от 20—30 до 300 м и более. Сбросами юго-восток — северо-западного простирания структура расчленена на отдельные тектонические блоки, нарушениями широтного простирания северное и южное крыло отделено от присводовой части складки. Отдельные крупные тектонические блоки разбиты на тектонические поля.

Сводовая часть складки представляет собой грабен, заключенный между восточной и западной периклиналями складки.

Тектоническое строение площади осложнено не только дизъюнктивными нарушениями, но и деятельностью грязевых вулканов. Некоторые нарушения не ограничены пределами складки и объединяются в общую систему региональных нарушений Прибалханской зоны поднятия.

В пределах складки выделяются пять тектонических блоков (с запада на восток) — I, II, III, IV и V. В свою очередь площадь месторождения делится на три участка: западный (блоки I, II), центральный (блок III) и восточный (блоки IV, V).

Промышленно нефтеносные горизонты установлены в апшеронских (горизонты I-а, I) и акчагыльских (горизонт II) отложениях и в верхней части красноцветной толщи (горизонты III, III-а, IV, V и VI). Газовые залежи установлены в горизонтах I-б и I-в апшеронского возраста.

Горизонт I-а приурочен к средней части апшеронского яруса, литологически изменчив, нефтенасыщен только на восточном участке.

Нефтяная залежь в горизонте I-а вскрыта на глубинах 1400—1590 м и приурочена к песчаным коллекторам изменчивой мощности. Мощность песчаных пластов с тонкими прослоями глины достигает 40 м, эффективная мощность колеблется в пределах 8—32,5 м. При опробовании скважин получены фонтанные притоки нефти с дебитами 60—80 т/сутки при 6-мм штуцерах, газовые факторы 50—100 м³/т, пластовые давления 170—180 ат, проницаемость коллекторов от 50 до 110 мд, пористость 16%.

Горизонт I-б установлен на восточном участке в средней части апшеронских отложений, представлен двумя-тремя песчаными пластами с прослоями глины. Общая мощность песчаных пластов 5—8 м, средняя эффективная мощность 5 м, эффективная пористость 15%.

В горизонте I-б установлена газовая залежь. При опробовании его в скв. 64 получен приток газа дебитом 175 тыс. $m^3/сутки$ через 8-мм штуцер, пластовое давление 220 ат.

Горизонт I-в также установлен на восточном участке и приурочен к пачке алевролитов с прослоями более проницаемых разностей.

Средняя эффективная мощность 28,5 м, эффективная пористость 16%. Горизонт газонасыщен, при опробовании в скв. 206 получен приток газа дебитом 241 тыс. $m^3/сутки$ через 10-мм штуцер, пластовое давление 290 ат.

Горизонт I залегает в нижней части апшеронского яруса, нефтенасыщен на центральном и восточном участках. На восточной периклинали установлена газовая шапка, на северном крыле центрального участка залежь горизонта I приурочена к одному песчаному прослою мощностью 4—7 м, залегающему на глубине 1500—1630 м, к востоку число нефтенасыщенных прослоев увеличивается и на восточном участке достигает четырех; глубина залегания их колеблется в пределах 2120—2430 м. Средняя эффективная мощность — 11—22,5 м, эффективная пористость 16%, проницаемость до 50 мд.

При опробовании горизонта I получены притоки нефти с дебитом 25—80 $m^3/сутки$ через 6-мм штуцер, пластовое давление 193—212 ат, газовый фактор 63—84 $m^3/т$. Площадь залежи 2278 га.

Горизонт II залегает в отложениях ачкагыльского яруса. Нефтенасыщен на центральном и восточном участках месторождения. В горизонте установлено от одного до четырех песчаных прослоев мощностью от 3 до 10 м, проницаемость их изменяется от 20 до 70 мд, эффективная пористость 19—24%, эффективная мощность 5—9 м. Начальный суточный дебит нефти до 100 $m^3/сутки$.

В сводовых частях центрального и восточного участков установлены газовые шапки. Глубина залегания горизонта колеблется от 1500 до 2630 м, начальное пластовое давление изменяется от 182 до 301 ат, газовый фактор 80—100 $m^3/т$.

Горизонты III, III-а, IV залегают в верхней части красноцветных отложений. Горизонты промышленно нефтеносны на центральном участке, в блоке V восточного и на западном участке. На центральном участке горизонты III, III-а и IV объединены в один объект разработки, общая мощность нефтенасыщения их достигает 160 м. Начальный дебит нефти составляет 44—170 $m^3/сутки$ при 6-мм штуцере. В горизонте III установлена газовая шапка. Проницаемость коллекторов горизонтов III, III-а, IV колеблется в пределах 36—700 мд.

В блоке V восточного участка мощность нефтенасыщенной части горизонтов III, III-а и IV составляет 216 м, проницаемость коллекторов 400—700 мд.

При опробовании получены притоки нефти с дебитом 65—130 $m^3/сутки$ через 6-мм штуцер. Начальное пластовое давление составляет 145—311 ат.

Горизонты V и VI также приурочены к верхней части красноцветной толщи. Горизонты нефтенасыщены на центральном участке.

При опробовании получены фонтанные притоки нефти дебитом от 48 до 111 *м/сутки* (горизонт V) и от 17 до 125 *м/сутки* (горизонт VI) через 6- и 8-мм штуцеры. Пластовое давление составляет 260—270 ат. газовый фактор 60—135 *м³/т*. Залежи нефти горизонтов V и VI имеют большие размеры.

Кроме перечисленных продуктивных горизонтов, нефтяные пласты выявлены при опробовании нижней части красноцветной толщи. Так, на Западном Котур-Тепе в скв. 12 при опробовании интервала 3289—3295 м получен фонтанный приток нефти дебитом 72 *м/сутки* при 6-мм штуцере. В скв. 39 при опробовании пласта в интервале 2950—3030 м получен фонтанный приток газа дебитом 1 млн. *м³* через 16-мм штуцер.

Залежи месторождения Ленинское относятся к типу пластовых, тектонически экранированных.

Физико-химические свойства нефтей вскрытых горизонтов значительно изменяются как по площади, так и с глубиной. Нефти легкие, плотностью 0,854—0,878 *г/см³*, мало сернистые (содержание серы 0,16—0,30%), парафинистые (1,2—11%), содержание акцизных смол колеблется от 20 до 28,7%.

Пластовые воды по минерализации и химическому составу аналогичны водам других месторождений Прибалханской зоны. В верхней части разреза красноцветной толщи воды хлоркальциевого типа с общей минерализацией 3400—6400 *мг/экв*, бессульфатные. Минерализация вод уменьшается с глубиной и в нижней части разреза воды относятся к гидрокарбонатнонатриевому типу с общей минерализацией 550—750 *мг/экв*.

По газовым горизонтам и газовым шапкам на месторождении выявлены запасы свободного газа в количестве 50,5 млрд. *м³* (по категориям А + В + С₁).

Перспективы месторождения связаны с разведкой залежей в нижней части красноцветной толщи и доразведкой отдельных тектонических блоков и полей.

Нефтяное месторождение Барса-Гельмес

Месторождение Барса-Гельмес расположено в Красноводском районе Туркменской ССР, в 25 км к западу от пос. Вышка.

Предположение о наличии Барсагельмесского поднятия впервые высказано после проведения сейсмических работ на площади Котур-Тепе в 1948—1950 гг. Сейсморазведочными работами 1955—1956 г. и 1958—1959 гг. структура подтверждена и околонулена.

Глубокое разведочное бурение на площади начато в ноябре 1961 г. Промышленная нефтеносность структуры установлена в декабре 1962 г. при опробовании скв. 2. Бурением в разрезе складки вскрыты отложения красноцветной толщи, акчагыльского и апшеронского ярусов и четвертичные.

Красноцветная толща во вскрытой части представлена чередованием мощных (до 30—40 м) песчаных пластов с глинами. Максимальная вскрытая мощность 1100 м.

Акчагыльский ярус в нижней части представлен чередованием песчаных пластов с глинами. В скв. 1 по электрокаротажу выделяется до шести песчаных пачек мощностью от 3—4 до 13 м. В верхней части акчагыльские отложения представлены глинисто-алевролитовыми породами. Мощность 120—200 м.

Апшеронский ярус сложен глинисто-алевролитовыми породами с маломощными редкими пропластками песков. Мощность изменяется от 1400 до 1600 м.

Четвертичные отложения представлены чередованием песков серых известковистых с глинами серыми, буровато-серыми и зеленовато-серыми. Мощность 800—980 м.

Структура Барса-Гельмес расположена в центральной наиболее погруженной части Прибалханской зоны. По данным сейсморазведочных работ, проведенных в 1958—1959 гг., эта структура изображалась как брахиантиклиналь широтного простирания размером 6×3 км. На основании этих данных и были заложены первые разведочные скважины.

Результаты бурения и дополнительные сейсмические работы 1963—1964 гг. позволили установить весьма сложное строение складки. Этими работами выявлено продолжение первоначально установленной складки в северо-западном направлении (рис. 12).

По данным бурения восточная часть складки осложнена рядом нарушений сбросового типа, положение которых точно не установлено из-за недостатка фактического материала. Неясен также характер сочленения западной и восточной частей складки, однако установлено, что западная часть на 400 м приподнята относительно восточной. Размер складки по изогипсе — 2800 м кровли красноцветной толщи составляет 14×4 км, высота 200—250 м.

Данные бурения свидетельствуют о значительном увеличении мощности нефтенасыщенной части красноцветных и акчагыльских отложений в западной части структуры. Так, в скв. 10 западного участка мощность нефтенасыщенной части составляет 120 м, в то время как на восточном участке она не превышает 20 м.

Новые данные значительно повышают перспективы месторождения Барса-Гельмес.

Промышленная нефтеносность установлена в горизонте II акчагыльских отложений и горизонтах III, III-а верхней части красноцветной толщи.

Горизонт II приурочен к нижней части акчагыльских отложений и представлен чередованием песков, алевролитов и глин, проницаемость горизонта 45 мд.

При опробовании горизонта в скв. 1 в интервале 2707—2712 м получен фонтанный приток нефти дебитом 10—11 м³/сутки при 6—8-мм штуцерах, пластовое давление 326 ат.

В скв. 6 при опробовании интервалов 2816—2825 м и 2835—2840 м получен фонтанный приток нефти дебитом 100 м³/сутки и газа — 18,1 тыс. м³/сутки через 10-мм штуцер, пластовое давление 281,5 ат.

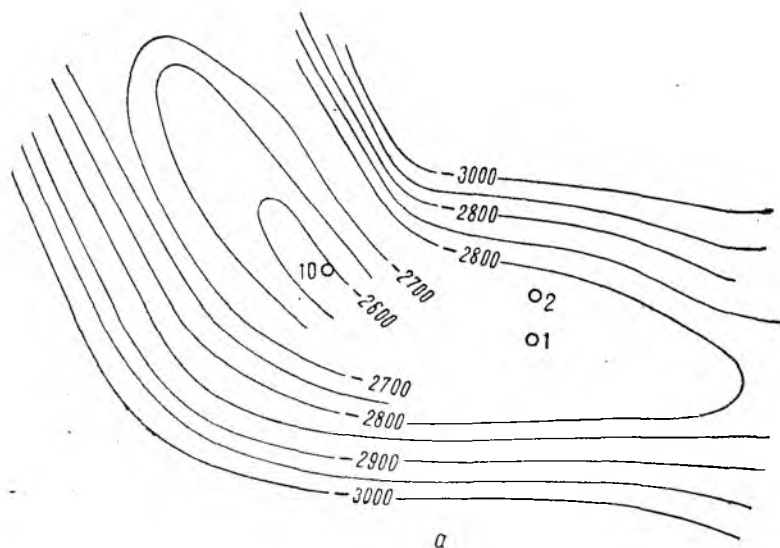
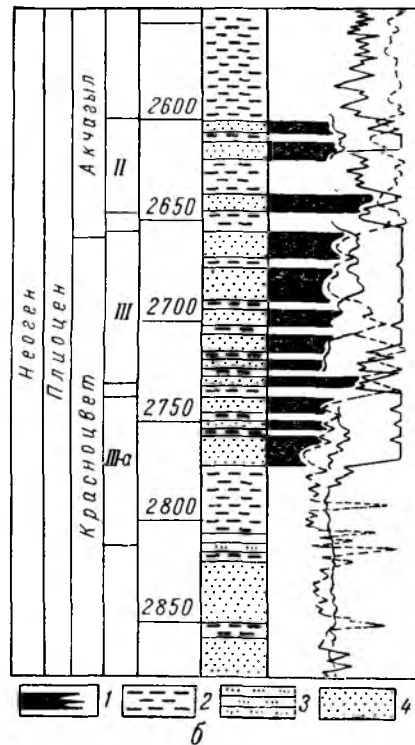


Рис. 12. Барсагельмесское нефтяное месторождение.

(По материалам объединения Туркменнефть, 1964 г.)

a — схематическая структурная карта по условному сейсмическому горизонту, проведенному по кровле красноцветных отложений; *б* — сводный разрез продуктивной части месторождения.

1 — нефть; 2 — глины; 3 — алевролиты; 4 — пески.



Нефть имеет плотность $0,896 \text{ г/см}^3$, содержит (в %): серы 0,23, акцизных смол 45, парафина 3,5, легких фракций (до 300°C) 33.

Горизонт III залегает в кровле красноцветной толщи, проницаемость песчаных пластов колеблется в пределах $90\text{--}225 \text{ мд}$, пористость 22%.

В скв. 2 при опробовании в интервале $2777\text{--}2787 \text{ м}$ получен фонтанный приток нефти дебитом $123,5 \text{ т/сутки}$ при 6-мм штуцере и 334 т/сутки при 10-мм штуцере. Газовый фактор $140 \text{ м}^3/\text{т}$, пластовое давление $343,5 \text{ ат}$.

Нефть характеризуется плотностью $0,8615 \text{ г/см}^3$, содержит (в %): серы 0,13, акцизных смол 27, парафина 5,2, легких фракций (до 300°C) 40,5.

Горизонт III а верхнекрасноцветных отложений опробован в скв. 10 в интервале $2587\text{--}2608 \text{ м}$, получен приток нефти дебитом 138 т/сутки через 6-мм штуцер, пластовое давление 326 ат . Газовый фактор $160 \text{ м}^3/\text{т}$, плотность нефти $0,866 \text{ г/см}^3$.

Выявленные залежи пластовые, тектонически экранированные. Разведка месторождения Барса-Гельмес продолжается.

Нефтяное месторождение Небит-Даг

Нефтяное месторождение Небит-Даг находится в 30 км к юго-западу от г. Небит-Даг, у промыслового поселка Вышка. Выходы нефти на Небит-Даге известны с давних пор. Начиная с XVIII в., в этом районе отмечается колодезная добыча.

Впервые разведочное бурение проводилось с 1882 по 1886 г.; пробурено пять скважин на северном крыле центральной части складки, в результате чего вскрыто девять нефтяных прослоев в апшеронских отложениях мощностью $1,5\text{--}8 \text{ м}$. Невысокие дебиты привели к прекращению работ.

Первую геологическую карту месторождения составил К. П. Калинин в 1914 г.

Разведочное бурение на площади возобновлено в 1927 г. К 1934 г. была доказана промышленная нефтегазоносность апшеронских, акчагальских отложений и верхней части красноцветной толщи на участке Центральный Небит-Даг; в этом же году месторождение введено в разработку. С 1936 г. начата разведка западной периклинали складки, которая была введена в разработку с 1944 г.

В разрезе месторождения бурением вскрыты отложения понтического яруса, красноцветной толщи, акчагальского, апшеронского и антропогенного возраста.

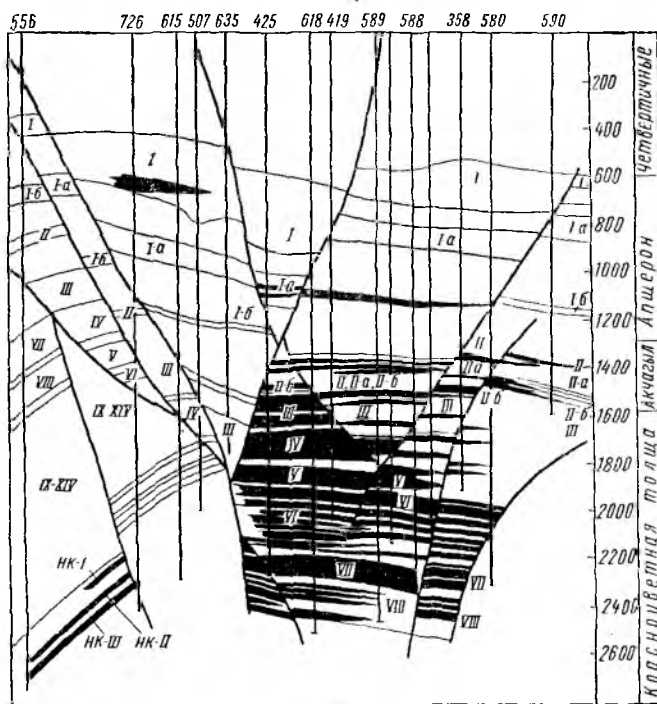
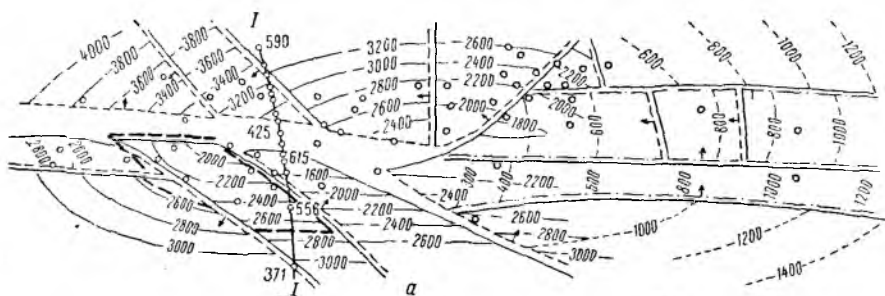
Отложения, подстилающие красноцветную толщу, вскрыты в нескольких скважинах и представлены глинами зеленовато- и голубовато-серыми. Возраст их определен по сходству литологического состава и каротажной характеристики с понтическими отложениями Боя Дага. Характеристика вышележащих отложений сходна с характеристикой разреза Кумдагского месторождения.

Небитдагское нефтяное месторождение расположено в восточной части Прибалханской зоны поднятия и приурочено к крупной

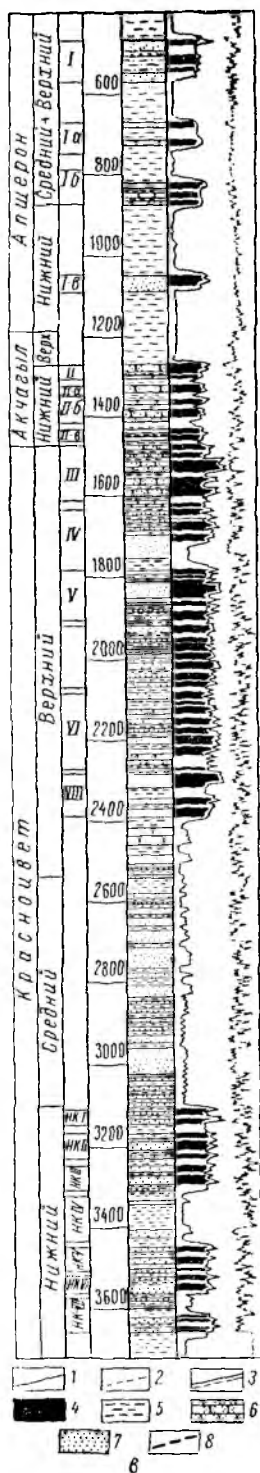
брахиантиклинальной складке почти широтного простирания. По сейсмическим данным складка имеет длину 25 км и ширину 10 км.

На южном крыле углы падения пород красноцветной толщи достигают 45° , на северном $20-25^\circ$. В ядре складки обнажаются отложения апшерона, на крыльях — породы среднеапшеронского и бакинского возраста.

В толще отложений апшеронского яруса установлено пять перегибов, проявляющихся угловым несогласием. Углы падения в отложениях апшеронского яруса изменяются от 22 до 36° . Нижнебакинские отложения залегают с резким угловым несогласием на апшерон-



6



ских; в свою очередь верхнебакинские отложения несогласно залегают на нижнебакинских. Хвалынские отложения лежат почти горизонтально на размытой поверхности подстилающих пород. Несмотря на наличие перерывов, резких отличий в структурных планах по стратиграфическим комплексам не отмечается.

Складка осложнена большим количеством дизъюнктивных нарушений как широтного, так и почти меридионального простирания. Крупные нарушения выходят за пределы складки и являются частью общей системы нарушений, пересекающих в широтном направлении Прибалханскую зону поднятий (рис. 13).

По данным бурения в пределах складки выделяются следующие тектонические элементы: восточная периклиналь, северное крыло, сводовая часть, южное крыло и западная периклиналь.

К промысловой площади Центрального Небит-Дага относится восточная часть северного крыла складки, отделенная от сводовой части, не содержащей промышленных залежей нефти, широтным нарушением.

К промысловой площади Западный Небит-Даг относится западная часть северного крыла складки и частично южное крыло.

Сводовая часть Центрального Небит-Дага и южное крыло Западного Небит-Дага системой нарушений широтного простирания отделены от северного крыла и приподняты относительно него с общей амплитудой смещения 200—1000 м. Северное крыло складки нарушениями амплитудой от 15—20 до 150 м разбито на отдельные тектонические блоки, ступенчато погружающиеся с востока на запад.

Рис. 13. Небитдагское нефтяное месторождение.

(По материалам К. К. Бабенко, В. С. Чемоданова, Л. Я. Шварца, Т. В. Шварц, 1963 г.)

a — структурная карта по кровле нижней и верхней отделов красноцветной свиты; *b* — профиль I—I; *в* — сводный разрез продуктивной части месторождения.

1 — изогипсы по кровле нижней части красноцветной толщи; 2 — изогипсы по кровле верхней части красноцветной толщи; 3 — линия нарушений; 4 — нефть; 5 — глины; 6 — песчаники; 7 — пески; 8 — контур нефтеносности горизонта НК₁.

Промышленно нефтеносные горизонты на месторождении Небит-Даг установлены в отложениях ашшеронского, акчагыльского ярусов и в красноцветной толще.

В разрезе ашшеронских отложений выделяются нефтеносные горизонты I, I-а, I-б, I-в.

Горизонт I выделяется и прослеживается только в пределах Западного Небит-Дага; на большей части Центрального Небит-Дага горизонт выходит на поверхность и размыт. На северном крыле Западного Небит-Дага горизонт I представлен песчано-глинистой пачкой мощностью до 100 м. В кровле и подошве пачки залегают песчаные пласты мощностью 15—20 м, а остальная часть представлена глинистым песчаником, чередующимся с глиной и тонкими прослоями песчаника.

Горизонт нефтенасыщен только на Западном Небит-Даге, эффективная мощность его 9 м, пористость 20%. Начальное пластовое давление 86 ат, начальный дебит нефти 10—15 т/сутки.

Горизонт I-а представлен песчано-глинистой пачкой, общая мощность которой возрастает к западу от 90 до 130 м.

На Центральном Небит-Даге горизонт является основным эксплуатационным объектом в ашшеронских отложениях. Прослеживается он также и на Западном Небит-Даге, где представлен двумя прослоями песков мощностью 15—20 м.

Средняя эффективная мощность горизонта колеблется от 11 до 16 м. Начальное пластовое давление на Центральном Небит-Даге 47 ат, на Западном 115 ат, начальный дебит нефти 10—15 т/сутки. Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная.

Горизонт I-б соответствует песчано-глинистой пачке и является самым непостоянным по мощности, что связано с наличием размыва. Песчаные пачки быстро выклиниваются и представляют собой отдельные линзы, насыщенные нефтью.

В горизонте I-в притоки нефти получены из отдельных песчаных линз на Западном Небит-Даге. В большинстве скважин притока не получено или получена вода. Горизонт промышленного значения не имеет. На Центральном Небит-Даге горизонт размыт.

В разрезе отложений акчагыльского яруса выделяются промышленно нефтеносные горизонты II, II-а, II-б и II-в.

Горизонт II нефтеносен на Центральном и Западном Небит-Даге; представлен песчано-глинистой пачкой мощностью 30—40 м. В кровле пачки залегают песчаник мощностью 8—15 м, хорошо выдержанный по площади и насыщенный нефтью. Ниже выделяются еще два песчаных прослоя мощностью до 3 м, залегающие в виде линз небольшого размера. Линзы содержат залежи нефти.

Эффективная мощность горизонта 6—8 м, пористость 20—27%, среднее начальное пластовое давление: на Центральном Небит-Даге — 62 ат, на Западном — 131 ат; газовый фактор соответственно равен 40 и 79 м³/т. Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная. Средний дебит нефти 10—40 т/сутки.

Горизонты II-а, II-б рассматриваются вместе, так как границу между ними провести трудно. Оба горизонта приурочены к наиболее изменчивой части разреза акчагыльских отложений. Общая мощность отложений горизонта 100 м. Наиболее мощные песчаные прослои встречаются в кровле и вблизи подошвы горизонта. Пески имеют очень изменчивую мощность.

Горизонт нефтеносен только на Западном Небит-Даге, средняя эффективная мощность его 14 м, пористость 20%, начальное пластовое давление 138 ат, начальный газовый фактор 49 м³/т. Залежь пластовая, тектонически экранированная, начальный средний суточный дебит нефти 10—40 т.

Горизонт II-в представлен песками мощностью до 20 м, разделенными 3—5 прослоями глин; нефтенасыщен в отдельных блоках Западного Небит-Дага.

Эффективная мощность горизонта 10 м, пористость 20%, начальное пластовое давление 147 ат, начальный дебит нефти 10—30 т/сутки. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

В отложениях верхней части красноцветной толщи промышленно нефтеносны горизонты III—VIII.

Горизонт III представлен песчаной пачкой с редкими прослоями глин. Мощность пачки в пределах Западного Небит-Дага 150—170 м, на Центральном Небит-Даге 110—130 м. Хорошо выдержанный по мощности глинистый пропласток делит горизонт на пачки III и III-а, к которым приурочены четыре залежи нефти на Западном Небит-Даге и три на Центральном. Средняя эффективная мощность горизонта 30 м, пористость 20%, начальное пластовое давление на Западном Небит-Даге 150 ат, начальный газовый фактор 47 м³/т, начальный дебит нефти 15—30 т/сутки.

Горизонт IV имеет общую мощность от 120 до 140 м. Мощность песчаных коллекторов более изменчива. Залежи нефти приурочены к пачкам песков IV и IV-а Центрального и Западного Небит-Дага.

Средняя эффективная мощность горизонта 30 м, пористость 20%, начальное пластовое давление на западном участке 171 ат. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Горизонт V представлен мелкозернистыми песками, чередующимися с глинами. Мощность колеблется от 130 до 170 м. В горизонте насчитывается 5—6 песчаных пачек, содержащих нефть как на Центральном, так и на Западном Небит-Даге. Эффективная мощность пласта достигает 25 м, эффективная пористость 20%, начальное пластовое давление 161 ат, залежь пластовая, тектонически экранированная.

Горизонт VI представлен чередованием песков и глин общей мощностью на Западном Небит-Даге 210—230 м. Глинистыми пропластками горизонт делится на отдельные пачки (VI, VI-а, VI-б и VI-в), содержащие залежи нефти. Пачки имеют разные водо-нефтяные контакты, в связи с чем выделены как самостоятельные. Эффективная мощность пласта 41 м, пористость 20%, начальное пластовое

давление 161 ат, начальный газовый фактор 68 м³/т. Площадь залежи 175 га. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Горизонт VII представлен частым чередованием песков и глин. Песчаные пласты в разрезе местами выклиниваются, местами появляются вновь. Нижняя часть горизонта более изменчива и нефтеносность ее связана с выклинивающимися пластами песков и песчаников. Горизонт нефтеносен на Центральном и Западном участках, эффективная мощность равна соответственно 100 и 34 м, начальное пластовое давление 128 и 260 ат. Залежи пластовые, тектонически экранированные. Начальный дебит нефти 50—100 т/сутки.

Горизонт VIII также представлен чередованием песков и глин общей мощностью 160 м. В пределах горизонта выделяются две мощные нефтенасыщенные пачки: верхняя мощностью 60—80 м и нижняя до 40 м. Пачки отделены друг от друга толщей глин с тонкими прослоями песчаников общей мощностью 50—60 м. Горизонт нефтеносен на Центральном и Западном Небит-Даге, эффективная мощность его равна соответственно 36 и 26 м, пористость 20%. Начальное пластовое давление 148 и 278 ат, начальный газовый фактор 77 и 134 м³/т. Залежи пластовые, тектонически экранированные.

В отложениях нижнего красноцвета выделяются промышленно нефтеносные горизонты НК-1, НК-2, НК-3, НК-5 и НК-6, приуроченные только к южному крылу Западного Небит-Дага.

Горизонт НК-1 представлен переслаиванием песчаников и глин общей мощностью 65—55 м. Эффективная мощность пласта 9 м, пористость 20%, текущее пластовое давление 165 ат. Залежь пластовая, тектонически экранированная. Начальный дебит нефти 50—100 т/сутки.

Горизонт НК-2 имеет общую мощность 60—70 м. Мощность песчаных пачек непостоянна. Эффективная мощность пласта 11 м, пористость 20%, текущее пластовое давление 100 ат, начальный газовый фактор 139 м³/т. Залежь пластовая, тектонически экранированная. Начальный дебит нефти 50—100 т/сутки.

Горизонт НК-3 представлен чередованием пачек песков и глин, общая мощность его изменяется от 37 до 110 м, средняя эффективная мощность 11 м. Текущее пластовое давление 102 ат. Залежь пластовая, тектонически экранированная. Начальный дебит нефти 50—100 т/сутки.

Горизонт НК-5 имеет общую мощность 70 м, сложен чередующимися пластами песков и глин. Эффективная мощность пласта 12 м, пористость 20%, текущее пластовое давление 137 ат. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Горизонт НК-6 общей мощностью до 55 м представлен двумя песчаными пачками, разделенными глинами. Эффективная мощность горизонта 13 м, пористость 20%. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Нефти Небит-Дага весьма разнообразны по составу, причем различия наблюдаются как по разрезу, так и по площади. Особенно отличаются друг от друга нефти красноцветной толщи Центрального

и Западного Небит-Дага. Нефти Центрального Небит-Дага относятся к нефтеново-метановому типу, содержат всего 1—1,5% парафина и до 28—40% акцизных смол. Плотность нефти колеблется в пределах 0,860 (горизонты VI—VIII) — 0,910 г/см³ (горизонт I).

Нефти Западного Небит-Дага относятся к метаново-нефтеновому типу, содержание парафина увеличивается от апшеронских отложений к красноцветным и колеблется от долей процента до 10%. Плотность нефти на Западном Небит-Даге несколько ниже, чем на Центральном, и составляет 0,857—0,880 г/см³, содержание акцизных смол здесь также меньше — 20—28%.

Основная часть запасов Центрального Небит-Дага приурочена к горизонтам III, IV, V красноцветной толщи, начальные дебиты скважин колеблются в пределах 40—200 т/сутки. Основная часть запасов Западного Небит-Дага также связана с продуктивными горизонтами верхнего красноцвета.

По условиям залегания на Небит-Даге выделяются пластовые, тектонически и литологически экранированные залежи, причем последние характерны для горизонтов ачкагельского и апшеронского ярусов. Все залежи Небит-Дага характеризуются режимом растворенного газа с некоторым влиянием конгурных вод.

Воды различных горизонтов и блоков характеризуются разнообразием химического состава и степени минерализации. В распределении вод отмечаются некоторые общие закономерности.

1. В пределах Центрального Небит-Дага распространены хлор-кальциевые воды. Минерализация их уменьшается в основном сверху вниз и с востока на запад от 8100 до 1100 мг-экв/л. Воды почти не содержат сульфатов. В единичных случаях в нижних частях разреза присутствуют слабо щелочные воды.

2. На Западном Небит-Даге высокоминерализованные воды (свыше 4000 мг-экв/л) связаны с пластами апшеронского яруса. С глубиной минерализация уменьшается и в отложениях красноцветной толщи достигает 1400—800 мг-экв/л. В основном воды жесткие, хлор-кальциевого типа, почти не содержат сульфатов. В ряде тектонических блоков и горизонтов появляются слабо минерализованные щелочные гидрокарбонатнонатриевые воды.

Нефтяное месторождение Кум-Даг

Нефтяное месторождение Кум-Даг расположено в 42 км к юго-западу от г. Небит-Дага и примыкает к промышленному поселку Кум-Даг.

Наличие брахиантиклинальной складки Кум-Даг отметил еще в 1913 г. К. П. Калицкий. В 1935 г. Г. К. Орьев составил геологическую карту Кум-Дага. Сейсморазведочными работами (1948—1949 гг.) уточнено глубинное строение складки и выяснены ее размеры.

Глубокое разведочное бурение начато в 1947 г. В апреле 1948 г. при опробовании первой разведочной скважины в северо-восточной части складки в интервале 1071—1073 м был получен фонтанный

приток нефти дебитом до 90 *т/сутки* из акчагыльских отложений (II горизонт), а в 1949 г. начата промышленная разработка месторождения. В 1950 г. установлена промышленная нефтеносность юго-западной части Кум-Дага, а в 1954 г. — северо-западного участка (клин). С 1954 г. для основных нефтеносных горизонтов применяются вторичные методы разработки (нагнетание воды и газа).

Разрез Кум-Дага представлен отложениями понтического яруса, красноцветной толщи, акчагыльского, апшеронского ярусов и четвертичными. Ниже понтических отложений вскрыты породы, по-видимому, миоценового возраста. Граница понтического яруса и красноцветной толщи четко отбивается как по фауне, так и по каротажу. Выделение подъярусов в отложениях апшеронского возраста (нижний и средний) условно из-за недостаточного фаунистического обособования.

Отложения понтического яруса представлены глинами серыми, темно-серыми, голубовато-серыми с редкими прослоями песков. Вскрытая мощность 170 *м*.

Красноцветная толща сложена тонко- и мелкозернистыми, слюдистыми, известковистыми песками и песчаниками, чередующимися с глинами бурыми, темно-серыми, слюдистыми и известковистыми. Общая мощность отложений красноцветной толщи составляет 1600 *м* на юго-западном погружении, в сводовой части она резко сокращается до 1100—1200 *м*.

Акчагыльские отложения выражены чередованием глин темно-серых, серых, бурых, песчаных, слюдистых, известковистых с прослоями битуминозных песков тонко- и мелкозернистых. Мощность 470—520 *м*.

Апшеронские отложения представлены чередованием глин, песков и алевролитов. Глины серые, темно-серые, песчаные, слюдистые, известковистые. Пески тонко- и мелкозернистые, слюдистые. Мощность 530—840 *м*.

Четвертичная система представлена породами бакинского, хазарского и хвалынского ярусов — глинами бурыми, серыми, коричневыми, песчаными. Глины чередуются с песками и песчаниками мелко- и среднезернистыми. Мощность колеблется в пределах 470—550 *м*.

Месторождение Кум-Даг расположено в восточной части Прибалханской зоны поднятий и приурочено к брахиантиклинальной складке почти широтного простирания. Размеры складки по кровле красноцветной толщи достигают 12 × 6 *км*, высота 500 *м*. Углы падения в отложениях акчагыльского яруса достигают на северном крыле 15—20°, на южном 10—12° (рис. 14).

Складка осложнена системой нарушений почти широтного и северо-западного простирания, являющейся частью регионального разлома, секущего Прибалханскую зону. Наиболее крупные региональные нарушения проходят через свод складки, образуя грабен. Северное крыло приподнято относительно южного примерно на 400 *м*. Степень нарушенности складки на поверхности значительно больше,

чем на глубине. С глубиной отмечается некоторое смещение сводов в направлении с востока на запад. Так, по отношению к своду по кровле горизонта «А» (апшеронский ярус) свод по кровле акчагыльского яруса смещен на 500 м, а свод по кровле красноцветной толщи на 650—750 м.

В промысловой практике Кумдагская структура делится на три изолированных тектонических участка: Восточный Кум-Даг, Северо-западный блок (клин) и Западный Кум-Даг. К промысловой площади Восточный Кум-Даг относится северное крыло и часть восточного замыкания складки. Центральная вытянутая с северо-запада на юго-восток часть складки называется Северо-западным блоком или клином. Эта часть складки интенсивно нарушена многочисленными сбросами юго-западного падения. К промысловой площади Западный Кум-Даг относится южное крыло и примыкающая к нему присводовая часть складки.

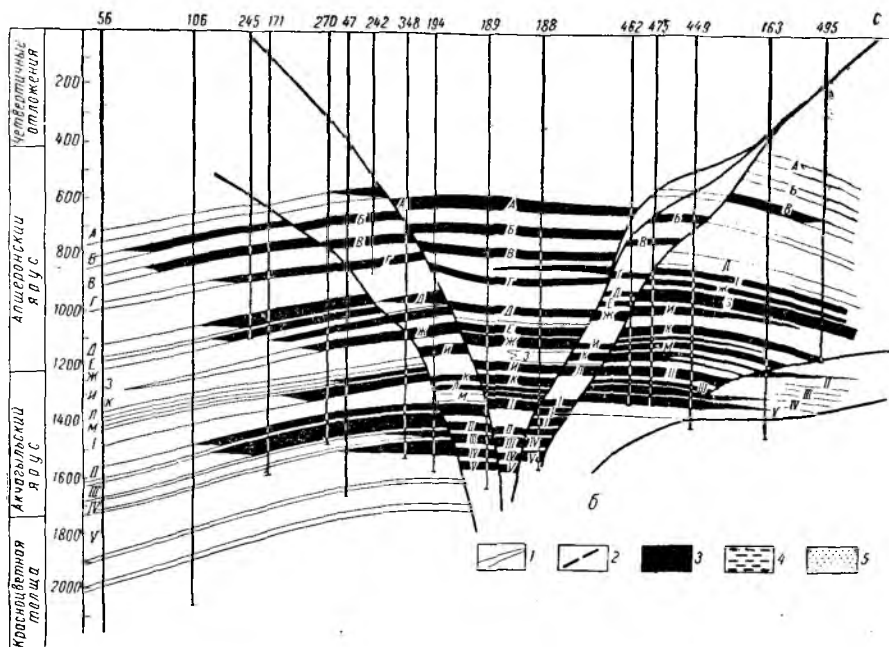
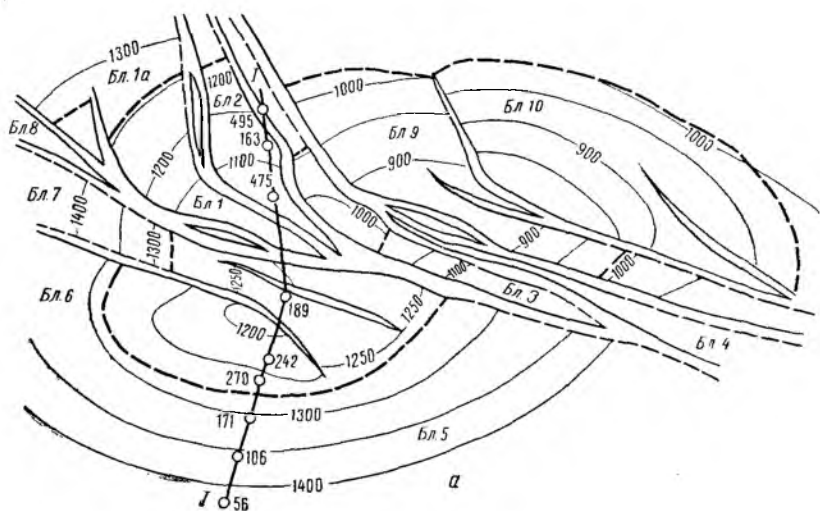
В разрезе Кумдагского месторождения нефтеносные горизонты установлены в отложениях апшеронского и акчагыльского ярусов и верхней части красноцветной толщи. В отложениях апшеронского яруса выделяются (сверху вниз) горизонты А, Б, В, Г, Д и Е. На Западном Кум-Даге нефтеносны все перечисленные горизонты. В пределах клина горизонт А не содержит нефти, остальные нефтенасыщены. На Восточном Кум-Даге в апшеронских отложениях выделяется единая нефтенасыщенная пачка, получившая наименование горизонт А-1.

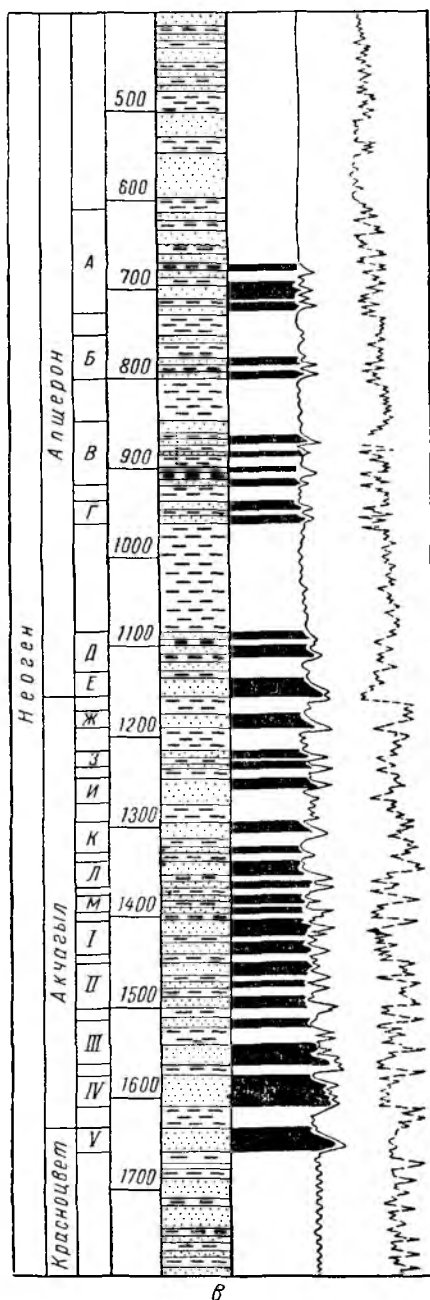
Горизонт А сложен песчано-глинистыми породами средней мощностью 65—70 м. Мощность песчаных пластов колеблется от 1 до 10 м. Максимальная эффективная мощность горизонта достигает 22,5 м, средняя 14,2 м, эффективная пористость песчаных коллекторов 17—25%. Начальный дебит нефти 15—20 т/сутки. Основная нефтенасыщенная площадь приурочена к присводовой части Западного Кум-Дага. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Горизонт Б представлен чередованием песков, алевролитов и глини общей мощностью до 25 м, эффективная мощность 9 м, пористость 21%, средняя проницаемость 250 мд. Залежь пластовая, тектонически экранированная. Начальные параметры: средний дебит нефти 25—30 т/сутки, пластовое давление 92 ат, газовый фактор 45 м³/т.

Горизонт В сложен песчано-алевритовыми и глинистыми породами общей мощностью 60—70 м, средняя эффективная мощность 22 м, пористость 21%, проницаемость 220 мд. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, начальные параметры: средний дебит нефти 30—35 т/сутки, газовый фактор 46 м³/т, пластовое давление 92 ат. Площадь залежи — 341 га.

Горизонт Г представлен одним песчаным пластом средней мощностью 20 м, эффективная мощность 7—9 м, пористость 22%, проницаемость 220 мд. Основные запасы нефти горизонта связаны с залежью Западного Кум-Дага, площадь которой составляет 251 га. Средние начальные дебиты скважин 25—30 т/сутки, пластовое дав-





ление 104 ат, газовый фактор 48 м³/т. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Д выражен песчано-глинистой пачкой общей мощностью от 28 до 67 м. Эффективная мощность изменяется от 14,6 до 4,5 м, пористость составляет 24%, проницаемость 200 мд. Основные запасы нефти связаны с залежью Западного Кум-Дага площадью 277 га. Начальные параметры залежи: среднесуточный дебит скважин 40 т, начальное пластовое давление 132 ат, газовый фактор 62 м³/т. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Горизонт Е представлен хорошо выраженным песчаным пластом с тонкими пропластками глин, общая мощность его изменяется от 5 до 37 м, средняя эффективная мощность 5—9 м, пористость 24%, проницаемость 180 мд. Начальный средний дебит нефти 35—40 т/сутки, пластовое давление 135 ат; газовый фактор 68 м³/т. Залежь пластовая, тектонически экранированная. Площадь залежи на Западном Кум-Даге 294 га.

В акчагыльских отложениях выделяются промышленно нефтеносные горизонты, получившие в промысловой практике наименования (сверху

Рис. 14. Кумдагское нефтяное месторождение.

(По материалам В. С. Чемоданова, 1957 г.)
 а — структурная карта по кровле пласта I акчагыльских отложений; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождений. 1 — линии нарушений; 2 — контур нефтеносности пласта I акчагыльских отложений; 3 — нефть; 4 — глины; 5 — пески.

вию): Ж, З, И, К, Л, М, I, I-б, I-в, I-г, II, III, III-а и IV. Горизонты нефтенасыщены на всей площади месторождения. Максимальными контурами нефтеносности обладают верхние горизонты Ж, З, И, К. С глубиной размеры залежей уменьшаются.

Горизонты Ж, З, И, К объединены в один эксплуатационный объект Ж, который представлен песчано-глинистыми отложениями с преобладанием глин общей мощностью 150—170 м. Средняя эффективная мощность (в м) указанных горизонтов для различных участков приведена в табл. 6.

Таблица 6

Участок	Ж	З	И	К
Западный Кум-Даг	9,5	18,4	20,5	34,1
Клин	14,2	18,1	15,9	23,1
Восточный Кум-Даг	12,6	14,2	17,2	18,9

Средняя проницаемость горизонтов 50 мд, пористость 24%, начальное пластовое давление 140 ат, газовый фактор 71 м³/т.

Средний начальный дебит скважин составлял на Западном Кум-Даге 10—15 т/сутки, на Восточном 20—30 т/сутки. Залежи пластовые, тектонически экранированные.

Горизонты Л, М, I объединены в один эксплуатационный объект I, представленный песчано-глинистыми отложениями изменчивой мощности. Общая мощность горизонтов изменяется в широких пределах: Л — 12—32 м, М — 4—25 м, I — 10—63 м.

Горизонт М на Восточном Кум-Даге и на участке клина местами размыт.

Средняя эффективная мощность горизонтов (в м) приведена в табл. 7.

Таблица 7

Участок	Л	М	I
Западный Кум-Даг	22,9	13,7	31,2
Клин	14	3,8	19,8
Восточный Кум-Даг	11,8	9	24,4

Средняя проницаемость горизонтов 50 мд, пористость 20—25%. Средний начальный дебит скважин 30—35 т/сутки, начальное пластовое давление 140 ат, газовый фактор 79 м³/т. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные.

Горизонты I-б, I-в, I-г объединены в один эксплуатационный объект I-б и представлены нереслаиванием песчаных пропластков непостоянной мощности с глинами. Песчаные пропластки часто выклиниваются.

На Западном Кум-Даге горизонты I-б и I-г довольно выдержаны по площади и имеют мощность от 3 до 10 м. I-в встречен в виде небольшой линзы, выклинивающейся вверх по восстанию пласта.

На Восточном Кум-Даге горизонты I-в и I-г иногда, сливаясь в один, достигают мощности 25 м, мощность I-б — 8—10 м. Все эти пласты выклиниваются к своду складки.

Средняя проницаемость горизонтов 250 мд, пористость 25%. Средний начальный дебит нефти 40—45 т/сутки, начальное пластовое давление 110 ат, газовый фактор 30 м³/т.

Залежи пластовые, литологически экранированные.

Горизонт II представлен чередованием песков, песчаников и глин. Общая мощность горизонта изменяется в пределах 13—25 м, иногда достигает 35 м. Средняя эффективная мощность: на Западном Кум-Даге 11,1 м, на Восточном 9,7 м, в клине 10 м, средняя пористость 19—25%, проницаемость 150 мд. Начальный дебит нефти 20—30 т/сутки, начальное пластовое давление 120—150 ат.

Залежи пластовые, тектонически экранированные.

Горизонты III, III-а объединены в один эксплуатационный объект III. Общая мощность горизонта изменяется в пределах 15—50 м, средняя эффективная мощность 8—17 м, пористость 19—25%, проницаемость 120 мд. Начальный дебит нефти 30—50 т/сутки, начальное пластовое давление 117—156 ат. Залежи пластовые, тектонически экранированные.

Горизонт IV представлен песчано-глинистой пачкой общей мощностью 35—40 м. Эффективная мощность на Западном Кум-Даге 14,5—15 м, на Восточном 8,5 м, пористость 19—24%. Начальное пластовое давление 115—164 ат, начальный дебит нефти 35—40 т/сутки. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

В кровле красноцветной толщи Кумдагского месторождения выделяется один нефтеносный горизонт (V).

Горизонт V представлен песками, песчаниками с маломощными прослоями глин. Общая мощность горизонта изменяется в пределах 11—60 м. Средняя эффективная мощность на Западном Кум-Даге 24,6 м, на Восточном 20—22 м, в клине 17,4 м, пористость 19—23%, проницаемость до 317 мд. Начальный дебит нефти 40—70 т/сутки, начальное пластовое давление до 220 ат. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Нефти двух основных участков Кум-Дага Западного и Восточного различаются между собой. На Западном Кум-Даге нефти более легкие, менее парафинистые и значительно менее смолистые. Нефти северо-западного блока (клина) по своим свойствам близки к нефтям Восточного Кум-Дага.

Общая характеристика нефтей Кум-Дага по участкам приведена в табл. 8.

Попутно с нефтью на Кум-Даге эксплуатируются и горючие газы. Попутные газы сухие, содержат (в %): метана 88—95,7, этана до 5,7, более тяжелых углеводородов до 5, азота до 0,9, углекислоты 0,1—0,4.

Показатели	Восточный	Западный	Клин
Плотность, $г/см^3$	0,8655	0,8329	0,8615
Содержание, % вес.:			
силикагелевых смол	9,6	7,1	8,0
асфальтенов	0,76	0,99	0,90
парафина	12,2	10,8	13,5
серы общей	0,17	0,09	0,07
Содержание фракций ГОСТ2177-48, %:			
до 100° С	—	20	—
» 150° С	4,5	12	6,5
» 200° С	10,5	23	14
» 250° С	18	33	24
» 300° С	33	45,5	38
» 350° С	50	64	53

Залежи нефти относятся к типу пластовых, тектонически и литологически экранированных. Залежи в апшеронских и ачкагыльских отложениях характеризуются режимом растворенного газа. Для предотвращения дегазации месторождения здесь успешно применяется поддержание пластового давления путем законтурного заводнения и газовой репрессии. В залежи горизонта V красноцветной толщи, по-видимому, имеет место водонапорный режим с активным продвижением контурных вод.

Кумдагское нефтяное месторождение характеризуется незначительной обводненностью нефтеносных горизонтов. Исключение составляет горизонт V, где большинство скважин с первых дней эксплуатации работает нефтью с водой, и количество воды прогрессирует. Все воды Кум-Дага хлоркальциевого типа и не содержат сульфатов. Воды юго-западной части месторождения имеют более высокую минерализацию. Плотность их колеблется от 1,123 $г/см^3$ в апшеронских отложениях до 1,082—1,049 $г/см^3$ в ачкагыле и красноцвете.

Кумдагское месторождение в основном разведано и разрабатывается, дальнейшие перспективы его связаны с отложениями, подстилающими красноцветную толщу.

Газоконденсатное месторождение Кызыл-Кум

Кызылкумское газоконденсатное месторождение находится в 55 км к югу от г. Небит-Дага.

В 1948—1950 гг. сейсморазведочными работами было выявлено поднятие Кызыл-Кум, рекомендованное под глубокое разведочное бурение, которое было начато в 1951 г. В 1952 г. в скв. 202 с глубины 1850 м получен первый фонтан газа с конденсатом. Оконтуривание залежи проводилось до 1955 г. Всего на структуре пробурено 20 скважин, 11 из которых оказались за контуром газоносности. Месторождение находится в консервации.

Бурением в разрезе Кызылкумского месторождения вскрыты отложения верхней части красноцветной толщи, акчагыльского и апшеронского ярусов и постплиоценовые отложения, которые частично обнажаются на поверхности.

Красноцветная толща представлена чередованием песков и подчиненных пропластков глин мощностью не более 5—10 м. Вскрытая мощность красноцветной толщи 750 м.

Акчагыльские отложения представлены песчано-алевролитово-глинистой толщей, которую можно разделить на две части: нижнюю, сложенную песками с подчиненными пропластками глин, мощность которых в некоторых случаях достигает 30 м, и верхнюю, в которой глины имеют преобладающее значение. Мощность нижней пачки сравнительно постоянна и изменяется в пределах 100—140 м. К этой пачке приурочены газовые залежи.

Апшеронские отложения представлены в основном глинами, чередующимися с пластами песков. Мощность апшеронских отложений уменьшается с востока на запад от 667 до 587 м.

Постплиоценовые отложения включают нерасчлененную толщу пород бакинского, хазарского и хвалынского ярусов и новокаспийские отложения. Представлены они чередованием глин, алевролитов и песков. В центральной части складки суммарная мощность этих отложений равна 850 м, а к периклиналям увеличивается до 950 м.

Месторождение Кызыл-Кум приурочено к погребенной антиклинали субширотного простирания, которая на востоке сочленяется с Кумдагской складкой небольшим перегибом.

Длина складки около 11 км, ширина 5 км. Углы падения пород северного крыла составляют 2—3°, южного 6—7°. Высота складки по северному крылу 100 м, по южному — около 300 м (рис. 15).

Разрез Кызылкумской складки в основном хорошо сопоставляется с Кумдагским, на основании чего и выделяются аналогичные пачки.

Газоносность на месторождении Кызыл-Кум приурочена к низам акчагыльского яруса — горизонты III, III-а, IV. Вскрытая часть красноцветной толщи представлена водоносными песками.

Горизонт III представлен чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Эффективная мощность его 8,2—17,4 м, пористость 2%. Горизонт опробован в девяти скважинах, четыре из которых оказались продуктивными. При испытании скв. 205 в интервале 1819—1825 м через 12-мм штуцер получен газ дебитом 590 тыс. м³/сутки с конденсатом дебитом 44 м³/сутки. Газ характеризуется следующими параметрами: плотность 0,630, содержание (в % объема): метана 93,5, этана 2,6, пропана 1,4, бутана 0,9, пентана 1,3, углекислоты 0,3.

Конденсат бессернистый, низкосмолистый, с преобладанием метановых углеводородов во всех фракциях. Плотность конденсата 0,718—0,820 г/см³.

Горизонт III-а сложен чередующимися песками, алевритами и глинами, имеет эффективную мощность от 5,5 до 7,8 м, пористость

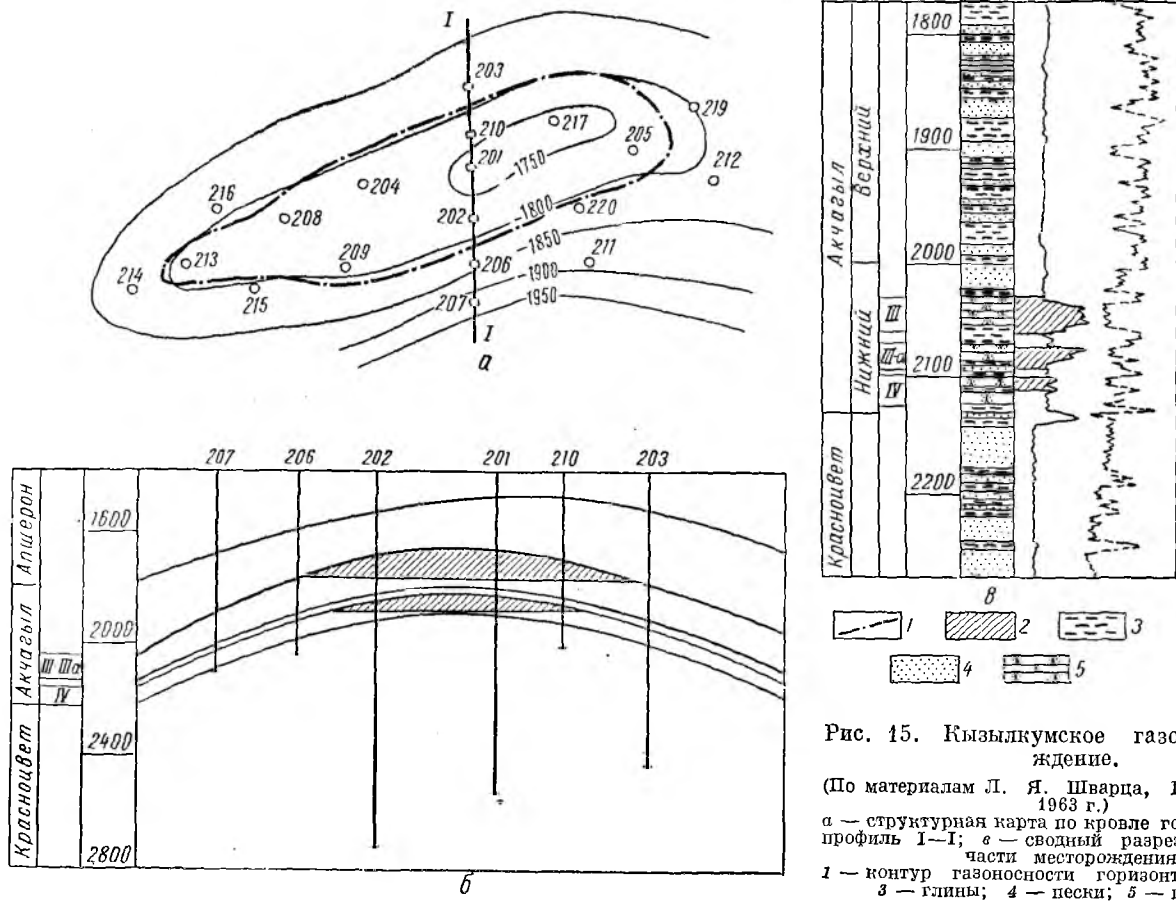


Рис. 15. Кызылкумское газовое месторождение.

(По материалам Л. Я. Шварца, Г. Т. Лесняка, 1963 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта II; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения.

1 — контур газоносности горизонта II; 2 — газ; 3 — глины; 4 — пески; 5 — песчаники.

20%. Горизонт опробован шестью скважинами, в пяти из которых получены высокодебитные притоки газа с конденсатом. В скв. 205 при опробовании через 12-мм штуцер получено газа 276 000 м³/сутки и 130 м³/сутки конденсата с водой. Площадь залежи 1219,4 га. Конденсат содержит следы акцизных смол, до 0,5% парафина, до 92,5% фракций, выкипающих до 300°.

Горизонт IV представлен песчано-глинистой пачкой эффективной мощностью 6,8 м; эффективная пористость 20%. При опробовании скв. 213 в интервале 1847—1848 м через 6,5-мм штуцер получен газ дебитом 50 тыс. м³/сутки с конденсатом.

Залежи во всех горизонтах пластовые, сводовые.

Пластовые воды Кызылкумского месторождения относятся к хлор-кальциевому типу. На основании небольшого количества анализов установлено, что минерализация пластовых вод возрастает с глубиной, например, для восточной части площади от 6000 мг-экв в ашшеронских отложениях до 8240 мг-экв в верхней части красноцветной толщи.

Перспективы месторождения Кызыл-Кум в первую очередь связаны с разведкой нижней, не вскрытой части разреза красноцветной толщи.

Месторождения Гограньдаг-Окаремской зоны

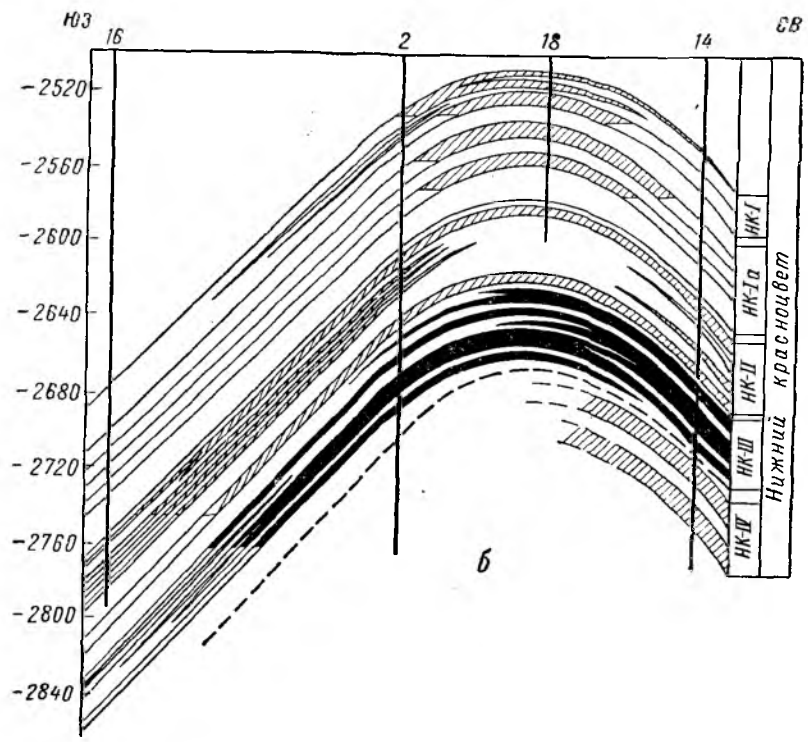
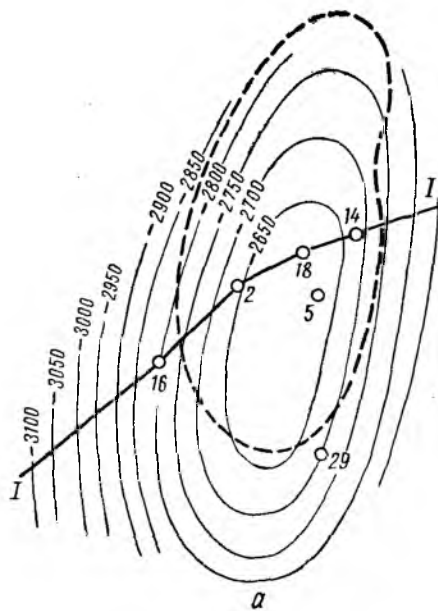
Газонефтяное месторождение Окарем

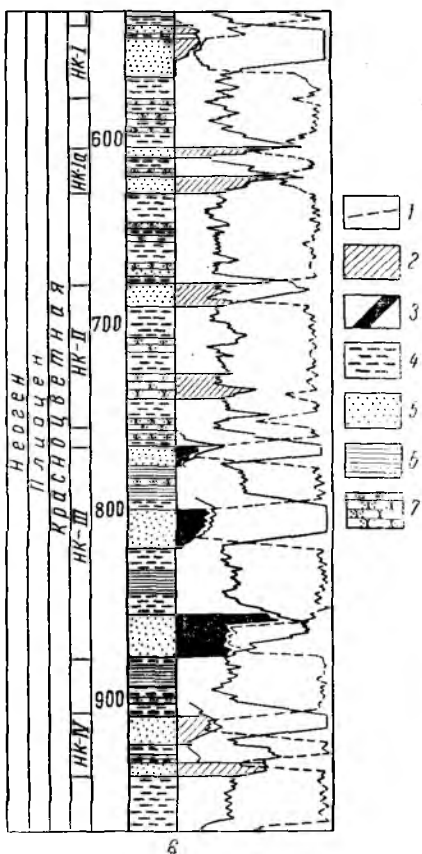
Окаремское месторождение расположено в 125 км к югу от г. Небит-Дага и в 15 км от побережья Каспийского моря. Месторождение приурочено к северной части крупного валлообразного Кеймир-Окаремского меридионального поднятия, выявленного детальными сейсморазведочными работами в 1950—1954 гг.

Разведочные работы непосредственно на площади месторождения начаты в 1956 г. Скважинами вскрыты отложения красноцветной толщи, ачкагыльского, ашшеронского ярусов и четвертичного возраста.

Красноцветная толща вскрыта бурением на 2000 м по мощности. По литологии и данным электрокаротажа толща разделена на две части. Верхняя представлена чередованием глин, алевролитов, песков и песчаников. Глины в основном красно-бурые различных оттенков, встречаются также серые, голубоватые, реже зеленые. Пески серые и голубовато-серые, реже зеленоватые, разнозернистые. Песчаники той же окраски, что и пески, или более темные. Мощность верхней части 1100—1325 м.

Нижняя часть красноцветной толщи также представлена чередованием глин, аргиллитов, песков и песчаников. Глины в основном красно-бурые различных оттенков, часто зеленые и голубовато-серые. Аргиллиты той же окраски, что и глины, обычно слюдястые и известковистые. Пески серые и зеленовато-серые, мелко- и тонкозернистые, слюдястые и известковистые.





6

Рис. 16. Газонефтяное месторождение Окарем.

(По материалам И. И. Цуканова, 1961 г.)
 а — структурная карта по кровле НКз;
 б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождений.
 1 — контур нефтеносности горизонта НКз; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — глины;
 5 — пески; 6 — аргиллиты; 7 — песчаники.

Окаремская структура представляет собой вытянутую брахиантиклиналь. Центральная, наиболее приподнятая часть складки разведана глубоким бурением, и здесь открыто газонефтяное месторождение. Свод, на котором расположено Окаремское месторождение, имеет размеры $7,5 \times 5$ км (рис. 16).

По данным сейсморазведки на Кеймир-Окаремской складке выявлена широкая зона разломов субмеридионального направления, проходящая и через собственно Окаремскую складку. По данным разведочного бурения эти разломы не фиксируются,

Вскрытая мощность нижней части красноцветной толщи достигает 865 м.

Акчагыльские отложения представлены глинами темно-серыми, серыми и зеленоватыми с прослойками углистых образований. Встречаются отдельные пласти почти черных сланцеватых известковистых глин. Мощность акчагыльских отложений колеблется от 70 до 110 м.

Апшеронские отложения представлены чередованием глин, алевролитов и песков. Глины серые и темно-серые, голубоватые и буроватые, песчанистые, известковистые, переходящие в алевролиты. Встречаются прослои углистых образований. Пески темно-серые, мелко- и среднезернистые, слюдястые. Мощность апшеронских отложений изменяется от 350 м на своде до 500 м на крыльях складки.

Четвертичные отложения представлены породами бакинского, хазарского, хвалынского и позднечетвертичного возрастов и выражены чередованием глин, алевролитов, песков и реже песчаников.

По данным сейсморазведки Кеймир-Окаремская складка является крупным валообразным поднятием меридионального простирания, на котором выделяются структуры Окарем, Кеймир, Ак-Патлаух и Чикишляр. Окарем-

очевидно, в связи с очень небольшими амплитудами смещения слоев.

Глубоким бурением установлена промышленная нефтегазоносность пижней части красноцветной толщи. Здесь выделяется 200-мачка чередующихся песков и глин. Разрез ее расчленен на шесть горизонтов — НК-1, НК-1а, НК-2, НК-3, НК-4 и НК-5.

Горизонт НК-1 представлен в основном одним песчаным пластом с редкими пропластками глин. Общая мощность 15—28 м, эффективная 9—24 м, пористость 19,5%.

Опробование горизонта проводилось в скв. 5 совместно с горизонтами НК-1а и НК-2. В интервале 2585—2590 м получен фонтанный приток газа дебитом 500 тыс. м³/сутки при 12-мм штуцере. После дострела в интервале 2522—2561 м скважина фонтанировала газом и конденсатом с большим количеством воды. Абсолютно свободный дебит газа составил 930 тыс. м³/сутки, пластовое давление 315 ат. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт НК-1а представлен чередованием песков, алевролитов и глин общей мощностью 50—60 м. Эффективная мощность 2,5—24 м. Горизонт литологически изменчив, часто пески переходят в глины, содержит газоконденсатную залежь пластовую, литологически экранированную.

Горизонт НК-2 представлен частым чередованием песков и глин общей мощностью 43—54 м. Эффективная мощность 9,2 м, пористость 19,5%. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт НК-3 представлен чередованием песчано-алевролитовых прослоев с глинами. Общая мощность 40—78 м, эффективная мощность 13,5—23 м, пористость 19,5%.

Горизонт содержит нефтяную залежь. Средний дебит нефти 68 т/сутки при 6-мм штуцере. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт НК-4 представлен двумя песчаными пластами, разделенными глинами. Верхний пласт в северном направлении выклинивается. Общая мощность горизонта 20—25 м, эффективная мощность 5—15 м. При опробовании скв. 29 в интервале 2754—2774 м получен фонтан газа с конденсатом. Дебит газа 750 тыс. м³/сутки, конденсата 150 м³/сутки при 16-мм штуцере. Пластовое давление 450 ат. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт НК-5 представлен чередованием песков и глин общей мощностью до 50 м. При опробовании скв. 14 в интервале 2744—2752 м получен газ с конденсатом; свободный дебит газа 1400 тыс. м³/сутки. Залежь пластовая, сводовая.

Нефти, полученные на Окареме, малосернистые, высокопарафинистые, со средним содержанием смол 26—30%, с температурой застывания +30° и выше. По групповому углеводородному составу нефти являются метаново-нафтенowymi. Плотность их колеблется от 0,842 до 0,894 г/см³.

Конденсат, полученный из скв. 5 (горизонты НК-1, НК-1а), представляет собой легкую бесцветную жидкость, почти полностью выкипающую до 300°, т. е. смесь бензиновых, лигроиновых и керосиновых фракций, плотность конденсата 0,740 г/см³.

Конденсаты из горизонтов НК-4 и НК-5 имеют несколько повышенную плотность (0,768, 0,783 г/см³), более высокую температуру застывания и меньшее количество легких фракций.

Все водоносные горизонты, встреченные в разрезе Окаремского месторождения, являются высоконапорными, давление повсюду превышает гидростатическое, причем превышение пластового давления над гидростатическим возрастает с глубиной.

Воды красноцветной толщи относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией в верхней части 60—200 г/л, в нижней 35 г/л.

Перспективы Окаремского месторождения связаны с доразведкой вскрытых продуктивных горизонтов и с разведкой низов красноцветной толщи.

Газонефтяное месторождение Камышлджа

Месторождение Камышлджа находится на территории Гасанкулийского района Туркменской ССР в 100 км к северу от районного центра — поселка Гасанкули.

В 1928 г. А. И. Косыгин установил наличие потухшего грязевого вулкана Камышлджа с признаками нефтеносности в сопочной брекчии.

Структура Камышлджа выявлена геологической съемкой в 1953—1955 гг., подтверждена и околтурена сейсморазведочными работами в 1956 г. В 1957—1958 гг. на площади проведено структурное бурение и в 1958 г. начато глубокое разведочное бурение. В 1959 г. установлена промышленная нефтеносность складки.

Бурением в разрезе месторождения вскрыты породы красноцветной толщи, акчагыльского и апшеронского ярусов плиоцена и четвертичные отложения. Состав отложений и мощности примерно аналогичны разрезу Окаремской площади.

Структура Камышлджа приурочена к северо-западной части Кеймир-Окаремской зоны поднятий. Она представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую с северо-востока на юго-запад. Северо-западное крыло несколько круче, с углами падения от 3—5 (в пределах акчагыльского яруса) до 18—23° (в отложениях нижнего красноцвета). На юго-восточном крыле углы падения составляют соответственно от 2—3 до 15—18°.

В верхних частях разреза установлены сбросовые нарушения небольшой амплитуды порядка 20—30 м. Размеры складки 8 × 5 км (по кровле нижнего красноцвета) (рис. 17).

По данным электрокаротажа в разрезе месторождения установлены те же продуктивные горизонты, что и на Окареме (НК-1, НК-1а, НК-2, НК-3, НК-4 и НК-5). В настоящее время опробованы только горизонты НК-3 и НК-5.

Горизонт НК-3 представлен чередованием песков и глин. Общая мощность его изменяется от 42 до 50 м, средняя эффективная мощность 15 м, средняя пористость 20%, проницаемость 10—30 мд.

Горизонт НК-3 вмещает нефтяную залежь. При опробовании этого горизонта в скв. 1 (интервал 2811—2834 м) получен фонтан

нефти дебитом 440 м³/сутки и газа 51 тыс. м³/сутки при 10-мм штуцере, пластовое давление 415 ат. Залежь пластовая, сводовая.

Нефть характеризуется следующими параметрами: плотность 0,885—0,909 г/см³, содержание (в %): серы 0,13—0,32, парафина 12—13, смол акцизных 45—55, легких фракций, вскипающих до 300° — 24—28.

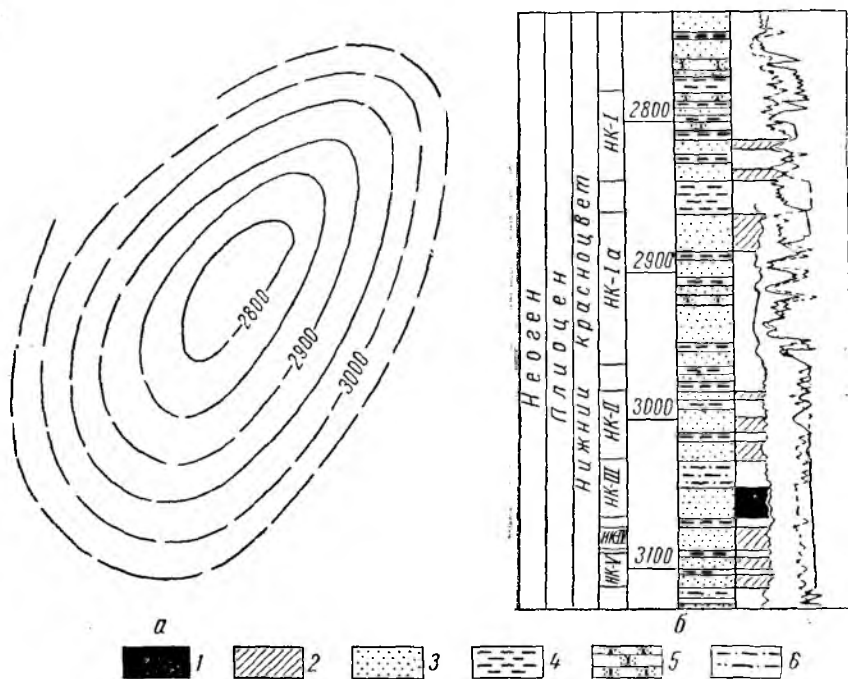


Рис. 17. Газонефтяное месторождение Камышлджра.

(По материалам К. В. Данченко.)

а — структурная карта по кровле продуктивной части нижнего красноцвета; б — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — нефть; 2 — газ; 3 — пески; 4 — глины; 5 — песчаники; 6 — глины песчаные.

Горизонт НК-5 сложен песками с прослоями глин. Средняя эффективная мощность 16 м, пористость 19%. Горизонт вмещает газоконденсатную залежь пластового сводового типа. При опробовании скв. 3 в интервале 3042—3063 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 2300 тыс. м³/сутки. Пластовое давление 480 ат. Выход конденсата в трапе при давлении 50—60 ат составит 45—50 см³/м³ газа.

Газ содержит (в %): метана 33,7, этана 0,4, пропана 0,3, бутана 0,3, пентана 0,6.

Конденсат из скв. 3 представляет собой легкую бесцветную жидкость, полностью выкипающую до 300°. По отдельным анализам вод

красноцветной толщии установлено снижение их общей минерализации с глубиной. Воды бессульфатные хлоркальциевого типа.

Месторождение Камышлджа находится в стадии разведки.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Западно-Туркменская нефтегазоносная область является основным нефтедобывающим районом Средней Азии. Добыча нефти в этом районе непрерывно растет.

В 1963 г. добыто 7,8 млн. т нефти, что составляет 79% всей добычи республик Средней Азии.

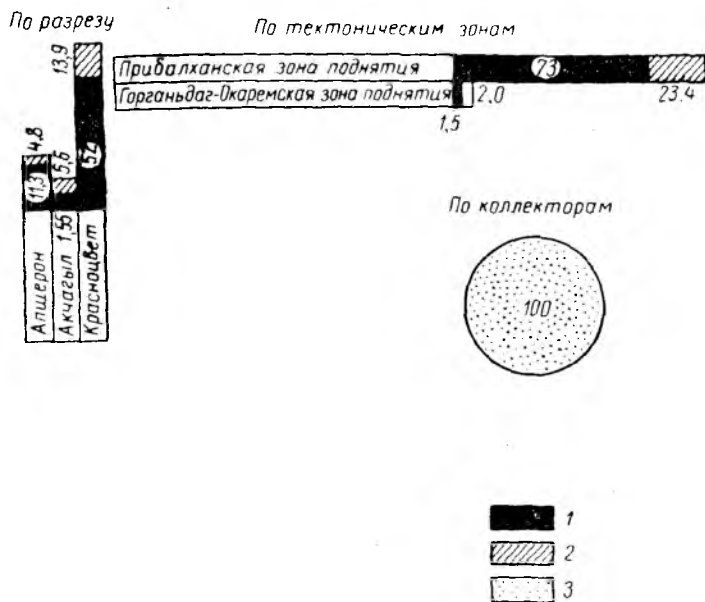


Рис. 18. Характеристика промышленных запасов нефти и газа Западно-Туркменской нефтегазоносной области на 1 января 1964 г. (в %).

1 — запасы нефти; 2 — запасы газа; 3 — песчаные коллектора.

По состоянию на 1 января 1964 г. запасы нефти категорий А + В + С₁ в Западно-Туркменской нефтегазоносной области составляют большую часть запасов этих категорий по всем республикам Средней Азии. Значительная часть запасов нефти Средней Азии по категориям С₂, Д₁ и Д₂ также связана с Западно-Туркменской нефтегазоносной областью. Характеристика промышленных запасов приведена на рис. 18. Приведенные данные свидетельствуют о высоких перспективах этой нефтегазоносной области.

Наибольший интерес с точки зрения поисков высокопродуктивных залежей нефти и газа представляет Прибалханская зона поднятий. Основные перспективы здесь связаны с доразведкой плиоценовых отложений в отдельных тектонических блоках разрабатываемых месторождений и залежей нефти в нижней части красноцветной толщи месторождения Ленинское. Открытие промышленных залежей в подстилающих красноцветную толщу отложениях на участке Алигул позволяет высоко оценить перспективность этого комплекса по всей Прибалханской зоне, однако для вскрытия их в большинстве случаев необходимо бурение скважин глубиной 3500—4000 м и более. В этой зоне в разведке находится месторождение Барса-Гельмес, где уже выявлены высокопродуктивные залежи нефти в подошве акчагыльских отложений и в верхней части красноцветной толщи. Начата разведка поднятия Овал-Товал.

Большой интерес для поисков месторождений нефти и газа представляет продолжение Прибалханской зоны в акваторию Каспийского моря, где сейсмикой выявлены структуры Ждановская, Губкинская и ЛАМ (Лаборатория аэрометодов).

Открытие залежей нефти и газа в нижнем красном цвете месторождений Окарем и Камышлджа позволяет высоко оценить перспективность Гограндаг-Окаремской зоны поднятия, где в настоящее время геофизическими работами выявлено более 20 структур, часть из которых подготовлена к разведочному бурению. Большой интерес представляет акватория Каспийского моря, примыкающая к этой зоне, где выявлены крупные локальные структуры Огурчинская и Западно-Эрдеклинская.

Наконец, большие перспективы в Западно-Туркменской нефтегазоносной области связаны с возможностью открытия литолого-стратиграфических залежей в зоне выклинивания красноцветной толщи в пределах Шахманского и Келькорского прогибов.

ЦЕНТРАЛЬНО-КАРАКУМСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Центрально-Каракумская нефтегазоносная область расположена в центре песчаной пустыни Каракумы. Она охватывает южную часть Заунгузских и западную часть Центральных Каракумов. Рельеф Заунгузских Каракумов расчленен, абсолютные отметки колеблются от 70 до 100 м. Центральные Каракумы имеют абсолютные отметки от 60 до 90 м. Здесь распространены грядовые пески и межгрядовые понижения, создающие специфический рельеф. Многие котловины заняты такырами площадью до 5 км².

Между Центральными и Заунгузскими Каракумами с запада на восток простирается цепочка линейно вытянутых и расположенных на одном гипсометрическом уровне впадин, известная под названием впадин Унгуза. В районе поселка Серный Завод и к западу от него наблюдаются отдельные бугры и плоские останцы, а также целые группы бугров высотой от нескольких метров до 60 м, сложенных известняками и песчаниками сарматского яруса и заунгузской свиты.

До недавнего времени в Центральной части территории существовали рабочие поселки Серный Завод, Дарваза и Топ-Джульба, где производилась добыча и первичная обработка серной руды. В связи с выработкой серных руд поселки Серный Завод и Топ-Джульба опустели, Дарваза превратился в крупный населенный пункт и в настоящее время является базой геологоразведочных работ на газ в Центральных Каракумах.

Климат района резко континентальный, засушливый, с жарким летом и относительно холодной зимой. Высокие температуры характерны для июня, июля и августа, максимальная температура достигает +47° С. К концу сентября жара постепенно снижается. Минимальные температуры приходятся на декабрь, январь и февраль. Средняя температура января +1,8° С, иногда падает до -21° С.

Среднегодовое количество осадков 83 мм. Летом осадки почти не выпадают.

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕННОСТИ

Историю геологического изучения Центрально-Каракумской нефтегазоносной области можно разделить на два этапа. На первом этапе изучения Каракумов (от восьмидесятых годов девятнадцатого и до

тридцатых годов двадцатого века) исследователи занимались вопросами стратиграфии четвертичных и неогеновых отложений и геоморфологией района, изучением генезиса серного месторождения и гидрогеологией первого водоносного горизонта. Некоторые общие сведения о нефтегазоносности этого района приведены в работах И. М. Губкина, А. В. Данова, Н. П. Луппова.

Из исследований первого этапа особенно следует отметить работы П. М. Лессара, А. М. Кончина, А. Н. Нацкого, А. Е. Ферсмана и Д. И. Щербакова, А. В. Данова, С. Ю. Геллера, А. Ф. Соседко, Б. А. Федоровича, Г. К. Орьева, В. Н. Кунина и других.

Второй этап, направленный на изучение глубинного геологического строения территории, был начат гравиметрическими и магнитометрическими исследованиями, проведенными В. В. Федькинским и А. А. Шрейдером в 1933—1937 гг. Впервые разрез отложений, скрытый под неоген-четвертичным покровом, был пройден скважиной глубиной 332,8 м на бугре Зеагли в 1941—1942 гг.

В 1944 г. Н. П. Луппов составил геологическую карту и объяснительную записку к ней. В 1954—1956 гг. под руководством В. В. Прусова проведена геологическая съемка с картировочным бурением центральной части Каракумов.

В более широком масштабе работы по изучению глубинного строения и нефтегазоносности Центральных Каракумов начаты с 1957 г. и продолжаются до настоящего времени. За этот период в значительном объеме проведены региональные и детальные геофизические работы, структурное и профильное бурение главным образом на территории Центрально-Каракумского свода. Склоны свода и прилегающие прогибы до настоящего времени изучены пока еще слабо.

Первый промышленный приток газа был получен 19 мая 1959 г. из структурно-профильной скв. 101, а с 1960 г. начато глубокое бурение на месторождении Зеагли-Дарваза.

В работах по изучению геологии и нефтегазоносности Центральных Каракумов принимают участие коллективы специалистов ГПГК Туркм. ССР, объединения Туркменнефть, Института геологии Туркм. ССР, ВНИГНИ, ВСЕГЕИ и других организаций.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

Геологический разрез Центрально-Каракумской нефтегазоносной области представлен породами юрского, мелового, палеогенового и неоген-четвертичного возрастов. Разрез всей этой территории однотипен, что дало возможность составить сводный стратиграфический разрез Центральных и Заунгузских Каракумов (табл. 9)*.

* Наименования свит палеогена дал Г. А. Габриэлянц.

Таблица 9

Группа	Система	Отдел	Подотдел	Ярус	Подъярус, свита	Литология		
1	2	3	4	5	6	7		
Кайнозой	Четвертичная					Пески желтовато- и стальнo-серые, мелкозернистые, в нижней части с прослоями алевродитов и глин коричневатo-серых. Мощность 0—120 м. Четвертичные отложения несогласно перекрывают неогеновые		
		Неоген	Плиоцен			Заунгульская	Эоловые пески желтовато-серые мощностью 0,5 м. Пески желтовато-серые с прослоями глин и линзами конгломератов из глинистых галек мощностью 30—50 м. Плиоценовые отложения с глубоким размывом залегают на сарматских, а в Ахчакае на тортонских и палеогеновых отложениях	
			Миоцен	Верхний		Сармат		Известняки серые, мелкозернистые, трещиноватые и кавернозные, мергели темно-серые, алевритовые, глины серые известковистые, заглинованные с прослойками песчаников серых, мелкозернистых. Мощность 40—60 м
				Средний		Туртон		
	Палеоген	Олигоцен					Глины зеленоватo-серые, слабоизвестковистые, жирные на ощупь. Мощность 0—20 м	
		Эоцен						
		Верхний				Шинхская	Глины серые, жирные на ощупь, неслоистые, известковистые, иногда алевритовые. Мощность 0—40 м	

1	2	3	4	5	6	7	
Кайнозой	Палеоген	Эоцен	Верхний		Сернозаводская	Глины светло-зеленовато-серые и оливково-серые известковистые, бейделлитового и монтмориллонитового состава с большим количеством раковин, фораминифер и радиолярий. Мощность 0—160 м. В верхней части разреза встречается брекчия (0—70 м), состоящая из катунов глин серых, зеленовато-серых, красновато-коричневых, мергелей и известняков серых, зеленовато-серых, угловатых, а также алевролитов серых	
			Средний		Бекуринская	Глины светло-зеленовато-серые, известковистые с пелитовой структурой и микрослоистой текстурой, с прослойками бентонитовых глин. Мощность 50 м	
			Нижний эоцен—верхний палеоцен		Дарвазинская	Мергели светло- и темно-серые, пелитоморфные, с прослойками бентонитовых глин и известняков, со следами подводно-оползневых явлений в нижней части свиты. Мощность 33—36 м	
					Кызылтакыр-ская	Мергели светло-серые и красновато-коричневые, известковистые, монтмориллонитового и гидрослюдистого состава. Мощность 3—7 м	
Мезозой	Палеоцен	Нижний палеоцен			Зеаглинская	Известняки глинистые с примесью алевроитового материала светлые, зеленовато-серые, с фауной. Глины известково-алевритовые, зеленовато-серые, плотные, жирные на ощупь с включениями фосфоритов в подошве слоя, с фауной. Мощность 3—20 м	
						Дат	Известняки глинистые, серые, плотные, местами переполненные устрицами и морскими ежами. Мощность 1,5—3 м. Между датскими и маастрихтскими отложениями размыв

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел	Верхний	Сенон	Маастрихт	Верхний	Известняки кристаллические, глинистые, светло-серые с зеленоватым оттенком, плотные, с неровным изломом. Мощность 0—50 м
					Нижний	Известняки кристаллические, глинистые, светло-серые с зеленоватым оттенком. Мощность 7—55 м. Общая мощность маастрихта 7—100 м увеличивается от центра к периферии
				Кампан	Верхний	Мергели серые, светло-зеленовато-серые, с обломками макрофауны плохой сохранности, с включениями конкреций пирита. Известняки светло-серые и белые, кристаллические и органогенные с фауной. Мощность 30—75 м
					Нижний	Известняки светло-серые и зеленовато-серые, кристаллически-зернистые, с прослоями известняков глинистых, с фауной и включениями конкреций и микроконкреций пирита. Мергели светлые, зеленовато-серые, пелитоморфные и известняки органогенные в средней части слоя, алевроитовые, песчанистые, пористые, с фауной. Мощность 60—35 м
				Сантон	Верхний	Мергели светлые, зеленовато-серые, пелитоморфные и известняки светло-серые, органогенные. Мощность 2—5 м
					Нижний	Известняки глинистые, органогенные, алевроитовые, серые, зеленовато-серые и светло-серые, с включениями галек фосфорита, стяжений пирита и следами илоедов. Мощность 6—40 м
				Коньяк		Глины серые, темно-серые, известковистые с многочисленными включениями обломков раковин моллюсков. Известняки органогенно-обломочные, песчаные, с гальками фосфорита, с включениями кристаллов пирита. Мощность 2—7 м

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел	Верхний		Турон		Переслаивание алевролитов, глины и песчаников. В верхней части разреза маломощные известняки кринокристаллические и органогенно-обломочные, зеленовато-серые, плотные, крепкие. На юге области разрез более алевритистый, мощность известняковых слоев достигает 40—55 м. В северной части области разрез более песчаный, известняковые породы исчезают. Мощность 165—200 м
				Сеноман		Песчаные, алевритовые и глинистые породы. На севере области в разрезе преобладают песчаные породы на юге глинисто-алевролитовые. Песчаники мелкозернистые, полевошпатовые, слабоизвестковистые зеленовато-серые. Глины темно-серые, плотные, жирные на ощупь. Алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком, слабоизвестковистые, слюдистые. Мощность 175—200 м
		Нижний	Альб	Верхний	По всей области прослеживаются две пачки. Верхняя — алевритопесчаная, пески и песчаники светло-зеленовато-серые, мелкозернистые, глауконитово-кварцевые, известковистые и алеврито-глинистые, мощность 130 м. Нижняя — алеврито-глинистая; глины алевритовые светло-серые, слюдяные с прослоями песчаников светло-серых, глауконитово-кварцевых, мелкозернистых; мощность 1—2 м. Мощность пачки 70 м	
				Средний	Пески глинисто-алевролитовые, светло-серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, глауконитово-кварцевые, слабоизвестковистые. Прослой глины темно-серых, слабоизвестковистых, плотных, слюдяных, мощностью от 0 до 15 м. С юга на север пески замещаются алевролитами. Мощность 90 м	

1	2	3	4	5	6	7			
Мезозой	Мел	Нижний		Альб	Нижний	Глинистые породы с подчиненными прослоями песчаников и песков в нижней части разреза. Глины алевроитовые темно-серые, с зеленоватым оттенком, слюдястые, слабоизвестковые, слоистые, плотные. Мощность до 100 м			
					Верхний	Ритмичное переслаивание глин черных и темно-серых с глинами серыми с прослоями песчаников. Глины плотные с волнистой слоистостью, гидрослюдистые, известковые, с примесью песчано-алевритового материала. Песчаники мелкозернистые, серые, полевошатово-кварцевые, пористые, хорошо проницаемые. Мощность 110—120 м			
				Апт	Нижний	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов и глин с прослоями конгломератов и известняков в нижней части разреза. Пески и песчаники серые, полевошатово-кварцевые, алевроитовые. Песчаники на карбонатном, местами железистом цементе с углистыми прослоями. Глины серые и темно-серые, плотные, алевроитовые, гидрослюдистого состава с волнистой слоистостью. Алевролиты серые, полевошатово-кварцевые, известковистые. Известняки серые, зеленовато-серые, органогенно-обломочные и оолито-органогенные, со значительной примесью песчаного материала. Конгломераты из гальки песчаников, глин, известняков с обломками фауны, на карбонатном цементе. Мощность 100 м			
				Неоком					Чередование глин, песчаников, алевролитов. Глины серые и темно-серые, плотные, алевроитовые, гидрослюдистого состава с волнистой слоистостью. Песчаники темно-серые, мелко- и среднезернистые, полевошатово-кварцевые, алевроитовые, с углистыми прослоями. В нижней части разреза известняки оолитовые, серые и темно-серые, крепкие. Мощность 200—250 м
				Баррем					

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел	Нижний	Неоком	Валажик-гогерив		Алевролиты мелкозернистые, коричневые, крепкие, песчано-глинистые, с обломками кварцитов. Глины коричневые, серые, плотные, песчано-алевритовые, с прослоями ангидритов. Прослой песчаников мелкозернистых, серых, крепких, с углистыми проиласками. Пески и песчаники с прослоями глин и алевролитов. Мощность около 200, к северу до 160 м. Неокомские отложения залегают на верхнеюрских с размывом
	Юра	Верхний		Келловей		Глины зеленовато-серые, оливково-зеленые, жирные на ощупь, известковистые, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Мощность от 0 (в центральной части области) до 250 м (на периферии)
		Средний				
	Пермо-триас					
Палеозой	Девон	Верхний				Микроклиновые граниты, гранит-порфиры, туфолавы кислые серого цвета, встречаются желто-серые, зеленовато-серые, черные с буроватым оттенком

ТЕКТОНИКА

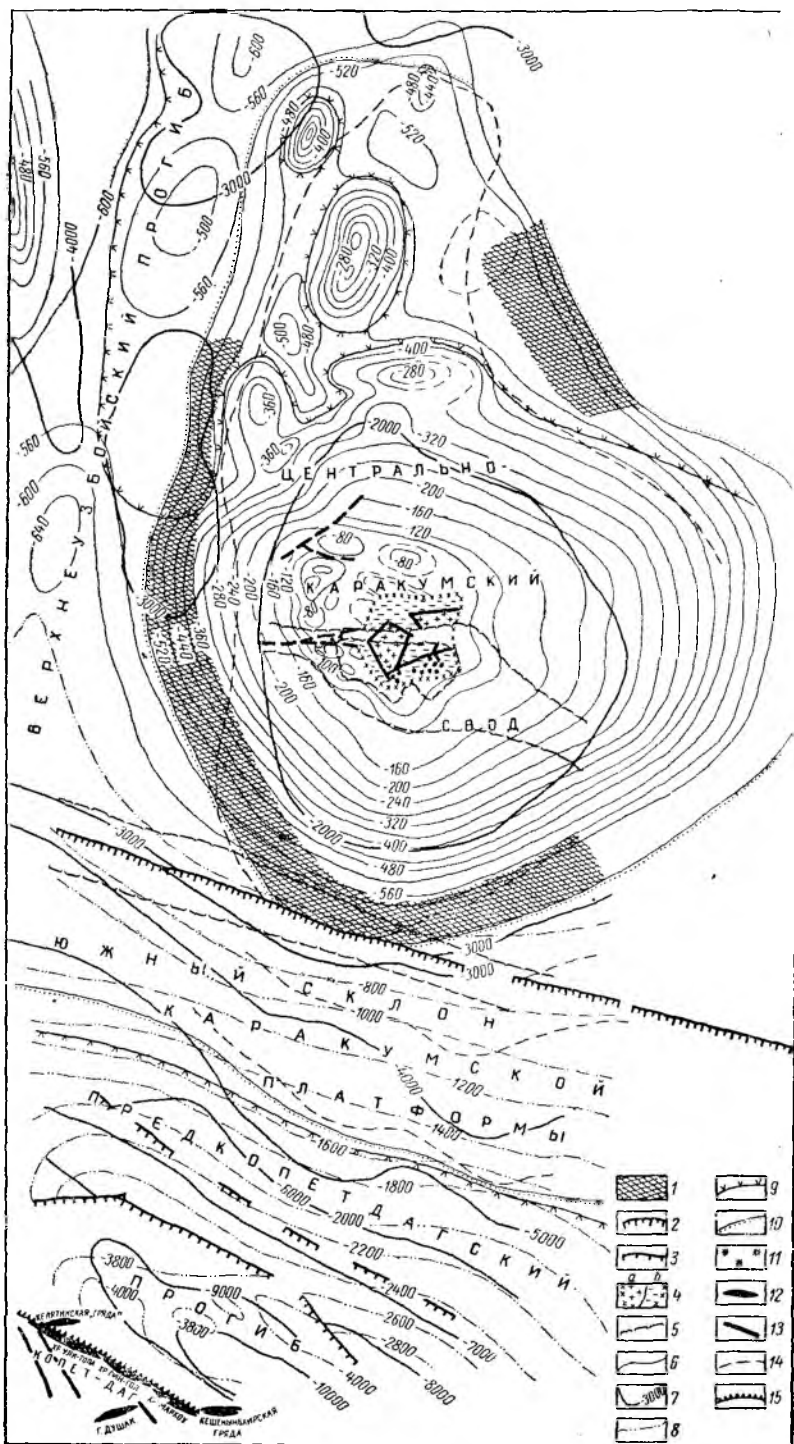
Центрально-Каракумская нефтегазоносная область охватывает крупные структурные элементы — Центрально-Каракумский свод, южный склон Каракумской платформы и Верхнеузбойский прогиб (рис. 19).

Наиболее крупным тектоническим элементом является Центрально-Каракумский свод, который расположен в самом центре Каракумов и имеет площадь около 50 тыс. км². Это крупное асимметричное поднятие, несколько вытянутое в северо-северо-западном направлении. С востока свод ограничен Заунгузским, с севера Дарьялык-Дауданским и с запада Верхнеузбойским прогибами, а на юге переходит в склон Каракумской платформы, который в свою очередь граничит с глубоким Предкопетдагским краевым прогибом. В центральной части свода выделяется крупное Зеагли-Дарвазинское куполовидное поднятие, а в северной Ачкакаинская группа складок, отделяющаяся от первого неглубоким прогибом. В районе поселков Серный Завод и Дарваза палеозойский фундамент залегает на глубинах 1600—2200 м. На склонах свода фундамент погружается до 3000—3500 м. В пределах Зеагли-Дарвазинского поднятия выделяется ряд локальных структур. Во всех направлениях от него слои погружаются, что четко фиксируется по кровле кампанских отложений. В западном и южном направлениях погружение более крутое, чем в восточном и северном. В районе пос. Ербент, в зоне сочленения южного склона Каракумской платформы с Центрально-Каракумским сводом, кровля кампанских отложений имеет абсолютную отметку около —600 м, в Верхнеузбойском прогибе —650 м. В пределах Ачкакаинской группы складок кровля кампанских отложений в центральных частях антиклинальных структур имеет абсолютные отметки от —240 до —280 м. На запад отмечается погружение в сторону Верхнеузбойского прогиба до абсолютных отметок —600 м, а затем подъем в сторону Карашорского (Гокленкуясинского) поднятия. Северная граница свода проводится по изогипсе —560 м. Амплитуда Центрально-Каракумского свода по кровле кампанских отложений составляет примерно 550 м.

Геофизические и буровые работы последних лет дали возможность составить более полное представление о глубинном строении Центрально-Каракумского свода и его склонов.

Фундамент свода имеет блоковое строение и сложен породами с различной петрографической характеристикой. В пределах свода и его склонов выявлено большое количество тектонических нарушений двух типов: региональные разломы значительной амплитуды и протяженности и разрывные нарушения небольшой амплитуды, развитые на отдельных участках свода (рис. 20).

Анализ материалов гравиметрических и магнитных исследований, сейсмических профилей и глубокого бурения позволил Г. И. Амурскому, Г. А. Габриэлянцу, Г. Х. Дикенштейну и В. А. Сливилю выделить на восточном, южном и западном склонах систему



разрывных нарушений и флексуобразных изгибов в фундаменте платформы (флексурно-разрывную зону), по которой проводится граница свода с сопредельными тектоническими элементами. В осадочном чехле флексурно-разрывная зона отражается в виде разломов и флексур. Ее ширина колеблется от 5 до 10 км к юго-западу от Дарвазы и достигает 20 км на южном склоне и 30 км на восточном.

На западном склоне свода по профилю Дарваза — Карашор выделяется ряд разломов фундамента амплитудой около 300 м, образующих ступени, погружающиеся в сторону Верхнеузбойского прогиба.

На границе с южным склоном платформы в районе поселков Ербент — Бахардок устанавливается серия разломов фундамента южного падения амплитудой более 200 м. Возможно, они являются продолжением региональной зоны разломов, протягивающейся от Донгуз-Сырты на Репетек и Чешме.

На юго-западном склоне свода и южном склоне Каракумской платформы работами КМПВ (Старобинец М. Е., 1963 г.) выявлены крупные тектонические нарушения двух направлений: юго-восток — северо-западного (разлом южнее линии Бахардок — Казы с амплитудой по фундаменту 800 м) и субмеридионального (разрывное нарушение восточнее линии Казы — Модар с амплитудой 800—1000 м). Помимо региональных разломов фундамента в пределах свода и его склонов геофизическими работами выявлены многочисленные разрывные нарушения незначительной амплитуды. К ним относятся нарушения в центральной части свода и на северном склоне, система нарушений, окаймляющих Казинский выступ фундамента, разломы, ограничивающие Модарскую котловину, система нарушений на Сансызской антиклинали и своеобразная зона разрывных нарушений — Сернозаводская, которая выделена А. Г. Блискавкой и Г. А. Габриэлянцем в центральной части свода. Этой зоне соответствует район распространения бугров-останцов Зеагли-Чеммерли, Топ-Джульба и других. Размеры ее в широтном и меридиональном направлениях составляют 30 × 25 км. Из 53 скважин, пробуренных в этом районе, 30 вскрыли разрывные нарушения, амплитуда которых в отдельных случаях достигает 250 м.

Характерными чертами Сернозаводской зоны разрывных нарушений, отличающими ее от окружающей территории, являются: наличие

Рис. 19. Тектоническая карта центральной части Туркменистана.

(Составил Г. А. Габриэлянц, 1963 г.)

1 — флексурно-разрывная зона окаймления Центрально-Каракумского свода; 2 — Ербентское южно-Каракумское региональное разломо; 3 — система разломов, ограничивающая с севера Ашхабадскую грабеновую депрессию; 4 — Сернозаводская взбросово-сбросовая зона дробления; а — приподнятые блоки; б — опущенные блоки; 5 — Ербент-Казинский и Сернозаводской структурно-эрозионные врезы; 6 — изогипсы кровли кампанских отложений; 7 — изогипсы кровли маастрихтских отложений; 8 — изогипсы доюрского комплекса пород; 9 — современная граница распространения олигоценовых отложений; 10 — границы основных тектонических элементов; 11 — серные неогеновые бугры-останцы; 12 — антиклинали геосинклинальной области; 13 — диагональные разломы Копет-Дага; 14 — взбросы; 15 — главный надвиг Копет-Дага.

в разрезе многочисленных тектонических нарушений, образующих резко приподнятые и опущенные блоки; присутствие в отложениях мергельной толщи среднего эоцена следов интенсивных по воднооползневых явлений и непостоянство мощностей среднеэоценовых и верхнеэоценовых отложений осадочной брекчии; несогласное залегание неогеновых отложений на породах от верхнего эоцена до турона включительно; распространение на поверхности над разломами останцовых бугров.

Буровыми и геофизическими работами на Центрально-Каракумском своде подготовлено к глубокой разведке 20 структур. На Зеагли-Дарвазинском поднятии выделяется девять локальных структур — Дарвазинская, Чалджульбинская, Такырская, Шиихская, Пришиихская, Толджульбинская, Атабайская, Аккуинская и Джаралтакырская. Размеры Зеагли-Дарвазинского куполовидного поднятия по кровле туронских отложений составляют по широтной оси 80 км, по меридиональной 82 км. Высота поднятия около 100 м, углы падения северного крыла не превышают $0^{\circ} 30'$, южного $0^{\circ} 15' - 0^{\circ} 25'$; западного $0^{\circ} 40'$ и восточного $0^{\circ} 10'$. Длина крыльев не превышает 10 км, высота не более 30 м. Кроме этих складок расположенных в центральной части свода, на склонах Центрально-Каракумского свода и прилегающих к нему районах выявлены структуры: Ахчакаинская, Акбашлинская, Койкырланская, Амандагская, Аджикуинская, Нурумгурская, Эгритақырская, Южно-Эгритақырская, Беурдешикская, Сансызская, Балаишемская, Кугунекская и Майволапская.

Центральная и северная части свода. Ахчакаинская структура — брахиантиклинальная субмеридиональная складка размером 40×21 км (по кровле датского яруса), осложненная двумя куполами расположенными по длинной оси складки. Высота складки 200 м, углы падения западного крыла 2° , восточного 1° .

Акбашлинская структура — антиклинальная складка с пологим сводом, осложненным двумя куполами. Ось складки имеет северо-восточное простирание. Ее размер 20×12 км, высота 50 м. Складка асимметричная, имеет более крутое юго-восточное крыло, углы наклона не превышают 1° .

Койкырланская структура — куполовидная складка северо-восточного простирания с несколько более крутым юго-западным крылом. Размер ее 18×23 км, высота 180 м. На юго-западном склоне углы падения слоев составляют 40 м на 1 км, а на остальных склонах 12 м на 1 км.

Амандагская структура — брахиантиклинальная складка северо-западного простирания с более крутым северо-восточным крылом. Размер ее 20×12 км, амплитуда 100 м.

Нурумгурская структура — брахиантиклинальная, близкая к куполовидной пологая складка северо-западного простирания размером 16×12 км, высотой 80 м.

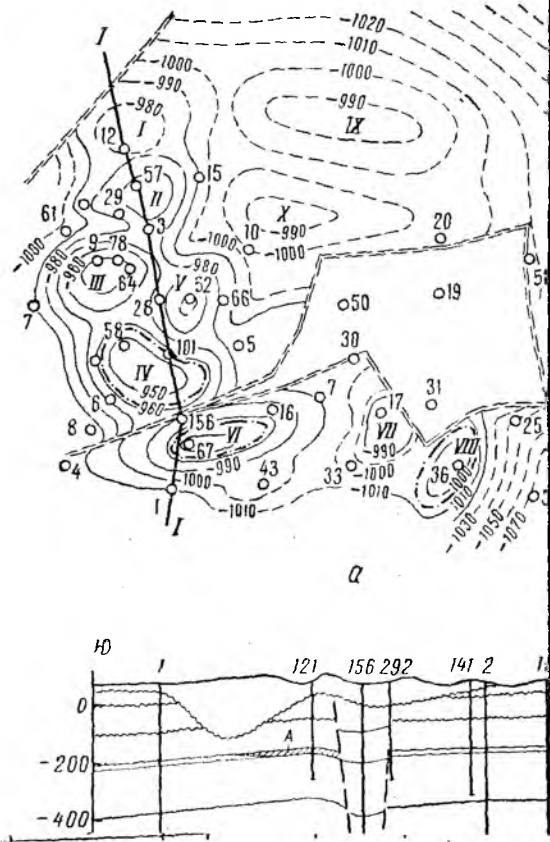
Аджикуинская структура — антиклинальная складка меридионального простирания размером 10×15 км, высотой 60 м.

ром
еро-
15'.
гая
над-
рук-
уда
ням

Рис. 21. Зеагли-Дарвазинское газовое месторождение.

(По материалам А. Г. Блисавки, Г. А. Габриэлянца, В. В. Колодий, 1963 г.)
а — структурная карта по кровле горизонта VI аптского
Филь I—I; в — сводный разрез продуктивной части
I — контур газоносности горизонта VI; 2 — линии
газ; 4 — глины; 5 — алевроиты; 6 — песчаники; 7 —
складки: I — Чалдзюльбинская; II — Дарвазинская; III —
IV — Шийхская; V — Пришиихская; VI — Топджуль-
Топорджюльбинская; IX — Аккуинская; X — Джа

кая
ио-
БЛО
ра-
на-
гра
ят-
за-
м.
УК-
НЫ,
мо-
ний
до
ей:
и
—
от
це-
кно
го-
ня.
не,
ба-
м
ф.
го
ны
об-
да.



в ра
ющих
жени
водно
вых и
залег;
туров
мами

Бу
ском
ли-Дарождение.

Дарв: 3. В. Хуснутди-
ших яруса; б — про-
тақы месторождений.
тарушений; 3 —
цески. Локальные
80 км II — Такырская;
бинская; VII —
углы алтақырская.

0° 15'

не ц
расис
Кара

туры
Аджи

ская,
и Ма

Ц
брах
× 21

расп
углы

А
сводс
востс

асим
накл

К
точн
лом.

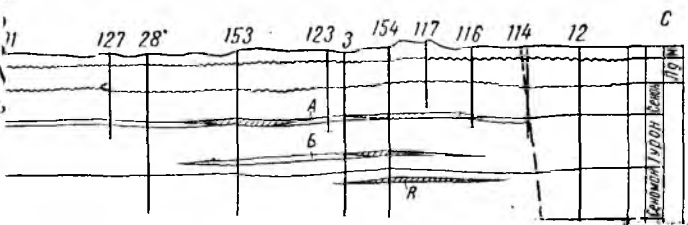
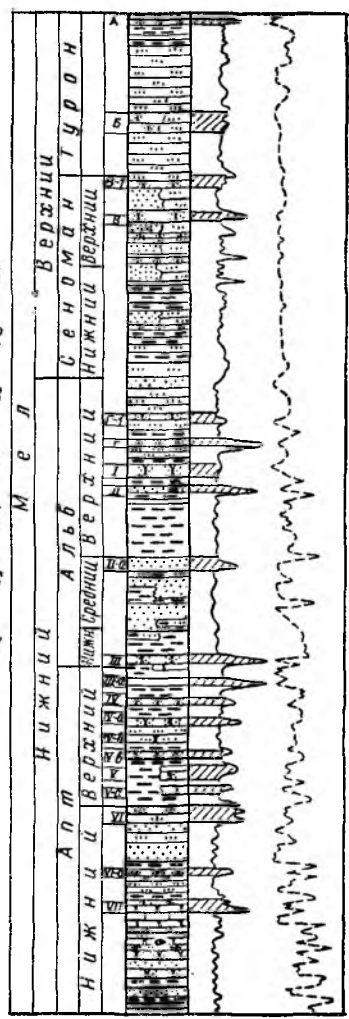
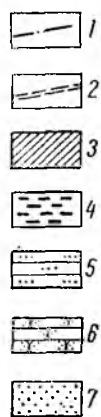
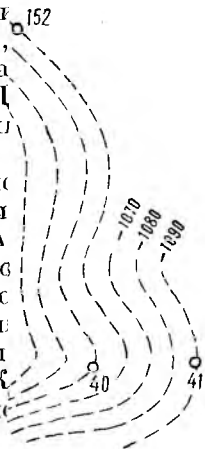
углы
12 м 8

А
ро-за
Разм

II
куно
мерс

А
наль

104



Эгритакирская структура — антиклинальная складка размером 17×13 км, высотой 24 м. Свод пологий, ось складки имеет северо-запад — юго-восточное простирание, углы наклона крыльев $0^\circ 15'$.

Восточный склон свода. Беурдешикская структура — пологая антиклинальная складка с более крутым восточным и пологим западным крыльями и сравнительно широким сводом. Простирание структуры северо-северо-восточное, размером 21×12 км. Амплитуда до палеогеновым отложениям 35—40 м, по аптским отложениям 65—70 м.

Западный склон свода и южный склон платформы. Сансызская структура — крупная брахиантиклинальная складка субмеридионального простирания асимметричного строения. Западное крыло складки имеет углы падения $1^\circ 30'$, восточное до 3° . Размер складки 48×18 км, амплитуда 280 м. С юга, востока и севера складка ограничена зонами тектонических нарушений.

Балаишемская структура — вытянутая в субмеридиональном направлении асимметричная пологая брахиантиклинальная складка с пологим восточным и более крутым западным крыльями. Вероятный размер ее $(16-18) \times (10-12)$ км, высота 50 м.

Кугунекская структура — антиклинальная складка северо-западного простирания размером $(15-17) \times (7-9)$ км, высотой 100 м. В своде возможно наличие разрывного нарушения.

В разрезе Центрально-Каракумского свода выделяются два структурно-тектонических этажа. Нижний — фундамент платформы, подразделяется на два подэтажа: палеозойский, допермский и пермо-триасовый, завершающий герцинскую складчатость. Верхний структурно-тектонический этаж охватывает породы от юрского до четвертичного возраста и разделяется на пять структурных подэтажей: первый включает породы юрского возраста¹, второй — нижне- и верхнемеловые (до маастрихта включительно) отложения; третий — породы датского и палеогенового возраста, четвертый породы от нижнего миоцена до среднего плиоцена и пятый — верхнеплиоценовые и четвертичные отложения.

В истории формирования Центрально-Каракумского свода можно выделить несколько главнейших этапов. Конец герцинского тектогенеза привел к формированию крупного палеозойского поднятия. В пермо-триасовое время происходило дальнейшее его воздымание, что привело к размыву центральной части и интенсивному прогибанию склонов, где по геофизическим данным накопилось более 2000 м молассовых осадков этого возраста, нивелировавших древний рельеф. Платформенный этап начался в юрское время. В начале этого этапа центральная часть свода продолжала воздыматься, а склоны погружались и здесь происходило накопление осадков. Затем в общем погружение была вовлечена и центральная часть свода.

¹ Г. А. Габриэлянц верхнюю юру только частично включает в первый структурный подэтаж и считает, что в центральной части свода сохранилась верхняя часть отложений верхней юры.

Погружение было прервано во второй половине верхней юры, когда произошло новое интенсивное поднятие центральной части свода и отдельных блоков фундамента, приведшее к размыву верхней юры в Зсагли-Дарвазинском районе. Склоны свода погружались, вследствие чего разрез здесь более полный.

Меловой период характеризуется общим погружением всего свода и накоплением мощной (до 1600 м) толщи осадков. Новый, важный этап в истории геологического развития наступил в конце маастрихта, когда произошло поднятие центральной части свода, в результате которого была размыта значительная часть (до 90 м) отложений маастрихтского яруса. Для третьего структурно-тектонического подэтажа характерно общее погружение свода. В среднеэоценовое, а затем верхнеэоценовое время в центральной части свода происходили интенсивные вертикальные движения блоков фундамента, в связи с чем на площади примерно 800 км² отмечаются разрывные нарушения. В конце олигоценового и в миоценовое время Центрально-Каракумский свод наиболее интенсивно поднимался. Следствием этого явился размыв значительной части палеогена. В плиоценовую эпоху шло накопление горизонтально залегающих континентальных пород, являющихся как бы покровом для нижележащих отложений.

Анализ строения Центрально-Каракумского свода позволяет установить общие черты его с другими структурными элементами такого типа, развитыми в пределах платформенных областей.

Окружающие Центрально-Каракумский свод тектонические элементы, входящие в Центрально-Каракумскую нефтегазоносную область, изучены значительно слабее. При характеристике Центрально-Каракумского свода указывалось, что он почти со всех сторон обрамлен прогибами, а на юге сочленяется с южным склоном Каракумской платформы. К западу от Центрально-Каракумского свода расположен Верхнеузбойский прогиб меридионального простирания. По современному структурному плану северное замыкание прогиба проходит у о. Сарыкамыш, западным бортом является восточное крыло Карашорской антиклинали, а восточным — западный склон свода. Длина Верхнеузбойского прогиба достигает 200 км, ширина около 50 км. Амплитуда прогиба по подошве сарматских отложений равна 400 м. Современный структурный план прогиба окончательно сформирован в неоген-четвертичное время.

В 1963 г. на территории Центрально-Каракумского свода были проведены сейсмические работы методом КМПВ (Б. А. Хариков, Э. А. Логинов) с целью изучения глубинного строения и поисков структур в пределах западного склона. На основании этих данных поверхность допермского фундамента сначала полого погружается в сторону Верхнеузбойского прогиба, а затем в районе с. Ата-Куп по разлому резко погружается до 4000—4500 м. В связи с этим в пределах Верхнеузбойского прогиба можно предположить наличие пермо-триасового комплекса мощностью порядка 1000—1500 м.

В осадочном чехле граница Центрально-Каракумского свода с Верхнеузбойским прогибом выражена недостаточно четко. Южная часть прогиба по верхнемеловым отложениям раскрывается в сторону южного склона платформы без видимого ее замыкания. Верхнеузбойский прогиб делится на две самостоятельные части: северную — Ортакуйвскую мульду и южную — Куйминский прогиб, разделенные Кугунекской структурной перемышкой, сформировавшейся в период накопления осадочной толщи.

В северной части Заунгузских Каракумов расположен Дарьялык-Дауданский прогиб, по которому проходит северная граница Центрально-Каракумского свода. Его описание дано при характеристике Амударьинской нефтегазоносной области.

Южный склон Каракумской платформы как самостоятельный тектонический элемент впервые выделил Г. А. Габриэлянц в 1961 г. Как видно из прилагаемой тектонической схемы (см. рис. 19), южный склон платформы представляет в общем моноклинальное погружение поверхности фундамента и осадочного чехла в сторону Предкопетдагского краевого прогиба. На западе района с южным склоном платформы сливаются Верхнеузбойский и Учтаганский прогибы, в центральной части северной границей является южный склон Центрально-Каракумского свода. С востока он ограничивается Байрамалийским валом. Ширина южного склона платформы равна 50—70 км. Глубины залегания фундамента на склоне платформы изменяются от 3 до 5 км, кровли мела — от 900 до 2000 м. Углы наклона слоев в мезозое составляют около 1° , в палеогене и миоцене $0^\circ 30'$, в плиоцене (акчагыл) около $0^\circ 10'$. В пределах склона выявлена описанная выше Сансызская структура.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Как указано выше, планомерные работы по изучению глубинного строения и нефтегазоносности Центрально-Каракумской нефтегазоносной области начаты только с 1957 г. К настоящему времени более изучена сводовая часть Центрально-Каракумского свода. Получение в мае 1959 г. промышленного притока газа из структурно-профильной скв. 101 привело к открытию в Центральных Каракумах первого газового месторождения Зеагли-Дарваза.

Согласно подсчету запасов, проведенному Г. А. Габриэлянцем, А. Г. Блискавкой, В. В. Колодием и другими, запасы месторождения составляют около 100 млрд. m^3 , из них по категориям А + В + С₁ Государственной комиссии по запасам утверждено 58,5 млрд. m^3 .

В разрезе месторождения Зеагли-Дарваза установлено 20 газоносных пластов, приуроченных к отложениям антского, альбского, сенноманского и туронского возрастов. Газоносные пласты имеют следующую номенклатуру (сверху вниз): А, Б (турон), В-1, В (сеноман), Г-1, Г, I, II, II-а (альб), III-а, IV, IV-а, IV-б, IV-в, V, V-а, VI, VI-а, VII (апт).

Зеагли-Дарвазинская складка осложнена рядом отдельных куполов, которые контролируют распределение залежей по площади. Некоторые залежи имеют контуры, ограниченные пределами одного купола, другие имеют общий контур для нескольких куполов.

Основные запасы газа сосредоточены в западной части месторождения на Шиих-Дарвазинской и Топджульбинской площадях. Шиих-Дарвазинская площадь включает четыре куполовидных складки: Дарвазинскую, Тыкырскую, Шиихскую, Пришиихскую.

Продуктивные горизонты представлены главным образом песчаниками зеленовато-серыми, тонко- или мелкозернистыми, глаукогеново-кварцевыми, слабосцементированными. Мощность пластов колеблется в пределах 1,5—16 м, многие пласты характеризуются резкой литологической изменчивостью по площади. Открытая пористость газоносных горизонтов на Зеагли-Дарвазинском месторождении изменяется в среднем от 10 до 30%, проницаемость от 40 до 1118 мд.

На месторождении Зеагли-Дарваза выделяются газовые залежи трех типов: пластовые сводовые, пластовые тектонически экранированные и пластовые литологически экранированные.

Газы месторождения относятся к типу метановых со значительным содержанием тяжелых углеводородов. Содержание метана изменяется в пределах 85—99%, тяжелых углеводородов 0,19—7,5%.

Во многих пластах в газе установлено наличие конденсата, представляющего собой смесь бензиновых и лигроиновых фракций с небольшим содержанием ароматических углеводородов. Плотность их изменяется в пределах 0,730—0,750 г/см³. По групповому составу большинство конденсатов относится к метаново-нафтеновому типу, причем содержание метановых углеводородов лишь незначительно превышает количество нафтеновых в соответствующих фракциях.

Воды продуктивных горизонтов Зеагли-Дарвазинского газового месторождения относятся к типу хлориднонатриевых. Общая минерализация их изменяется от 10 до 100 г/л и более и закономерно увеличивается со стратиграфической глубиной.

Помимо обнаружения залежей газа в отложениях мелового возраста на Центральном-Каракумском своде, в районе бугра Топ-Джульба из юрских отложений в интервале 1756—1760 м был извлечен образец песчаника темно-коричневого цвета с запахом нефти. По данным анализа в породе отмечено наличие битума в количестве 0,091%.

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Газовое месторождение Зеагли-Дарваза

Зеагли-Дарвазинское месторождение находится в 250 км к северу от г. Апхабада на границе Централных и Заунгузских Каракумов.

В 1942 г. на бугре Зеагли пробурена первая скважина, установившая залегание миоценовых отложений на туронских.

В 1957 г. на площади проводилось структурное бурение и сейсмические исследования. В мае 1959 г. из структурной скв. 101

ударил газовый фонтан из отложений нижнего мела. В этом же году начато глубокое разведочное бурение. В разрезе месторождения вскрыты отложения палеозойского, пермо-триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и антропогенного возрастов.

Палеозойский фундамент вскрыт скважинами и представлен в основном розовыми массивными гранитами. Определение абсолютного возраста в одном образце гранита позволяет отнести его к верхнему девону.

Отложения пермо-триасового возраста (?) вскрыты двумя скважинами на Зеагли-Дарвазинском поднятии и представлены красноватыми конгломератами. По данным сейсмических исследований пермо-триасовые отложения распространены на склонах Центрально-Каракумского свода. Возраст их определен условно по аналогии с пермо-триасовыми отложениями Туаркыра и на основании общегеологических соображений.

Юрские отложения по литологической характеристике делятся на две толщи: нижнюю — континентальную и верхнюю — морскую. Нижняя толща представлена песчаниками с прослоями глин, алевролитов и аргиллитов, встречаются прослой камня угля. Верхняя представлена глинами с прослоями песчаников и алевролитов, в ее верхней части хорошо прослеживаются прослой известняков. Мощность юрских отложений колеблется в пределах 265—465 м.

Меловые отложения, залегающие с разрывом на юрских, представлены пестроцветной алевроито-песчанистой толщей неокома, песчано-алевритово-глинистыми породами аптского, альбского, сеноманского и туронского ярусов и карбонатными осадками коньякского, сантонского, кампанского, маастрихтского и датского ярусов. Мощность меловых отложений 1100—1350 м.

Палеогеновые отложения начинаются палеоцен-нижнеэоценовыми осадками, представленными чередованием известковистых глин, переходящих в мергелистую пачку среднего эоцена, а затем в известковистые глины среднего эоцена. Разрез заканчивается зеленовато-серыми плотными глинами верхнего эоцена. Средняя мощность отложений палеогена 120 м.

Неогеновые отложения представлены терригенно-карбонатным комплексом пород (мергели, известняки и песчаники), залегающих с угловым несогласием на отложениях, начиная от турона до верхнего эоцена.

Четвертичные отложения распространены в южной части поднятия и представлены песками, глинами и суглинками мощностью до 195 м.

Зеагли-Дарвазинское поднятие расположено в центральной части Центрально-Каракумского свода. Структура по аптским отложениям представляет собой крупное куполовидное поднятие размером 90 × 82 км и высотой около 100 м. Она осложнена локальными складками, а в юго-восточной части интенсивно нарушена.

Выделяются следующие антиклинальные складки: Чалджульбинская, Дарвазинская, Такырская, Шиихская, Пришиихская,

Топджульбинская, Топорджульбинская, Чиммерлинская, Аккуинская, Джаралтақырская (рис. 21).

Наиболее приподнятой складкой по кровле туронских отложений является Дарвазинская; она имеет почти округлую форму, размер 8×10 км; высоту 28 м. На север от Дарвазинской складки выделяется Чалджульбинская антиклиналь размером 9×15 км. Северо-западное крыло ее осложнено сбросами, установленными по сейсмическим данным, наличие сброса отмечается также и на южном крыле. На юго-западе через неглубокий прогиб Дарвазинская складка переходит в очень пологую (по кровле туронских отложений) почти округлую Тақырскую антиклиналь.

К югу от Дарвазинской складки расположена Шиихская антиклиналь. Длина ее в меридиональном направлении 10 км, ширина в южной части 9 км, в центральной и северной 5 км, высота 10 м. Между Шиихской и Дарвазинской складками выделяется небольшой Пришиихский купол.

На юго-восток от Шиихской складки выделена Топджульбинская антиклиналь широтного простирания. Восточная часть ее отсекается сбросом и входит в сернозаводскую зону разрывных нарушений. Длина ненарушенной части складки равна 14 км, ширина 5 км, высота 15 м. К востоку от описанной группы складок выделены Аккуинская и Джаралтақырская антиклинали, которые недостаточно изучены. Складки имеют широтное простирание. Размер Аккуинской складки 6×18 км, Джаралтақырской 4×18 км, высота их 10—15 м.

В сернозаводской зоне нарушений отмечена серия разрывов типа сбросов и взбросов с амплитудами от 20 до 350 м. Нарушения образуют ряд глубоко погруженных и высоко приподнятых тектонических блоков. Нарушения отмечены в отложениях от верхнеэоценового до аптского возраста.

Данные опробования и анализ промыслово-геофизических материалов позволили выделить в разрезе 20 газонесущих пластов, приуроченных к отложениям нижнего и верхнего апта, нижнего и верхнего альба, сеномана и турона. Мощность продуктивных пластов колеблется от 1,5 до 16 м. Пласты сложены глауконитово-кварцевыми песками и глинистыми алевролитами и характеризуются значительной литологической изменчивостью по площади.

Пласт А залегает в кровле туронского яруса, представлен мелкозернистыми песчаниками, сцементированными глинисто-известковистым материалом, часто с прослоями глин. Пласт не опробован. В процессе бурения отмечались газопроявления. Эффективная мощность по каротажным данным колеблется от 5 до 20 м.

Пласт Б залегает в нижней части туронских отложений, литологически не выдержан. Хорошие коллектора отмечены в скважинах Дарвазинского и Шиихского куполов, на остальной территории песчаные пласты замещаются глинами. Средняя мощность газонасыщенной части 6 м. Залежь литологически экранированная. Как и в пре-

дыдущем случае, пласт не опробован, отмечены лишь газопроявления в процессе бурения.

Пласт В-1 залегает в кровле сеноманских отложений и представлен монолитным песчаным коллектором, общая мощность пласта 11—33 м, в отдельных случаях 32 м. Залежь газа приурочена только к Такырскому куполу. В скв. 78 при опробовании в интервале 433—422 м получен газовый фонтан с абсолютно свободным дебитом 22 тыс. м³/сутки.

Пласт В приурочен к верхней части сеноманских отложений, представлен песчаниками, которые на отдельных участках замещаются глинами. Максимальная общая мощность 26 м. Средняя мощность газонасыщенной части 3,5 м.

Газовые залежи в пласте «В» приурочены к Дарвазинскому и Такырскому куполам. При опробовании скв. 78 на Такырском куполе в интервале 456—475 м получен газовый фонтан с абсолютно свободным дебитом 10,5 тыс. м³/сутки.

Пласт Г-1 залегает в верхней части верхнеальбских пород и представлен песчаниками, часто замещающимися плотными алевролитами и глинами. Пласт газоносен только на Такырском куполе. При опробовании скв. 78 в интервале 637—639 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 180 тыс. м³/сутки при пластовом давлении 64,2 ат.

Пласт Г залегает в верхней части верхнеальбских отложений и представлен песчаниками. Максимальная общая мощность пласта 42 м. Средняя мощность газонасыщенной части 3,9 м. Залежи газа в пласте Г установлены на Шиихском и Такырском куполах.

В скв. 78 (Такырский купол) при опробовании пласта в интервале 659—663 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 600 тыс. м³/сутки.

Пласт I приурочен к средней части верхнеальбских отложений и по площади литологически невыдержан. Отмечается полное замещение песчаников глинами. Максимальная общая мощность пласта достигает 31 м, средняя эффективная мощность 29 м. Залежи газа в пласте I установлены на Дарвазинском и Такырском куполах. В скв. 55 при опробовании пласта в интервале 758—765 м получен газ с абсолютно свободным дебитом 262 тыс. м³/сутки. В скв. 29 и 61 абсолютно свободный дебит газа соответственно составлял 44,6 и 32,8 тыс. м³/сутки.

Пласт II залегает в средней части верхнеальбских отложений и представлен песчаниками с прослоями глин. Литологически в основном выдержан и только в северо-западной части месторождения песчаные коллектора полностью замещаются глинами. Максимальная общая мощность пласта достигает 31 м, эффективная 26 м. Газовые залежи в пласте II приурочены к Дарвазинскому, Шиихскому, Такырскому и Пришиихскому куполам.

При опробовании скв. 78 и 79 получены притоки газа с абсолютно свободным дебитом 350 и 164,5 тыс. м³/сутки. -

Пласт II-а приурочен к кровле среднеальбских отложений и литологически неоднороден по площади. Представлен песчаниками с прослоями глин, в отдельных случаях прослой непроницаемых пород достигают 11 м. Максимальная общая мощность пласта 46 м.

Газовые залежи в пласте II-а выделены на Шиихском и Топджульбинском куполах. При опробовании пласта в интервале 758—763 м в скв. 54 (Шиихский купол) получен приток газа с конденсатом абсолютно свободным дебитом 502 тыс. м³/сутки. Пластовое давление 79,2 ат. Мощность газонасыщенной части пласта 2,5 м.

Пласт III залегает в нижней части нижнеальбских отложений и характеризуется невыдержанностью мощности и литологического состава. Мощность пласта изменяется от 2 до 41 м.

Газоносность пласта III приурочена к Дарвазинскому, Такырскому, Шиихскому и Топджульбинскому куполам. В скв. 3 (Дарвазинский купол) при опробовании пласта получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 376 тыс. м³/сутки, в скв. 57 — 50 тыс. м³/сутки.

Пласт III-а установлен в кровле верхнеаптских отложений, сложен песчаниками с примесью глинистого материала, по площади литологически не выдержан. Средняя мощность его 3 м. Пласт газоносен только на Топджульбинском куполе. При опробовании скв. 17 в интервале 935—920 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 120,7 тыс. м³/сутки при пластовом давлении 98,5 ат.

Пласт IV залегает в верхней части верхнеаптских отложений и является основным газосодержащим горизонтом месторождения. Представлен монолитным песчаником и только на отдельных участках выклинивается и замещается глинами. Средняя эффективная мощность пласта 2—4 м.

Газовые залежи, приуроченные к пласту IV, установлены на Дарвазинском, Такырском, Шиихском, Пришиихском и Топджульбинском куполах.

В скв. 53 (Шиихский купол) при опробовании интервала 928—932 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 525 тыс. м³/сутки. В скв. 52 (Пришиихский купол) при опробовании в интервале 920—916 м абсолютно свободный дебит газа составил 730 тыс. м³/сутки при начальном пластовом давлении 89,4 ат.

Пласт IV-а приурочен к верхней части верхнеаптских отложений, представлен слабосцементированными песчаниками, которые местами замещаются глинами или глинистыми алевролитами. Максимальная общая мощность пласта 9 м, средняя эффективная мощность 2 м, проницаемость по данным опробования 156 мд.

Газонасыщенность пласта IV-а установлена на Шиихском, Пришиихском, Такырском, Топджульбинском и Чиммерлинском куполах. Абсолютно свободный дебит газа, полученный при опробовании скважин, составил 380—390 тыс. м³/сутки.

Пласт IV-б залегает в средней части верхнеаптских отложений и хорошо прослеживается по месторождению. Средний коэффициент

открытой пористости 17,4%, проницаемость 220—246 *мд*. Промышленная газоносность пласта установлена на Шиихском, Пришиихском и Топджульбинском куполах. Абсолютно свободный дебит газа колеблется от 277 до 392 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ при пластовом давлении 95,3—99,6 *ат*.

Пласт IV-в приурочен к средней части верхнеаптских отложений; сложен в пределах Шиих-Дарвазинской площади алевролитами с подчиненными прослоями слабосцементированных песчаников. Пласт газонасыщен на Шиихском и Дарвазинском куполах. При опробовании пласта в скв. 54 (Шиихский купол) получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 133,8 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ при пластовом давлении 98,5 *ат*.

Пласт V залегает в нижней части верхнеаптских отложений. По площади литологически не выдержан и представлен глинистыми алевролитами, местами переходящими в глины. Газовые залежи установлены на Тақырском, Шиихском, Топджульбинском и Атабайском куполах. Средняя мощность газонасыщенной части пласта 6 *м*, проницаемость 2—4 *мд*. Абсолютно свободный дебит газа на Тақырской складке составил 25—48 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ при пластовом давлении 95,1 *ат*.

Пласт V-а залегает в подошве верхнеаптского подъяруса, газоносен на Тақырском и Чиммерлинском куполах. Абсолютно свободный дебит газа в скв. 9 составил 463 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$, пластовое давление 105,7 *ат*. Мощность газонасыщенной части пласта 3—7 *м*, средняя проницаемость 160 *мд*.

Пласт VI залегает в кровле нижнеаптского подъяруса. Залежи газа приурочены к Шиихской, Топджульбинской и Чиммерлинской складкам. Абсолютно свободный дебит газа составляет 82—300 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$. Пластовое давление 107,8—110,8 *ат*. Мощность газонасыщенной части пласта колеблется от 3 до 9 *м*.

Пласт VI-а залегает в верхней части нижнеаптских отложений, сложен песчаниками с маломощными прослоями глины. Общая мощность пласта 4—10 *м*. Промышленная газоносность установлена только на Топджульбинском куполе. При опробовании скв. 67 в интервале 1073—1067 *м* получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 728 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$.

Пласт VII выделяется в средней части нижнеаптских отложений, сложен песчаниками с глинистыми пропластками. Максимальная мощность 17 *м*. Залежь газа приурочена только к Топджульбинскому куполу. При опробовании скв. 67 в интервале 1109—1139 *м* получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 118 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$.

Анализ проб газа из различных горизонтов месторождения показали, что в его составе преобладает метан (85,7—98,9%), этан содержится в количестве 0,12—5,37, пропан — 0,02—1,85, более тяжелые углеводороды — до 1%. Содержание азота не превышает 3%, углекислоты 1%.

В пластах II-а, III, IV, IV-а, IV-б, IV-в, V, V-а и VI отмечено наличие конденсата от 1,4 $\text{см}^3/\text{м}^3$ в пласте II-а до 35,3 $\text{см}^3/\text{м}^3$ в пласте VI.

Большинство конденсатов представляет собой легкую бесцветную подвижную жидкость, не содержащую смол и парафина. Плотность их колеблется в пределах 0,730—0,745 г/см³.

По групповому составу конденсаты из нижнеальбских и аптских отложений относятся к метаново-нафтеновому типу, причем содержание метановых углеводородов незначительно превышает количество нафтеновых в соответствующих фракциях.

Пластовые воды по минерализации и химическому составу можно разделить на три группы:

- 1) крепкие рассолы с минерализацией более 100 г/л в отложениях юры, неокома и апта;
- 2) слабые рассолы с минерализацией 50—100 г/л в отложениях нижнего и среднего альба;
- 3) воды с минерализацией 10—50 г/л, приуроченные к отложениям верхнего альба, сеномана и турона.

Все перечисленные группы вод представлены в основном хлоридно-натриевым типом (по В. А. Сулину). Для всех вод, кроме туронских, характерна низкая сульфатность. В водах отмечается высокое содержание микрокомпонентов, причем содержание их увеличивается сверху вниз соответственно минерализации.

Разведка месторождения продолжается.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Несмотря на слабую изученность территории Центрально-Каракумской нефтегазоносной области накопленные к настоящему времени фактические данные позволяют высоко оценить ее перспективы.

Анализ палеогеографических условий, характера распределения и качества битума, растворенных газов и органического вещества указывает на высокую перспективность юрских и меловых отложений в этом районе.

Юрские отложения представлены чередованием песчаников, алевроитов и глин с прослоями угленосных пород. Песчаные пласты характеризуются высокими коллекторскими свойствами: пористость их изменяется от 15 до 29,6%, проницаемость от 50 до 500 мд. Мощность юрских отложений в центральной части Каракумского свода по данным бурения изменяется от 210 до 460 м, по геофизическим данным мощность юры на южных склонах свода и Каракумской платформы достигает соответственно 900, 1500 м и более. На северном склоне Центрально-Каракумского свода скважиной, пробуренной на Койкырлашской структуре во вскрытой части юрских отложений по данным О. А. Кузьминой, выделяется большое количество песчаных пластов с хорошими коллекторскими свойствами.

По О. В. Барташевич юрские отложения характеризуются повышенным содержанием органического вещества и битумов.

Приведенные данные позволяют высоко оценивать перспективы нефтегазоносности юрских отложений на склонах Центрально-Каракумского свода, на южном склоне Каракумской платформы. Здесь

возможно обнаружение залежей нефти и газа как структурного типа, так и литологически и стратиграфически экранированных в зонах выклинивания юрских отложений.

В меловых отложениях наиболее благоприятными условиями в отношении нефтегазоносности обладают терригенные осадки аптского, альбского, сеноманского и туронского возрастов, а на южном склоне платформы также неокомские отложения. На Зеагли-Дарвазинском месторождении в этих отложениях установлено 20 газоносных горизонтов суммарной мощностью до 100 м. На южном склоне Центрально-Каракумского свода мощность их достигает 150 м, здесь отмечается также увеличение количества песчаных прослоев в сеномантуронских отложениях. На южном склоне платформы на площади Казы установлено увеличение суммарной мощности песчаных прослоев и улучшение их коллекторских свойств.

О. В. Барташевич установлено наличие битумов, близких по составу к природной нефти, в апт-альбских породах на площади Ахча-Кая, а также повышенное содержание битума и органического вещества в отложениях от аптского до туронского ярусов на территории Центральной части Каракумского свода.

Таким образом, юрские и апт-туронские отложения весьма перспективны для поисков нефти и газа, возможны залежи и в неокомских отложениях. Поисковые и разведочные работы на нефть и газ следует в первую очередь сосредоточить на территории южного и восточного склонов Центрально-Каракумского свода и южного склона Каракумской платформы.

ЮЖНО-МАНГЫШЛАКСКО-УСТЮРТСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Южно-Мангышлакско-Устюртская нефтегазоносная область расположена в пределах Казахской, Узбекской и Туркменской республик. Из общей ее площади, превышающей 50 000 км², большая часть (40 000 км²) расположена в пределах Казахской ССР, около 10 000 км² в Узбекской ССР и небольшая часть в Туркменской ССР.

Южно-Мангышлакско-Устюртская нефтегазоносная область граничит на севере с горной областью, занимающей центральную часть Мангышлака, где выделяются возвышенности Каратаучик, Западный и Восточный Кара-Тау, Северный и Южный Ак-Тау и на юго-востоке Тумгача и Карамая. Средние высоты наиболее возвышенной части горного Мангышлака — хребта Кара-Тау — несколько превышают 400 м, отдельные вершины достигают 533 м (Отпан) и 555 м (Бешоки). Склоны Кара-Тау крутые и обрывистые. На востоке выделяются увалы Музбель и Карабаур с максимальными высотами 340 и 290 м.

К югу от Кара-Тау расположена Беке-Башкудукская долина, которая по характеру рельефа относится к переходному типу между горной и степной частями Мангышлака. В западной части этой долины имеется возвышенность, названная С. Н. Алексейчиком Карасыз-Таспасской. На юге границей рассматриваемой области является залив Кара-Богаз-Гол. Степная часть Мангышлака представляет собой обширное плато, наклоненное в сторону моря. Абсолютные отметки этого плато колеблются от 240 до —24 м. В его пределах выделяется ряд крупных бессточных впадин, расположенных значительно ниже уровня моря. Наиболее глубокая впадина Каргие имеет отметку —132 м, впадина Каунды —54 м, впадина Карынжарык —68 м. В рельефе четко выделяется также впадина Ассаке-Аудан, имеющая значительные размеры. Ее минимальные абсолютные отметки находятся в пределах нулевых значений. Территория Южно-Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносной области чрезвычайно бедна источниками воды. Небольшие ручейки, протекающие в районе Кара-Тау, теряются в песках и существуют периодически во время дождей и таяния снега. Имеющиеся редкие колодцы малодебитны и содержат соленую, непригодную для питья воду. В районах, прилегающих к хребту Кара-Тау, имеются небольшие источники

с пресной водой, кроме того, слабо солоноватые и пресные воды связаны с отложениями сармата.

Населенных пунктов в районе Мангышлака немного, основным является форт Шевченко. В последние годы в связи с открытием месторождений Жетыбай и Узень растут новые крупные поселки. Большое значение приобретает порт Ералиево — одна из основных баз снабжения геологоразведочных работ. Климат района резко континентальный. В летние месяцы температура воздуха достигает 40° , осадки почти не выпадают. Зимой температура снижается до -30° , снега выпадает мало.

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕННОСТИ

История геологического изучения Мангышлака и районов Южного Устюрта связана с именами многих геологов и геофизиков. Большое значение имели работы Н. И. Андрусова, который заложил основы представлений о стратиграфии и тектонике этой территории. Еще в 1887 г. он впервые составил геологическую карту Мангышлака. В 1915 г. многолетние работы Н. И. Андрусова и его сотрудников завершились выпуском монографии, научно обобщившей все собранные к этому времени материалы по геологическому строению Мангышлака. Н. И. Андрусов впервые для Мангышлака применил термин мегантиклиналь для обозначения структуры Кара-Тау, на поверхности которой обнажаются пермо-триасовые отложения, а юрские и меловые образования развиты на склонах хребта Кара-Тау.

Большое значение в изучении геологии Мангышлака имели работы М. В. Баярунаса, который впервые посетил эти районы в 1907 г. вместе с Н. И. Андрусовым. Почти 30 лет этот исследователь посвятил изучению геологии Мангышлака и Устюрта. Опубликованные в 1940—1941 гг. геологические карты по Мангышлаку составлены, как об этом свидетельствуют Н. П. Лушпов и А. П. Ильина, в основном по материалам исследований М. В. Баярунаса. Большое значение имели его работы по восточной части Мангышлака. Он впервые указал на существование Ассаке-Ауданской впадины. Признаки нефтеносности на Южном Мангышлаке были установлены в 1899—1902 гг. при проведении топографических съемок. М. В. Баярунас один из первых в 1910 г. описал нефтепроявления Тюбеджик и Карасязь. Работы Н. И. Андрусова и М. В. Баярунаса сыграли большую роль в изучении геологического строения и полезных ископаемых Мангышлака.

В. Д. Соколов в 1926 г. более подробно описал выходы нефти в районах колодцев Карасязь, Таспас и Тюбеджик и дал положительную оценку перспектив нефтегазоносности Мангышлака.

Большой интерес представляют исследования, которые проводил В. В. Мокринский с 1937 по 1949 г. Основное внимание в них уделено вопросам геологического строения и угленосности Мангышлака, стратиграфии отложений от пермских до третичных. Особенно детально рассмотрена стратиграфия среднеюрских отложений.

Вопросами нефтегазоносности Мангышлака на протяжении многих лет занимались сотрудники ВНИГРИ. Работы были начаты в тридцатых годах, когда Ю. А. Колодяжный произвел геологическую съемку Карасязь-Таспасской антиклинали (1932—1933 гг.) С 1932 по многолетние исследования проводил С. Н. Алексейчик. Они завершились в 1941 г. монографией «Геологическое строение и нефтеносность полуострова Мангышлак». В этой работе на основании изучения геологического строения, признаков нефтеносности и условий залегания нефти даны выводы о перспективах нефтеносности Мангышлака. В последующем разведочными работами на Тюбеджикской структуре было открыто нефтяное месторождение, однако нефть оказалась низкого качества — тяжелой, смолистой и в связи с этим нерентабельной для разработки. Открытие этого месторождения имело большое принципиальное значение для оценки перспектив нефтегазоносности обширной территории Степного Мангышлака.

Важную роль имели работы Н. П. Луппова, который обосновал стратиграфическую схему неокомских отложений. В 1937—1940 гг., кроме С. Н. Алексейчика, изучением геологии Мангышлака занимались геологи ВНИГРИ А. В. Фурсенко, Е. И. Соколова, Е. В. Мятлюк.

Большие геологические и гидрогеологические исследования на Устурте проводил О. С. Вялов, который в 1933 и 1934 гг. опубликовал материалы по стратиграфии и тектонике этой территории. Он, в частности, указал на продолжение мезозойских складок Мангышлака в юго-восточном направлении под неогеновыми породами Устурта.

Большое значение имели работы А. Д. Архангельского. Исследования, начатые им еще в 1914 г. на Устурте и в прилегающих районах, привели к существенным выводам о взаимоотношении Мангышлакской, Уральской и Тяньшаньской складчатости, структур Мангышлака, Туаркыра, Большого Балхана и других. В 1933—1937 гг. на территории Средней Азии, включая Мангышлак и Устурт, проводились маятниковые и абсолютные магнитные наблюдения под руководством В. В. Федынского и А. А. Шрейдера. Были установлены некоторые закономерности расположения гравитационных и магнитных полей. А. Д. Архангельский и В. В. Федынский обобщили эти первые геофизические данные в 1936 г. в работе «Геологические результаты гравиметрических исследований в Средней Азии и Юго-Западном Казахстане».

Основное развитие геологические и геофизические исследования в Южно-Мангышлакско-Устуртской области получили после Великой Отечественной войны. В 1950 г. ВНИГРИ была организована на Мангышлаке комплексная геолого-геофизическая экспедиция под руководством Б. Ф. Дьякова, Н. Н. Черепанова и Н. К. Трифонова. Работой этой экспедиции были охвачены обширные районы не только горного Мангышлака, но, что особенно важно, и степной его части, изучался обширный круг вопросов стратиграфии, литологии, фаций, коллекторских свойств, гидрогеологии, геохимии нефтей, вод и по-

род, тектоники. В результате было опубликовано ряд статей, составлены геолого-геофизические карты и дана оценка перспектив нефтегазоносности этой территории.

Многолетние работы в районах Мангышлака и Устюрта проводили А. Л. Яншин и его сотрудники Р. Г. Гарецкий, В. И. Шрайбман и А. Е. Шлезингер. Работы А. Л. Яншина явились значительным вкладом в познание тектоники и истории геологического развития основных тектонических элементов Мангышлака и Устюрта. Большое значение имели исследования Н. П. Луппова в восточной части рассматриваемой области. Он установил Шорджинскую антиклиналь, выделил Ассаке-Ауданский прогиб, Центрально-Устюртскую антиклиналь.

Новые данные были получены по Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносной области работниками Всесоюзного аэрогеологического треста. Ю. Я. Кузнецов, В. В. Прусов и Д. А. Туголесов на основании проведенных экспедицией ВАГТ и другими организациями работ составили структурные карты Устюрта и Мангышлака по подошве миоцена.

С 1956 г. на территории Устюрта и Приаралья Приаральская экспедиция СГПЖ (в настоящее время трест Союзбургаз) проводила геологическую съемку и картировочное бурение. Кроме того, было пробурено несколько профильных скважин глубиной до 1200 м. В итоге геолого-съёмочных работ уточнено строение Устюрта и Приаралья, в том числе Ассаке-Ауданского прогиба, Карабаурского вала, и выявлен ряд локальных структур в их пределах.

Большое значение имели региональные геофизические работы, проведенные конторой Следгеофизика. Благодаря им получены первые обоснованные данные о глубинном строении районов Устюрта. Представляют интерес данные о наличии пермо-триасовых отложений в Ассаке-Ауданском прогибе, выделение на севере Южно-Мангышлакского и Ассаке-Ауданского прогибов, Южно-Мангышлакского уступа, вдоль которого прослеживаются локальные поднятия от Жетыбайского на западе до Шахпахтинского на востоке.

С 1956 г. работы в районах Прикарабогазья и Южного Мангышлака проводили комплексная геологическая экспедиция АН СССР (НИЛнефтегаз) и Туркменская геологическая экспедиция МГУ. Указанные экспедиции затронули широкий круг вопросов геологии и нефтегазоносности Прикарабогазья и смежных районов Южного Мангышлака на основании детальных структурно-геоморфологических съемок, структурного бурения и геофизических работ. В комплексе работ НИЛнефтегаза большое место занимали литологические, геофизические и гидрогеологические исследования. В результате этих работ получены новые данные о геологии и перспективах нефтегазоносности обширной территории Прикарабогазья, уточнено строение отдельных локальных поднятий и выявлены новые структуры.

С 1957 г. на территории Устюрта проводит систематические исследования коллектив геологов ВНИГНИ. Эти работы дали весьма важные результаты по стратиграфии юрских отложений, тектонике, литолого-фациальным и геохимическим особенностям разреза мезокайнозоя. В результате составлена серия структурных, тектонических и литолого-фациальных карт и разработаны практические рекомендации по направлению дальнейших геологоразведочных работ на Устюрте. Исследования на Устюрте проводит также группа научных сотрудников ИГИРНИГМ под руководством А. М. Акрамходжаева. Детально изучались стратиграфия, литология и фации меловых отложений Устюрта по материалам пробуренных скважин, производился анализ геофизических данных, изучались коллекторские свойства.

Большое значение имеют работы, проведенные на Южном Мангышлаке и Устюрте производственными организациями Казахстана и Узбекистана. Ими выполнены значительные объемы структурного бурения и детальных геофизических работ, глубокого параметрического, поискового и разведочного бурения.

Геофизические работы на Мангышлаке проводит трест Казнефтегеофизика в Каракалпакской части Устюрта — экспедиция треста Узбекгеофизика, глубокое поисковое и разведочное бурение на Мангышлаке — трест Мангышлакнефтегазразведка Западно-Казахстанского геологического управления.

В конце 1960 — начале 1961 гг. получен промышленный приток нефти из юрских отложений на Жетыбае, в 1961 г. — приток газа из нижнемеловых и нефти из юрских отложений на Узеньской площади.

В южной части Устюрта структурное и профильное бурение было начато в 1957 г., глубокое бурение — в 1960 г. В настоящее время все работы по Устюрту на территории Узбекистана проводит трест Каракалпакнефтегазразведка.

После открытия Жетыбайского и Узеньского нефтяных месторождений увеличился темп геологоразведочных работ в Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносной области.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

В строении Южно-Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносной области принимают участие юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые отложения, залегающие на различных горизонтах пермотриаса, а местами и допермского палеозоя.

В приводимом ниже (табл. 10) сводном стратиграфическом разрезе изложены материалы по Южно-Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносной области и Северным районам Устюрта (I — Северный Устюрт, II — Южный Устюрт, III — Южный Мангышлак).

Группа	Система	Отдел	Подотдел	Ярус, сыгта	Подъя- рус, го- ризонт	Литология
1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Неоген	Плиоцен	Верхний			<p>I. Пески карбонатно-гипсовые, слабоуплотненные, пористые, аллювиального происхождения. Мощность 0—7 м</p> <p>III. Отложения акчагыльского яруса известны лишь на мысе Песчаном и представлены известняками-ракушечниками. Мощность 0—20 м</p>
			Нижний	Понт		<p>I. Известняки серовато-желтые и серовато-бурые, оолитовые и кристаллические. Мощность 0—5 м</p> <p>III. Известняки оолитовые с прослоями детригусовых. Мощность 0—32 м</p>
		Миоцен	Верхний	Мэотис		<p>III. Переслаивание известняков-ракушечников, оолитовых известняков, мергелей и реже известковистых глин. Мощность 0—76 м</p>
				Сармат	Верхний	<p>III. Переслаивание известняков светло-серых, оолитовых, глинистых, реже ракушечных с мергелями. Мощность 10—50 м</p>
					Средний	<p>I. Известняки светло-серые и белые, кристаллические и оолитово-детритусовые, реже ракушечные с прослоями мергелей светлых, мажущих, часто переходящих в глину. Мощность 0,5—40 м</p> <p>II. Известняки оолитовые и детритусово-оолитовые, плотные. Окраска пород белая и розовая. Отложения сильно размыты, на юго-западе Устья полностью размыты. Мощность 0—32 м</p> <p>III. Известняки оолитовые, глины известковистые, алевроитовые, мергели и реже песчаники. Мощность 13—72 м</p>

1	2	3	4	5	6	7	
Кайнозой	Неоген	Миоцен	Верхний	Сармат	Нижний	<p>I. Известняки белые, светло-серые мелкозернистые, мелкооолитовые, органогенно-обломочные и мергели белые и голубовато-серые, плотные, участками мелоподобные и переходящие в известковистую глину. Мощность 3—50 м</p> <p>II. Известняки буровато- и голубовато-серые, мелкозернистые, глинистые, с прослоями оолитовых и детритусовых известняков, мергели голубовато-серые, плитчатые. Мощность 8—71 м</p> <p>III. Глины светло-серые с зеленоватым оттенком, известковистые, с прослоями мергелей, реже песчаников и известняков. Мощность 19—47 м</p>	
			Средний	Торгон		Кокча	<p>I. Мергели белые и серые, плотные, местами загипсованные, с прослоями известняков. В северо-восточной части Устюрта — глины серовато-зеленые, жирные, карбонатные, к Аральскому морю замещаются оолитовыми известняками. Мощность 5—32 м</p> <p>II. Мергели светло-серые, плотные, неяснослоистые с прослоями известняков и зеленовато-серых загипсованных глин. В Ассаке-Аудане известняки отсутствуют, но появляются мощные пачки белых сахаровидных гипсов, а на Айбугире в разрезе преобладают известковистые глины с прослоем песчаника в основании. Мощность 12—53 м</p> <p>III. Глины алевролитистые с прослоями мергелей и оолитовых известняков, песчаники глинистые разнотельные, реже конгломераты. Мощность 0—26 м</p>
							Караган

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Неоген	Миоцен	Средний	Тортон	Караташ	<p>II. Переслаивание известняков белых и серых, глин темно- и светло-серых и гипсов белых и серых в западной части Учкудукского прогиба. К востоку известняки выпадают из разреза и появляются прослои белых мергелей. В Ассакеауданской впадине разрез сложен глинами и гипсами с прослоями известняков и мергелей. Мощность 13—85 м</p> <p>II. Глины с прослоями песков, известковистых песчаников, с включением гравийного материала. Мощность 0—33 м</p>
					Чокрак-тархан	<p>I. Глины серые, красновато-бурые, карбонатные, песчаные, мергели. Мощность 0—42 м</p> <p>II. Глины серые и зеленовато-серые, известковисто-песчаные с единичными прослоями мергелей и известняков. Мощность 7—26 м</p> <p>III. Пески ржаво-желтые с конгломератами. Глины зеленовато-серые, слабо известковистые, гипсы белые, сахаровидные. Мощность 0—44 м</p>
				Гельвет	<p>I. Пески желтовато-серые, мелкозернистые, кварцевые. Мощность 0—10 м</p> <p>II. Пески разнородные, желтовато- и зеленовато-серые с прослоями глин. Отмечаются единичные прослои ракушечников. В основании кварцевая галька. Мощность 0—17 м</p>	
	Палеоген	Олигоцен—миоцен	Верхний олигоцен — нижний миоцен	Майкоп		<p>I. Выделяются три пачки: верхняя — пески и алевроиты с прослоями глин (распространены в Северо-Устюртском прогиба); средняя — глины темно-серые, иногда черные алевроитистые с прослоями песков и алевроитов; нижняя — глины зеленовато-серые, темно-серые и коричневые слабоалевритистые с подчиненными прослоями алевролитов. Мощность до 300 м</p> <p>II, III. Глины коричневатые-серые, зеленовато-серые и темно-серые, часто алевроитистые, с включением пирита, с прослоями алевроитов и песков. Мощность до 500 м</p>

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Палеоген	Олигоцен	Средний	Майкоп	Соленовский	I, II, III. Глины зеленовато-серые, серые и коричневатые-серые, карбонатные с остракодами. В северо-восточном направлении становятся более алевритистыми и песчанистыми. Мощность 2—20, реже до 40 м
					Апшеронская подовита	I, II, III. Глины зеленовато-серые, темно-серые, буровато-серые с прослоями алевритов и песков. Глины нередко алевритистые с включением пирита, с конкрециями мергелей и глинистых доломитов. Мощность на севере 30—70, на юге увеличивается до 150—170 м
					Хадум	I. Глины зеленовато- и голубовато-серые с включением пирита и марказита, с редкими конкрециями мергелей и глинистых доломитов, в нижней части слабо известковистые. Мощность от 100 до 200 м II, III. Глины зеленовато-серые, известковистые, с прослоями алевритов, местами песчанистые. Мощность 35—175 м
		Эоцен	Верхний			I. Чеганская свита. Глины голубовато-зеленовато-серые, слабокарбонатные, алевритистые. Мощность до 100 м Саксаульская свита. Глины зеленовато-серые, некарбонатные с прослоями алевритов и мелкозернистых песков. Мощность 80—130 м Тасаранская свита. Глины зеленовато-серые, алевритистые, карбонатные, к северу сменяющиеся слабокарбонатными и некарбонатными. Мощность 20—30 м

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Палеоген	Эоцен	Верхний			<p>II, III. Белоглицинский горизонт. Мергели белые, местами розовые, мелоподобные. На юго-восточном Устюрте — мергели, глинистые известняки и известковистые глины. Мощность до 30 м</p> <p>Кумский горизонт. Мергели кремовые, коричневые, реже светло-серые, плитчатые с прослоями глин зеленовато-серых и коричневатато-серых. В южном направлении мергели замещаются глинами зеленовато-коричневатато-серыми, известковистыми с бурыми пятнами ожелезнения. Мощность до 160 м</p> <p>Керестпянский горизонт. Мергели белые, светло-серые (на востоке зеленовато-серые) с прослоями известняков и карбонатных глин. Мощность от 5—7 до 15—20 м</p>
			Средний			<p>I. Карбонатные глины с прослоями мергелей. В Северо-Устюртском прогибе — зеленовато-серые карбонатные глины и лишь в самых низах мергели. Мощность сильно колеблется в зависимости от структурного положения разреза: от 0,5—13 (на поднятиях) до 54 м (к центральным частям прогибов)</p> <p>II, III. Известняки с прослоями мергелей и реже карбонатных глин. В нижней части преобладают белые и светло-серые комковатые известняки, а в верхней белые, сероватые, розоватые и коричневые мергели с прослоями светло-серых глин. Мощность 14—50 м</p>
			Нижний			<p>I. Мелоподобные мергели в Северо-Устюртском прогибе, севернее — красочетные и коричневые известняки и мергели. Мощность 1—10 м</p> <p>II, III. Мергели белые, серые, коричневые, бурые и черные, нередко пятнистые с прослоями крепких известняков. На юго-востоке Устюрта появляются глинистые известняки коричневатато-бурые, зеленовато-желтые. Мощность до 20 м</p>

1	2	3	4	5	6	7	
Кайнозой	Палеоген	Палеоцен				<p>I. Глины темно-серые, плотные, слабопесчанистые известковистые. Мощность 11 м</p> <p>II, III. Известняки светло-серые, участками песчанистые с прослоями светло-серых мергелей. Мощность до 10 м</p>	
							<p>I, II. Известняки светлые, местами песчаные. Мощность 0—40 м</p> <p>III. Известняки органогенно-обломочные, мшанковые с многочисленной фауной. Мощность 13—23 м</p>
Мезозой	Мел	Верхний		Дат		<p>I, II. Маастрихт — мелоподобные известняки. Мощность 10—16 м. Кампан — мелоподобные мергели и известняки. Мощность 90 м</p> <p>Сантон — преимущественно мергели, в верхней части переходящие в мелоподобные мергели. Мощность 10—20 м.</p> <p>Коньяк — мелоподобные мергели и известняки. Мощность 6—12 м</p> <p>Турон — рыхлые песчаники и алевролиты мощностью до 30 м. В южном направлении переходят в мергели мощностью до 50 м (Чегалсор)</p> <p>III. Карбонатная толща писчего мела с прослоями мергелей и известняков преимущественно в нижней части разреза. Нижний турон представлен терригенными породами. Мощность отложений сенон-турона 90—102 м</p>	
				Турон — сенон			<p>I, II. Преимущественно песчаники, пески и алевролиты с подчиненными прослоями глин, с несколькими прослоями фосфоритов. Мощность 60—70 м</p> <p>III. Песчаные, алевроитовые и глинистые породы с преобладанием песчаных разностей в верхней половине разреза и известковистых глин — в нижней. Встречаются отдельно крупные пласты песчаников с высокими коллекторскими свойствами. Мощность 105—135 м</p>
				Сеноман			

1	2	3	4	5	6	7	
Мезозой	Мел	Нижний		Альб	Верхний	<p>I, II. Преобладают песчаные породы. Песчаники рыхлые мелкозернистые, алевритистые, иногда крепкие известковистые. Окраска от светло- до красновато-серых</p> <p>III. Пески и песчаники с прослоями глин, с гигантскими шаровыми конкрециями. Мощность 42—207 м</p>	
					Средний	<p>I, II. Глинисто-алевролитовая толща. Глины темно-серые, серые, микрослоистые, обильно обогащены растительным детритом. Алевролиты зеленовато-серые</p> <p>III. Глины серые песчанистые с прослоями плотных песчаников и песков желтого цвета с гигантскими шаровыми конкрециями плотного песчаника. Мощность 120—361 м</p>	
					Нижний	<p>I, II. Преобладают песчаные породы</p> <p>III. Глины, пески, песчаники с фосфоритовыми желваками в основании. Мощность 0,3—42 м</p>	
					Апт	Верхний	<p>I, II. Глинисто-алевролитовые породы, массивные, реже микрослоистые, крепкие, голубоватые, серые и темно-серые, с обуглившимися растительными остатками</p> <p>III. Глины темно-серые, почти черные, плотные, иногда песчанистые с гипсами и септариевыми конкрециями (диаметром до 1 м), с редкими прослоями мелкозернистых песчаников. Мощность 90—246 м</p>
						Нижний	<p>I, II. Песчаники мелкозернистые, серые и голубовато-серые, кварцево-полевошпатовые. В основании (1 м) пласт мелкогалечных конгломератов</p> <p>III. Глины серые, песчанистые с фосфоритовыми желваками и конгломератами в основании. Мощность 0,3—76 м</p>

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел	Нижний	Неоком	Баррем		<p>I, II. Пласты глин (мощность 30—40 м) чередуются с менее мощными пластами песчаников. В окрестности преобладают красные, бурые и коричневые тона. В верхней части встречаются небольшие прослои (0,5—2 м) брекчиевидных конгломератов</p> <p>III. Глины и глинистые алевролиты малинового, реже зеленого цвета; песчаники зеленые разнозернистые, алевролитистые с редкими прослоями мергелей. Мощность 0—105 м</p>
				Валажжиг-готерив		<p>I, II. Глины зеленовато-серые алевролитистые, известковистые, слоистые с тонкими прослоями серых песчаных, известковистых алевролитов. Мощность 1—360 м</p> <p>III. Известняки, песчаники неолитовые, карбонатные и глины известковистые. В верхней части, относящейся к готериву, преобладают известняки и глины, среди которых отмечены линзы ангидрита. Мощность до 110 м</p>
	Юра	Верхний				<p>I, II. Выделяются три толщи.</p> <p>Верхняя (верхняя юра — валажжиг) — карбонатно-песчаниковая, представленная чередованием песчаников, известняков, доломитов, глин и алевролитов; ниже — рыхлые песчаники или конгломераты. Мощность 19—56 м.</p> <p>Средняя (келловей — оксфорд) — карбонатно-глинистая (в погруженных участках) или красноцветная терригенная (на приподнятых участках).</p> <p>Карбонатно-глинистая толща представлена глинами с прослоями алевролитов, песчаников и известняков. Количество прослоев известняков увеличивается в верхней части разреза. Красноцветные континентальные отложения — мощная толща глин с частыми прослоями алевролитов. Мощность 124—177 м</p>

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Юра	Верхний				<p>Нижняя (келловей) — глинистая. Глины с прослоями алевролитов, песчаников и известняков. Характерно наличие обуглившихся растительных остатков, фауны. Мощность 105—162 м</p> <p>III. Кимеридж — чередование известняков, мергелей и песчаников карбонатных. Мощность 0—87 м</p> <p>Оксфорд — мергели плотные, известняки пелитоморфные, местами доломитизированные, иногда окремненные и глины мергелеподобные, известковистые. Мощность 86—256 м</p> <p>Келловей — в верхней части разреза мергели с прослоями глин, ниже — чередование песчаников, известняков песчаных, глин и подчиненных им мергелей. Мощность 42—46 м</p>
		Средний				<p>I, II. Бат — чередование глин зеленовато-серых, алевритистых, участками песчаных, неравномерно известковистых, комковатых, с включениями углисто-растительных остатков, песчаников серых и темно-серых, мелкозернистых. Мощность 100—202 м.</p> <p>Аалеп — байос — в верхней части разреза — толща тонкого чередования аргиллитов серых, слегка известковистых, глин серых, неравномерно песчаных, крепких; алевролитов и песчаников серых, разнозернистых, известковистых. Породы обогащены углисто-растительными остатками. Мощность в Шахпахтах 511 м, на Хоскудуке 350—400 м, в Кокбахтах 50 м. Неполая вскрытая мощность в Барса-Гельмесе 438, в Аламбеке 329, на Теренкудуке 218, в Байтереке 129 м. Мощность 50—400 м</p> <p>III. Чередование песчаных, алевритовых и глинистых пород с большим количеством обуглившихся растительных остатков. Мощность на Жетыбае 818, на Узени вскрытая мощность 678 м</p>

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Юра	Нижний				<p>I, II. Вверху — аргиллиты с тонкими прослоями алевролитов серых; ниже — песчаники серые, разнозернистые, кварцево-полевошпатовые, слегка известковистые, участками переходящие в гравийные конгломераты с прослоем аргиллитов темно-серых известковистых с примесью галек кварца и полевого шпата</p> <p>III. Неравномерное чередование глин и алевролитов. Глины темно-серые, плотные, чаще тонкослоистые алевритистые с присылками слюды и обугленного растительного детрита, алевролиты с прослоями песчаников. Вскрытая мощность на Жетыбае 45 м</p>
	Пермо-триас	Карагауский комплекс				<p>I, II. Нижний триас — чередование светлых мелкозернистых песчаников, алевролитов и уплотненных глин. Пермские отложения представлены вверху буровато-серыми с сиреневым отливом песчаниками среднезернистыми, алевролитами разнозернистыми, плотными; глинами, переходящими в аргиллиты. Ниже — песчаники бурые с серым оттенком, алевролиты буровато-серые, аргиллиты с зеркалами скольжения. Наибольшая вскрытая мощность до 565 м</p> <p>III. Триасовые отложения — песчаники, алевриты, с редкими прослоями песчаников, известняки. Мощность до 5000 м. Пермские отложения — в нижней части плотные аргиллиты, песчаные известняки и мергели серовато-фиолетового, а иногда ярко-зеленого цвета с очень редкими прослоями мелкозернистых песчаников; выше — мощная толща массивных песчаников серых, часто буровато-вишневых, переходящих в верхней части в алевролиты. Мощность пермских отложений достигает 3000 м</p>
Палеозой						

1	2	3	4	5	6	7
Палеозой	Долермская					I, II, III. В верхней части известняки серые крепкие, мраморизованные, доломитизированные, с прожилками кальцита и доломита темно-серого, мелкозернистого. Вскрытая мощность до 100 м

ТЕКТОНИКА

Южно-Мангышлакско-Устьюртская нефтегазоносная область в тектоническом отношении приурочена к одноименной впадине субширотного простирания, протягивающейся в пределах суши на 500 км при максимальной ширине в прибрежной части Каспийского моря 200 км и на востоке до 100 км.

Южно-Мангышлакско-Устьюртская впадина ограничена на севере Мангышлакской и Центрально-Устьюртской зонами поднятий, на юге Карабогазским и Среднекаспийским сводами и Туаркырской зоной поднятия. На востоке поперечным Шорджа-Айбугирским выступом описываемая впадина отделяется от Дарьялык-Дауданского прогиба, входящего в систему Амударьинской впадины.

Осевая часть Южно-Мангышлакско-Устьюртской впадины образует ряд седловидных перемычек, благодаря которым с запада на восток выделяются Южно-Мангышлакский, Учкудукский и Ассак-Ауданский прогибы. Наибольший из них по площади Южно-Мангышлакский прогиб.

Крупным структурным элементом является Мангышлакская зона поднятия. Она прослеживается в пределах суши на 500 км в запад-северо-западном направлении и имеет ширину до 75 км. По данным морских сейсмических работ устанавливается погружение Мангышлакской зоны поднятия и ее замыкание в центральной части Северного Каспия (данные С. И. Вартанова, В. А. Корнева, В. В. Стернговой и других).

По поверхности пермо-триасовых отложений это погружение превышает 2 км, а по кровле меловых отложений составляет около 1,5 км. На запад Мангышлакская зона поднятия не продолжается.

В пределах Мангышлакской зоны поднятия выделяется центральная наиболее приподнятая часть — Каратауский вал. Подробная его характеристика дана в последних работах А. Е. Шлезингера. По данным этого автора Каратауский вал (Каратауская мегантиклиналь по Н. И. Андрусову) протягивается по азимуту 280—290° на расстояние около 200 км. В центральной части вала на поверхность выходят несколько приподнятых массивов, сложенных дисло-

цированными пермо-триасовыми породами и разделенных между собой опущенными участками. Пермо-триасовые отложения образуют сложно построенные складки субширотного простирания с углами наклона пород $50-60^\circ$, а часто и большими, местами даже имеющие опрокинутое залегание. Послетриасовые отложения с резким угловым несогласием залегают на пермо-триасовых. Каратауский вал имеет асимметричное строение с более крутым южным крылом, осложненным многочисленными разрывными нарушениями. Углы падения юрских и более молодых отложений близ их контакта с пермо-триасовыми достигают $20-30$, а иногда и 40° . Они быстро уменьшаются и при удалении от зоны контакта не превышают $5-10^\circ$.

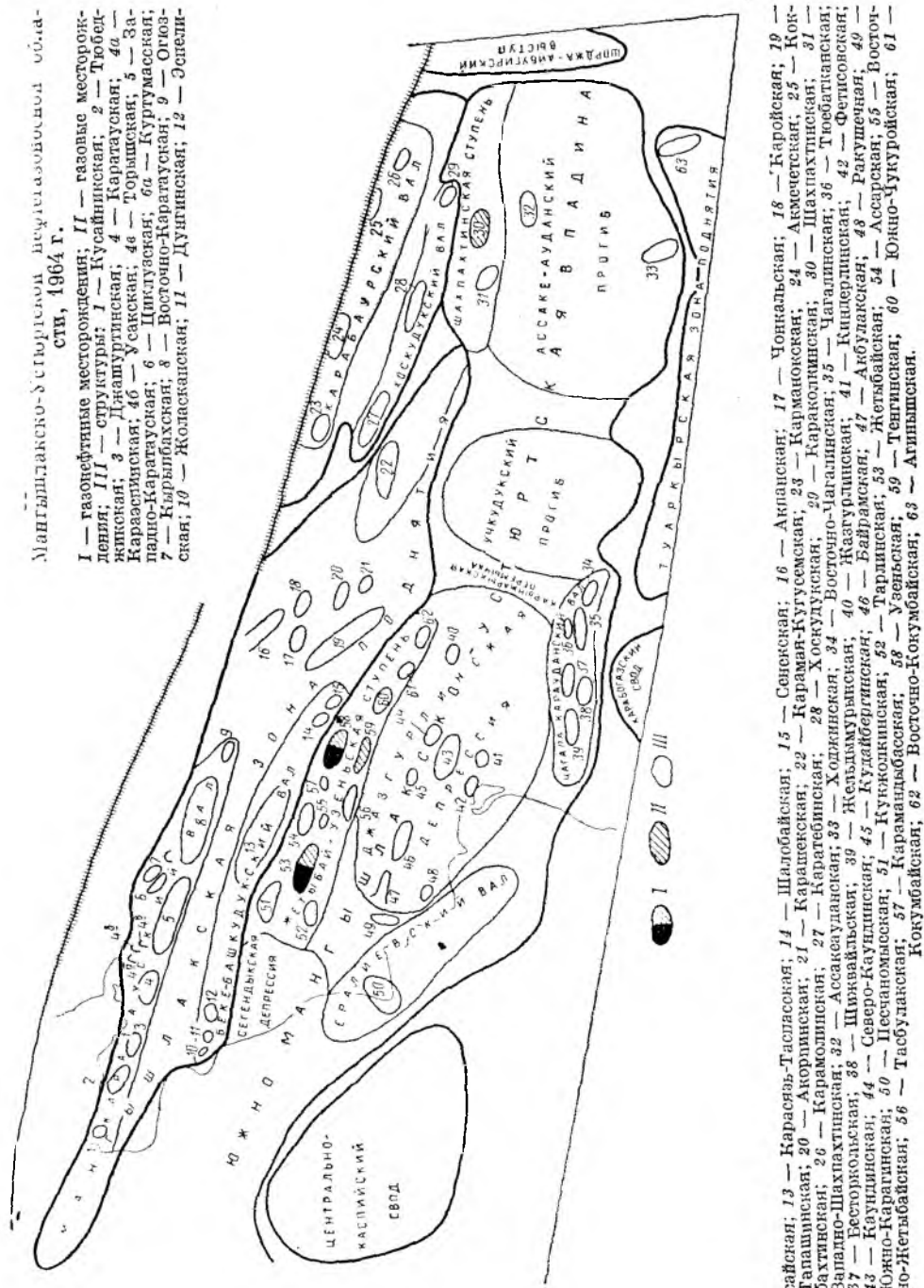
На западном погружении Каратауского вала выделяется Тюб-караганская антиклинальная зона, в некоторых пунктах которой на поверхности обнажаются отложения мела и палеогена. Здесь в своде фиксируются взбросы, амплитуда которых достигает 500 м в Каратауском комплексе и уменьшается до 180 м в породах нижнего мела (рис. 22).

Наиболее крупной структурой этого района является Тюбеджикская, сложенная в своде породами альба. К востоку от Каратауского вала выделяются сложно построенные антиклинальные линии, состоящие из вытянутых структур. Углы падения слоев на складках восточной части Мангышлакской зоны поднятия измеряются десятками градусов и породы особенно дислоцированы в зонах нарушений. При удалении от этих зон происходит быстрое выполаживание складок, и углы наклона измеряются единицами градусов. Здесь выделяются Тумгачинская, Карашекская, Тузбаирская антиклинальные линии, а на крайнем востоке — Музбельский вал, погружающийся в сторону Асаке-Ауданского прогиба. В сводах отдельных складок в восточной части Мангышлакской зоны поднятия обнажаются меловые отложения, а на Тумгачинской структуре — юрские. В западной части Музбельского вала выделяется Караманская складка, в своде которой пермо-триасовые отложения обнажаются на поверхности. К югу от Каратауского располагается Беке-Башкудукский вал, где пермо-триасовые отложения, также сильно дислоцированные, вскрыты в наиболее приподнятой части на глубине около 500 м. В своде этого вала на поверхности обнажаются породы среднеюрского возраста.

Беке-Башкудукский вал протягивается параллельно Каратаускому на 200 км при ширине приблизительно 25 км и отделяется от него узким Чапырганским прогибом. Беке-Башкудукский вал имеет асимметричное строение с более крутым (до $30-35^\circ$) южным крылом, северное имеет углы падения до 8° . Свод вала широкий и пологий. На западной и восточной его периклиналях обнажаются более молодые горизонты мезозоя до верхнего мела, а еще дальше и палеогена. В пределах Беке-Башкудукского вала, на восточной его периклинали, выявлены Соккоская, Шалобайская и Сенекская структуры, а в западной части Эспелисайская, Доласканская и Дунганская. В этих районах поверхность пермо-триаса по сейсмическим данным,

Мангышлакско-Бугорском нефтегазовом бассейне, 1964 г.

I — газонефтяные месторождения; II — газовые месторождения; III — структуры: I — Кусайнская, 2 — Тюрбежикская; 3 — Джамуртинская; 4 — Карагауская; 4а — Караезинская; 4б — Усакая; 4в — Торышская; 5 — Западно-Карагауская; 6 — Циклуасская; 6а — Куртумаская; 7 — Кырлыбаская; 8 — Восточно-Карагауская; 9 — Огузская; 10 — Жолдасканская; 11 — Дунгинская; 12 — Эсели-



сайская; 13 — Карасъз-Таслаская; 14 — Шалобайская; 15 — Сененская; 16 — Аклаская; 17 — Чонкальская; 18 — Каройская; 19 — Ташинская; 20 — Акоринская; 21 — Караекая; 22 — Караманская; 23 — Караманская; 24 — Акметская; 25 — Кокбахтинская; 26 — Карамолтинская; 27 — Каратепинская; 28 — Хоскудукская; 29 — Карамолтинская; 30 — Шахлахтинская; 31 — Западно-Шахлахтинская; 32 — Ассакке-Ауданская; 33 — Ходжинская; 34 — Восточно-Чалгинская; 35 — Чалгинская; 36 — Тюрбежикская; 37 — Восторкская; 38 — Шоржайская; 39 — Жельдимуранская; 40 — Жагурлинская; 41 — Кипертинская; 42 — Фетисовская; 43 — Каулинская; 44 — Северо-Каулинская; 45 — Кулайберлинская; 46 — Байрамская; 47 — Акбулакская; 48 — Ракушечная; 49 — Южно-Карагинская; 50 — Десаномская; 51 — Кунюклинская; 52 — Тарлинская; 53 — Жеткыбайская; 54 — Ассарская; 55 — Восточно-Жеткыбайская; 56 — Тасбулакская; 57 — Караманшабаская; 58 — Узеньская; 59 — Тенгинская; 60 — Южно-Чукурской; 61 — Кокумбайская; 62 — Восточно-Кокумбайская; 63 — Агинышская.

полученным во ВНИГРИ, погружается до глубин 2,5 и даже 3 км. В центральной части Беке-Башкудукского вала выделяется крупная Карасязь-Таспасская структура.

К востоку от Мангышлакской располагается Центрально-Устьюртская зона поднятия, которая протягивается в запад-северо-западном направлении на 250 км и имеет максимальную ширину 60 км.

В отличие от Мангышлакской зоны поднятия в Центрально-Устьюртской зоне выходы меловых и палеогеновых пород крайне ограничены, вся территория перекрыта неогеновыми отложениями, а более древние осадки мезозоя и палеозоя изучены в основном по данным бурения. В пределах Центрально-Устьюртской зоны поднятия выделяется Карабаурский вал, протягивающийся на 150 км при ширине 25—30 км. Он совпадает с четко выраженными гравитационными и магнитными максимумами. По сейсмическим данным (материалы С. А. Манилова), в его осевой части глубина залегания по верхности палеозойских (допермских) отложений составляет всего 700—800 м. Породы этого возраста вскрыты скважинами на площади Кокбахты на глубине 986 м непосредственно под отложениями средней юры.

Геологосъемочными работами экспедиций треста Союзбургаз и ВАГТ выявлен ряд локальных структур в пределах Карабаурского вала. В западной части выделяется Курманокская антиклиналь размером 25 × 12 км. К востоку от нее располагается Акмечетская структура, имеющая в длину 45 км при ширине 10—15 км. Далее к востоку выделено крупное Карабаурское поднятие, состоящее из двух брахиантиклиналей — Кокбахтинской и Карамалинской, изученных структурным бурением. На Кокбахтинской складке пробурены две глубокие скважины. Размеры структур соответственно равны 20 × 10 км и 15 × 8 км.

К югу от Карабаурского вала, отделяясь от него небольшим прогибом, расположен Хоскудукский вал, протягивающийся в запад-северо-западном направлении на 130 км при ширине 15 км. В его пределах выявлено несколько локальных структур — Каратевинская, Хоскудукская, Караколкинская. Хоскудукский вал полностью перекрыт неогеновыми отложениями, которые по данным бурения залегают в центральной части вала на сеноманских отложениях. Наиболее изученной является Хоскудукская структура, выявленная геологической съемкой и детально исследованная структурным бурением. На этой площади пробурены две глубокие скважины, которые вскрыли пермо-триасовые отложения на глубинах около 1880 м.

Центрально-Устьюртская зона поднятия характеризуется сокращенными мощностями мезозойских отложений по сравнению с расположенным к югу Ассаке-Ауданским прогибом. Кроме того, по данным бурения установлено выпадение из разреза мезозоя крупных стратиграфических комплексов. Так, на большей части территории Центрально-Устьюртской зоны поднятия отсутствует толща верхне-меловых отложений. Мощность юрских отложений на Кокбахтинской площади составляет всего 300 м; здесь отсутствуют их верхние го-

ризонты (начиная от оксфорда и выше), а среднеюрские залегают непосредственно на пермо-триасе. На Хоскудукском вале, более погруженном по сравнению с Карабаурским, мощность юрских отложений увеличивается до 750 м. Однако и здесь в разрезе отсутствуют породы нижней юры и верхних горизонтов этой системы (кимеридж и титон, а также, вероятно, значительная часть оксфорда). Соотношение Мангышлакской и Центрально-Устьюртской зон поднятий представляется довольно сложным. В отличие от Центрально-Устьюртской зоны поднятия, где пермо-триасовые отложения либо полностью отсутствуют (Жокбахты), либо имеют резко сокращенную мощность, на Мангышлаке выделяется толща этих отложений, мощность которой в обнаженной части равна 8000 м.

На основании геофизических данных И. С. Вольвовский, Р. Г. Гарецкий, А. Е. Шлезингер и В. И. Шрайбман, суммарную мощность пород верхнего структурного яруса фундамента (к которым они относят верхнепалеозойско-триасовый комплекс, в районе гор Карашек и Карамая) определяют в 14 км. В районе хребта Кара-Тау она равна 10—12 км, а к востоку от горы Карамая резко уменьшается.

Таким образом, в пермо-триасовое время Мангышлакская и Центрально-Устьюртская зоны поднятий представляли собой различные структурные элементы. В мезо-кайнозое в истории их развития появились общие черты, которые позволяют многим исследователям объединить их в единую Мангышлакско-Центрально-Устьюртскую зону поднятия. Однако принципиально различная история геологического развития рассматриваемых частей этой зоны привела к тому, что в пермо-триасе Мангышлак представлял собой область интенсивного прогибания, а Центрально-Устьюртская зона — область интенсивного поднятия, что указывает на их различную природу.

К югу от Центрально-Устьюртской и Мангышлакской зон поднятий располагается обширная область прогибания — Южно-Мангышлакско-Устьюртская впадина. По имеющимся в настоящее время геофизическим данным мощность платформенного покрова в пределах Южно-Мангышлакского прогиба, которая определяется глубиной затенения до поверхности пермо-триасового комплекса, достигает 5 км, а в Ассаке-Ауданском прогибе 4,5 км.

Многие исследователи (Б. Ф. Дьяков, А. Е. Шлезингер и другие) в нижней части платформенного чехла выделяют мощную толщу отложений рэт-лейаса, которую рассматривают как первый структурный ярус. Максимальная мощность этих отложений, по мнению указанных исследователей, оценивается в 1,5—2 тыс. м. Однако в настоящее время нет фактических данных для выделения этого структурного яруса в платформенном чехле Южно-Мангышлакско-Устьюртской впадины. Скважинами Жетыбай, Узень и Шапахты открыты нижнеюрские отложения небольшой мощности, которые как в литологическом, так и в структурном отношении тесно связаны с вышележащими отложениями средней юры.

Основной этап формирования Южно-Мангышлакско-Устьюртской впадины относится к юрскому периоду, который следует рассмат-

ривать как первый структурный этаж платформенного чехла. Это обосновывается также и тем, что на границе юры и мела повсеместно фиксируется крупный стратиграфический перерыв, а иногда и угловое несогласие.

На наличие перерыва между меловой и юрской системами наиболее определенно указывал Н. П. Луппов. С. Н. Алексейчик отмечал трансгрессивное залегание пород неокома на различных горизонтах юры. По его данным угловое несогласие между юрой и мелом в районе Кугусем-Караманской антиклинали достигает 15° . Залегание неокомских отложений на различных горизонтах юры отмечается также в восточных районах рассматриваемой территории. По материалам Т. Т. Радюшкиной и И. Н. Шебуевой на Кокбахтинской площади отложения готерива залегают на породах келловей, а по мере погружения на Хоскудукской и Шахпахтинской площадях уже на отложения оксфорда. В изученных разрезах Южно-Мангышлакско-Устюртской впадины и прилегающих с севера приподнятых районов титонские отложения не установлены.

Некоторые исследователи (Н. Ю. Клычева, М. Н. Никитина) выделяют нижневожжский ярус в Беке-Саубетском районе Южного Мангышлака. Однако, по мнению А. А. Савельева, это выделение недостаточно обосновано и является условным.

О формировании Южно-Мангышлакско-Устюртской впадины в юрский период свидетельствует резкое изменение мощности этих отложений по направлению к осевой части впадины. По профилю Кокбахты, Хоскудук, Шахпахты суммарная мощность юрских отложений изменяется от 300 до 750 и 1000 м. Шахпахтинская скважина расположена уже на северном борту Ассаке-Ауданского прогиба.

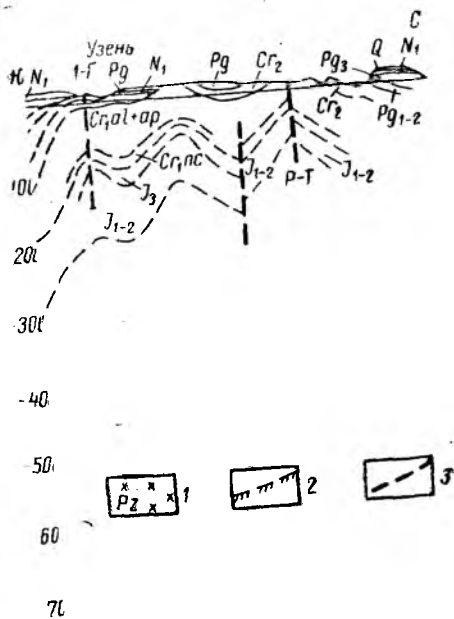
Аналогичная закономерность устанавливается и по направлению от обнаженной части Мангышлака в сторону Южно-Мангышлакского прогиба. На Жетыбайской структуре, расположенной на северном борту Южно-Мангышлакского прогиба, вскрытая мощность юрских отложений достигает 1000 м и резко сокращается в северном направлении к Кара-Тау. Это отмечают Ю. Я. Кузнецов, В. В. Прусов, Д. А. Туголесов, которые указывают на значительное сокращение разреза юрских отложений на склонах Кара-Тау и в Карабауре по сравнению с более прогнутыми южными участками.

Юрское время является весьма важным этапом формирования Южно-Мангышлакско-Устюртской впадины. В этот период происходило ее максимальное прогибание и накопление мощной толщи осадков. Благодаря этим особенностям истории геологического развития рассматриваемой территории основные перспективы ее нефтегазоносности связаны с юрским комплексом. Прогибание Южно-Мангышлакско-Устюртской впадины продолжалось и на последующих этапах ее развития, однако оно было менее интенсивным, чем в юрское время.

Южно-Мангышлакский прогиб отчетливо выделяется на гравитационных и магнитных полях низкими значениями. Он занимает

большую часть территории Степного Мангышлака и Кендырли-Каясауского плато и протягивается от Карынжарыка на юго-востоке в запад-северо-западном направлении, расширяясь в сторону Каспийского моря. Северный борт более крутой, чем южный. В погруженной части мощность мезозойских отложений (триаса) по геологическим данным

МАНГЫШЛАК



пород по геофизическим данным:

... состоит из структур: Жетыбайской, Восточно-Жетыбайской, Кумтопракской, Южно-Узеньской, Южно-Чукурской, Кокумбайской и Восточно-Кукумбайской. Жетыбайская линия антиклинальных складок является более погруженной, чем Узеньская. На Узеньской структуре поверхность пермо-триаса вскрыта скважинами на глубине 2160 м, а на Жетыбае в пределах 2600—3000 м. Другие поднятия имеют относительно спокойное строение. Карамандыбасское поднятие имеет размер 8 × 2 км по верхнемеловым отложениям, Кумтопракская брахиантиклиналь по горизонтам в туронском ярусе протягивается на 20 км

руктурных сьемк выводу о поого прогиба вим отложениям турлы, Каунды проходит южир Южно-Манний воздымаетО м у колодца

В. Семенова, льтатам сейс-по горизонту, давных мак-а приуроченоетка этой по-

и многие ис-сприн и дру-клипальнуюотягиваетсянам от впа-востоке. Она

ских и гео-мени (анти-и антикли-Узеньская, Ассарской, структуры

... южная, или

при ширине 5 км, Южно-Узеньская складка имеет размер 27×5 км и амплитуду 50 м, а по сейсмическим данным по горизонтам в неокоме ее амплитуда увеличивается до 100 м. Падение крыльев на складках Жетыбай-Узеньской ступени измеряется единицами градусов.

Многие из перечисленных структур нуждаются в уточнении сейсмическими методами. Анализ материалов показывает, что по глубоким горизонтам происходит увеличение амплитуды поднятий и некоторое уменьшение их размеров.

П. Н. Куприн и В. Н. Семов указывают на общее совпадение структурных планов по различным горизонтам. Эти исследователи считают, что Жетыбай-Узеньская ступень ограничивается с южной стороны крупной флексурой, которую они называют большой Южно-Мангышлакской флексурой. Она отражается на гравиметрической карте сгущением изоаномал силы тяжести, отмечается структурным и картировочным бурением в неогеновых и палеогеновых отложениях, а в рельефе выражается уступом, амплитуда которого достигает 30 м.

В расположенной южнее Жетыбай-Узеньской ступени центральной наиболее погруженной части Южно-Мангышлакского прогиба Б. Ф. Дьяков, А. И. Димаков и другие выделяют две депрессии — западную — Сегендыкскую и восточную — Джазгурлинскую. Общая протяженность центральной зоны достигает 300 км, ширина 90 км.

Сегендыкская депрессия раскрывается в сторону Каспийского моря, на суше выделяется только небольшая восточная часть ее длиной свыше 50 км и шириной свыше 40 км. По сейсмическим данным максимальная глубина до подошвы неокомских отложений определяется в 2200 м. Джазгурлинская депрессия достигает в длину 200 км и в ширину 90 км. В Центральной части Южно-Мангышлакского прогиба сейсморазведкой выявлено несколько локальных структур — Кызыладырская, Акбулакская, Северо-Каундинская и другие.

По данным Н. Н. Черепанова, Г. И. Слепаковой и Е. В. Семеновой Кызыладырская структура имеет изометричную форму, размер 14×18 км и амплитуду 80 м. Восточная периклиналь структуры вытянута и прослеживается до западных чинков бессточной впадины Джазгурлы.

Северо-Каундинская складка представляет собой структурный выступ, вытянутый в широтном направлении, ее амплитуда по подошве неокома достигает 100 м. К северо-востоку от бессточной впадины Джазгурлы также отмечается небольшое локальное поднятие.

К югу от центральной наиболее погруженной части прогиба (Сегендыкская и Джазгурлинская депрессии) расположены Ералиевский вал, значительная часть которого находится в прибрежной части Каспийского моря, и Чагала-Карауданский вал — к северу от залива Кара-Богаз-Гол. Эти крупные структурные элементы находятся на южном борту Южно-Мангышлакского прогиба. Ералиевский вал протягивается с юго-востока на северо-запад на 100 км. В его сводо-

вой части выделяется крупная Песчаномысская структура, где подошва неокомских отложений по сейсмическим данным залегает на глубине 1500 м. Чагала-Карауданский вал по данным А. И. Левина и других имеет широтное направление. В его пределах наиболее изучено Чагалинское поднятие, расположенное в восточной части вала, на котором объединение Туркменнефть проводит глубокое разведочное бурение. Эта структура по подошве среднемиоценовых отложений протягивается на 26 км при ширине 20 км.

Наиболее глубокая скважина при забое 3390 м находится предположительно в среднеюрских отложениях. Вскрытая мощность юрских отложений равна здесь 760 м, а неокомских 410 м. Этими данными устанавливается глубокое и резкое погружение поверхности фундамента от Карабогазского свода в сторону Южно-Мангышлакского прогиба. В центральной части Карабогазского свода поверхность фундамента вскрыта на глубине 1100 м, и аптские отложения непосредственно залегают на палеозое.

В пределах Чагала-Карауданского вала выявлен ряд структур: Восточно-Чагалинская, Шихвайлинская, Бесторкольская, Жельмурынская и другие. Большинство из них установлено по данным геологической съемки и структурного бурения, требуется их уточнение сейсморазведкой по глубоким горизонтам мезозоя.

К востоку от Южно-Мангышлакского прогиба расположен Учкудукский прогиб почти изометричной формы. По данным А. И. Левина на северо-западе и северо-востоке Учкудукский прогиб ограничен нарушениями, амплитуда которых достигает 500—700 м. По сейсмическим данным глубина до поверхности пермо-триасовых отложений в центральной части прогиба около 5 км, а кровля меловых отложений отмечается на глубине 800 м. К центральной части прогиба происходит общее погружение горизонтов миоцена и палеогена и увеличение их мощности. По мезозойским отложениям также устанавливается погружение на основании сейсмических данных. Учкудукский прогиб имеет небольшие размеры — 75 × 60 км.

Южно-Мангышлакский и Учкудукский прогибы разделены крупным Карынжарыкским поднятием меридионального направления, соответствующим в рельефе бессточной впадине Карынжарык. Это поднятие, изученное работами ВАГТ, НИЛнефтегаза и других организаций, отмечается по палеогеновым и миоценовым отложениям, а на основании сейсмических данных также и по нижним горизонтам мезозоя и поверхности доюрских отложений. По данным О. К. Смирнова и Н. И. Смирновой амплитуда поднятия достигает 800 м. Структурной перемычкой Учкудукский прогиб отделяется от расположенного к востоку Ассак-Ауданского прогиба. Эта перемычка выражена по верхним горизонтам достаточно четко и ее амплитуда по отношению к наиболее погруженной части Учкудукского прогиба по меловым отложениям составляет 400 м.

Перемычка по данным Л. П. Полкановой осложнена локальными поднятиями. Они хорошо выражены в рельефе, а часть из них подтверждена геологической съемкой. К числу этих поднятий относятся

Карасайская структура размером 12×7 км, Тасоюкская структура 40×15 км, состоящая, по-видимому, из двух куполов, и другие.

Ассаке-Ауданский прогиб приурочен к восточной части Южно-Мангышлакско-Устюртской впадины, имеет широтное простирание и размер 200×100 км. По сейсмическим данным глубина до поверхности пермо-триасовых отложений в центральной части прогиба превышает 4 км, а абсолютная отметка горизонта, приуроченного к поверхности юрских отложений, в наиболее погруженной части прогиба равна —2600 м (данные И. И. Малушина и Ю. А. Федотова).

Кровля меловых отложений в этом районе вскрыта структурной скважиной на глубине 730 м. Структурно-геоморфологическим анализом рельефа, проведенным Л. П. Полкаповой, в центральной части прогиба выявлено несколько крупных локальных поднятий, требующих уточнения. По данным региональных геофизических исследований, проведенных конторой Спецгеофизика, глубина до поверхности допермских отложений в Ассаке-Ауданском прогибе достигает 7 км. По результатам поисковых сейсмических работ (И. И. Малушин и Ю. А. Федотов) установлено ступенчатое погружение бортовых частей прогиба от Центрально-Устюртской и Туаркырской зон поднятий к осевой его части.

На севере выделяется Шахпахтинская ступень, на юге — Южно-Ассаке-Ауданская и Узун-Куинская ступени, ограниченные флексурно-разрывными зонами. Таким образом, строение Ассаке-Ауданского прогиба во многом сходно с глубинным строением Южно-Мангышлакского. На северном борту прогиба структурно-геологической съемкой и сейсмическими работами выявлен ряд структур — Шахпахтинская, Западно-Шахпахтинская, Северо-Ассакеауданская. Шахпахтинское поднятие имеет в общем широтное простирание, в присводовой части его обнажаются палеогеновые отложения. Поднятие осложнено двумя складками северо-западного простирания. На основании сейсмических данных по горизонтам в юрских отложениях размер собственно Шахпахтинской складки составляет 20×13 км, а Западно-Шахпахтинской 18×10 км. Локальные поднятия выявлены также на южном борту прогиба (Кулантакырское, Ходжинское и другие), они характеризуются расплывчатыми очертаниями. Шахпахтинская и Западно-Шахпахтинская структуры имеют северо-западное простирание, пологие углы наклона. Они детально изучены структурным бурением и сейсморазведкой, а разведочная скважина на Шахпахтинской структуре вскрыла поверхность пермо-триасовых отложений на глубине 2600 м, т. е. на 700 м ниже, чем на расположенной к северу Хоскудукской структуре. Меловые отложения залегают на глубине около 100 м. К северу от Шахпахтинского поднятия геологической съемкой, проведенной экспедицией треста Союзбургаз, выявлена Отынчинская структура, которая впоследствии была подтверждена структурным бурением, проведенным трестом Каракалиакшефтегазразведка. По данным Г. Н. Носова и Ю. В. Заячковского эта структура по кровле кумского горизонта верхнего эоцена протягивается на 10 км при ширине 5 км и амплитуде 20 м.

К востоку от Шахпахтинского поднятия сейсморазведкой выявлена Северо-Ассакеауданская структура, размер которой по горизонтам верхнеюрских отложений, на основании предварительных данных равен 15×7 км, а амплитуда превышает 50 м.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В Южно-Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносной области выявлены четыре крупных месторождения — Жетыбайское, Узеньское, Тенгизское и Шахпахтинское. Нефтепроявления были обнаружены впервые свыше 60 лет назад, а в последующем выявлено два месторождения — Карасязь-Таспасское и Тюбеджикское. По данным С. Н. Алексейчика признаки нефтеносности в естественных обнажениях были встречены в среднеюрских и нижнемеловых отложениях. Он отмечает также в одном пункте (в верховьях долины Тюбеджик) нефтепроявления в базальных конгломератах караганских отложений заведомо вторичного характера. Поверхностные нефтепроявления в среднеюрских отложениях известны только в Карасязь-Таспасской антиклинали в виде закированных песчаников, натеков густой затвердевшей нефти. Нефтепроявления в нижнемеловых отложениях также установлены в Карасязь-Таспасской антиклинали в зонах развития нарушений. Наибольшее число нефтепроявлений связано с породами неокома. В 1957 г. были начаты разведочные работы на Тюбеджикской структуре, в итоге которых выявлено месторождение со значительными запасами. Однако нефть оказалась очень тяжелой, смолистой и нерентабельной для разработки. Основные продуктивные горизонты приурочены к юрским отложениям. Карасязь-Таспасская структура, на которой имеются обильные поверхностные нефтепроявления, расположена в наиболее приподнятой части Беке-Башкудукского вала, а Тюбеджикская — в западной погруженной части Каратауского вала.

Жетыбайское и Узеньское месторождения приурочены к северному борту Южно-Мангышлакского прогиба в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, значительно более погруженной, чем Беке-Башкудукский вал. Материалы по этим месторождениям изложены в работах Б. Ф. Дьякова, Н. Н. Черепанова, Н. У. Имашева, К. В. Кручинина, В. В. Козмодемьянского и других.

По данным опробования скважин и промысловым геофизическим материалам на Жетыбайском и Узеньском месторождениях выделяются два нефтегазоносных комплекса — юрский и нижнемеловой. В юрском комплексе, который является основным продуктивным комплексом Южно-Мангышлакско-Устюртской впадины, на указанных месторождениях выделяются 15 продуктивных горизонтов. Их общая эффективная мощность достигает 280 м, общая мощность отдельных горизонтов колеблется в широких пределах — от 25 до 70 м, а эффективная достигает 25 м. Из 15 продуктивных горизонтов юрского нефтегазоносного комплекса подавляющее большинство приурочено к отложениям средней юры.

Продуктивные горизонты и пласты внутри них сложены песчано-алевритовыми породами и отделены друг от друга глинистыми пачками мощностью 10—15 м. Пористость продуктивных горизонтов меняется от 15 до 24%, а проницаемость от 60 до 1300 мд. При опробовании суточный дебит нефти достигал 480 т.

В нижнемеловых отложениях установлены притоки газа на площади Узень. На месторождениях Узень и Жетыбай некоторые горизонты юрских отложений, по-видимому, будут иметь газовую шапку. Эти месторождения являются многопластовыми, тип залежей преимущественно сводовый, возможны также залежи, экранированные нарушениями, наличие которых отмечает В. В. Козмодемьянский. В присводовой части Жетыбайского месторождения в юрском комплексе вероятно распространение и литологически ограниченных залежей, приуроченных к выклинивающимся пластам песчаников.

В Ассаке-Ауданском прогибе на площади Шахпахты в начале февраля 1965 г. в скв. 2 получен промышленный приток газа из отложений средней юры. По предварительным данным абсолютно свободный дебит достигает 3 млн. м³/сутки.

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Газонефтяное месторождение Узень

Месторождение Узень расположено в восточной части Форт-Шевченковского района Гурьевской области Казахской ССР.

Наличие поднятия Узень установлено в 1937 г. при проведении полевых геологических исследований рекогносцировочного характера. В 1953—1954 гг. на площади проводилась гравиметрическая съемка, в 1959—1960 гг. — геологическая съемка с картировочным бурением. В 1960 г. детальными сейсмическими исследованиями и структурным бурением было уточнено глубинное строение складки. Глубокое разведочное бурение начато в 1961 г. В январе 1961 г. в процессе бурения структурной скважины при забое 367 м в отложениях альбского яруса произошел выброс газа с водой высотой 25—30 м, дебит не замерен.

Бурением в разрезе месторождения вскрыты отложения триасового (?), юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

Триасовые (?) отложения. В одной из скважин на глубине 2027—2191 м вскрыта толща пород, представленная песчаниками, алевролитами, глинами и аргиллитами. Песчаники и алевролиты серые и темно-серые, крепко сцементированные глинисто-кремнистым цементом. Вскрытые породы предположительно отнесены к рэтскому ярусу верхнего триаса.

Юрские отложения представлены всеми тремя отделами.

Нижнеюрские отложения вскрыты одной скважиной в интервале 1795—2027 м и представлены песчано-алевролитовыми породами. Песчаники серые, светло-серые, белесоватые с розоватым и коричневым оттенками с обилием мелких обуглившихся остатков.

В отложениях среднеюрского отдела выделяются аален-байосский и батский ярусы.

Аален-байосские отложения в нижней части представлены главным образом глинистыми породами с подчиненными прослоями песчаников общей мощностью 380 м. Верхняя часть преимущественно песчаная с прослоями глин. Общая мощность отложений аален-байоса около 600 м.

Батский ярус представлен чередованием серых, темно-серых, зеленовато- и коричневатого-серых песчаников и алевролитов общей мощностью от 80 до 100 м.

В верхнеюрских отложениях выделяются келловейский и оксфордский ярусы.

Келловейский ярус представлен в нижней части чередованием песчано-алевролитовых пород, верхняя часть чисто глинистая или глинисто-мергелистая. Глины серые, темно-серые, желтовато-серые, иногда с зеленоватым и буроватым оттенками. Песчаники и алевролиты в основном серые и светло-серые, реже темно-серые, буровато- и зеленовато-серые, цементированные глинисто-карбонатным цементом. Общая мощность отложений яруса достигает 108 м.

Оксфордский ярус сложен глинисто-мергелистой толщей пород, в которой выделяют две части: нижняя — чисто глинистая, верхняя содержит мощные (до 10—15 м) пакки мергелей. Мощность нижней части 50—55 м, верхней — от 30 до 97 м.

Меловые отложения залегают на размытой поверхности юрских.

Нижний мел представлен породами неокомского надъяруса, в котором условно выделяются все три яруса, и отложениями аптского и альбского ярусов.

Отложения валанжинского яруса залегают с размывом на различных слоях оксфордского яруса. Представлен валанжин песчано-алевролитовыми породами. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, глинистые с глинисто-карбонатным цементом, очень крепкие. Алевролиты зеленовато-серые с тонкими прослоями мергелей и пелитоморфных известняков. Мощность 35—40 м.

Готеривский ярус представлен чередованием глин, мергелей, алевролитов и песчаников светлой зеленовато-серой окраски. Мощность отложений яруса 18,5—24 м.

Барремский ярус сложен преимущественно глинистыми отложениями с прослоями песчано-алевролитовых пород. Песчаники и алевролиты зеленовато-серые, глины красновато-коричневые. Мощность 9—26 м.

Породы аптского яруса, залегающие с размывом на неокомских, представлены в основании песчаниками серыми, среднезернистыми, цементированными глинистым материалом с включениями желваков и конкреций фосфоритов. Мощность до 73 м.

Альбский ярус представлен мощной толщей переслаивающихся песчаников, глин и алевролитов. Глины серые, темно-серые, алевролитистые, местами слабо карбонатные. Песчаники и алевролиты серые, темно-серые, зеленовато-серые. Мощность достигает 625 м.

По литологическому составу верхнемеловые отложения делятся на две части. Нижняя — терригенная (сеноман, турон и нижняя часть сантона), представлена в основном переслаиванием глин темно-серых и песчаников зеленовато-серых. Мощность терригенной части 105—140 м. Верхняя — мело-мергельная часть верхнемеловых отложений (верхняя часть сантона, кампан, маастрихт и датский ярус) сложена монотонной толщей белого пясчег мела с редкими маломощными прослоями белых, сероватых, голубых и зеленоватых мергелей и пелитоморфных известняков.

Палеогеновые отложения сложены известняково-мергельной толщей эоценового возраста мощностью до 90 м и однообразной толщей зеленовато-серых плотных известковистых глин с включениями рыбьей чешуи майкопской серии олигоцена мощностью 80 м.

Неогеновые отложения представлены толщей серых и зеленовато-серых глин и мелкозернистых песчаников тортонского яруса мощностью 7—20 м и породами сарматского яруса. Сарматские отложения представлены в нижней части чередованием мергелей белых, светло- и зеленовато-серых с оолитовыми, пелитоморфными и ракушечными известняками, в верхней части — преимущественно известняками-ракушнями. Мощность отложений сарматского яруса 80 м.

Узенское месторождение в тектоническом отношении приурочено к северной бортовой части Южно-Мангышлакского прогиба и представляет собой брахиантиклиналь размером 35 × 8 км (по кровле турона). Складка асимметричная с более крутым южным крылом. Углы падения пород туронского яруса на северном крыле составляют 1°30'—2°, на южном достигают 3°30'. Периклинали складки также асимметричны — восточная укорочена и характеризуется более крутыми углами падения пород по сравнению с западной. Ось складки ориентирована с восток-юго-востока на запад-северо-запад и несколько изогнута.

Структурный план Узеньской брахиантиклинали в общих чертах сохраняется с глубиной, однако отмечаются некоторые особенности. Ось складки по нижнемеловым отложениям в сводовой части смещается на 250—300 м к северу по сравнению с осью складки по туронским отложениям. С глубиной также отмечается некоторое увеличение углов падения пород. Так, углы падения пород неокского возраста на северном крыле составляют 2°30', на южном — 4°30'. Углы падения пород оксфордского яруса на северном крыле — 3°—3°30', на южном — до 6° (рис. 24).

На основании данных опробования и промыслово-геофизической характеристики в разрезе месторождения Узень выделяется 28 продуктивных и возможно продуктивных горизонтов. 12 из них приурочено к меловым отложениям, 13 — к юрским и 3 — к триасовым (3).

Стратиграфически продуктивные горизонты распределяются следующим образом (сверху вниз): горизонты I и II — сеноман, III и IV — верхний альб, V—X — средний альб, XI — нижний альб, XII — апт — неоком, XIII — нижняя часть келловейского яруса,

XIV — батский ярус, XV—XXIII — аален-байос, XXIV—XXV — нижняя юра, XXVI—XXVIII — триас (?).

Данными опробования в настоящее время охарактеризовано лишь пять горизонтов.

Горизонт XIII приурочен к нижней части келловейского яруса верхнеюрских отложений и сложен чередованием слабосцементированных песчаников, алевролитов и глин. Литологически горизонт не выдержан. Песчаники по простиранию часто замещаются сильно песчанистыми глинами. Общая мощность горизонта — 60 м, эффективная мощность 7,1—18,5 м, средняя пористость 22,8%, средняя проницаемость 403 мд.

Горизонт впервые опробован в августе 1963 г. в скв. 2. В результате опробования получен фонтан с суточным дебитом нефти 53,2 т, газа 3708 м³ при 7-мм штуцере. Высота залежи 311 м.

Горизонт XIV стратиграфически приурочен к батскому ярусу средней юры и представлен переслаиванием мелкозернистых песчаников с тонкими пропластками песчанистых глин. Выделяется от двух до пяти продуктивных пластов, мощностью 5—6 м каждый. Общая мощность горизонта 50 м, эффективная мощность изменяется в пределах 21,4—43,3 м, средняя пористость 24,3%, средняя проницаемость 475 мд.

Первое опробование горизонта XIV проводилось в скв. 1 в апреле 1963 г. Получен фонтан с суточным дебитом нефти 26,9 т, газа 2000 м³ при 5,5-мм штуцере. При опробовании горизонта еще в четырех скважинах получены фонтаны с устойчивым дебитом нефти до 88 т/сутки. Высота залежи 250 м.

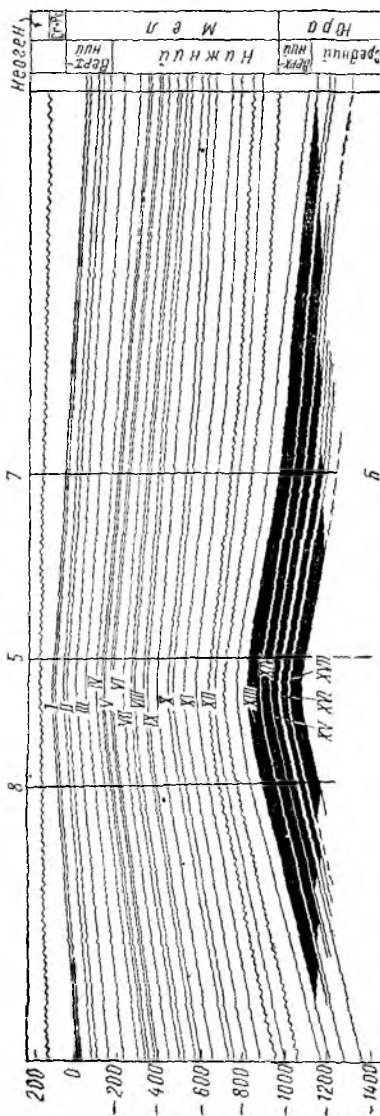
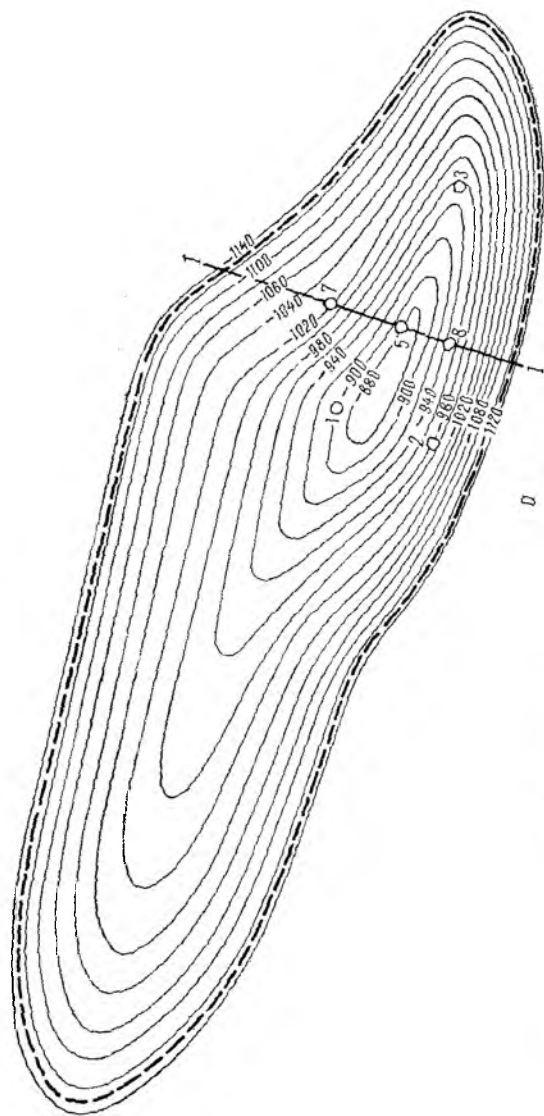
Горизонт XV выделяется в отложениях байосского яруса средней юры и представлен переслаиванием песков, мелкозернистых песчаников и глин. Общая мощность горизонта 25—30 м, эффективная мощность колеблется в пределах 8,3—23,7 м, средняя пористость 23,6%, средняя проницаемость 186 мд.

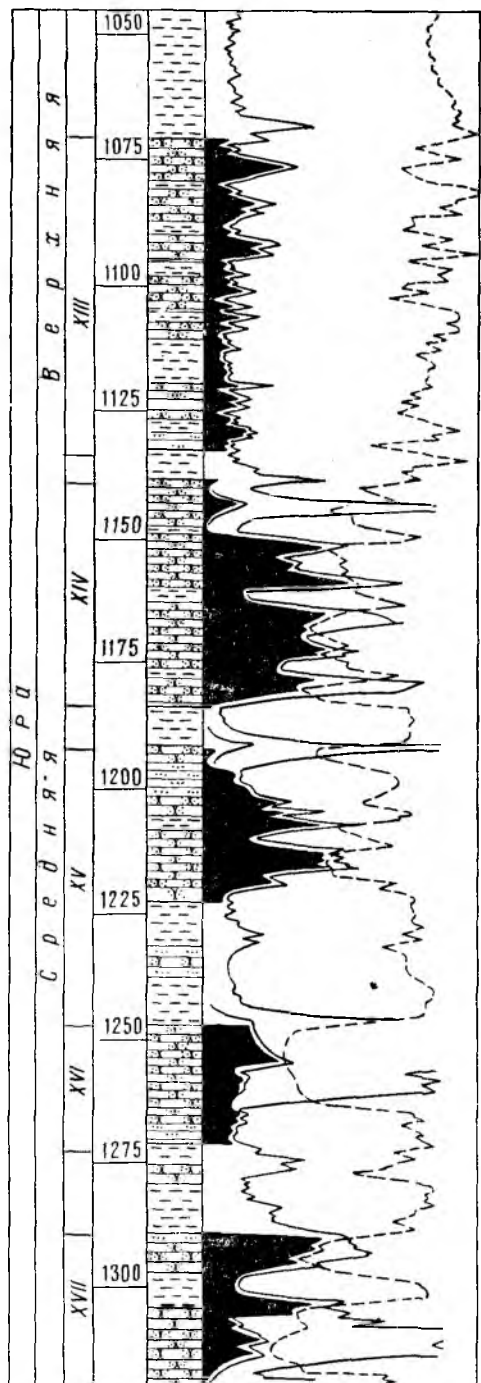
Горизонт впервые испытан в марте 1963 г. в скв. 1. Получен фонтан с суточным дебитом нефти 27,7 т, газа 1419 м³. При опробовании горизонта дебит нефти в других скважинах составил от 27 до 128 т/сутки.

Горизонт XVI приурочен к отложениям средней юры (аален-байос) и сложен преимущественно мелко- и среднезернистыми песчаниками. Общая мощность горизонта 20—25 м, эффективная мощность изменяется от 9,5 до 22,8 м, средняя пористость 22,9%, средняя проницаемость 85 мд.

Впервые опробование проводилось в декабре 1961 г. в скв. 2. Получен фонтан с суточным дебитом нефти 23 т, газа 2100 м³ при 5,5-мм штуцере. Дебит нефти в опробованных скважинах изменяется от 23 т до 118 т/сутки. Высота залежи 160,3 м.

Горизонт XVII аален-байос представлен чередованием песчаников и глин. Как правило, в этом горизонте выделяются три продуктивных пласта. Верхний пласт мощностью 10—12 м наиболее выдержан по площади, два нижних почти не разделяются. Общая мощ-





ность горизонта составляет 50 м, средняя пористость 22,1%, средняя проницаемость 149 мд.

Опробование горизонта XVII проводилось впервые в скв. 13, где получен фонтан с суточным дебитом нефти 41,1 т, газа 1920 м³. При опробовании других скважин дебит нефти составлял от 26,6 до 93,0 т/сутки при 5-мм штуцере.

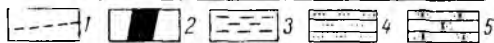
В результате дальнейших работ по опробованию должна быть дана оценка промышленной нефтегазоносности возможно продуктивных горизонтов меловых и горизонтов XVIII—XXVIII юрских и триасовых (?) отложений.

Нефти опробованных юрских горизонтов весьма близки по своей характеристике. Они относятся к легким, малосернистым, смолистым, иногда высокосмолистым, высокопарафинистым. Плотность нефтей колеблется от 0,842 до 0,851 г/см³, в них содержится (в %): серы 0,10—0,24, смол силикагелевых 9,7—21,2 парафина 19,3—29,9, асфальтенов 0,71—2,1. Температура застывания нефти очень высока +(28—32)°С вследствие большого содержания парафина.

Рис. 24. Газонефтяное месторождение Узень.

(По материалам Западно-Казахстанского геологического управления, 1964 г.)

а — структурная карта по подошве горизонта XIV средней юры; б — профиль 1—1; в — разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности горизонта XIV; 2 — нефть; 3 — глины; 4 — алевролиты; 5 — песчаники.



Фракционный состав нефтей характеризуется следующими данными: до 100° выкипает 0,5—3%, до 150° — 6—10%, до 200° — 12—16%, до 250° — 18—25% и до 300° — 29—35%.

Воды среднеюрского водоносного комплекса относятся к хлор-кальциевому типу. Общая минерализация вод 4200—5200 мг-экв/л. В них содержится (в мг-экв/л): хлора 2300—2700, гидрокарбонатов 2—3, кальция 400—500, магния 140—160.

Воды нижнемелового водоносного комплекса резко отличаются по составу от вод среднеюрского комплекса. Общая минерализация их изменяется в пределах 324—451 мг-экв/л; в них содержится (в мг-экв/л): хлора 110—208, гидрокарбонатов 5—25, сульфатов до 5.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что Узеньское месторождение является многопластовым газонефтяным.

Газонефтяное месторождение Жетыбай

Жетыбайское газонефтяное месторождение находится в северо-восточной части Форт-Шевченковского района Гурьевской области Казахской ССР, в 200 км к юго-востоку от районного центра г. Форт-Шевченко и в 70 км к северу от берега Каспийского моря (пос. Ералиево).

Слабый антиклинальный перегиб опорного сейсмического горизонта на Жетыбайском поднятии впервые отмечен в 1955 г. при проведении региональных сейсмических исследований. На основании этих работ и было высказано предположение о наличии Жетыбайской структуры.

В 1957—1958 гг. на площади проводились детальные сейсмические исследования МОВ. В результате работ подтверждено наличие Жетыбайской структуры и изучено ее глубинное строение. В 1958 г. проводилось структурное бурение, в январе 1959 г. начато глубокое разведочное бурение. При опробовании первых разведочных скважин в 1960—1961 гг. установлена промышленная нефтеносность Жетыбайской структуры.

Бурением на Жетыбайской структуре вскрыты отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового и антропогенного возрастов, близкие по составу и мощностям разрезу месторождения Узень.

Месторождение Жетыбай приурочено к северному борту Южно-Мангышлакского прогиба и представляет собой крупную пологую, простирающуюся почти в широтном направлении, брахиантиклинальную складку размером 21 × 4—6 км (по сейсмическому горизонту в подошве неокома). Поднятие имеет асимметричное строение: северное крыло более пологое, южное — относительно крутое. По подошве неокомских отложений углы падения пород северного крыла составляют 1—2°, южного — более 5° (рис. 25).

Структурный план по меловым и юрским отложениям в основном совпадает. Складка имеет обширный плоский свод.

На основании результатов опробования и анализа промыслово-геофизического материала в разрезе месторождения Жетыбай можно

выделить два нефтегазоносных комплекса: юрский (средняя юра и келловей) и меловой (часть неокома, апт, альб).

В юрском нефтегазоносном комплексе мощностью до 895 м условно выделяется пятнадцать песчано-алевритовых горизонтов мощностью от 26 до 66 м каждый. Общая мощность всех нефтяных горизонтов достигает 700 м, средняя эффективная мощность 280 м.

Верхний, возможно продуктивный, комплекс нижнемеловых отложений выделяется менее достоверно. В связи с большим развитием карбонатных пород в этой части разреза невозможно по данным промысловой геофизики уверенно выделить продуктивные горизонты. Тем не менее, некоторые образцы керн с признаками газоносности, а главным образом промышленная газоносность нижнемеловых отложений на соседнем Узеньском месторождении и нефтеносность этих отложений на месторождении Тюбеджик, позволяют считать их нефтегазоносными и на месторождении Жетыбай.

Полученные данные позволяют считать Жетыбайское месторождение многопластовым месторождением нефти и газа.

В связи с тем, что достоверное выделение вероятно продуктивных горизонтов по данным электрокаротажа может быть проведено в настоящее время только для юрской толщи, номенклатура горизонтов разработана для них самостоятельно (от I до XV)*.

Горизонт I состоит из двух основных песчаных пластов, разделенных песчано-глинистым прослоем. Общая мощность горизонта 28—31 м, эффективная мощность 7,5—11,0 м, пористость от 15 до 23%.

Горизонт II представлен двумя пластами. Истинное сопротивление каждого из них составляет 8 ом · м. Кривая ПС имеет отрицательную аномалию небольшой амплитуды. В скв. 1 горизонт представлен наиболее полно и состоит из пяти пластов с кажущимся сопротивлением 11,5—7,5 ом · м. В скв. 2 горизонт II состоит из одного пласта с кажущимся сопротивлением 3,5 ом · м. и резко отрицательной аномалией ПС. Общая мощность горизонта от 28,5 до 34,5 м, эффективная мощность от 7,5 до 17 м.

Горизонт III состоит из серии пластов, разделенных глинистыми прослоями.

В скв. 2 горизонт представлен тремя пластами. Истинное сопротивление двух верхних пластов составляет по 5,5 ом · м. Кривая ПС имеет резкую отрицательную аномалию.

В скв. 4 горизонт состоит из шести пластов, из которых заслуживает внимания пласт, имеющий кажущееся сопротивление 12 ом · м. Остальные пласты имеют небольшое сопротивление — 4—5 ом · м. Общая мощность горизонта от 26,5 до 34,5 м, эффективная мощность 7,5—17,0 м.

Опробование горизонта производилось в скв. 2. Из среднего пласта была получена нефть дебитом 9—11 м³/сутки.

* Характеристика горизонтов дана на основании главным образом промыслово-геофизических данных.

Горизонт IV наиболее полно представлен в скв. 1 и 6. В скв. 1 состоит из семи пластов, в скв. 6 — из 8. В скв. 2 представлен пятью пластами, а в скв. 4 выклинивается.

Общая мощность горизонта 49,5—57,5 м, эффективная мощность — 8,2—28 м, пористость песчаных коллекторов изменяется в пределах 17,38—22,4%, проницаемость от 19,54 до 145,8 мд.

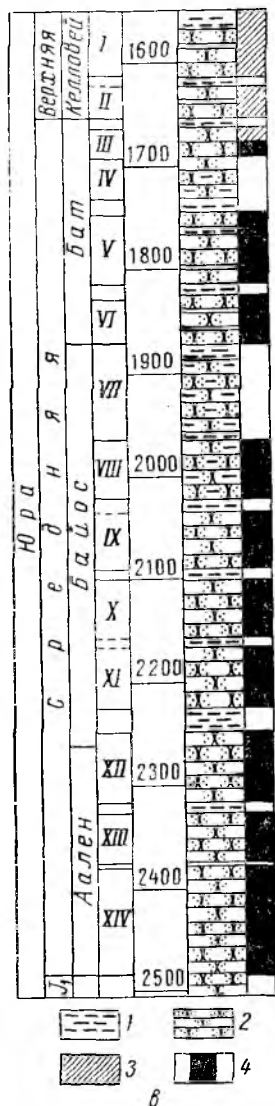
Горизонт V в скв. 6 состоит из восьми пластов. Наиболее интересны в отношении нефтеносности четыре пласта с истинным сопротивлением от 14 до 30 ом·м, характеризующиеся отрицательными аномалиями ПС. Общая мощность горизонта 49,0—51,5 м, суммарная эффективная мощность 11,5—30,5 м.

Горизонт VI. В скв. 6 наибольший интерес представляют три пласта с истинным сопротивлением 15 и 25 ом·м, остальные пласты являются глинистыми. В скв. 4 горизонт состоит из пяти пластов с кажущимся сопротивлением от 5 до 80 ом·м. Общая мощность горизонта 42,5—47,0 м, эффективная мощность от 13 до 29,5 м. По данным лабораторных исследований пористость песчаников 21—28%, проницаемость 67—250 мд.

Горизонт VII наиболее полно представлен в скв. 6, где состоит из 14 пластов. Четыре из них, имеющие истинное сопротивление 12—15 ом·м, заслуживают наибольшего внимания. В скв. 1 горизонт состоит из десяти пластов с кажущимся сопротивлением от 10 до 20 ом·м. Общая мощность горизонта от 60,5 до 66,5 м, суммарная эффективная мощность 17—36 м, пористость — 21,0—23,73%, проницаемость 22,73 мд.

Горизонт VIII в скв. 6 состоит из десяти пластов, три из которых, имеющие истинное сопротивление 14—15 ом·м, наиболее интересны. ПС против этих пластов имеет отрицательную аномалию. Общая мощность горизонта от 50 до 53 м, суммарная эффективная мощность 11,5—26,9 м.

Горизонт IX в скв. 6 состоит из шести пластов, два из которых имеют истинное сопротивление 15 и 20 ом·м и отрицательные аномалии ПС, характерные для нефтяных пластов. Общая мощность горизонта от 37,7 до 40 м, суммарная эффективная мощность от 7 до 16,9 м.



Горизонт X в скв. 6 состоит из шести пластов, два из которых представляют наибольший интерес, характеризуются истинным сопротивлением 11 и 14 *ом · м* и отрицательной аномалией ПС. Общая мощность горизонта 42—44,5 м, суммарная эффективная мощность 11,5—19,6 м.

Горизонт XI в скв. 6 состоит из четырех пластов, два из которых имеют истинное сопротивление по 14 *ом · м* каждый и резкую отрицательную аномалию ПС.

В скв. 1 горизонт имеет более благоприятную характеристику, кажущееся сопротивление достигает 40 *ом · м*. Общая мощность горизонта 61—62 м, суммарная эффективная мощность нефтяных пластов от 19,88 до 22,5 м.

Горизонт XII. В скв. 6 выделяется семь пластов, характеризующихся высокими кажущимися сопротивлениями. Шесть пластов по геофизическим данным оцениваются как нефтеносные.

В скв. 1 горизонт имеет лучшую характеристику и состоит из шести пластов. Общая мощность горизонта 55,5—57 м, суммарная эффективная мощность 25,3—37 м.

Горизонт XII опробовался в скв. 6. После перфорации интервала 2389—2383 м получен мощный водонефтяной фонтан. При 12-мм штуцере получен приток жидкости дебитом 720 м³/сутки, дебит нефти 478 м³/сутки, газа 78221 м³/сутки, воды 242 м³/сутки.

Горизонт XIII. В скв. 1 выделяются четыре пласта, характеризующиеся высокими кажущимися сопротивлениями и отрицательными аномалиями ПС. В скв. 6 горизонт представлен пятью пластами из которых три, имеющие истинное сопротивление 9 *ом · м*, наиболее интересны. Общая максимальная мощность горизонта 64 м, суммарная эффективная мощность 36,5 м.

Горизонт XIV. По данным электрокаротажа горизонт состоит из четырех песчаных пачек, которые делятся на восемь пластов. Истинное сопротивление наиболее перспективных пластов от 9 до 12 *ом · м*. Общая мощность горизонта 49,0 м (скв. 6).

Горизонт XV. По данным стандартного каротажа в горизонте выделены четыре пласта с кажущимися сопротивлениями от 8 до 20 *ом · м* с резко отрицательными аномалиями ПС. Общая мощность горизонта 26 м, эффективная мощность 12,2 м.

К настоящему времени при опробовании получены промышленные притоки газа из горизонтов I, II, нефти с газом из горизонтов III, V, VI, IX, X, XI, XII и XIII.

Разведка месторождения продолжается.

Характеристика нефтей отдельных горизонтов приведена в табл. 11.

Попутный газ, полученный из горизонта XII в скв. 6, имеет следующий состав (в %): метана 62,64, этана 8,82, пропана 14,2, бутана 5,0, пентана 2,4, более тяжелых углеводородов 3,82, азота + инертных 2,78, углекислого газа 0,16.

Сведения о характеристике вод месторождения Жетыбай очень ограничены. В скв. 6 из среднеюрских отложений (интервал 2383—

Горизонт	Плотность нефти, г/см ³	Содержание, %					Выход фракций, %		
		серы	азота	асфальтенов	смола синкагемных	парафина	до 200° С	до 300° С	остаток свыше 300° С
V	0,868	0,15	0,2	1,5	12,8	20,9	18,8	28,4	71,6
III	0,863	0,16	0,2	1,6	15,7	21,0	14,0	30,0	70,0
XII	0,855	0,05	0,16	1,0	5,3	16,3	10,0	31,0	69,0

2389 м) получена вода с минерализацией 123 г/л, содержание отдельных компонентов (в г/л) составляет: хлора 75,7, сульфатов 2,25, гидрокарбонатов 0,11, натрия 29,1, калия 0,06, кальция 17,4, магния 1,5. Воды относятся к I классу Пальмера.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Южно-Мангышлакско-Устьюртская впадина весьма перспективна в смысле нефтегазоносности. Она характеризуется большой плотностью запасов, приходящихся на 1 км² площади, что обосновывается данными по месторождениям Жетыбай и Узень. По запасам нефти они входят в число крупнейших месторождений Советского Союза.

Основные перспективы нефтегазоносности Южно-Мангышлакско-Устьюртской впадины связаны с юрским комплексом, который характеризуется значительной мощностью и благоприятным разрезом — наличием большого количества проницаемых пластов (пачек песчаников и алевролитов), разделенных глинистыми покрывками. С юрским периодом связан основной этап формирования Южно-Мангышлакско-Устьюртской впадины. На месторождениях Жетыбай и Узень в юрском комплексе выявлено 15 продуктивных горизонтов, суммарная эффективная мощность которых достигает 280 м.

В Ассаке-Ауданском прогибе на Шахпахтинской структуре разрез юрских отложений сходен по литологическому составу и мощности с разрезом Жетыбай и Узень. На Шахпахтинской структуре также по промыслово-геофизическим данным выделяется значительное количество проницаемых пластов, разделенных глинами. Можно предполагать, что мощность юрских отложений в центральной части Южно-Мангышлакско-Устьюртской впадины будет больше, чем в разрезе северного его борта (Жетыбай-Узеньская и Шахпахтинская ступени). Мощная толща юрских отложений вскрыта скважинами на Чагалинском поднятии, расположенном на крайнем юге Южно-Мангышлакского прогиба. Вскрытая, но неполностью пройденная, их мощность составляет здесь 760 м.

В пределах Южно-Мангышлакско-Устьюртской впадины геолого-геофизическими работами выявлены крупные структурные элементы значительной протяженности и размеров. К ним прежде всего отно-

сятся Жетыбай-Узенская ступень, Ералиевский и Чагала-Карауданский валы, Шахпахтинская ступень и другие. В их пределах выявлено большое количество локальных структур, которые представляют большой интерес для разведки.

Б. Ф. Дьяков, Н. У. Имашев, П. И. Краев, Н. Н. Черепанов, К. В. Кручинин и другие указывают, что в Южно-Мангышлакской впадине выявлено свыше 20 структур, перспективных в нефтегазовом отношении. Из них Восточно-Жетыбайская, Карамандыбаская, Эспелисайская, Кизыладырская, Южно-Карагинская, Тевгинская и Песчаномысская подготовлены к глубокому разведочному бурению, которое уже частично начато¹. В Ассаке-Ауданском прогибе, глубинное строение которого начали изучать значительно позднее Южно-Мангышлакского, также выявлено несколько структур из которых на Западно-Шахпахтинской и Северо-Ассакеауданской будет проводиться глубокое разведочное бурение.

Помимо юрских отложений перспективными являются породы мела и в первую очередь нижнего отдела. Промышленный приток газа из альбских отложений установлен на Узеньской площади. Однако в целом перспективы нефтегазоносности меловых отложений Южно-Мангышлакско-Устьюртской нефтегазоносной области значительно уступают перспективам юрских отложений.

В целях ускорения общей оценки перспектив нефтегазоносности Южно-Мангышлакско-Устьюртской впадины в ближайшие годы необходимо максимально усилить поисковое и разведочное бурение на площадях, расположенных в различных геоструктурных условиях — в центральной части Южно-Мангышлакского прогиба, на южном его борту, в зонах структурных перемычек, разделяющих Южно-Мангышлакский, Учкудукский и Ассаке-Ауданский прогибы, и в Ассаке-Ауданском прогибе. Эти работы, несомненно, приведут к открытию новых крупных нефтяных и газовых месторождений в рассматриваемой области, имеющей крупное народнохозяйственное значение.

¹ В октябре 1964 г. на Тевгинской площади получен промышленный приток газа из юрских отложений.

МУРГАБСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Мургабская нефтегазоносная область расположена в Юго-Восточной Туркмении. С юга она ограничена государственной границей с Афганистаном и Ираном, с севера Заунгузскими Каракумами, а с востока и запада реками Теджен и Аму-Дарья.

Большую, северную, часть территории занимает пустыня юго-восточных Каракумов. Абсолютные высоты местности у железной дороги составляют 190—200 м, южнее они достигают 300—350 м. Между низовьями рек Теджен и Мургаб, а также на восток от последней протягиваются глинистые равнины (такыры) с редкими невысокими холмами и небольшими скоплениями песков.

Южнее, между Мургабом и Тедженом и по правому берегу Мургаба, рельеф приобретает грядово-песчаный характер с высокими и устойчивыми формами. Восточнее простирается песчаная степь (Обручевская степь). На юге территории воздымаются две возвышенности — Бадхыз и Карабиль, являющиеся предгорьями Паропамиза.

Возвышенность Бадхыз расположена между Тедженом и Мургабом, Карабиль — на восток от Мургаба. Бадхыз имеет высоту до 1255 м, Карабиль — до 950 м. Это пустынные возвышенности с преобладающими мягкими формами рельефа. В пределах рассматриваемой области протекают реки Теджен и Мургаб, истоки которых находятся в Афганистане. В дельте Мургаба расположен обширный Марыйский оазис. Искусственным водным сооружением является Каракумский канал, несущий воды Аму-Дарьи в пустынные просторы Туркмении. Климат района, как и всей Туркмении, характеризуется скудностью осадков и высокими годовыми и летними температурами. Максимальная температура достигает $+47^{\circ}$, минимальная (в Кушке) — 33° .

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕННОСТИ

Первые геологические исследования Юго-Восточной Туркмении относятся к концу XIX и началу XX вв. и связаны с именами И. В. Мушкетова, В. А. Обручева, А. Д. Архангельского и других.

В 1906—1916 гг. на этой территории работал ряд экспедиций Геологического Комитета и Русского географического общества, изучавших возможность орошения пустыни за счет вод Аму-Дарьи, Мургаба и Теджена. В процессе этих исследований были получены

важные физико-географические сведения, касающиеся четвертичных отложений. В 1912—1917 гг. под руководством В. А. Дубянского была организована Репетекская песчаная станция с целью изучения геологических процессов, протекавших в песчаной пустыне, и проведены наблюдения за генезисом песков.

В 1929—1932 гг. В. В. Александров провел гидрогеологические исследования Восточного Копет-Дага, бассейна р. Теджен и Южного Карабиля. В 1930 г. В. И. Огнев занимался изучением меловых и палеогеновых отложений Бадхыза. Он описал альбский и аптский ярусы, породы верхнего мела и палеогена и определил мощность этих отложений. Было отмечено присутствие среднеэоценовых битуминозных песчаников у оз. Ер-Ойлан-Дуз. В 1931 г. экспедицией АН СССР под руководством Б. А. Федоровича был исследован район бессточных впадин Унгуза. В результате была опровергнута теория речного происхождения Унгузских впадин.

В 1947—1950 гг. Всесоюзный Аэрогеологический трест (ВАГТ) и Туркменское геологическое управление производили геологическую съемку центральной части Теджен-Мургабского и Амударьинского междуречья. Весь геологический материал по Туркмении, собранный к 1953—1954 гг., был обобщен большим коллективом ведущих геологов и геофизиков Туркменистана.

Сложность изучения глубинного строения описываемой территории связана с тем, что она покрыта мощным чехлом неогеновых и четвертичных отложений, мощность которых в наиболее прогнутых частях достигает 1500 м. В связи с этим геологической съемкой в комплексе с картировочным бурением, проведенной на значительной части территории, освещено строение неогеновых отложений и только частично подстилающих их пород. Планомерное изучение глубинного строения территории с помощью геофизических методов проводится в течение последних семи лет.

Начиная с 1956 г., в широком масштабе проводились сейсмические, гравиметрические и аэромагнитные исследования под руководством Ю. Н. Година. В 1956 г. на территории Восточной Туркмении была проведена аэромагнитная съемка (Воробьев Я. Г., Федорович А. И., Щукевич А. М.), а в 1956—1959 гг. Юго-Восточная Туркмения была охвачена гравиметрической съемкой (В. Г. Коц, Б. М. Гейман, И. Г. Земская, Л. И. Кунько, Р. В. Яблонская, Н. В. Липицкий, И. Ф. Шелегова), по результатам которой выявлен ряд относительных гравитационных максимумов — Марыйский, Репетекский, Тахта-Базарский и другие.

В 1957—1958 гг. сейсморазведочная партия ВНИИгеофизики (Фоменко К. Е., Раджабов М. М.) впервые проводила сейсмические работы методом глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) по профилю Теджен — Карабекаул. В 1958 г. в небольшом объеме проводились электроразведочные работы (Г. В. Свирский) в Мургабском и Байрамалийском районах.

С 1960 г. на территории Юго-Восточной Туркмении проводит работы Научно-исследовательская Средне-Азиатская геофизическая

экспедиция (Вольвовский Б. С., Фоменко К. Е., Ишутин В. В., Маркаров Э. С.) по региональным сейсмическим профилям Равнина — Карабекаул, Душак — Карабекаул, Дарваза — Кем — Донгузхана.

С 1957 г. на территории Юго-Восточной Туркмении проводит сейсмические исследования Восточная геофизическая экспедиция № 3 (Н. А. Афанасьев, В. В. Гапеев, А. Г. Ибрагимов, О. И. Калинин, А. М. Ковалева, Л. А. Кокорина, И. Б. Птицына и другие). В процессе работ экспедиции выявлен ряд крупных структурных форм и установлена общая закономерность их расположения. В результате детальных площадных работ 1958—1965 гг. подготовлено и передано в глубокое бурение большое количество структур.

Глубокое разведочное бурение проводится с 1959 г. В настоящее время разведан ряд структур в Байрамалийском районе и Кушкинской зоне поднятия. Обобщающие сведения приведены в работах К. Е. Фоменко (1964), Д. М. Мильштейна (1964), Г. И. Амурского, Л. Н. Смирнова (1961), в монографии «Тектоника и нефтегазоносность Западных районов Средней Азии» (1963). В изучении геологического строения и нефтегазоносности Мургабской нефтегазоносной области принимали участие многие геологи и геофизики.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

Вскрытый скважинами комплекс отложений отличается от разрезов соседних районов значительным увеличением мощности отложений.

Стратиграфическое расчленение и литологическая характеристика разреза Мургабской нефтегазоносной области приведены в табл. 12. Для удобства описания территория разбита на три района: I — Байрамалийский, II — Репетекский, III — Кушкинский, характеризующиеся различным литологическим составом и мощностями стратиграфических комплексов.

ТЕКТОНИКА

Как тектонический элемент Мургабская впадина выделена Л. Н. Смирновым в 1957 г. и представляет собой значительную по размерам погруженную область, расположенную в юго-восточной окраинной части эпигерцинской платформы.

В пределах платформенной части территории по данным геофизических исследований выделяется ряд крупных структурных элементов, таких как склон платформы, Бадхызский выступ, Северо-Бадхызский прогиб, Тахтабазарский выступ, Карабильская зона поднятия, Северо-Карабильский прогиб, Учаджинский и Еланский выступы, Байрамалийский вал, Репетек-Келифская зона поднятий. Эти

Таблица 12

Группа	Система	Отдел	Подотдел, надъярус	Ярус	Слой	Литология
1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Четвертичная					I. Песчаники серые с розоватым оттенком, грубозернистые и глины неоднородные. Мощность 10 м
						I. Песчаники светло-серые, грубозернистые. Алевролиты серые и желтые, глины светло-коричневые, загипсованные, переслаивающиеся с алевролитами. Мощность 415 м II. Пески и алевролиты серовато-коричневые. Мощность 310 м III. Пески желто-серые, мелкозернистые. Мощность 10 м
	Неоген					I. Акчагыльский ярус, геоктепинская свита. Глины голубовато-серые, преимущественно тонкотмученные, с прослоями песчаников и алевролитов с растительными остатками. В основании гравелиты плотно сцементированные с включением окатанных обломков глинистых пород. Мощность 221 м Красноцветная толща. Переслаивание глин преимущественно алевритовых с алевролитами. Породы пестроцветные, карбонатные, с преобладанием глинистых осадков. Ниже глины светло-коричневые с прослоями алевролитов и гравелиты с пластами мелко-галечных конгломератов. Мощность 295 м II. В верхней части песчанистые породы с прослоями глин. Ниже равномерное чередование песков, песчаников и глин. В основании разреза 16-м пачка конгломератов. Мощность от 100 до 400 м III. Песчаники и алевролиты красновато-бурые, мелко- и среднезернистые. Внизу галечники, состоящие из обломков изверженных пород. Мощность на Карачоге 40, на Ислиме 120 м
Палеоген	Олигоцен	Верхний				I. Глины темно-зеленые. Мощность 3—7 м

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Палеоген	Олигоцен	Нижний и средний		Ханабадские, сумсарские	I. Переслаивание глин темно-зеленых, черных, алевролитов ржаво-желтых и песчаников желтовато-бурых. Мощность 6—75 м
		Эоцен	Верхний		Риштанские, исфаринские	I. Глины голубовато-серые, слабокарбонатные, со слабо выраженной слоистостью, участками алевролитистые. Мощность 40—86 м. В большинстве скважин отложения размыты
					Туркестанские	I. В основном глины зеленые, в верхней части чередование глин голубоватых и серых, алевролитов, изредка песчаников на гипсовом цементе и туфогенного материала. Мощность 0—152 м. Чаще отложения полностью размыты. Характерно возрастание мощности с востока на запад и юго-запад и увеличение грубозернистости материала в том же направлении II. Глины серые, алевролитистые. Мощность 0—120 м III. Туфопесчаники зеленовато-серые, с редкими прослоями алевролитов, с большим содержанием туфогенного материала. На Карачопе слой полностью размыты, на Ислиме мощность 345 м
					Алайские	I. Глины зеленые, зеленовато-серые, плотные, местами обогащенные туфогенным материалом, с прослоями мергелей. Внизу глины карбонатные. Мощность до 200 м II. Мергели серые, слегка песчанистые, с гнездами пирита. В нижней части мергели более песчанистые, рыхлые. Мощность 32 м III. Переслаивание глин коричневых, алевролитов и песчаников мелкозернистых с примесью туфогенного материала. Ниже пачка известняков серых, чередующихся с песчаниками кварцевыми и глинами голубовато-серыми, плотными, слабоизвестковистыми, с прослоями алевролитов серых, известковистых. На Карачопе мощность 264, на Ислиме 300 м

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Палеоген	Эоцен	Нижний		Сузакские	<p>I. Глины голубовато-серые, зеленые, светло-серые, слабокарбонатные, сланцевые, местами известковистые, внизу редкие прослои доломитов и двухметровый прослой алевритовых песчаников. Мощность от 0 до 40 м</p> <p>II. Глины голубовато- или зеленовато-серые, известковистые, тонкослойные, слегка алевритистые, щебенчатые. Мощность 0—48 м</p> <p>III. Глины голубовато-коричневые, голубовато-серые, слабоизвестковистые, местами алевритистые. Мощность на Карачопе 282—315 м, на Ислиме 226—229 м</p>
		Палеоцен				Бухарские
Мезозой	Мел	Верхний	Сенон			<p>I. Глины зеленовато-серые, плотные, слабокарбонатные, песчаные с прослоями песчаников мелкозернистых, слюдястых, серых, плотных, алевролитов. Мощность 150—400 м</p> <p>II. Маастрихтский ярус в кровле представлен 4-м пачкой песчаников красновато-коричневых мелкозернистых, плотных, с включением серых разностей. Ниже глины зеленовато-серые с голубоватым оттенком, аргиллитоподобные, участками карбонатные щебенчатые. В глинах встречаются многочисленные маломощные</p>

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел	Верхний	Сенон			<p>прослой известняков серовато-зеленых, глинистых и песчаников. Кампанский и сантонский ярусы представлены однообразной глинистой пачкой. Глины зеленовато-серые, плотные, с раковистым изломом, слабокарбонатные. Коньякский ярус — глины зеленовато-серые и серые с прослоями ракушнякав и белых мергелей. Общая мощность сенона порядка 608 м</p> <p>III. Маастрихтский ярус сложен в верхней части глинами и алевролитами красновато-бурыми, известковистыми с прослоями серого тонкозернистого песчаника. Ниже известняки светло-серые, органогенные, слегка доломитизированные, с прослоями алевролитов и глин серых, некарбонатных. Нижнюю часть разреза слагают мергели темно-серые, однородные, с отпечатками микрофауны. Мощность 334 м. Кампанский ярус — известняки серые, с прослоями мергелей. Мощность 140 м. Коньяк-сантонский ярус — известняки темно-серые с прослоями мергелей, реже глин, ниже глины темно-серые, карбонатные. Мощность 310 м</p>
						<p>I. Глины темно-зеленые, известковистые, в верхней части прослой песчаников серовато-зеленых, слюдястых, глауконитовых. Мощность от 300 до 350 м.</p> <p>II. Верхний турон — глины серые, очень плотные, слабоалевролитистые, карбонатные, с прослоями известняков доломитизированных, алевролитов, песчаников и включениями гиллов и гнезд пирита. В нижней части песчаники серые с голубовато-зеленым оттенком, глинистые, слабокарбонатные. Мощность верхнего турона 110 м. Нижний турон — глины серые с зеленоватым оттенком, плотные, слабослюдястые. В верхней части 15-м пачка мергелей серых, плотных, местами ожелезненных, с включением зерен пирита. Мощность 190 м</p>
				Турон		

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел	Верхний		Турон		III Известняки темно-серые, глинистые, плотные с оскольчатым изломом и глины темно-серые, плотные, известковистые. Мощность 69 м
				Сеноман		I. Глины и алевролиты темно-зеленые, серые, известковистые, в верхах чередующиеся с песчаниками, мергелями и небольшими прослоями известняков. Мощность 400—466 м II. Верхняя часть сложена глинами с прослоями алевролитов, песчаников, известняков и мергелей. Мощность 120 м. Средняя часть представлена песчано-алевритовыми породами. Песчаники серые, тошкзернистые, плотные, слюдистые, некарбонатные. Алевролиты темно-серые плотные, разнозернистые, слюдистые. Мощность 150 м В нижней части глины темно-серые, плотные, с прослоями алевролитов и известняков. Мощность свыше 300 м III. Глины серые и темно-серые, с голубоватым оттенком, известковистые, плотные, с прослоями мергелей серых, плитчатых. Мощность 114 м
		Альб				I. В верхней части чередование глин, песчаников, известняков и алевролитов. Ниже глины темно-серые, серые, плотные, с прослоями известковистых конгломератов. Мощность 450—520 м II. Верхний альб — алевролитоглинистые породы с незначительными прослоями известняков. Мощность 80 м. Средний альб — чередование песчано-алевролитовых пород, известняков и глин. Мощность 100 м. Нижний альб — глинисто-алевролитовая толща. Мощность 140 м. Общая мощность альба до 500 м III. Глины темно-серые, слабокарбонатные, плотные, оскольчатые и пиритизированные. Мощность свыше 100 м
				Нижний		

1	2	3	4	5	6	7
				Алт		<p>I. Чередование глин темно-серых, почти черных, известковистых, местами переходящих в мергели, песчаников и известняков. Мощность 103—110 м</p> <p>II. Частое переслаивание глин, алевролитов, песчаников, известняков. Мощность 130 м</p> <p>III. Чередование аргиллитов темно-серых, буровато-коричневых, песчаников темно-серых с бурым оттенком и известняков голубовато-серых. Мощность 80—100 м</p>
Мезозой	Мел	Нижний		Неоком		<p>I. В верхней части толщи глины темно-серые, плотные. Ниже чередование известняков, песчаников, аргиллитов серых, вишневых, слабоизвестковатых и алевролитов голубовато-серых с включением ангидритов розовых, разделенных продуктивной песчало-глинистой толщей. Еще ниже переслаивание песчаников красно-бурых, аргиллитов темно-серых, алевролитов и известняков с прослоями ангидритов белых и розовых. Нижняя пачка пород мощностью 60 м выделяется под названием «репетекской свиты», которая залегает с размывом на кимериджитонских отложениях. Общая мощность неокома до 620 м</p> <p>II. Барремский ярус — глинисто-алевритовая толща. В низах пачка известняков (25 м). Мощность 140 м. Валанжин-готеривский ярус — чередование известняков, песчаников, глин, алевролитов, в верхней части пропластки розового ангидрита. Низы разреза (60 м) выделяются под названием «репетекской свиты». Мощность отложенный валанжин готерива 390 м</p> <p>III. Барремский ярус аргиллиты шоколадно-коричневые, в основании известняки с прослоями аргиллитов. Мощность 60 м. Породы с размывом залегает на юрских отложениях</p>

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Юра	Верхний				<p>I—II. Кимеридж-титон. Фарабская свита — глинистая пачка в самой верхней части с прослоями известняков, в нижней — прослой алевролитов. Мощность 50—130 м. Шараплинская свита — известняки песчанистые и глинистые. Мощность 30—70 м. Гаурдакская свита. В Байрамалийском районе в самых верхах — алевролиты, аргиллиты, песчаники пестрой окраски, переходящие в соленосную толщу, представленную чередованием галита и терригенных пород. Вскрытая мощность 600 м</p> <p>В Репетекском районе мощная толща соли с редкими пропластками ангидритов. Вскрытая мощность более 2000 м</p> <p>III. Чередование песчаников светло-серых и аргиллитов зеленовато-серых и темно-серых. Мощность 58—87 м</p>
		Средний				<p>III. Переслаивание песчаников серых, известковистых, аргиллитов темно-серых и алевролитов с примесью органического вещества. Мощность порядка 250 м</p>
	Триас	Нижний				<p>III. Хлорито-серицитовый кварцевый сланец; песчаники и алевролиты серого цвета очень плотные с глинисто-карбонатным цементом, со следами метаморфизма</p>

крупные структурные элементы осложнены более мелкими структурами и отдельными небольшими поднятиями (рис. 26).

Большую роль в формировании современного структурного плана Юго-Восточной Туркмении играли региональные разломы, некоторые из них являются глубинными. Хорошо изученными в настоящее время системами разломов являются Мургабский региональный разлом, пересекающий восточную Туркмению с севера на юг, Репетек-Келифский региональный разлом широтного простирания, ограничивающий с севера Мургабскую нефтегазоносную область. Мургабская система состоит из ряда кулисообразно расположенных разло-

мов. Разломам в осадочном чехле соответствуют в большинстве случаев четко выраженные узкие валы с большой амплитудой поднятия, часто сильно нарушенные, с резко выраженной асимметрией. Иногда разломам соответствуют флексурные изгибы, причем характерно, что амплитуда валов увеличивается к северу, тогда как в южном направлении она значительно уменьшается и складки сменяются флексурами, местами очень слабо выраженными.

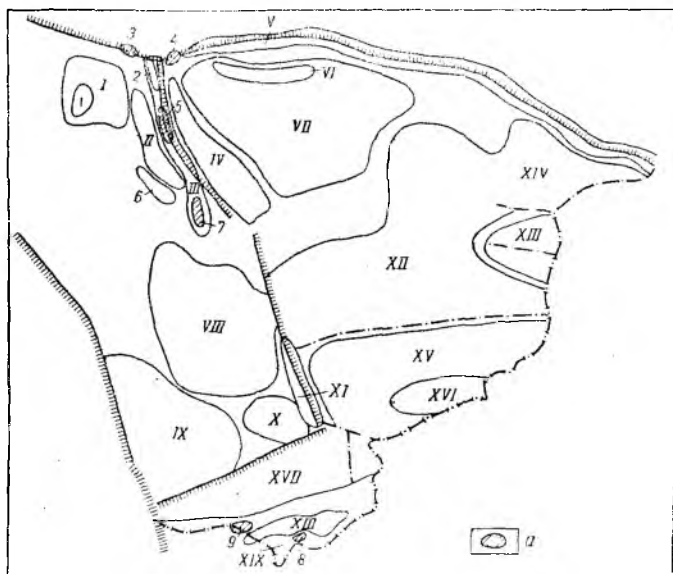


Рис. 26. Схема расположения основных структурных элементов Мургабской нефтегазоносной области (1963 г.).

а — газовые месторождения. Основные структурные элементы: I — Еланский выступ; II — Шовачагинский прогиб; III — Байрамалийский вал; IV — Восточно-Байрамалийский прогиб; V — Репетекско-Келифская зона поднятия; VI — Учаджинский вал; VII — Учаджинский выступ; VIII — Северо-Бадхызский прогиб; IX — Бадхызский выступ; X — Тахта-Базарский выступ; XI — Мургабский вал; XII — Северо-Гарабильский прогиб; XIII — Андхойский вал; XIV — Обручевский прогиб; XV — Карабильская зона поднятия; XVI — Карабильский вал; XVII — Калаиморский прогиб; XVIII — Нурбетекский прогиб; XIX — Кушникская зона поднятия. Месторождения и основные локальные структуры: 1 — Еланская; 2 — Северо-Байрамалийская; 3 — Кели; 4 — Шаралли; 5 — Байрам-Али; 6 — Мары; 7 — Майская; 8 — Карачош; 9 — Ислим.

В зонах крупных блоков, ограниченных разломами, простирание структур иногда значительно отличается от направления разломов. В их пределах развиты, как правило, крупные, часто изометричной формы структуры сравнительно небольшой амплитуды. Зоны разломов четко отображаются гравитационными и магнитными аномалиями.

Впервые как самостоятельный структурный элемент склон платформы выделил Г. А. Габриэлянц на участке профиля, проходящего по линии Ашхабад — Серный Завод. Этот структурный элемент представляет собой моноклиналиное погружение фундамента плат-

формы и всех горизонтов осадочного чехла в сторону Предкопетдагского краевого прогиба. На схеме расположения основных структурных элементов западных районов Средней Азии и Каспийского моря восточная граница проведена по региональному Мургабскому разлому примерно до широты г. Иолотань. Однако положение границы склона платформы на юго-востоке неясно в связи с ограниченностью фактических данных. Этот вопрос следует рассматривать, исходя из особенностей истории геологического развития склона платформы. Он был втянут в опускание в связи с формированием Предкопетдагского краевого прогиба. Поэтому к нему целесообразно отнести всю платформенную часть, примыкающую к краевому прогибу, от Бадхыза на юге до Большого Балхана на западе. В этом случае восточным ограничением склона платформы будет меридиональный мургабский разлом на всем его протяжении, а южным — разлом, отделяющий Бадхызский выступ от Калаиморского прогиба. В пределах Мургабской нефтегазоносной области к склону платформы относятся следующие структурные элементы: Бадхызский выступ, Северо-Бадхызский прогиб, Тахтабазарский выступ, Еланский выступ. Кроме того, выделяются и мелкие локальные антиклинали и структурные носы.

На Еланском выступе выделяются Еланская и Восточно-Еланская структуры. Еланская структура — антиклинальная складка северо-восточного простирания. Размер складки по верхней юре 20×12 км. Скважиной на Еланской структуре вскрыты верхнемеловые отложения на глубине 975 м. Углы падения крыльев увеличиваются с глубиной. Восточно-Еланская площадь отделяется от Еланской прогибом, амплитуда которого увеличивается с севера на юг. Размер складки по отложениям нижнего мела 18×12 км.

Марыйская структура имеет изометричную расплывчатую форму с широким пологим сводом. Размер складки по нижнемеловым отложениям 40×20 км. Скважиной вскрыты верхнемеловые отложения на глубине 1180 м, нижнемеловые — на глубине 2352 м. Увеличивающиеся с глубиной углы падения крыльев не превышают $2-3^\circ$. Амплитуда структуры 100 м. Складка вытянута примерно параллельно Мургабскому разлому и отделена от него узкой неглубокой синклиналью.

К юго-востоку от Марыйской структуры южный склон платформы осложнен Джуджуклинской и Шахитлинской структурами. Джуджуклинская структура расположена южнее одноименной станции. При региональном западном и юго-западном погружении породы палеоцена и верхнего мела образуют здесь структурный нос субширотного простирания. Углы падения на северном крыле не превышают $1^\circ 20'$, южное крыло сливается с общим региональным наклоном. С глубиной углы наклона слоев увеличиваются и в восточной части отмечается незначительный прогиб с амплитудой до 50—70 м. К востоку вырисовывается Шахитлинская брахиантиклиналь размером приблизительно 50×20 км, углы падения крыльев достигают $1^\circ 30'$ (рис. 27).

Северо-Бадхызский прогиб имеет в общем северо-западное прости-
 рание и протягивается на 120 км при ширине 60 км. На востоке он
 ограничен региональным Мургабским разломом. По геофизическим
 данным глубина до поверхности меловых отложений около 1500 м,
 а юрских — около 4000 м. В районе пос. Сандыкачи структурно-
 профильная скважина при глубине 1179 м не вышла из неогеновых
 отложений.

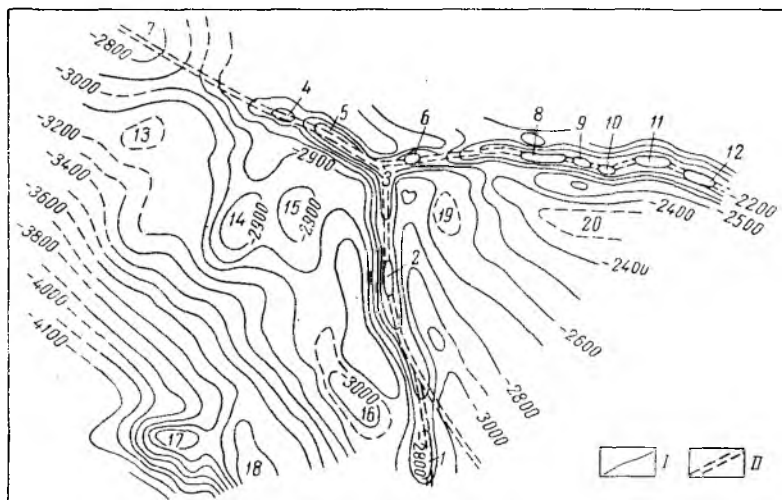


Рис. 27. Структурно-тектоническая схема Байрам-Али-Репетекской зоны.
 (Составил В. В. Гапеев, 1963 г.)

I — изогипсы кровли верхнеюрских пород (опорный сейсмический горизонт); II — глуби-
 нный разлом. Структуры: 1 — Майская; 2 — Байрамалийская; 3 — Северо-Байрамалийская;
 4 — Чешминская; 5 — Келийская; 6 — Шараплинская; 7 — Ханкуинская; 8 — Утемерген-
 ская; 9 — Аджикуйская; 10 — Мартовская; 11 — Репетекская; 12 — Южно-Репетекская;
 13 — Койнкуинская; 14 — Еланская; 15 — Восточно-Еланская; 16 — Марыйская; 17 —
 Джуджуклинская; 18 — Шахитлинская; 19 — Тарханская; 20 — Учаджинская.

Крупным структурным элементом является Бадхызский выступ,
 который на основании сейсмических материалов охарактеризован
 К. Е. Фоменко. По данным этого автора Бадхызский выступ пред-
 ставляет собой крупное поднятие палеозойского фундамента, где его
 поверхность залегает на глубинах 4—5 км. Предполагается, что
 в пределах выступа в составе фундамента отсутствует верхний струк-
 турный этаж (пермо-триас), который устанавливается на его склонах
 и в прилегающих прогибах. На Бадхызском выступе поверхность
 меловых отложений наклонена в восточном и северном направлениях
 от абсолютных отметок —600 м до —1400 м. Размер выступа
 100 × 60 км.

Рассматривая склон платформы в поперечном сечении, можно
 видеть пологий подъем всех горизонтов осадочного чехла от крае-
 ного прогиба в сторону зон разломов, ограничивающих склон с

севера и востока. По профилю Теджен-Мары-Чарджоу восточнее Мургабского разлома расположен Восточно-Байрамалийский прогиб, отделяющий склон платформы от крупного Учаджинского выступа.

К разломам, ограничивающим склон платформы, приурочены валлообразные поднятия, состоящие из ряда локальных положительных структур, вытянутых в одну линию. С субширотной (Репетек—Чешминской) зоной разломов связаны Репетекская, Аджикуйская, Утемергенская, Шараплинская, Келийская, Чешминская, Ханкуинская складки, а с Мургабской — Северо-Байрамалийская, Байрамалийская и Майская, образующие единый Байрамалийский вал. Значительное уменьшение углов падения крыльев складок, которые не превышают 2° на Чешминской, Ханкуинской структурах, согласное залегание отражающих горизонтов позволяют полагать, что соляная тектоника проявлялась здесь в более слабой форме. Строение крыльев складок осложнено сбросами, амплитуда которых составляет 150 м. Все структуры представляют собой брахиантиклинальные складки с довольно пологими сводами. Размер складок около $20 \times (12-14)$ км, амплитуды достигают 500 м. Наиболее изучены бурением в Репетек-Чешминской зоне Келийская и Шараплинская структуры.

Келийская антиклиналь имеет длину 24 км, ширину 5—6 км, амплитуду 400—600 м, углы падения крыльев 11° . Юго-восточная периклиналь осложнена небольшим сбросом (амплитуда около 50 м), который проходит под углом $13-14^\circ$ к оси складки. Скважина, пробуренная на этой площади, вскрыла верхнеюрские отложения на глубине 2815 м, и забой ее (3500 м) находится в соленосных отложениях.

Шараплинская антиклиналь имеет длину 11 км, ширину 5 км, высоту 500 м, углы падения крыльев 5— 8° . Погружение шарнира на запад (между Северо-Байрамалийской и Шараплинской антиклиналями) составляет примерно 100 м. По южному крылу проходит сброс с амплитудой около 300 м. Скважины вскрывают верхнеюрские отложения на глубине 2700—2750 м и забой их на глубине 2900—3000 м находятся в соленосной толще верхней юры.

К югу от Северо-Байрамалийской складки находятся Байрамалийская и Майская антиклинали, отделенные друг от друга небольшими прогибами и являющиеся ундуляциями осевой линии единого Байрамалийского вала.

Северо-Байрамалийская антиклиналь имеет довольно сложную конфигурацию, обусловленную пересечением двух линий разломов — Мургабской и Репетек-Чешминской. Южная часть складки, имеющая форму структурного носа, расположена вдоль Байрамалийского вала, северная — вдоль Репетек-Чешминской зоны поднятий. На севере ось складки как бы раздваивается: одна ветвь простирается на северо-запад, другая на восток. В этом районе выделяется северная субширотная часть Северо-Байрамалийской антиклинали. Длина ее 11 км, ширина 5 км. По южному крылу амплитуда складки составляет примерно 600 м. В южной (меридиональной) части склад-

ки шарнир ее погружается на юг на 300 м, углы падения крыльев 6—8°. Амплитуда восточного крыла по отложениям неокома 350 м, в верхних частях разреза она несколько уменьшается; амплитуда западного крыла по неокому 600 м, по верхнему мелу 450 м. Простирается Байрамалийской антиклинали близко к меридиональному, размер ее 60 × 20 км, амплитуда 500 м. В бухарских отложениях углы падения пород на западе

дном до 2°. По адка сохраняет смещен к югу, Кроме того, отмечается воз 6—7°, на вос

12 км, высоту иской структ- оев достигают реов несколько адном крыле иклинали раз- глубине 2271

е приурочены й в 1963 г. а платформы) и меридио- м глубокого ений равна

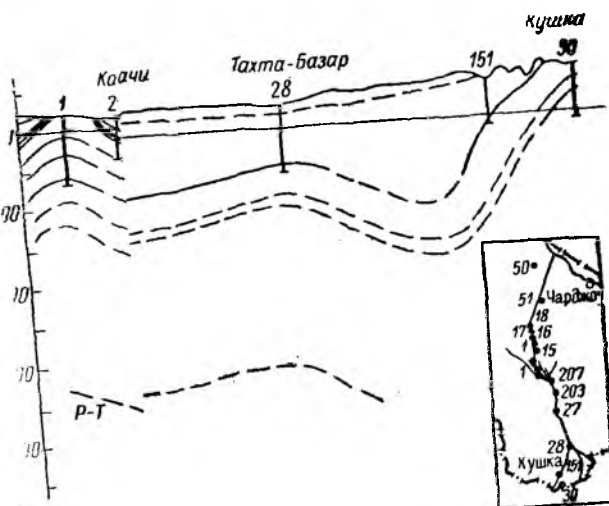
дки сначала оложений до кого высту- более спо- го прогиба, овли этого

--- зоны разломов

--- погружение кровли верхней юры до абсолютных отметок —3100 м в районе г. Иолотани (Майское локальное поднятие) и от —3800 до —4000 м в районе г. Сандыкачи (рис. 28).

В запад-северо-западном направлении, вдоль линии разлома это погружение менее значительно. Так, в районе Ханкуинского поднятия абсолютные отметки кровли юры по геофизическим данным равны приблизительно —2800 м, а в районе пос. Ербент —2100 м.

К востоку от г. Тахта-Базар по геофизическим данным выделяется Карабильская зона поднятия. Она продолжается на востоке в районы Северного Афганистана, где к ней приурочен целый ряд локальных структур с приподнятым залеганием поверхности фундамента. По сейсмическим данным глубина до поверхности меловых



Заказ 730.

отложенный в северной погруженной части зоны поднятия составляет около 1000 м, а глубина залегания юрских пород приблизительно 3500 м. Однако эти материалы нуждаются в проверке бурением.

К северу от Карабильской зоны поднятия и к востоку от Мургабского регионального разлома расположен Северо-Карабильский прогиб с пологим северным бортом, который постепенно переходит в склон Учаджинского выступа. Глубинное строение Карабильской зоны поднятия и Северо-Карабильского прогиба изучено пока очень слабо.

Учаджинский выступ с севера ограничен региональной зоной разломов. По сейсмическим данным кровля юрских отложений в наиболее приподнятой части выступа имеет абсолютную отметку — 2300 м, поверхность меловых отложений залегает на глубине 600 м. От Репетек-Чешминской зоны поднятия Учаджинский выступ отделен неглубоким прогибом. В пределах выступа выделяется ряд структур: Тарханская, Учаджинская, Сейрабская и другие. Наиболее изучена Тарханская структура, которая локализуется на фоне подъема отражающих горизонтов в северо-восточном направлении. Структура выделяется по горизонтам, залегающим глубже кровли палеогена. Размер ее по отложениям верхней юры приблизительно 11 × 8 км, углы падения крыльев увеличиваются с глубиной и не превышают 2°30'. К югу от Карабильской зоны поднятия и Бадхызского выступа, входящего в склон платформы, расположен узкий глубокий широтно ориентированный Калаиморский прогиб, где глубина залегания кровли юрских отложений составляет 4000 м, меловых отложений 1700—1800 м. Прогиб асимметричен, южное крыло его более крутое. Формирование прогиба тесно связано с орогеническими процессами, возникшими в неогеновое и четвертичное время. С юга прогиб ограничен Кушкинской зоной поднятия, входящей, по мнению ряда исследователей (Давыдов А. Н. и другие), в эпиплатформенную орогеническую область.

В пределах этой зоны выделяются две антиклинальные линии, отделенные друг от друга синклинальным прогибом. Локальные структуры обычно резко асимметричны, с крутыми северными крыльями, углы падения которых достигают 20, а иногда и 40°.

Южная, Манганская, линия состоит из четырех складок: Пограничной, Тумбинской, Бердыклычской и Манганской. Они представляют собой линейные асимметричные структуры протяженностью до 15—20 км. К северу от Манганской выделяется Ислимская антиклинальная линия, включающая Ислимскую, Карачонскую, Чайпатринскую и Кулишорскую структуры. Они имеют более мелкие размеры, асимметричное строение с крутыми северными крыльями, углы наклона которых достигают 20—25°. Складки расположены кулисообразно и имеют общее субширотное простирание (рис. 29).

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Глубокое разведочное бурение с целью поисков залежей нефти и газа на территории Мургабской нефтегазоносной области начато в 1959 г. В настоящее время здесь открыто четыре газовых месторо-



Рис. 29. Структурная карта Кушкской зоны поднятия по кровле сузакских слоев.

(По материалам А. Н. Давыдова, 1963 г.)

Структуры: 1 — Исламская; 2 — Пограничная; 3 — Бабатагская; 4 — Карачопская; 5 — Тумбинская; 6 — Чапуракская; 7 — Бердык-
лыцкая; 8 — Нурбетовская; 9 — Кулшорская; 10 — Маңгалская.

ждения: Байрамалийское, Шараплинское, Кушкинское и Ислимское. Наиболее крупным является Байрамалийское, запасы которого по категории C_1 оцениваются в 51 млрд. m^3 .

Нефтегазопрооявления и промышленные притоки газа установлены в отложениях юрского и мелового возрастов. В отложениях, возраст которых предположительно датируется как нерасчлененная нижняя и средняя юра, газопрооявления в процессе бурения установлены на Карачопской и Ислимской структурах Кушкинской зоны поднятия.

В скв. 24 Карачопской площади при забое 2189 м отмечено разгазирование глинистого раствора и снижение его плотности. Промышленная газоносность верхнеюрских отложений установлена на структуре Ислим. Нефтегазопрооявления из этих же отложений установлены на Байрамалийской и Шараплинской площадях.

На Ислимской площади в 1963 г. при опробовании скв. 2 в интервале 2422—2333 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 43 тыс. $m^3/сутки$. В газе отмечено наличие конденсата.

На разведочных площадях Мургабской нефтегазонасной области нефтегазопрооявления отмечены в карбонатных отложениях надсолевой толщи шараплинкой свиты верхней юры, а также в соленосных осадках гаурдакской свиты.

На Шараплинской площади при опробовании надсолевых отложений верхней юры в скв. 1 получен приток воды с нефтью (общий дебит жидкости 1,1 $m^3/сутки$, нефти 70%). Плотность нефти 0,825 $г/см^3$. На Майской площади в скв. 1 в этом же стратиграфическом интервале отмечена аномалия на кривой газового каротажа (содержание суммы углеводородов превышает 4%). В скв. 1 Майской площади с глубины 3463—3468 м (на 36 м ниже кровли солей гаурдакской свиты) был поднят керн, насыщенный нефтью.

На Байрамалийской площади в процессе бурения скв. 1 при забое 3362 м (на 83 м ниже кровли солей) установлено проявление высокоминерализованной воды с газом. Дебит жидкости 2000 $m^3/сутки$, газ содержит 52,2% углеводородов. Аналогичное газопрооявление отмечено при бурении скв. 1 площади Кели на глубине 3112 м (на 123 м ниже кровли солей).

В меловых отложениях Мургабской нефтегазонасной области выявлены промышленные залежи газа в песчано-глинистой толще неокомского возраста и карбонатных отложениях маастрихтского яруса. В песчаниках неокома газовые залежи установлены на месторождениях Байрам-Али и Шарапли. При опробовании скв. 5 Байрам-Али в интервале 2818—2816 м получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 3,3 млн. $m^3/сутки$. Газ содержит (в %): метана 95,66, этана 0,80, углекислого газа 0,90. При опробовании этого горизонта в скв. 1 Шарапли получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 1,5 млн. $m^3/сутки$. В конце октября 1964 г. при опробовании этих же отложений на Майской площади получен фонтан газа дебитом 1 млн. $m^3/сутки$ при 22-мм штуцере. Мощность горизонта изменяется от 60 м на Майской до 110 м на Шараплинской структу-

рах, средняя пористость его на Байрамалийской площади 19%, проницаемость 27 мд.

В карбонатных осадках маастрихтских отложений газовая залежь выявлена на месторождении Карачош. При опробовании скв. 47 в интервале 710—784 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 310 тыс. м³/сутки.

Все выявленные газовые месторождения Мургабской нефтегазонадной области приурочены к брахиантиклинальным складкам. Залежи в терригенных коллекторах относятся к типу пластовых, сводовых, ненарушенных. Залежь в карбонатных осадках Карачошского месторождения является массивной.

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Газовое месторождение Байрам-Али

Байрамалийское месторождение расположено в 20 км к северо-северо-западу от г. Байрам-Али. Структура выявлена в 1957 г. при проведении регионального сейсмического профиля Теджен-Чарджоу. В 1957—1959 гг. проведено структурное бурение, подтвердившее наличие складки по бухарским слоям. В 1958—1959 гг. детальными сейсмическими работами и структурным бурением уточнено глубинное строение складки, построены структурные карты по отражающим горизонтам в бухарских, вишнемеловых и юрских отложениях. Глубокое разведочное бурение на площади начато в 1959 г. Газоносность структуры установлена в 1962 г. при опробовании скв. 5.

Бурением в разрезе Байрамалийской структуры вскрыты юрские, меловые, палеогеновые и неоген-четвертичные отложения.

Наиболее древними породами, вскрытыми скважинами, являются отложения верхнеюрского возраста, отнесенные к кимеридж-титону. Нижняя часть кимеридж-титонских отложений представлена толщей чистого галита, переходящего в чередование алевролитов и песчаников с прослоями соли. Вскрытая мощность этой части разреза, выделяемой в гаурдакскую свиту, превышает 100 м. Верхняя часть кимеридж-титона представлена известняками темно-серыми, плотными, переходящими в песчано-глинистые красноцветные отложения; мощность ее достигает 140 м.

Меловые отложения вскрыты большинством скважин. Выделяются нижне- и верхнемеловые отложения, которые подразделяются на неокомские, аптские, альбские, сеноманские, туронские и сенонские.

Неокомские отложения состоят из двух толщ, представленных чередованием известняков, песчаников, аргиллитов серых, вишневых, слабо известковистых и алевролитов голубовато-серых, с включением розовых ангидритов, разделенных толщей песчаников, продуктивных на Байрамалийском месторождении. Общая мощность отложений неокома на Байрамалийской структуре достигает 620 м.

Алтские отложения представлены чередованием аргиллитов темно-серых, почти черных, песчаников и известняков. Общая мощность 107—110 м.

Альбские отложения представлены в нижней части преимущественно глинами темно-серыми и серыми, с прослоями известковых конгломератов, в верхней части — чередованием глин, песчаников, серых известняков и алевролитов. Общая мощность достигает 517 м.

Сеноманские отложения сложены глинами и алевролитами темно-зелеными, серыми, известковистыми, в верхах чередующимися с песчаниками и мергелями с маломощными прослоями известняков. Общая мощность 411—463 м.

Туронские отложения в нижней части представлены глинами темно-зелеными, известковистыми, в верхней — чередованием песчаников и глин. Общая мощность достигает 342 м.

Сенонские отложения сложены глинами зеленовато-серыми, песчанистыми с прослоями песчаников серых, плотных, слюдистых, мелкозернистых и алевролитов. Мощность сенонских отложений вследствие преднеогенового размыва изменчива и колеблется в пределах 145—414 м.

Палеогеновые отложения вскрыты большинством структурных, структурно-профильных и разведочных скважин. Среди них выделяются породы палеоценового (бухарские слои) и эоценового возрастов.

Палеоценовые отложения (бухарские слои) представлены доломитизированными известняками светло-серыми с прослоями известняков-ракушнякав и отдельными прослоями глин темно-серых, слабо карбонатных. Мощность колеблется от 0 до 130 м.

Эоценовые отложения сложены в основном глинами серыми и зеленовато-серыми, местами карбонатными, с прослоями алевролитов и мергелей. Мощность до 90 м.

Неоген-четвертичные отложения с размывом залегают на различных горизонтах палеогена и верхнего мела и представлены чередованием глин, песчаников и алевролитов. Мощность неоген-четвертичных отложений 700—900 м.

Байрамалийская структура приурочена к центральной части крупного Байрамалийского вала, имеющего меридиональное простирание. Байрамалийская складка является почти симметричной пологой антиклинальной структурой субмеридионального простирания. По данным сейсморазведки длина складки 60 км, ширина 5 км. Амплитуда поднятия 500 м.

В бухарских отложениях углы падения пород на западном крыле достигают 3°, на восточном 2°. С глубиной углы падения пластов увеличиваются на западном крыле до 6—7°, на восточном до 4°.

Сводная часть структуры размыва, неогеновые породы ложатся на размывтую поверхность сенонских отложений.

Свод структуры с глубиной смещается к югу вследствие увеличения мощностей горизонтов мезозойских отложений в северном направлении. Так, по кровле продуктивных песчаников неокома

он смещен на 2 км к югу относительно свода по подошве сенонских отложений (рис. 30).

Газовая залежь с крупными запасами установлена в неоконских отложениях. Продуктивный горизонт сложен песчаниками буровато- и серовато-красными, местами глинистыми и слабо известковистыми. Средняя открытая пористость продуктивного горизонта 19%, средняя проницаемость 26,8 мд. Мощность горизонта колеблется от 60 до 70 м. Залежь пластовая, сводовая, размером 20 × 2,5 км. При опробовании горизонта в скв. 5 в интервале 2818—2816 м получен мощный газовый фонтан с абсолютно свободным дебитом 3,3 млн. м³/сутки при пластовом давлении 313 ат.

Газ характеризуется следующим составом (в %): метана 95,66, этана 0,80, углекислого газа 0,90, азота и редких 2,64.

Газопроявление отмечено в процессе бурения в гаурдакской свите. В скв. 1 при забое 3362 м после промывки получен приток высокоминерализованной воды с газом дебитом 2000 м³/сутки. Газ характеризуется следующим составом (в %): CO₂ — 23,5, CH₄ — 28,7, C₂H₆ — 10,2, C₃H₈ — 7,2, C₄H₁₀ — 4, C₅H₁₂ — 2,1.

Воды продуктивного горизонта хлоркальциевого типа с общей минерализацией 92,8 г/л.

Воды гаурдакской свиты характеризуются высокой минерализацией — 443,7 г/л.

Открытие крупного Байрамалийского газового месторождения позволяет высоко оценить перспективы всей Мургабской нефтегазопосной области. Перспективы месторождения связаны с поисками залежей в гаурдакской свите и в подсолевых отложениях.

Газовое месторождение Карачон

Карачонское месторождение расположено в 18 км к северо-востоку от г. Кушки. Наличие складки установлено в 1930 г. Строе-ние ее по верхним горизонтам палеогена установлено в 1957 г. геологической съемкой. В этом же году на площади начато структурное бурение, а в 1959 г. разведочное.

На Карачонской структуре вскрыты отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

Юрские отложения. На основании редких палинологических определений в разрезе выделены отложения нижней-средней и верхней юры.

По данным А. Н. Давыдова ниже-среднеюрские породы представлены песчаниками серыми, темно-серыми, мелко- и среднезернистыми, алевролитами серыми и темно-серыми с примесью органических веществ и сланцами темно-серыми, очень плотными. Вскрытая мощность 360 м.

Отложения верхнеюрского возраста сложены чередованием глин темно-серых, почти черных, плотных, алевролитов серых, известковистых и песчаников серых и зеленовато-серых. Мощность 84 м.

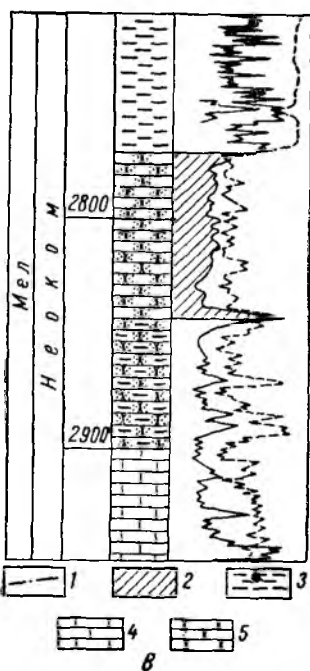
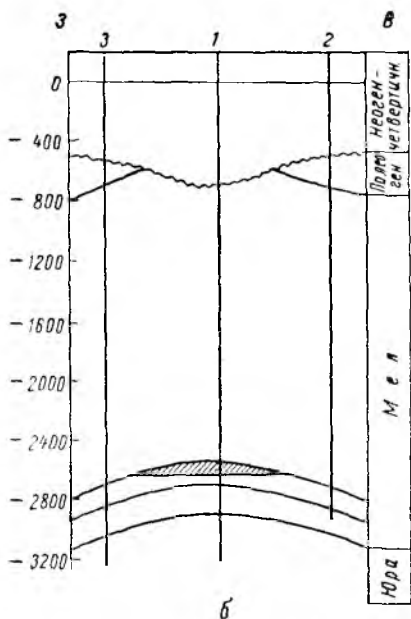
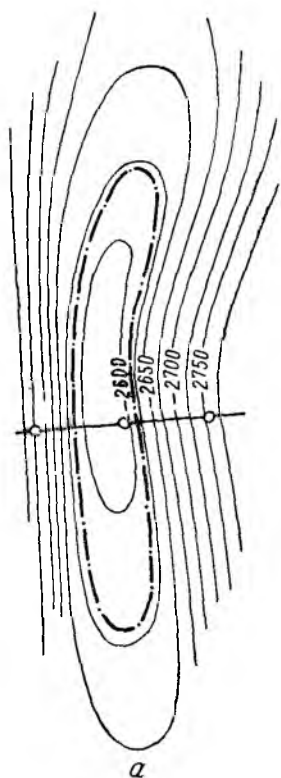


Рис. 30. Газовое месторождение Байрам-Али

(По материалам Л. Е. Каспарова, Я. А. Пилипа, В. Я. Соколова, 1962 г.)
 а — структурная карта по кровле продуктивных песчаников неокома; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газонасыщенности неокомского продуктивного горизонта; 2 — газ; 3 — глины; 4 — известняки; 5 — песчаники.

Меловые отложения представлены нижним и верхним отделами.

Нижнемеловой отдел сложен породами барремского, альбского и аптского ярусов.

Барремский ярус представлен в нижней части мергелями серыми, плотными и глинами серыми и коричневыми, слабо песчанистыми, известковистыми; в верхней части — песчаниками темно-серыми, мелкозернистыми с голубоватым оттенком и глинами голубовато-серыми, песчанистыми. Мощность 54 м.

Аптские отложения представлены чередованием известняков серых, песчанистых, местами доломитизированных, очень крепких, глин шоколадно-коричневых и темно-зеленых, известковистых и песчаников серых, плотных, слабо известковистых; встречаются прослой гипса. Мощность 103 м.

Породы альбского возраста представлены чередованием глин темно-серых, почти черных, аргиллитоподобных и мергелей темно-серых, плотных. Мощность 137 м.

Общая мощность нижнемеловых отложений 294 м.

Верхнемеловые отложения расчленены на сеноманский (мощность 114 м), туронский (69 м), коньякский (162 м), сантонский (152 м), кампанский (140 м) и маастрихтский (334 м) ярусы. Верхнемеловые породы в основном представлены глинами известковистыми, известняками, большей частью органогенно-обломочными, и мергелями; в верхней части маастрихтского яруса выделяется мощная пачка песчаников темно-серых с прослоями алевролитов.

Мощность отложений верхнего мела 931 м.

Палеогеновые отложения подразделяются на бухарские, сузакские, алайские и туркестанские слои.

Бухарские слои представлены известняками серыми, доломитизированными, песчаниками светло-серыми, кварцевыми, с прослоями глин, доломитов и ангидритов. В кровле залегает 22-м пачка серого кварцевого песка. Мощность 190 м.

Сузакские слои представлены глинами темно- и голубовато-серыми и буровато-коричневыми с прослоями алевролитов и песчаников. Мощность 293 м.

Алайские слои представлены чередованием глин и алевролитов с прослоями песчаников и известняков, главным образом в верхней части разреза. Мощность 368 м.

Туркестанские слои сложены в нижней части туфопесчаниками голубовато-серыми, слабо слюдистыми, плотными; в верхней части — чередованием глин и алевролитов с редкими прослоями песчаников. Мощность 342 м.

Неогеновые отложения представлены алевролитами красно-коричневыми с редкими прослоями глин. В основании залегает базальный конгломерат, состоящий из гальки осадочных и изверженных пород. Мощность достигает 25 м.

Четвертичные отложения представлены супесями, суглинками и глинами с галькой. Мощность колеблется от 0 до 35 м.

Карачопская структура по данным геологической съемки и бурения представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку длиной 12 км и шириной 6,5 км. Складка простирается с юго-запада на северо-восток. Северо-западное крыло крутое с углами падения пород в палеогеновых отложениях 25—35°, юго-восточное крыло более пологое — углы падения 5—10° (рис. 31).

В ноябре 1958 г. в процессе бурения структурной скважины 1 (глубина 740 м) ударил газовый фонтан из органогенно-обломочных известняков маастрихтского яруса. По визуальным наблюдениям суточный дебит составляет примерно 100 тыс. м³, давление на устье 40—60 ат. Газ содержит (в %): метана 91,3, этана 5,5, бутана 0,35, более тяжелых углеводородов 0,15.

В 1961 г. из разведочной скв. 47, расположенной в 300 м к северу от скв. 1, в процессе опробования этих же отложений (глубина 710—784 м) получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 310 тыс. м³/сутки.

Продуктивный горизонт представлен известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, местами доломитизированными, с прослоями песчаника. Открытая пористость составляет приблизительно 2—4%.

В скв. 24 при забое 2189 м (нижне-среднеюрские отложения) в процессе бурения отмечено разгазирование глинистого раствора и снижение его плотности.

Разведочные работы на Карачопском месторождении продолжаются.

Газовое месторождение Ислим

Месторождение Ислим расположено к северо-западу от г. Кушки.

Структура выявлена в 1957—1959 гг. геологической съемкой. В 1959—1961 гг. проводилось структурное бурение, в результате которого было уточнено строение складки.

Ислимская складка приурочена к Кушкинской зоне поднятия и представляет собой асимметричную брахиантиклиналь северо-восточного простирания. Юго-западная периклиналь складки находится за пределами Советского Союза. Размер структуры по палеогеновым отложениям: 8—9 × 10—12 км, углы падения пород на северо-западном крыле 10—12°, на юго-восточном 4—6° (рис. 32).

Бурением в разрезе месторождения вскрыты отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов. Литологическая характеристика и мощности отложений сходны с разрезом Карачопской площади.

В 1963 г. при опробовании скв. 2 в интервале 2422—2333 м (верхняя юра) получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 43 тыс. м³/сутки и конденсата дебитом 5 м³/сутки. Плотность конденсата 0,783 г/см³.

Разведочные работы на площади продолжаются.

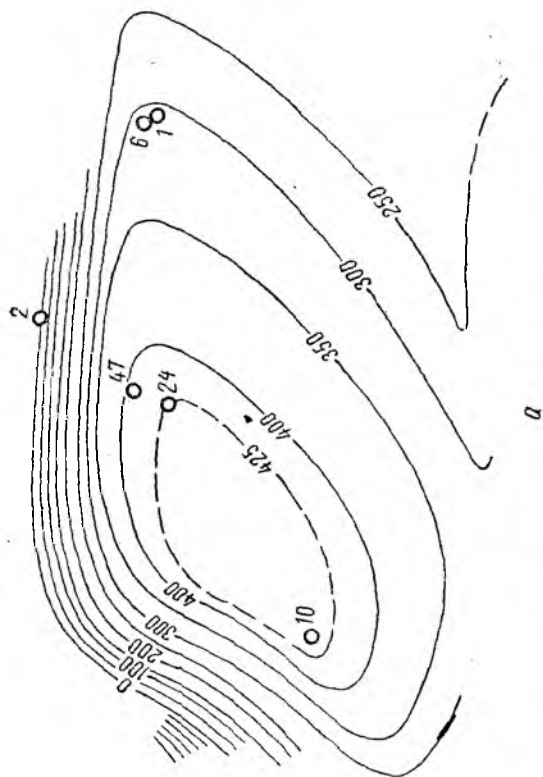
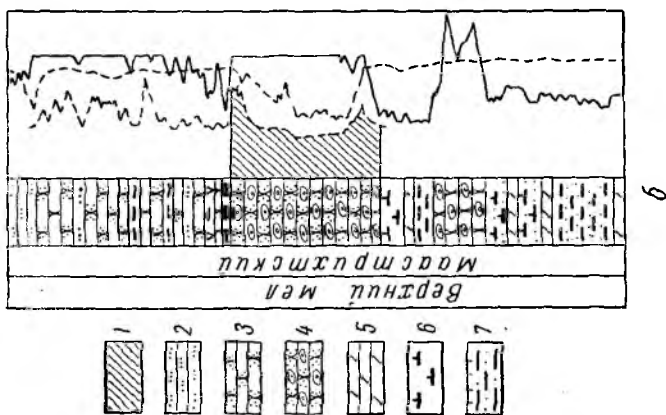


Рис. 31. Карачинское газовое месторождение.

(По материалам А. Н. Давыдова, 1963 г.)
a — структурная карта по кровле песчанков суахских слоев; *b* — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — газ; 2 — алевролиты; 3 — песчаники; 4 — известняки органические; 5 — мергели; 6 — известняки глинистые; 7 — пески глинистые.

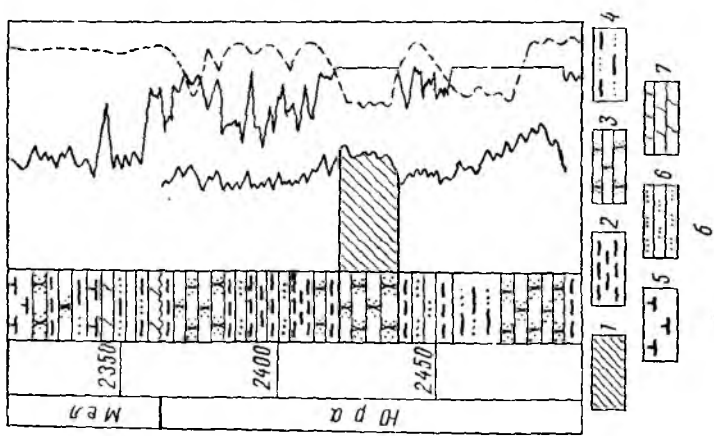
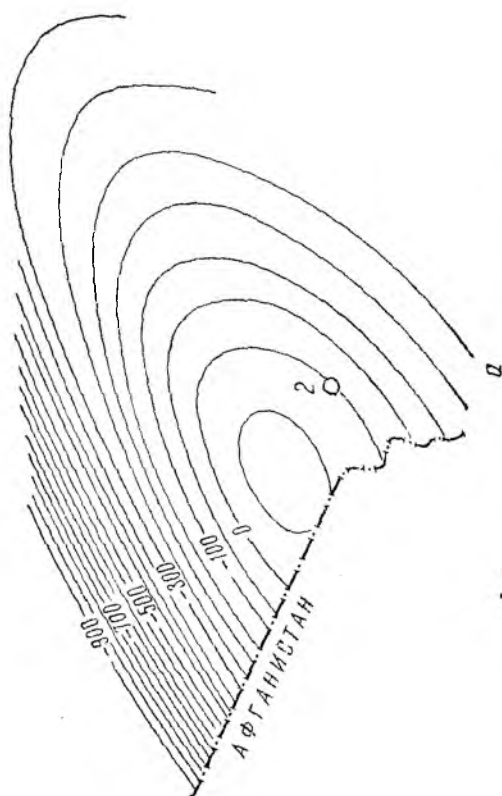


Рис. 32. Исламское газовое месторождение.

(По материалам А. Н. Давыдова, 1963 г.)
a — структурная карта по кровле суахских песчаников; *б* — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — газ; 2 — глины; 3 — глины; 4 — алевролиты глинистые; 5 — глины известковистые; 6 — алевролиты; 7 — мергели.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Мургабская нефтегазоносная область высокоперспективна в смысле нефтегазоносности. Значительное погружение поверхности складчатого основания, развитие крупных тектонических элементов и прилегающих к ним глубоких прогибов создают благоприятные геологические предпосылки для формирования газовых и нефтяных месторождений. В настоящее время в Мургабской нефтегазоносной области открыто несколько месторождений, расположенных в различных геологических условиях — в Мары-Байрамалийском районе на севере и Кушкинском районе на юге. Наиболее крупным месторождением является Байрамалийское.

Выявленные продуктивные горизонты приурочены к отложениям верхней юры, из которых получен промышленный приток газа на Ислимской площади, неокома — газоносным на Байрамалийской, Майской и Шараплинской структурах, и маастрихта, из которых получен газ на Карачонской площади.

Нефтепроявления в виде слабых притоков нефти и насыщенного нефтью керна отмечены в надсолевых юрских отложениях на Шараплинской, Майской и Келийской площадях. Выявленные продуктивные горизонты в верхнеюрских и маастрихтских отложениях приурочены к карбонатным коллекторам, а в неокомских — к песчаникам и алевrolитам.

Региональная нефтегазоносность подсолевых карбонатных отложений келловей-оксфорда установлена в прилегающих к Мургабской нефтегазоносной области районах Чарджоуской ступени и Бешкентского прогиба, а также Северного Афганистана.

В Мургабской нефтегазоносной области также широко распространена соленосная толща кимеридж-титона, являющаяся хорошей покрывкой возможно продуктивных горизонтов в подстилающих отложениях верхней юры. Келловей-оксфордские отложения в рассматриваемой области, по-видимому, представлены теми же фациями, что и в Амударьинской впадине. Возможно некоторое увеличение их мощности по сравнению с Чарджоуской ступенью, связанное с более близким положением значительной территории Мургабской нефтегазоносной области к геосинклинали Колет-Дага.

Таким образом, помимо возможности открытия новых залежей и месторождений газа и нефти в надсолевых отложениях юры и нижнего мела на значительной территории Мургабской нефтегазоносной области большие перспективы газонефтеносности связаны также с келловей-оксфордским карбонатным комплексом. Судя по имеющимся данным бурения и сейсморазведки в Мары-Байрамалийском районе, эти отложения могут быть вскрыты на глубине 4000—4500 м. Учитывая большие размеры структур, выявленных в этом районе (Байрамалийская, Марыйская, Учаджинская и другие), можно рассчитывать на открытие газовых, а возможно, и нефтяных месторождений со значительными запасами в подсолевых карбонатных отложениях верхней юры. В ближайшие годы перспективы

открытия таких месторождений связываются с разведкой структур, выявленных в Мары-Байрамалийском районе как в юрских, так и в нижнемеловых отложениях¹.

Перспективным, но слабо изученным районом Мургабской нефтегазоносной области является расположенная на юге Карабильская зона поднятия, в северной части которой можно предполагать наличие погруженной ступени с широким развитием юрских и нижнемеловых отложений. Как известно, в Северном Афганистане в районе Банди-Туркестана юрские отложения отсутствуют, а меловые имеют сокращенную мощность.

До настоящего времени Карабильская зона поднятия изучена еще недостаточно. Здесь необходимо проведение в широком объеме комплексных региональных исследований. Перспективы нефтегазоносности Мургабской области связаны также со структурами Кушкинской зоны поднятия, где уже открыто два месторождения — Ислимское и Карачоуское. К северу от Кушкинской зоны поднятия расположены Бадхызский и Тахтабазарский выступы, которые рассматриваются как перспективные с точки зрения нефтегазоносности мезозойских отложений. Здесь выявлены благоприятные площади (Тахтабазарская структура и другие) для постановки глубокого поискового и параметрического бурения. Обширная территория Северо-Карабильского и Обручевского прогибов изучена еще недостаточно, но по общим геологическим данным, безусловно, перспективна в смысле нефтегазоносности. Для подготовки этих районов к поисковым работам необходимо проведение комплексных региональных исследований.

В Мургабской нефтегазоносной области распространены структуры различных типов — крупные брахиантиклинальные складки с большой амплитудой типа Байрамалийской, пологие и больших размеров брахиантиклинальные складки типа Марыйской, плоские куполовидные структуры типа Еланской, более резко выраженные асимметричные структуры типа Карачоуской, складки, осложненные соляной тектоникой, в том числе и прорванными куполами, типа Донгузсыртской, Репетекской и других. Наибольшие перспективы нефтегазоносности связаны со складками первых двух типов (Байрамалийской и Марыйской), которые могут содержать значительные запасы газа, а возможно и нефти.

Перспективы нефтегазоносности подсолевых юрских отложений связаны, кроме того, со структурами типа Репетекской, резко осложненными соляной тектоникой, так как по имеющимся сейсмическим данным резко выраженным структурам по солевым и надсолевым отложениям соответствуют сравнительно спокойные складки в подсолевом карбонатном комплексе.

¹ К ним относятся Марыйская, Еланская, Тарханская, Учаджинская и другие локальные поднятия.

АМУДАРЬИНСКАЯ (БУХАРО-ХИВИНСКАЯ) НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Амударьинская (Бухаро-Хивинская) нефтегазоносная область расположена в пределах Бухарской, Каршинской, Сурхандарьинской, Хорезмской областей Западного Узбекистана и Чарджоуской, Марыйской и Ташаузской областей Восточной и Северной Туркмении. Она протягивается с северо-запада на юго-восток на 750 км при максимальной ширине 300 км; общая ее площадь достигает 150 тыс. км².

Границей области на северо-востоке и севере являются горные сооружения отрогов Туркестанского и Зеравшанского хребтов. На юго-востоке она ограничена юго-западными отрогами Гиссарского хребта. На западе значительные пространства заняты пустыней Каракумы.

Орографически северо-восточная (Бухарская) часть области представляет собой слабовсхолмленную равнину, имеющую общий наклон к югу, на фоне которой выделяются невысокие останцовые горы (плато Джаркак, Сарыташ, Тувак-Тау, Кунгур-Тау и другие) с абсолютными отметками от 170 до 400 м.

Южная, северо-западная и западная части территории Амударьинской нефтегазоносной области представляют собой типичную песчаную безводную пустыню с широко распространенными барханными песками и солончаками. Северная и восточная части областей представляют собой обширное плато, переходящее с приближением к горным сооружениям в холмистое плоскогорье. В развитых здесь степных пространствах часто встречаются значительные по площади песчаные покровы, тапыры и солончаки.

Основными постоянно действующими водными артериями в пределах области являются реки Аму-Дарья, Зеравшан и Кашка-Дарья, берущие начало в горах Памира и Тянь-Шаня.

Зеравшан, пересекающая рассматриваемую территорию на широте г. Бухары, вблизи южной границы Бухарского оазиса, не достигая Аму-Дарьи, теряется в песках. Кашка-Дарья, протекающая в восточной части области, также теряется в песках к западу от г. Карши. Аму-Дарья пересекает рассматриваемую нефтегазоносную область с юго-востока на северо-запад.

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕННОСТИ

Первые сведения о геологическом строении Амударьинской нефтегазоносной области относятся к концу прошлого и началу нынешнего века и отражены в работах выдающихся русских, ученых М. А. Северцева, Н. Н. Барбот-де-Марни, И. В. Мушкетова, Г. Д. Романовского, В. А. Обручева, А. Д. Архангельского, П. М. Василевского.

Особенное значение имеют работы А. Д. Архангельского, который дал обоснование стратиграфии меловых отложений Кызылкумов и низовий Аму-Дарьи. Большую роль сыграли его исследования по тектонике и истории геологического развития этой территории. В. А. Обручеву принадлежит первое описание месторождения нефти в юго-восточной части области (Шурассанский выход нефти). Он дал физико-географическую и геологическую характеристику юго-восточных и центральных Каракумов.

После Великой Октябрьской социалистической революции до 1929 г. проводились в основном гидрогеологические исследования и в ряде случаев работы по изучению стратиграфии мезозойских отложений и тектонике.

С 1929 по 1934 г. нефтепоисковые работы проводились в Яккабаг-Гузарском районе (Н. А. Швембергер, 1931), в центральной степной части Бухарской области (Г. И. Шатов, 1931—1932) и в Питнякском районе (С. А. Ковалевский, 1929; А. И. Смолко, 1932).

В результате этих работ были составлены в основном мелкомасштабные геологические карты исследованных районов.

В эти же годы были получены сведения о битуминозности осадков палеоцена, о поверхностных газопроявлениях на Газлинской площади (А. Н. Чистяков, 1928, 1930), о выходах углеводородных газов в Питнякском районе (С. А. Ковалевский, 1929; А. И. Смолко, 1932) и о наличии битуминозных пород в толще мезозоя в Сукайты, на склонах Зирабулак-Зияэтдинских гор (Г. С. Чекрызлов, И. В. Шабаров).

С 1935 по 1952 г. поисковые работы в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области были значительно усилены и с 1936 г. в ряде районов начали проводить в небольших объемах структурное и глубокое разведочное бурение. В эти годы наряду с региональными исследованиями проводилась крупномасштабная геологическая съемка и в ряде районов применялись геофизические методы разведки. Поисками были охвачены в основном Газлинское, Каганское, Питнякское и Денгизкульское поднятия, Каршинские степи и Яккабагский район. Основным видом геофизических исследований являлись гравиметровая и магнитная съемки. На отдельных площадях проводились также газовая съемка и электроразведка.

Разведочное бурение в незначительных объемах проводилось на Каганском поднятии (Караиз, Пролетарабад, Мама-Джургаты, 1936—1942, Сеталап-Тепе, 1952), в Каршинских степях (Кунгур-Тау,

1941—1942, Кассан-Тау, 1947—1950) и в Яккабагском районе (Урта Кишлак, 1950).

В процессе бурения в Караизской и Пролетарабадской структурах отмечены непромышленные притоки нефти и газа из юрских и нижнемеловых осадков.

С 1953 г., ознаменовавшегося открытием первого газового месторождения Сеталан-Тепе (Каганский выступ) и интенсивными газопроявлениями в процессе структурного бурения на Ташкудуке и в Газли, широко проводятся поисковые и разведочные работы и особенно геофизические.

С 1955 г. широко и во всевозрастающих объемах применяется сейсморазведка. Особенно резкое усиление геологоразведочных работ началось с 1957 г., что связано с открытием крупнейшего Газлинского месторождения.

К настоящему времени почти вся территория Амударьинской области охвачена геологической съемкой, а наиболее перспективные районы аэромагнитной и гравиметровой съемками. На значительной части описываемой области проводились сейсморазведка и структурное бурение. В большом объеме выполнены комплексные региональные работы, в результате которых получены сведения о глубинном строении ранее слабо изученных Заунгузского, Приамударьинского и других районов.

К настоящему времени в Амударьинской нефтегазоносной области открыто 26 газовых и газонефтяных месторождений и среди них крупнейшее в Советском Союзе Газлинское месторождение, на базе которого построен газопровод Бухара — Урал.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

В строении Амударьинской (Бухаро-Хивинской) нефтегазоносной области принимают участие юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые отложения, залегающие на размытой поверхности допермского палеозойского фундамента или на пермо-триасовых отложениях. Мезо-кайнозойские отложения перекрыты чехлом обычно маломощных четвертичных образований.

Сводный стратиграфический разрез Амударьинской нефтегазоносной области приведен в табл. 13. Для удобства описания территория разделена на три района: I — Бухарскую ступень, II — Чарджоускую ступень, III — Заунгузский прогиб.

ТЕКТОНИКА

Амударьинская впадина расположена в пределах западного Узбекистана и восточной Туркмении и занимает обширную территорию, равную 150 тыс. км². На севере ее обрамляют Нуратинская, Центрально-Кызылкумская и Куланды-Султануиздагская зоны поднятий, на юге — Ренетекско-Келифская группа структур. С запада граница проходит по Шорджа-Айбугирскому выступу; и

Таблица 13

Группа	Система	Отдел, под-отдел	Ярус, надъярус	Подъярус	Свита, слои	Литология	
1	2	3	4	5	6	7	
Кайнозой	Четвертичная					Супеси, суглинки, пески, глины, песчаники. Мощность: I — 0—50 м, II — 0—70 м, III — 20—120 м На нижележащих отложениях залегают несогласно	
		Неоген				Песчаники серовато-бурые с прослоями красноватых глин, реже конгломератов. Глины бурые с прослоями песчаников, алевролитов. Пески косослоистые, разнозернистые с линзами и прослоями глин светло-серых, мергелистых. Мощность: I — 0—500, II — 0—550, III — 30—180 м. На нижележащих отложениях залегают с размывом	
	Палеоген	Олигоцен					Верхняя часть разреза имеет преимущественно глинистый состав. Нижняя часть представлена песчано-алевритовыми породами серого и бурого цветов с прослоями глин коричневатых-серых, некарбонатных. Мощность: I — 40—70, II — 0—94 м, III — отложения размывы
			Эоцен	верхний			
			средний			Алайские	Глины зеленовато-серые, голубоватые, известковистые. В подошве пачки мергелей буроватых плотных, слоистых, с остатками рыб и фауной пелеципод. Мощность: I — отложения размывы, II — 40—110 (Корки-Даг, верхняя часть разреза размыва), III — 28—40 м

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Палеоген	Эоцен			Сузакские	Глины зеленовато-серые, иногда загипсованные, с чешуей рыб. Мощность: I — отложения размыты, II — 28—106, III — 11—80 м
		нижний				
		Палеоцен			Бухарские	Известняки серые, желтовато-белые с коричневатым оттенком, часто доломитизированные. Встречаются прослой глин. В отдельных разрезах в нижней части прослой ангидрита с включениями кристаллического гипса или только пачка мелкокристаллического белого гипса. Мощность: I — 0—50, II — 35—104, III — 24—35 м. На нижележащих отложениях залегают с размывом
Мезозой	Мел	Верхний	Сенон			Глины и алевролиты зеленовато-серые, серые, плотные, слюдястые, с прослоями песчаников серых, зеленовато-серых, иногда ржаво-желтых мелко- и среднезернистых. Редко прослой песков светлых, зеленовато-серых и ржаво-желтых, мелкозернистых и известняков белых мелоподобных. Мощность: I — 180—474, II — 252—650, III — 388—640 м
			Турон			Выделяются две толщи: верхняя — песчанистая и нижняя — глинистая. Песчаники серовато-зеленые, глауконитовые, с прослоями глин той же окраски, и алевролитов. Глины серые, зеленовато-серые, некарбонатные с прослоями алевролитов серых, глинистых, с раковинами пелелипод. Мощность: I — 146—225, II — 194—236, III — 255—282 м

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел	Верхний	Сеноман			Верхняя и нижняя части разрез представлены переслаиванием песчаников и алевролитов, зеленовато-серых, темно-серых, довольно рыхлых, мелкозернистых, с глинами серыми, темно-серыми, песчанистыми. Средняя часть — глины слоистые некарбонатные, с линзочками алевролита. С юга на север количество песчанистого материала возрастает. Мощность: I — 120—244, II — 180—297, III — 244 м
		Нижний	Альб			I. Переслаивание глин серых, зеленовато-серых известковистых и песчаников серых, зеленовато-серых, мелкозернистых, известковистых. Встречаются прослои алевролитов и известняков-ракушняков. Мощность 70—200 м II—III. Верхняя часть — глины темно-серые, почти черные, некарбонатные с большим количеством раковин пелеципод. Встречаются прослои песчаников, алевролитов и известняков. Нижняя — глины темно-серые со значительным количеством прослоев алевролитов, глин и известняков-ракушняков. Мощность: II — 200—322, III — 350 м
			Авт			I. Песчаники темно-коричневые, местами светло-серые, сильно известковистые, в кровле с прослоями глин и алевролитов темно-серых и красновато-коричневых. Встречаются прослои маломощных гравелитов. Мощность 80—160 м II—III. Песчаники и алевролиты зеленовато-серые, глауконитовые, известняки оолитовые, микрозернистые, глины темно-серые, карбонатные, ангидриты. Мощность: II — 140—160, III — 260 м

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел	Нижний	Неоком			<p>I. Переслаивание песчаников коричневых, мелкозернистых, алевролитов коричневых и глин коричневых, реже серых. Встречаются прослой серых конгломератов. Мощность 130—300 м</p> <p>II—III. Выделяются четыре пачки: 1) глины темно-серые, иногда черные, карбонатные с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников, участками глины переходят в мергели; 2) известняки серые оолитовые с подчиненными прослоями песчаников, алевролитов, глин и ангидритов; 3) глины от красновато-бурых до зеленовато-серых с подчиненными прослоями песчаников, алевролитов, мергелей и известняков; 4) песчаники кирпично-красные, развозернистые, известковистые. Мощность: II — 160—224, III — 450 м. Во всех зонах нижняя песчаная пачка относится к верхней части Карабильской свиты. Неоком с размывом залегает на нижележащих отложениях</p>
						<p>В верхней части разреза — глины с прослоями песчаников и алевролитов. В нижней части — глины с прослоями мергелей, алевролитов и белых гипсов. Участками глины загипсованы. Мощность: I — 0—60, II — 5—77, III — 32 м</p>
	Юра	Верхний	Киммеридж-тигон			<p>I. Ангидрит серый. Участками переслаивание серого ангидрита со слоистым известняком, заканчивающееся пачкой ангидрита. В ряде разрезов ангидрит замещается глинисто-алевролитовыми разностями. Мощность 10—70 м</p> <p>II—III. Галит розовато-серый, крупнокристаллический, с прослоями и гнездами аргиллитоподобных глин бурого и серого цветов</p>

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Юра	Верхний	Кимеридж-титон		Гаурдакская	Встречаются пропластки ангидрита серого, крупнокристаллического, с линзовидными прослоями алевролитов, глин. Мощность: II — 40—700, III — 130 м (вскрытая часть разреза)
			Келловей-оксфорд			Известняки светло-серые, белые, пелитоморфные, доломитизированные, глинистые, иногда переходят в рухляки белые, мелоподобные. Встречаются прослой глины, песчаников, реже мергелей. В северном направлении известняки замещаются терригенным материалом. Мощность: I — 0—370, II — Нарызм (вскрытая мощность) 34—520 м
			Келловей	Нижний		Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевролитистые, слабо известковистые с прослоями мелкозернистого песчаника. В отдельных разрезах песчаники с прослоями алевролитов и глин, реже известняков. В верхней части песчаники становятся более известковистыми и переходят в известняки. Мощность: I — 0—80, II — 50—80 м
		Нижний — средний			Чередование песчаников серых, разнозернистых, известковистых с серыми глинами, алевролитами, реже аргиллитами. Среди этих пород обнаружены туфы. Встречаются тонкие прослой конгломератов и известняков. Мощность: I — 0—315, II — Султац-Санджар — 145—190 м На нижележащих отложениях залегают с размывом	

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Пермо-триас (?)					II. Конгломераты из галек метаморфических пород серого и зеленовато-серого цвета, в нижней части среди галек отмечаются сланцы, кварциты, алевролиты, мелкозернистые известняки. Мощность (15—32 м, Фараб, Алат) резко увеличивается в южном и западном направлениях (более 200 м). Пермо-триасовые отложения с размывом залегают на породах палеозойского фундамента
Палеозой						Метаморфизованные сланцы, интрузивные и эффузивные породы, реже туфы

¹ Стратиграфическое положение Карабильской свиты является спорным. Некоторые исследователи относят ее целиком к неокомскому возрасту.

Центрально-Каракумскому своду, а на юго-востоке впадина ограничена эпиплатформенной орогенической областью юго-западных отрогов Гиссара.

Характерной чертой строения Амударьинской впадины является ступенчатый характер ее северо-восточного и западного бортов. К юго-западу от выходов пород складчатого основания на поверхность в Центрально-Кызылкумской и Нуратинской зонах поднятия выделяются Бухарская и Чарджоуская ступени, отделяющиеся друг от друга флексурно-разрывными зонами.

На западном борту впадины установлены Хивинская и Беурдешикская ступени, которые граничат с восточным склоном Центрально-Каракумского свода. Наиболее погруженными частями Амударьинской впадины являются Заунгузский и Дарьялык-Дауданский прогибы. На юго-востоке этой впадины на границе с юго-западными отрогами Гиссара выделяется Бешкентский прогиб. Названные основные структурные элементы Амударьинской впадины осложнены крупными выступами, валами и прогибами, в пределах которых распространены разнообразные локальные складки (рис. 33).

Бухарская ступень

Бухарская ступень расположена к югу от Центрально-Кызылкумской и Нуратинской зон поднятий, с которыми она сочленяется по системе разломов, имеющих региональный характер. Протягиваясь с северо-запада на юго-восток на 500 км, Бухарская ступень имеет ширину порядка 50—80 км. Юго-западная граница ступени прослеживается по линии, проходящей к югу от Мешекли и далее вдоль южных склонов Янгиказганского, Газлинского, Каганского

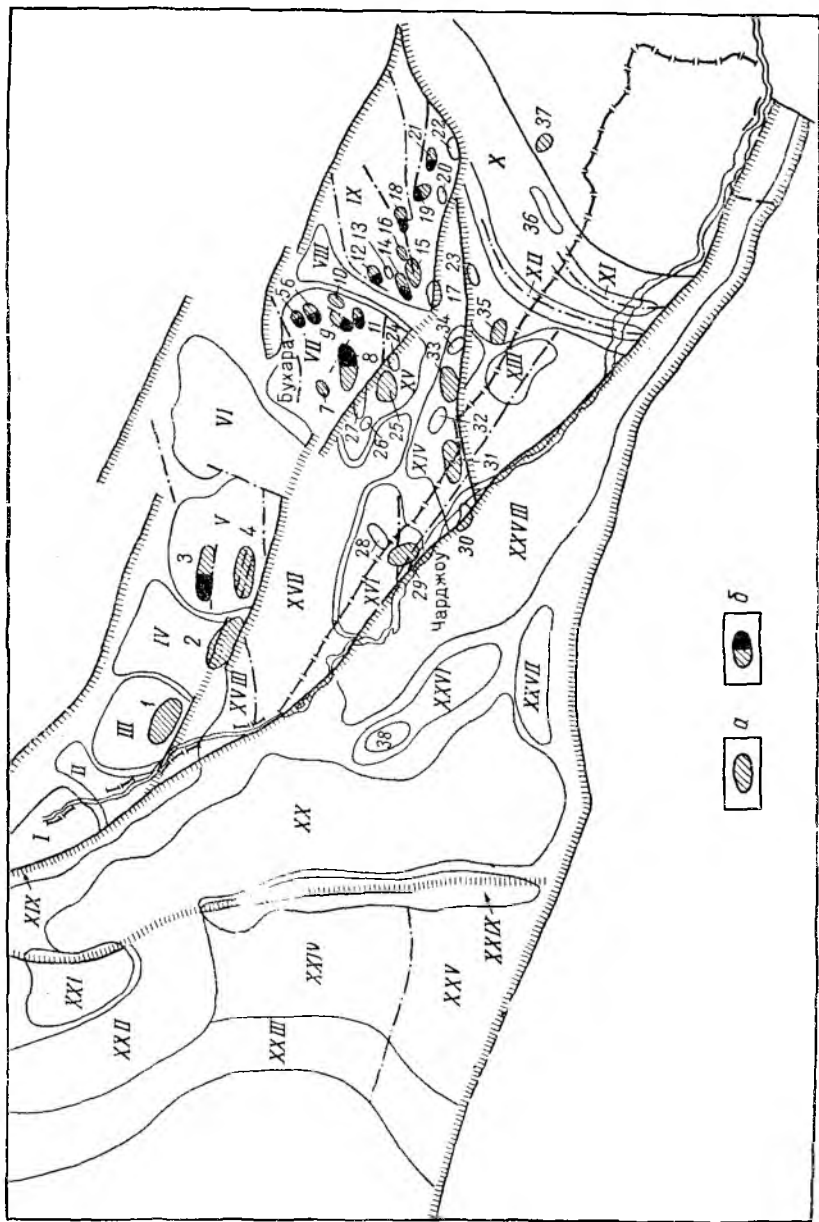


Рис. 33. Схема расположения основных структурных элементов Амударьинской нефтегазосной области.

Основные структурные элементы: I — Мешеклинский выступ; II — Яркендский прогиб; III — Янгиказганский выступ; IV — Тузкойский прогиб; V — Газлинский выступ; VI — Рометанский прогиб; VII — Каганский выгиб; VIII — Ямбашинский прогиб; IX — Мубарекский выступ; X — Бешкентский прогиб; XI — Ходжабабская антиклинальная зона; XII — Шешкентский прогиб; XIII — Шешкентская антиклинальная зона; XIV — Ципанлы-Чандырский выступ; XV — Чарджоуский выступ; XVI — Чарджоуский прогиб; XVII — Сундуклинский выступ; XVIII — Денизкульский вал; XIX — Завардский выступ; XX — Завардский прогиб; XXI — Ургенч-Каракульский выступ; XXII — Султанабсарский вал; XXIII — Завардский выступ; XXIV — Киргизский выступ; XXV — Исламский Каракульский прогиб; XXVI — Тугуртлинский выступ; XXVII — Бурдешская ступень; XXVIII — Восточно-Анжуский вал; XXIX — Балкунский прогиб; XXX — Балкунский выступ; XXXI — Карабакальский прогиб; XXXII — Восточно-Анжуский вал; XXXIII — Малайский вал; XXXIV — Малайский прогиб; XXXV — Гаали; 4 — Ташкудук; 5 — Шурчи; 6 — Анджар; 7 — Мамат-Месторождения и структуры в разрезе: 1 — Янгиказан; 2 — Учкыб; 3 — Гаали; 4 — Ташкудук; 5 — Шурчи; 6 — Анджар; 7 — Мамат-Джурдага; 8 — Сарыташ-Караулбазар; 9 — Джаржар; 10 — Сетлан-Теле; 11 — Юлдаузка; 12 — Шур-Теле; 13 — Цумак; 14 — Северный Мубарек; 15 — Южный Мубарек; 16 — Халыкхайрам; 17 — Западный Маймантау; 18 — Карабай; 19 — Карабай; 20 — Култургау; 21 — Ташли; 22 — Чим; 23 — Айваат; 24 — Испанлы; 25 — Кемачи-Зейра; 26, 27 — Кокчи; 28 — Алаг; 29 — Фараб; 30 — Сакар; 31 — Саман-Теле; 32 — Денизкуль; 33 — Уртабулак; 34 — Зеварды; 35 — Култук; 36 — Алаутлы; 37 — Адамташ; 38 — Джикликум.

и Мубарекского выступов. Эта граница проводится также по региональному разлому, который отделяет Бухарскую ступень от Чарджоуской. Наличие разлома устанавливается как по геофизическим, так и по буровым материалам.

По геофизическим данным отмечается резкое изменение градиента силы тяжести, а по данным бурения фиксируется такое же резкое изменение мощности юрских отложений на сравнительно небольших расстояниях и значительное погружение поверхности палеозойского фундамента. Так, на Мешекли (Бухарская ступень) мощность юрских отложений 150 м, а на Султан-Саиджаро (Чарджоуская ступень) 1900 м. Такая же картина наблюдается и по кимерекским скважинам, одна из которых, расположенная на Бухарской ступени, вскрыла палеозойские породы на глубине 1657 м, а другая, на Чарджоуской ступени, на глубине 2960 м еще не вышла из юрских отложений.

В осадочном чехле разломы фиксируются по выпадению из разреза юрских, меловых и палеогеновых отложений при переходе от Чарджоуской к Бухарской ступени.

Поверхность палеозойского (допермского) фундамента в пределах Бухарской ступени находится на глубинах от 950 (Мешекли) до 2000—2200 м (Янгиказганский и Мубарекский выступы). Отмечается общее погружение в юго-восточном направлении.

На Бухарской ступени отчетливо выделяется ряд крупных блоковых поднятий, или выступов фундамента (Мубарекский, Каганский, Газлинский, Янгиказганский и Мешеклинский), и разделяющие их прогибы — Ямбашинский, Рометанский, Тузкойский и Яркендский. Названные прогибы были заложены и окончательно сформировались, по-видимому, в неоген-четвертичное время, в период оживления тектонической деятельности, что следует из анализа мощностей этих отложений. В Рометанском прогибе они достигают 600 м, а на Каганском и Газлинском выступах обнажаются породы верхнемелового и палеогенового возрастов. В своде Мубарекского выступа мощность неоген-четвертичных отложений составляет всего несколько десятков метров, а в Ямбашинском прогибе она достигает 500 м (рис. 34).

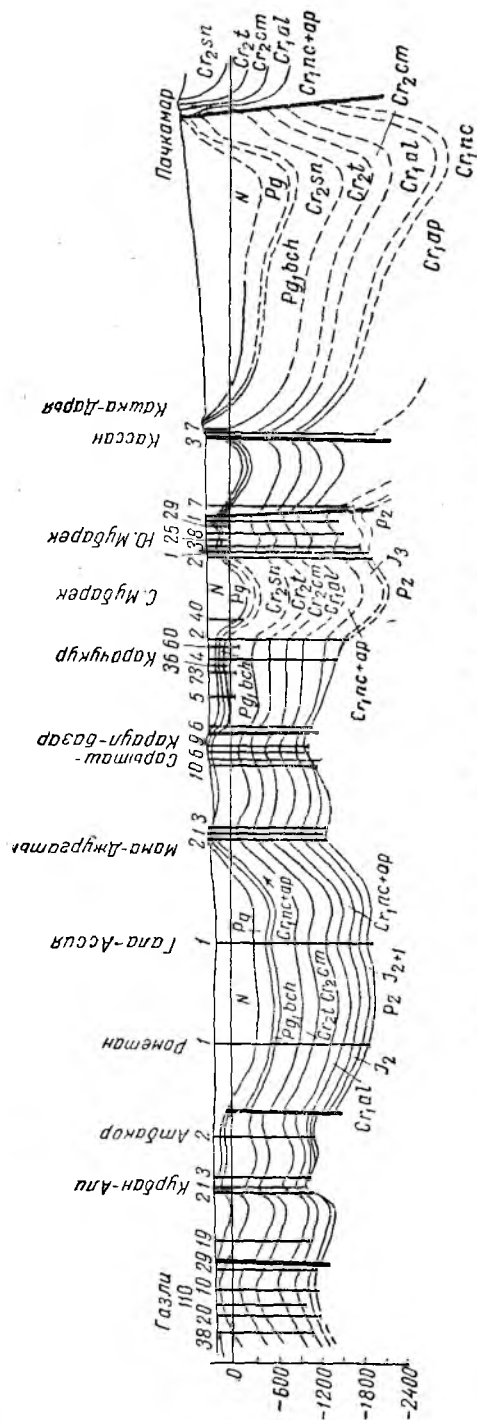


Рис. 34. Геологический профиль Газли-Пачкамар (1962 г.).

В результате буровых и геофизических работ появилась возможность довольно детально охарактеризовать геологическое строение структур Бухарской ступени.

Мешеклинский выступ расположен в пределах северо-западного окончания Бухарской ступени и протягивается в северо-западном направлении вдоль р. Аму-Дарьи на 60 км. На востоке он граничит с Яркендским прогибом. На юге и западе ограничен региональным разломом, являющимся южной границей Бухарской ступени.

В пределах Мешеклинского выступа палеозойский фундамент залегает на глубине порядка 950—1200 м. В осадочном чехле выделяются три локальные антиклинальные структуры — Мешеклинская, Ичкеджарская и Учиджакская. Первые две из них имеют северо-западные простирания, а Учиджакская протягивается в меридиональном направлении.

Складки пологие, асимметричные, с более крутыми южными крыльями. Углы падения пород на погружениях структур 5—6°. Своды структур глубоко эродированы, и в них обнажаются породы верхнего мела. Размер складок не превышает 15 × 7 км, высота порядка 150 м.

Янгиказганский выступ расположен к юго-востоку от Мешеклинского.

По данным глубокого разведочного бурения и сейсморазведки палеозойский фундамент здесь залегает на глубине 1800—2100 м. Выступ вытянут в северо-западном направлении на 70 км и имеет в ширину 50 км. Поверхность фундамента в его пределах слабо расчленена на три невысоких локальных поднятия — Янгиказганское, Даутепинское и Лаккенское. Южный и восточный склоны Янгиказганского выступа имеют значительную крутизну; южный нарушен региональным разломом.

В осадочном чехле к ним приурочены локальные антиклинальные структуры — Янгиказганская, Даутепинская и Лаккенская, простирающиеся субширотно. Наиболее крупная из них — Янгиказганская имеет размер 30 × 16 км и высоту 150—200 м. Структуры имеют асимметричное строение. Углы падения пород на крыльях не превышают 2—3°.

Своды складок в палеогеновых отложениях широкие, на их фоне развиты небольшие (высотой 20—30 м) купола. С глубиной углы падения пород увеличиваются, и своды значительно уменьшаются в размерах. Структуры расположены несколько кулисообразно по отношению друг к другу и разделены довольно широкими и глубокими синклиналями.

Газлинский выступ расположен к юго-востоку от Янгиказганского и отделяется от него Тузкойским прогибом. На севере от хребта Кульджуктау он отделяется широким, но неглубоким прогибом, на востоке границей его служит Рометанский прогиб, на юге флексурно-разрывная зона, совпадающая с границей Бухарской ступени. В этих пределах Газлинский выступ имеет размер 100 × 60 км.

Строение центральной части района довольно детально изучено в результате бурения структурных и разведочных скважин. При этом наиболее полно освещены верхнесенонские, палеогеновые и неогеновые отложения. О строении нижних горизонтов и особенно поверхности фундамента фактических данных меньше. На погружении Газлинского выступа фундамент вскрыт лишь единичными скважинами. Строение его поверхности может быть охарактеризовано по совокупности данных бурения и сейсмических методов разведки.

В центральной части фундамент залегает на глубинах порядка 1100—1400 м, а в окружающих выступ прогибах на глубине 1800—2100 м. Резкое погружение его поверхности отмечается на западном и южном склонах выступа.

Поверхность фундамента на Газлинском выступе расчленена на ряд локальных поднятий — Газлинское, Ташкудукское, Курбаналийское и другие. Наиболее приподнятая часть поверхности фундамента установлена на участке между Курбаналийской и Ташкудукской складками на абсолютной отметке —900 м. Поднятиям поверхности фундамента, по-видимому, соответствуют также Ташкудукская, Атбакорская и Кухнагумбасская складки, что подтверждается данными по скважинам, вскрывшим фундамент.

Наиболее детально строение поверхности фундамента изучено в пределах Газлинской и Каракырской складок. На восточном

куполе Газлинской складки абсолютная отметка поверхности фундамента равна -1020 м. К востоку отмечается резкое погружение до отметки -1300 м, к западу погружение происходит постепенно, а к северу после небольшого погружения на Каракырской складке вновь наблюдается частичное поднятие. Однако в целом Газлинская и Каракырская складки соответствуют единому поднятию по поверхности фундамента. Установлено, что в пределах Каракырской, Газлинской, Ташкудукской Курбаналийской и Кухнагумбасской локальных структур поверхность фундамента значительно приподнята по отношению к остальной части Газлинского выступа. Отмечается общее соответствие положительных локальных структур и разделяющих их прогибов в осадочном чехле строению поверхности фундамента.

К северу от центральной части Газлинского выступа фундамент постепенно и медленно погружается, а севернее Каракырской складки поднимается в сторону Кульджуктау. К западу поверхность фундамента, по-видимому, погружается очень интенсивно и уже на Учкырской структуре она расположена на абсолютных отметках ниже -2700 м. Значительное погружение фундамента установлено и в юго-восточном направлении, на площади Рометан поверхность фундамента была вскрыта скважинами на отметке -1852 м, или на 900 м ниже, чем в центральной части Газлинского выступа. Наиболее значительное погружение поверхности фундамента отмечается по геофизическим данным и материалам бурения к югу от Газлинского выступа, где он осложнен разломами (рис. 35).

Для Газлинского выступа на основании материалов структурных и разведочных скважин построена структурная карта по четко выделенному каротажному реперу, приуроченному к верхней части сенонских отложений (подошва глин сенона). Имеющиеся материалы дают основание предполагать соответствие структурных планов сенонских отложений всем нижележащим горизонтам мела, с которыми связаны основные газовые и газонефтяные залежи. В пределах Газлинского выступа выявлены антиклинальные складки различных размеров и строения. Некоторые из них осложнены нарушениями, простираение которых совпадает с простираением локальных структур. Амплитуды складок находятся в пределах $20-120$ м и очень редко 300 м. Своды крупных складок осложнены куполами и неглубокими прогибами. Как правило, простираение складок субширотное, однако встречаются структуры субмеридионального направления. Своды складок по верхнесенонским слоям имеют отметки от $+80$ до $+140$ м и лишь некоторые из них понижаются до -100 м (Кухна-Гумбасс).

В мезо-кайнозойских отложениях на Газлинском выступе выделяются восемь локальных антиклинальных структур — Ташкудукская, Газлинская, Тахаякырская, Каракырская, Кухнагумбасская, Муллахольская, Курбаналийская и Атбагорская (табл. 14). Наиболее крупными из них являются Ташкудукская и Газлинская.

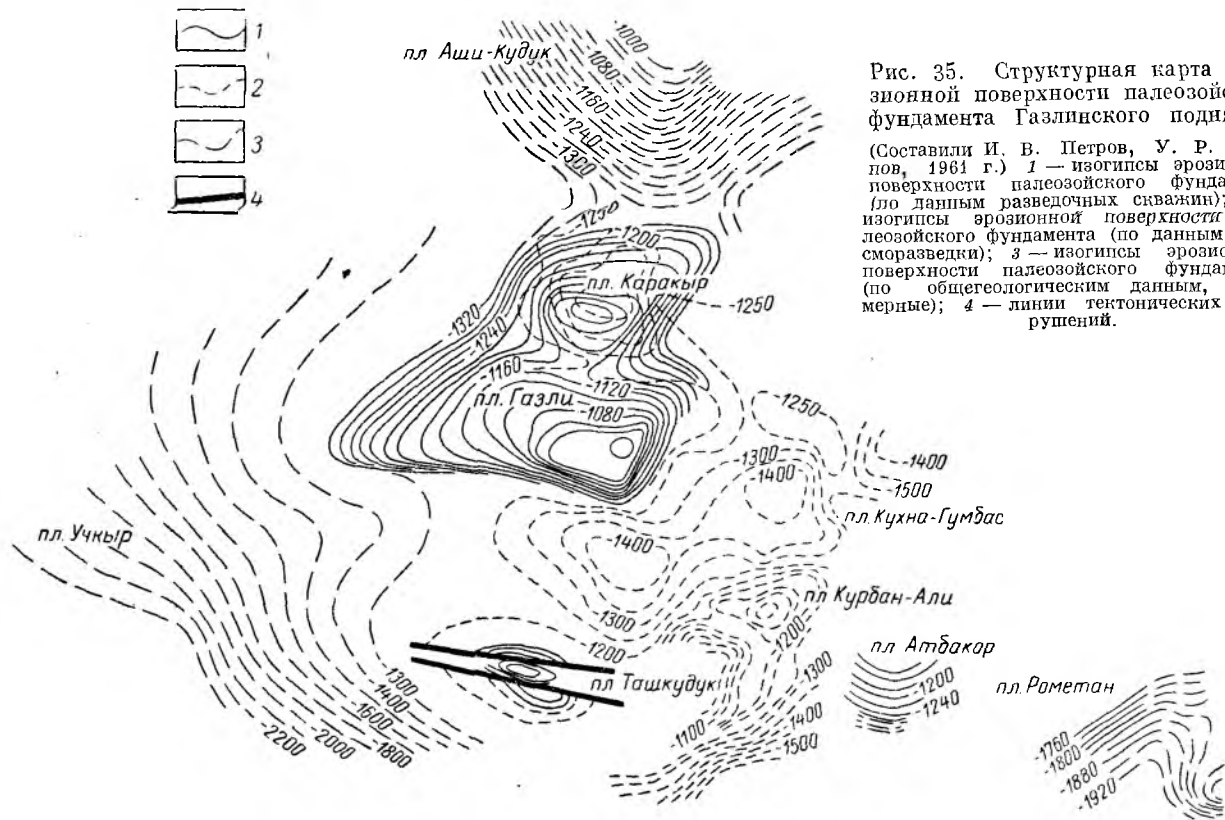


Рис. 35. Структурная карта эрозионной поверхности палеозойского фундамента Газлинского поднятия.

(Составили И. В. Петров, У. Р. Зарипов, 1961 г.) 1 — изогипсы эрозионной поверхности палеозойского фундамента (по данным разведочных скважин); 2 — изогипсы эрозионной поверхности палеозойского фундамента (по данным сейсморазведки); 3 — изогипсы эрозионной поверхности палеозойского фундамента (по общегеологическим данным, примерные); 4 — линии тектонических нарушений.

Структура	Длина, м	Ширина, м	Амплитуда, м
Газлинская	44	14	260
Ташкудукская	36	20	250
Каракырская	16	7	50
Тахаякырская	12	4	60
Кухнагумбасская	11	6	50
Курбаналийская	15	5	100
Атбакорская	14	11	120

Только эти две структуры четко отражены на поверхности и выражены в рельефе в виде невысоких увалов. В эродированных сводах этих складок обнажаются самая верхняя часть сенона и палеогеновые отложения.

Складки, за исключением Курбаналийской и Муллахольской, протягивающихся в северо-восточном направлении, простираются субширотно. Подобное простираение структур, отличное от характерных для данного выступа, по-видимому, связано с образованием складок в результате блоковых подвижек фундамента. С этим явлением следует также связывать разрывные нарушения в мезо-кайнозойском чехле.

Центральную часть Газлинского выступа занимают Газлинская и Ташкудукская складки, в пределах которых поверхность фундамента максимально приближена к поверхности. По периферии центральной части Газлинского выступа размеры складок уменьшаются, а их ориентировка контролируется выступом фундамента. В наиболее приподнятой части фундамента юрские отложения либо отсутствуют, либо имеют весьма небольшую мощность.

Анализ истории развития локальных структур в пределах Газлинского выступа позволяет выделить три основные фазы их формирования.

1. Конец сенона—начало палеогена. Эта фаза устанавливается по сокращенной мощности сенонских отложений в пределах восточной части Газлинской складки и в своде Ташкудукской. Увеличенные мощности сенонских отложений устанавливаются в прогибе между Газлинской и Ташкудукской складками. Однако изменение мощностей было сравнительно небольшим, что свидетельствует о небольшой амплитуде образовавшихся в это время локальных положительных структур.

2. Конец палеогена — начало неогена. Выделение этой фазы основано на том, что в сводах всех антиклинальных складок Газлинского выступа устанавливается минимальная мощность палеогеновых отложений, а во всех прогибах — максимальная. Неогеновые отложения залегают с размывом на различных горизонтах палеогена, а иногда и верхнего мела. В это время сформировавшиеся структуры уже имели значительные амплитуды.

3. Фаза относится к границе неогенового и четвертичного периодов. Она обосновывается значительным уменьшением мощности неогеновых отложений в сводах некоторых складок и их увеличенной мощностью в прогибах. В это время произошло увеличение амплитуд ряда складок. Однако проявление движений этого времени было не повсеместным.

В табл. 15 характеризуется время формирования некоторых складок Газлинского выступа ¹.

Таблица 15

Складка	Время фаз осадкообразования		
	сенон — палеоген	конец палеогена — начало неогена	конец неогена — начало четвертичного периода
Газлинская	+	+	+
Ташкудукская	+	+	+
Каракырская	+	+	—
Кухнагумбасская	+	+	+
Курбаналийская	—	+	+
Атбаковская	+	+	+

Формирование локальных структур происходило в основном на границе палеогена и неогена.

Анализ данных структурного и разведочного бурения на Ташкудукской и Газлинской складках позволяет предполагать, что локальные разрывные нарушения возникли только на границе неогенового и четвертичного периода.

Приведенные материалы имеют большое значение для выяснения времени формирования газонефтяных залежей, а также для объяснения влияния разломов. В частности, по-видимому, более поздним по сравнению с формированием залежей газа на Ташкудукской складке временем образования разломов в ее центральной части следует объяснить небольшие, сохранившиеся от разрушения, запасы газа на этом месторождении.

Каганский выступ расположен к юго-востоку от Газлинского и отделяется от него Рометанским прогибом. На востоке и севере он ограничивается узкими Ямбашиным и Карнабским прогибами. Южной границей выступа является региональный разлом, проходящий по его периферии и ограничивающий с юга Бухарскую ступень. Размер выступа 60 × 60 км.

Поверхность палеозойского фундамента залегает в пределах выступа на глубине от 700 до 1500 м. Центральная часть выступа опущена и представляет собой широкую мульду, где поверхность

¹ Знак плюс обозначает наличие фазы складкообразования, минус — отсутствие.

фундамента находится на глубине 1600—1800 м. В окраинных частях выступа выделяется ряд локальных поднятий поверхности фундамента.

В мезо-кайнозойских отложениях, покрывающих выступ, выделяется 13 антиклинальных структур — Пролетарабадская, Мамаджургатинская, Свердловская, Сарыташская, Караулбазарская, Джаркакская, Юлдузкакская, Карачукурская, Сеталантепинская, Майдкаринская, Акджарская, Шурчинская, Караизская. Кроме того, на западном и южном погружениях выступа развиты соответственно Чорханская и Чукуркульская структурные террасы.

Названные складки расположены по периферии центральной опущенной части выступа. В глубоко размытых сводах складок обнажаются в основном отложения палеоцена и сенона. Исключение составляет Караизская структура, в ядре которой на поверхность выходят отложения нижнего альба. Структуры имеют различные простирания — от широтных до меридиональных и ярко выраженную асимметричность строения. Амплитуды складок составляют приблизительно 80—120 м.

В пределах Каганского выступа широко развиты (в большинстве случаев в пределах крутых крыльев) дизъюнктивные нарушения. Амплитуды разрывов колеблются от нескольких десятков метров до 240 м (Сеталан-Тепе), а иногда (Караиз) и больше.

Наиболее крупное нарушение сечет структуры Пролетарабад-Ходжакаб и Караиз, в результате чего нижнеальбские отложения на структуре Караиз контактируют с неогеновыми. Это нарушение прослежено на запад почти до структуры Пролетарабад-Ходжакаб и, по всей вероятности, связано с крупным (амплитудой до 300 м) нарушением, секущим свод этой структуры. В восточном направлении проследить нарушение не удалось, но анализ геологического строения участка гор Карадаг позволяет предполагать продолжение разлома до гор Карадаг, где фиксируется крупное нарушение этого же простирания.

Более мелкие нарушения отмечаются в сводовых участках структур Майдкара, Сеталан-Тепе. Небольшое, быстро затухающее по простиранию нарушение обнаружено в присводовой части складки Караулбазар, где отложения сенонского яруса контактируют с осадками нижнего эоцена (сузакские слои).

В результате сейсмических работ и структурного бурения на южном склоне Каганского выступа были выявлены Карачукурская и Юлдузкакская структуры, в сводах которых под неогеновыми отложениями мощностью 50—80 м вскрываются породы бухарских слоев. К югу от этих структур мощность неоген-четвертичных отложений резко возрастает и в прогибе, разделяющем Каганский и Мубарекский выступы, достигает 450—500 м.

Обращает на себя внимание расположение и строение складок мезо-кайнозойского покрова, оконтуривающих интрузивное тело, фиксирующееся в центре Каганского максимума силы тяжести аэромагнитной съемкой.

В работах Б. Б. Таль-Вирского (1964) отмечено, что все антиклинальные складки Каганского выступа расположены на общем цокольном поднятии, хорошо выделяющемся по данным гравиметрии. Особенности их строения он связывает с проявлением довольно интенсивных блоковых подвижек фундамента, возрожденных в постгерцинское время в процессе их формирования. Этим дизъюнктивным дислокациям, оконтуривающим интрузивное тело, в большинстве случаев соответствует идентичное простирание локальных структур, крутые крылья которых (флексуры) с углами падения, достигающими $50-70^\circ$, также являются отражением разломов.

В размещении локальных структур, как отмечалось выше, наблюдается известная закономерность. Они как бы образуют крутые дуги. Первая дуга складок обрамляется второй с большим радиусом кривизны. Для большинства складок характерно асимметричное строение. Так, на Майдкаре, Шурчи и Караизе крутыми являются северо-западные крылья, а на Мама-Джургаты, Караулбазаре, Джаркаке — южные и юго-западные. Размер складок по длинной оси варьирует от 8 до 16 км. Наиболее крупными являются Сарыташская и Джаркакская. Амплитуда складок не превышает 80—120 м.

Геологическая история формирования Каганского выступа во многом сходна с историей Газлинского выступа, но в отличие от последнего тектоническая активность проявлялась здесь более интенсивно, о чем свидетельствует характер локальных структур, большая амплитуда разломов и сильная эродированность сводов.

Мубарекский выступ расположен к востоку от Каганского, в пределах юго-восточного погружения Бухарской ступени. Он имеет северо-восточное простирание и протягивается более чем на 100 км при ширине 60 км. Глубинное строение выступа выявлено структурным и разведочным бурением, а также геофизическими работами, которые проводились здесь в большом объеме.

В осадочном чехле в пределах выступа выделено 20 локальных антиклинальных структур, наиболее крупными из которых являются Южно-Мубарекская и Северо-Мубарекская, достигающие в длину 25 и в ширину 6—8 км. Остальные складки имеют меньшие размеры.

Локальные складки, выделяющиеся в пределах выступа, простираются в северо-восточном направлении. Исключение составляет Шурсайская структура, протягивающаяся почти меридионально. Некоторые складки сочленяются друг с другом кулисообразно (рис. 36). Углы падения пород на крыльях складок не превышают $2-3^\circ$. Складки асимметричные, с крутыми южными крыльями.

На Мубарекском выступе широко развиты и дизъюнктивные нарушения, секущие крылья и своды структур. Амплитуды разрывов достигают 100—150 м. Вдоль западного погружения выступа на границе с Ямбашиным прогибом отмечается разлом амплитудой около 300 м.

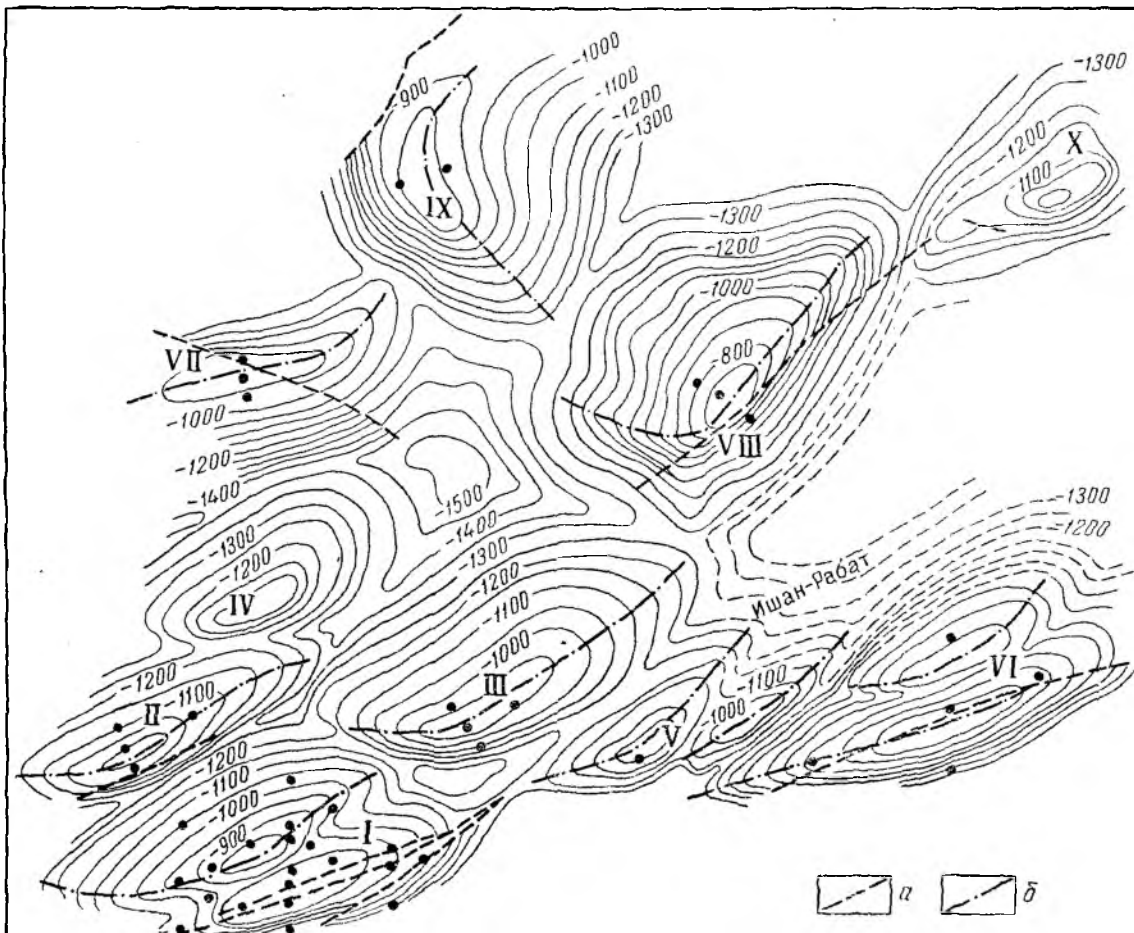


Рис. 36. Схематическая структурная карта Мубарекского поднятия и прилегающих районов (по кровле XII горизонта).

(Составили Э. Ю. Бергетов и Б. Е. Быков, 1961 г.)

а — нарушения; б — оси складок; I — Южный Мубарек; II — Северный Мубарек; III — Хаджихайрам; IV — Шумак; V — Ак-Тепе; VI — Карабаир; VII — Шур-Тепе; VIII — Кызыл-Рабат; IX — Шурсай; X — Майда-Джой.

Палеозойский фундамент в пределах Мубарекского выступа более погружен, чем в пределах Каганского, и залегает на глубинах порядка 1500—2150 м.

Вдоль южного склона уже за пределами выступа в зоне регионального разлома расположены (с запада на восток) антиклинальные структуры — Западно-Майманакская, Майманакская, Кассантауская, Кунгуртауская и Чимская, простирающиеся субширотно и имеющие специфический приразломный характер. Эти складки, за исключением Западно-Майманакской и Чимской, строение которых маскируется мощным покровом четвертичных отложений, ярко выражены в рельефе в виде невысоких возвышенностей. В размытых сводах складок обнажаются верхнемеловые отложения. Структуры интенсивно дислоцированы и нарушены дизъюнктивами. Углы падения пород на погружениях складок достигают 25—30°. Высота структур превышает 300 м.

Характер распределения мощностей позволяет сделать вывод о значительной дифференциации тектонических движений и времени формирования локальных структур в пределах Мубарекского выступа.

В эоцене выступ испытал значительный подъем, особенно в восточной части. Об этом можно судить по Карабаирской структуре, где в своде неоген-четвертичные отложения мощностью 250—300 м залегают на породах сенона. Западнее, на Шумаковской и Северо-Мубарекской структурах мощность неоген-четвертичных отложений на сводах не превышает 200 м, но они залегают на породах эоцена. На Южном Мубареке мощность неоген-четвертичных отложений не превышает 50 м и они с размывом залегают на известняках бухарских слоев. Таким образом, сокращение мощности неоген-четвертичных отложений на своде Южно-Мубарекской структуры и накопление их над сводами структур в восточной части выступа, по-видимому, объясняется разновременным погружением этих участков в неогеновый период.

Среди прогибов, разделяющих перечисленные выступы Бухарской ступени, наиболее крупным является Рометанский. Он, как и другие прогибы, протягивается с северо-востока на юго-запад. На северо-востоке его продолжением является Агитминский прогиб, разделяющий Центрально-Кызылкумскую и Нуратинскую зоны поднятий. В восточном направлении посредством небольшой седловины Рометанский прогиб сочленяется с Зеравшанским, глубинное строение которого изучено еще недостаточно. В Рометанском прогибе выявлено несколько локальных структур — Шоркудукская, Рометанская, Галаассийская, Свердловская, Чукуркульская с невыдержанными простирациями. Локальные структуры, как правило, имеют небольшие размеры и пологий наклон слоев.

Чарджоуская ступень

Чарджоуская ступень расположена к югу от Бухарской и протягивается в северо-западном направлении (от Бешкентского прогиба на востоке до Питнякского поднятия на северо-западе) на 500 км. Ширина ее колеблется от 40 до 125 км.

Границей Чарджоуской ступени на юго-западе и северо-востоке являются крупные региональные разломы, проходящие вдоль Амударьи и южного склона Бухарской ступени. Эти разломы четко выражены гравитационными ступенями и подтверждаются сейсморазведкой и бурением. Величина северного уступа на основании данных бурения и сейсморазведки по поверхности доюрского фундамента превышает 1500 м.

В пределах Чарджоуской ступени в фундаменте выделяется верхний структурный этаж, сложенный пермо-триасовыми отложениями. Он, по-видимому, развит почти повсеместно, за исключением ряда крупных выступов допермского основания. Поверхность доюрского фундамента на Чарджоуской ступени залегает на глубинах 2800—4000 м (рис. 37).

В отличие от Бухарской на Чарджоуской ступени в разрезе осадочного чехла значительное место занимает соленосная толща кимеридж-титона. В пределах ступени ее мощность варьирует от 232—265 м (Алат) до 610—635 м (Наразым). В северо-западном направлении отмечается общая закономерность — уменьшение мощности соленосной толщи до ее полного выклинивания.

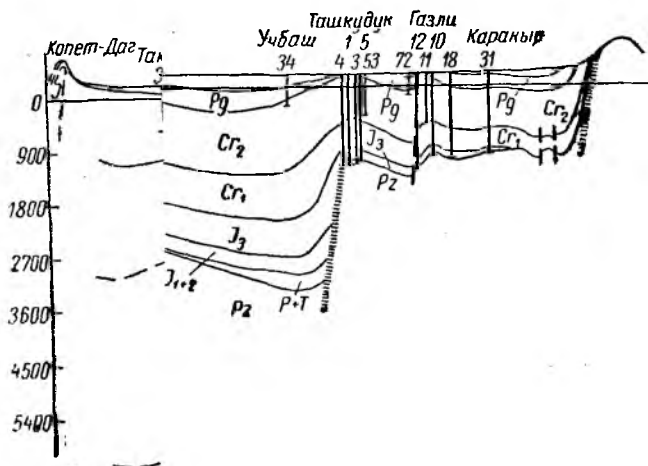
Общая мощность юрских отложений, вскрытых скважинами на Фарабской площади, равна 1127 м, на Зекрынской 1050 м. На Наразымской структуре вскрытая мощность составляет 1130 м и скважины остановлены в отложениях келловей-оксфорда. В северо-западной части Чарджоуской ступени на Тюямуюнской структуре вскрытая мощность юры составляет 1800 м, однако вполне вероятно, что нижняя часть этого разреза относится к триасу.

На Чарджоуской ступени установлены выступы фундамента — Испанли-Чандырский, Чарджоуский, Кабаклинский, Гугуртлинский, а также Денгизкульский и Султансанджарский валы. К северо-востоку от этих поднятий выделяется Каракульский прогиб. На юго-востоке он ограничивается Испанли-Чандырским выступом и Денгизкульским валом, на северо-западе замыкается между Султансанджарским валом и Янгиказганским выступом.

В осадочном чехле также выделяются все названные выше структурные элементы. Наиболее крупным из них является Денгизкульский вал.

Денгизкульский вал имеет протяженность около 110 км при ширине 30 км. На геофизических картах ему соответствуют положительные полосовые магнитные и гравитационные аномалии, что указывает на унаследованный характер его развития от поднятий в палеозойском фундаменте.

В пределах вала выделяются два поднятия доюрского фундамента — восточное и западное. Западная часть по сейсмическим данным представлена пермо-триасовыми образованиями, поверхность которых находится на глубине свыше 3400 м. На восточном поднятии



Занав 790.

на испанли-тандырском выступе, расположенном к югу от Кавказского, от которого он отделяется системой разломов, палеозойский фундамент залегает на глубине 3000—3100 м. Выступ протягивается в северо-западном направлении на 60—70 км, ширина его 15—25 км. В осадочном чехле в пределах выступа выделяется Кемачи-Зекринское поднятие (на фоне которого имеются три самостоятельных невысоких структуры — Испанлинская, Зекринская и Кемачинская), Кокчинская структурная терраса и Чандырская брахиантиклинальная складка. Наиболее крупной из названных складок является Зекринская размером 15 × 12 км и высотой 100 м. Остальные складки значительно меньше. Исключение составляет Кокчинская структурная терраса, которая протягивается более

от и
идча-
лью,
иба,
паде
жоу-

отся
ась
ась
) ×
ено-
юр-
док
ное,
аясь
ими

оль-
ром

ных
дук-
со-
лого

пра-
ли-

от

чем на 20 км. Углы падения пород на погруженных структурах не превышают 2—3°.

В пределах Зекрынского поднятия в подсолевых юрских отложениях отмечается смещение свода в северном направлении по отношению к сводам в вышележащих отложениях. Указанное смещение достигает 4 км.

Чарджоуский выступ — крупный структурный элемент Чарджоуской ступени протяженностью 70 км. По данным бурения и геофизических исследований ему соответствует палеозойский (допермский) выступ фундамента, поверхность которого находится на глубине порядка 2,6—2,8 км. На Фарабской структуре фундамент имеет абсолютную отметку —2840 м.

Чарджоуский выступ оконтуривается на основании данных гравиметрии, магнитометрии и сейсморазведки.

На погружениях выступа скважинами вскрыта толща пород, условно относимая к верхнему структурному этажу фундамента (пермо-триасу). В результате разведочного бурения и сейсмических работ установлено, что по направлению к своду мощность меловых и юрских отложений сокращается (мела от 1600 до 1400 м, юры от 1400 до 1200—1000 м), верхнеюрская соленосная толща в наиболее приподнятой части выступа, по-видимому, отсутствует. В терригенной юре сокращение происходит за счет выклинивания нижних горизонтов. Кровля меловых отложений имеет абсолютную отметку от —300 до —400 м, юрских от —1800 до —1900 м.

В юго-восточной части Чарджоуского выступа, на его склоне, выявлены Алатская и Фарабская структуры.

К северо-западу от Чарджоуского выступа расположено Кабаclinское поднятие размером (25—30) × (15—20) км. Впервые эта структура была выявлена в 1927—1929 гг. в результате геологической съемки, в 1948 г. ее строение было уточнено более детальной съемкой, а с 1960 г. здесь проводятся сейсмические исследования. В 1961 г. вновь было поставлено структурное бурение.

Севернее Кабаclinского поднятия выделяется Гугуртлинский выступ, протягивающийся в запад-северо-западном направлении. Его размер 60 × 25 км. По геофизическим данным пермо-триасовые отложения в центральной части отсутствуют. Глубина до поверхности фундамента составляет 3000 м.

Султансанджарский вал расположен в северо-западной части Чарджоуской ступени. Он протягивается в северо-западном направлении на 100 км, не превышая в ширину 20—25 км, и включает в себя ряд сложно построенных складок — Тюямуюнскую, Султансанджарскую, Кошабулакскую.

Резкое увеличение мощности юрских отложений в пределах Султансанджарской структуры по сравнению с Мешеклинской, а также наличие дизъюнктивных нарушений, фиксируемых по меловым отложениям, и соотношение глубин залегания поверхности палеозойского фундамента позволяют провести между ними разлом, явля-

юющийся частью регионального разлома на границе Бухарской и Чарджоуской ступеней.

Таким образом, выделявшийся ранее Дарганатинский вал (Ю. Н. Годин и другие, 1958—1959 гг., Л. Г. Жуковский и другие, 1957 г.), объединявший Питнякское, Дарганатинское, Чарджоуское и Денгизкульское поднятия, в свете новых данных состоит из различных по природе тектонических элементов, разделенных прогибами. Эти положительные тектонические элементы характеризуются различными простираниями и существенно различными геофизическими характеристиками.

Между Чарджоуским выступом и Кабаклинским поднятием на юго-западе и Газлинским выступом на северо-западе выделяется Каракульский прогиб. Глубинное геологическое строение прогиба изучено еще слабо. Он представляет собой крупную синклиналичную структуру, вытянутую в северо-западном направлении более чем на 200 км. Прогиб расположен в пределах Чарджоуской ступени. Северный его борт более крутой, чем южный. Доюрский фундамент в пределах наиболее прогнутой части прогиба между Газлинским и Чарджоуским выступами залегает на глубинах порядка 4000—4500 м.

В мощной толще мезо-кайнозойских отложений, выполняющих Каракульский прогиб, открыто небольшое количество локальных антиклинальных структур. В его пределах известны Учкырская, Кульбешкакская, Аккумская и Восточно-Аккумская складки. Структуры пологие, с широкими сводами. Углы падения пород на погружениях не превышают $1^{\circ}30'—2^{\circ}$. Разрывные нарушения в пределах локальных структур пока не установлены. Наиболее крупной из них является Учкырская структура, протягивающаяся по длинной оси на 30 км, при ширине 12 км и высоте 80—100 м. Она имеет северо-западное простирание; углы падения на крыльях составляют $1^{\circ}30'—2^{\circ}$. Учкырская структура находится в разведочном бурении. Скважина при забое 2700 м остановлена в отложениях юры. Резкое погружение поверхности фундамента по сравнению с Газлинской и Ташкудукской структурами, составляющее не менее 1,5 км, значительное увеличение мощности юрских отложений (вскрытая их мощность на Учкыре равна 700 м) позволяют предполагать наличие регионального разлома между Газлинской и Учкырской структурами, который является частью флексурно-разрывной зоны, разделяющей Бухарскую и Чарджоускую ступени.

Заунгузский прогиб

К западу от Чарджоуской ступени расположена наиболее погруженная часть Амударьинской впадины, выделяемая в Заунгузский прогиб. Последний занимает обширную территорию, протягиваясь к северо-западу на 350 км при ширине приблизительно 100 км и расширяясь на юге в зоне сочленения с Репетекско-Келифской зоной поднятий до 200 км. В целом Заунгузскому прогибу соответствует крупный региональный минимум силы тяжести.

Сейсмическими работами на профилях, пересекающих Заунгузскую впадину в ее центральной осевой части, была определена глубина залегания поверхности верхнего структурного этажа складчатого основания (пермо-триаса) — 4,5—5 км, юрских отложений — 2,5 км и меловых отложений — 900—1000 м. Одновременно установлено, что при переходе через Амударьинский региональный разлом происходит резкое изменение сейсмологического разреза и появляются новые опорные отражающие горизонты, связанные с поверхностью пермо-триаса и вышележащих отложений осадочного чехла.

Крупным структурным элементом Заунгузского прогиба является Багаджинский вал, который представляет собой линейно вытянутое поднятие размером 150 × 30 км, простирающееся в северо-западном направлении. Вал осложнен двумя складками — Джиликумской и собственно Багаджинской.

В сводовой части вала осадочный чехол по геофизическим данным залегает на породах допермского фундамента, а на склонах и в Карабекаульском прогибе, расположенном к востоку, он перекрывает верхний структурный этаж фундамента (пермо-триас).

Поверхность фундамента в пределах Багаджинского вала по сейсмическим данным имеет отметку — 3500—3800 м, однако вероятно и более глубокое его залегание.

Джиликумская складка, входящая в состав вала, имеет размер 30 × 20 км. Ее амплитуда достигает 300 м. Углы падения не превышают 2—3°. Скважиной, пробуренной на этой структуре при забое 3511 м, вскрыты терригенные отложения средней юры. Кровля соленосной толщи юры пройдена на глубине 2115 м, кровля мела залегает на глубине 250 м.

Багаджинская структура в длину (60—70 км) превосходит Джиликумскую. Поверхность мела по сейсмическим данным залегает на глубине 250—300 м. К северо-западу от Багаджинской структуры в результате структурного бурения, проведенного трестом Союзбургаз, выявлена Чарыгельская складка.

Карабекаульский прогиб протягивается в северо-западном направлении на 220 км. По сейсмическим данным погружение поверхности фундамента по сравнению со сводом Багаджинского вала составляет 300—400 м. Юго-восточная часть Карабекаульского прогиба осложнена крупной пологой одноименной структурой. Ее размер по предварительным данным составляет 30 × 20 км, амплитуда около 100 м. Структура по осадочному чехлу носит унаследованный характер. Об этом свидетельствует ее соответствие максимуму силы тяжести и магнитной положительной аномалии.

Западный борт Амударьинской впадины

К западу от осевой части Заунгузского прогиба отмечается резкое воздымание пород в сторону полосы повышенных градиентов силы тяжести. Эту зону В. Г. Коц и В. А. Теплицкий ранее выде-

или под названием Восточно-Заунгузской ступени. По новым данным этот структурный элемент является только частью ступени, ее отдельным блоком, а сама ступень протягивается значительно дальше, достигая в длину 250—280 км при ширине приблизительно 75 км. В новых рамках ступень по предложению В. Г. Коца и В. А. Телищкого была названа Хивинской, а выделяемая ими ранее Восточно-Заунгузская ступень — Кирпичлинским выступом.

Зона сочленения Заунгузского прогиба и Хивинской ступени проходит по региональному разлому, заложенному вероятно, еще в палеозойское время. Наличие валообразного поднятия, четко фиксируемого в осадочном чехле, свидетельствует о том, что движения по разлому происходили и в мезозойско-палеогеновое время. Формирование более дифференцированных структурных элементов в пределах Хивинской ступени связано с разломами субширотного простирания.

На севере по данным гравиметрических и сейсмических исследований ступень осложнена Ургенчским выступом, севернее которого в районе Хорезмского оазиса намечается терраса, соответствующая, возможно, погребенной части Султан-Уиздага и являющаяся перемычкой между Заунгузским и Дарьялык-Дауданским прогибами.

Приведенные данные были получены при помощи двух профилей КМПВ, пересекших гравитационную ступень на периферии Султан-уиздагского максимума силы тяжести. На профиле Серный Завод — Кабаклы отмечается ступенчатое погружение фундамента в юго-восточном направлении. К первому уступу приурочена вновь выявленная Беурдешикская антиклиналь, представляющая собой асимметричную складку с очень пологим северо-западным и крутым и длинным северо-восточным крыльями.

Из изложенного следует, что в целом строение западного борта Заунгузского прогиба принципиально сходно с восточным, где установлено ступенчатое воздымание фундамента от осевой части впадины в сторону палеозойских массивов Центральных Кызылкумов.

В зоне регионального разлома, являющегося восточной границей Хивинской ступени, расположено валообразное поднятие, названное Восточно-Унгузским валом. Этот структурный элемент осложнен рядом узких складок, вытянутых в меридиональном направлении. В северной его части выделяется Гагаринская структура. Ее протяженность по большой оси достигает 90 км, по малой 20 км, амплитуда около 500 м.

Структурно-профильным бурением было установлено, что кровля верхнемеловых отложений в наиболее приподнятой части Гагаринской структуры находится на глубине 211 м, а по сейсмическим данным в Заунгузском прогибе на глубине 800 м.

Южнее Гагаринской антиклинали расположена крупная Южно-Унгузская структура, осложненная двумя куполами, хорошо прослеживаемыми лишь в юрских отложениях. Кровля меловых отложений в наиболее приподнятой части структуры по сейсмическим

данным отбивается на глубине 550 м, т. е. примерно на 300 м ниже свода Гагаринской складки и на 200—250 м выше, чем в Заунгузском прогибе.

Структурным бурением на северо-западе Заунгузского прогиба в осевой его части выявлена крупная антиклинальная складка — Лчакская, ориентированная в северо-западном направлении. Размер складки 30 × 15 км, амплитуда по кровле кумского горизонта эодена не превышает 200 м. Структура подтверждена сейсморазведкой и на ней проводится поисковое бурение.

Северо-западнее Заунгузского прогиба располагается Дарьялык-Дауданский прогиб. Он ориентирован в запад-северо-западном направлении и протягивается на 150 км при ширине порядка 60—70 км. С запада прогиб ограничен Сарыкамыш-Шарджинским поднятием меридионального направления, которое является частью Шорджа-Айбугирского выступа, а на северо-западе — Айбугирским поднятием.

Геофизические исследования проводились здесь в ограниченном объеме. Региональным сейсмическим профилем, проведенным от Апхабада до Ташауза, кровля пермо-триасовых отложений в осевой части прогиба установлена на глубине примерно 3,5 км. Мощность юрских пород достигает 1200 м, меловых 1500 м. Ташаузская скважина, расположенная на северном борту прогиба, по данным Л. М. Левиной и И. Н. Бархатной прошла 500-м толщу верхне-меловых и такой же мощности толщу нижнемеловых пород, а вскрытая мощность пород юры достигла 485 м.

Дарьялык-Дауданский прогиб на западе через небольшую перемычку, хорошо фиксируемую по доюрскому фундаменту и кровле меловых пород, сочленяется с Верхнеузбойским прогибом. На территории Дарьялык-Дауданского прогиба в результате геологической съемки и структурного бурения выявлен ряд структур — Курганчикская, Ербурунская и другие.

Бешкентский прогиб

Бешкентский прогиб расположен в юго-восточной части Амударьинской впадины и отделен от восточного погружения Бухарской ступени региональным разломом, который, по-видимому, продолжается и далее на юго-запад вдоль восточного погружения Чарджоуской ступени. На востоке прогиб сочленяется с эпиплатформенной орогенической областью юго-западных отрогов Гиссара, с которой сочленяется по разлому амплитудой до 1500 м. На юго-западе Бешкентский прогиб ограничен Амударьинским разломом. На северо-востоке прогиб переходит в Кашкадарьинскую синклинали. В указанных пределах Бешкентский прогиб протягивается более чем на 160 км при ширине 50—80 км.

По данным сейсморазведки поверхность фундамента в пределах прогиба расположена на глубине от 4000 до 6000 м.

В юго-западной части Бешкентского прогиба в настоящее время выделяются (с запада на восток) Беширская, Ходжамбасская, Дугобинская антиклинальные зоны и Аляутдинское поднятие, про-

сгибавшиеся в северо-восточном направлении. Развитие в этих зонах локальные структуры сложно построены и совпадают с северо-восточным простираем юго-западных отрогов Гиссара.

В северо-западном направлении по мере удаления от области контрастных неоген-четвертичных движений амплитуды складок уменьшаются. Так, например, амплитуда Дугобинской складки равна 900 м, Ходжамбасской — 600 м, Беширской — 400 м. Складки имеют симметричное строение, углы падения на крыльях не превышают 20—25°.

Вблизи Амударьинского регионального разлома антиклинальные зоны имеют тенденцию к развороту в меридиональном направлении, что связано как с общим поворотом прилегающей эпиплатформенной орогенической области, так и с влиянием Амударьинского разлома.

Аляутдинская структура, продолжением которой на юго-запад, вероятно, является Ходжамбасская антиклинальная зона, имеет размер 35 × 5 км. Амплитуда складки превышает 300 м. На ее общем приподнятом покое выявлено восемь локальных структур, размеры которых по большей оси варьируют от 3 до 8 км. Складки расположены несколько кулисообразно по отношению друг к другу. Углы падения пород на крыльях изменяются в широких пределах — от 2 до 33°, а в зонах, осложненных нарушениями, иногда достигают 70—80°.

Керкидагская структура по данным разведочного бурения осложнена крупным надвигом, амплитуда которого по вертикали составляет 450 м. Плоскость надвига падает на юго-восток под углом 30°. Простираение близко к простираению складки. Сейсморазведкой установлено, что надвиг проходит по юго-восточному крылу Астана-бабинской структуры.

Строение Керкидагской складки по материалам глубокого бурения с учетом данных сейсморазведки и структурного бурения характеризуется следующими особенностями: надвинутая часть складки представляет собой единую антиклиналь с углами падения северо-западного крыла 5—7°, юго-восточное крыло более пологое. В поднадвиге наблюдается пологий подъем пластов с северо-запада на юго-восток вплоть до пересечения с плоскостью надвига.

В пределах восточного погружения Чарджоуской ступени, к востоку от Испанли-Чавдырского выступа и Денгизкульского вала, в мезо-кайнозойском чехле выделяется целый ряд крупных (протяженностью 20—25 км, высотой 200—250 м) антиклинальных структур — Айзаватская, Камашинская, Северо-Камашинская, вытянутых в северо-восточном направлении. Углы падения пород на погружениях складок не превышают 2—4°. На многих из этих структур проводится поисковое бурение.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Амударьинская нефтегазоносная область является в настоящее время основным газодобывающим районом Средней Азии.

Сведения о поверхностных нефтегазо- и битумопроявлениях известны с 1928—1930 г. Первым месторождением газа, открытым

на территории области, является Сеталан-Тепе (1953 г.). К этому периоду приурочено начало планомерных поисковых и разведочных работ на нефть и газ, которые особенно широко развернулись после открытия Газлинского месторождения в 1956 г.

Система		Зона		А м у д а р ь и н с к а я																						
				Бухарская ступень						Чарджоуская ступень																
				Янсаказан		Каганский выступ			Мубарекский выступ																	
Отдел	Ярус	Газли	Ташкудук	Маргали-Газар-Сарыташ	Джаркак	Марма-Джургаллы	Сеталан-Тепе	Нилдюзак	Шурчи	Аджар	Южный Мубарек	Северный Мубарек	Шур-Тепе	Коджиксарам	Карабаир	Каражмай	Кызыл-Рабат	Ташлы	Учкыр	Кемачи-Жежры	Фараб	Култак	Урлабулак	Адамташ		
		ЮРСКАЯ	Верхний	IX																						
X																										
XI																										
XI-a																										
Средний	XII		7																							
	XIII									3	4															
	XIV								2												5					
	XV																					6				
Верхний	XV-a																									
	XVI																									
	XVII																									
	XVIII																									

Рис. 38. Нефтегазовые горизонты месторождений Амударьинской нефтегазоносной области.

1' — газовые горизонты; 2' — газонефтяные горизонты; 3' — нефтяные горизонты. 1 — выделяются шесть продуктивных пластов — А, Б, В, Г, Д, Е; 2 — выделяются три пласта — а, б, в; 3 — выделяются четыре пласта — 1, 2, 3; 4 — выделяются два пласта — XIII, XIII-a; 5 — выделяются три пласта — XIV-1, XIV-II (промежуточный), XIV-2; 6 — выделяются два пласта — XV-1, XV-2; 7 — выделяются три пласта — XII-a, XII-б, XII-в.

Это газовое месторождение является крупнейшим в Советском Союзе, запасы его (по категориям А + В + С₁) оценены в 475 млрд. м³.

В настоящее время в пределах Амударьинской нефтегазоносной области установлено 25 газовых и газонефтяных месторождений. Если рассматривать продуктивные горизонты только с точки зрения наличия в них газа или нефти и не учитывать соотношения их запасов, к газонефтяным можно отнести 13 месторождений, к газовым 12. Нефть в продуктивных горизонтах встречается главным образом в виде небольших оторочек в газовых залежах, в отдельных случаях установлены чисто нефтяные залежи ограниченных размеров.

Продуктивные горизонты Амударьинской нефтегазоносной области приурочены к отложениям юрской и меловой систем (рис. 38).

В юрских отложениях выделяются продуктивные горизонты XVIII, XVII, XVI, XV-а и XV. Горизонты XVIII и XVII приурочены к средней юре, XVI, XV-а и XV к келловей-оксфордским отложениям верхней юры. Газовые залежи в юрских отложениях выявлены на месторождениях: Караулбазар-Сарыташ (горизонт XV-а), Мама-Джургаты (XV), Сеталан-Тепе (XVII, XVI), Юлдузкак (XVII, XVI), Акджар (XVII, XV), Северный Мубарек (XVII, XVI-а), Хаджихайрам (XV-а), Учкыр (XVI, XV), Фараб (XV), Янгиказган (XV), Адамташ (XV), Уртабулак (XV), Култак (XV), Ташлы (XV). Газонефтяные залежи установлены на месторождениях Караулбазар (XV-а), Акджар (XVI), Джаркак (XV), Юлдузкак (XV), Шурчи (XVII, XVI, XV), Северный Мубарек (XV-а), Кызыл-Раба (XV-а) и Кемачи-Зекры (XV). Небольшие по размерам и запасам нефтяные залежи открыты на месторождениях Акджар (XVIII), Карабаир (XV-а) и Карактай (XV).

В меловых отложениях выделяется семь продуктивных горизонтов — XIV, XIII (неоком), XII (апт), XI-а, XI (альб), X, IX (сеноман), к которым приурочены промышленные скопления нефти и газа. Кроме того, на отдельных площадях (Газли, Ташкудук) отмечалось наличие газа в туронских и сенонских отложениях (горизонты VIII-а, VIII и VII), однако промышленных залежей не было установлено.

К меловым отложениям приурочены газовые залежи на месторождениях: Газли (горизонты XII, XI-а, XI, X, IX), Ташкудук (XI), Караулбазар-Сарыташ (XII), Джаркак (XII), Сеталан-Тепе (XII, XI), Юлдузкак (XIV, XIII, XII), Учкыр (XIV), Шурчи (XIII, XII), Акджар (XIV, XIII, XII, X), Шур-Тепе (XII), Карабаир (XII), Карактай (XIII, XII), Янгиказган (XIV, XIII, XII). Газонефтяные залежи установлены на Газли и Карабаире в горизонте XIII.

Вместилищами нефти и газа на месторождениях Амударьинской нефтегазоносной области в большинстве продуктивных горизонтов являются терригенные породы, представленные песчаниками и алевролитами. Только горизонты XV, XV-а и XVI верхней юры сложены известняками. Средняя пористость терригенных коллекторов колеблется от 13 до 25%, средняя проницаемость их изменяется в широких пределах — от 93 до 1159 мд. Наиболее благоприятными коллекторскими свойствами характеризуются продуктивные горизонты IX, X и XII месторождения Газли. Проницаемость отдельных образцов песчаников из этих горизонтов достигает 5000 мд.

Все месторождения связаны с антиклинальными складками.

Выявленные залежи в подавляющем большинстве относятся к типу пластовых, сводовых, ненарушенных (А. Г. Бабаев и другие). Кроме того, встречаются пластовые сводовые, слабонарушенные; пластовые, сводовые, тектонически экранированные и массивные залежи.

К пластовым, сводовым, слабонарушенным относятся: газовая залежь горизонта IX месторождения Ташкудук, газовая залежь

горизонта XII и газонефтяная горизонта XIII на Карабаире, газовые залежи горизонтов XII и XIII Южно-Мубарекского месторождения.

Пластовыми, сводовыми, тектоническими, экранированными являются залежи: нефтяная горизонта XV-а месторождения Карабаир, газонефтяная продуктивного горизонта XV Кемачизекринского месторождения и газонефтяная горизонта XV-а месторождения Кызыл-Рабат. На месторождении Северный Мубарек к этому типу относятся: газонефтяная залежь пласта XV-а и газовые продуктивных пластов XVI и XVII. Такого же типа залежи встречены в горизонте XV Ташлы и в горизонтах XII и XIII месторождения Шур-Тепе.

К типу массивных можно отнести нефтяную залежь горизонта XV Каракитайского месторождения и газовую залежь того же горизонта на Адамташе.

Месторождения Амударьинской нефтегазонасной области во многих случаях являются многопластовыми и содержат в разрезе от двух до восьми продуктивных горизонтов. Максимальное количество залежей выявлено на месторождениях Акджар (8 залежей) Газли (6) и Юлдузкак (6). Наличием в разрезе лишь одной залежи характеризуются месторождения Култук, Ташлы, Уртабулак, Фараб, Мама-Джургаты, Хаджихайрам, Кызыл-Рабат, Кемачи-Зекрь и Адамташ¹.

Общей закономерностью для газов юрских и меловых отложений Амударьинской газонефтеносной области является их метановый состав (85—95%). Содержание тяжелых углеводородов колеблется в пределах 3—10%, азота, как правило, 3—5%, углекислого газа не более 1%. Плотность газа увеличивается сверху вниз по разрезу от 0,568 в верхнем мелу до 0,715 в юрских отложениях. Вниз по разрезу увеличивается и содержание гомологов метана. Наблюдается довольно закономерное увеличение содержания гомологов метана и плотности газов по региональному погружению пластов.

Нефти газонефтяных и нефтяных залежей характеризуются плотностью 0,815—0,905 г/см³, содержание серы в большинстве случаев несколько превышает 1%, они малосмолистые (содержание акридных смол 1,6—15%, в отдельных случаях до 35%).

Газы Амударьинской газонефтеносной области содержат конденсат в количестве от 10 до 80 см³/м³ (Южный Мубарек). Плотность конденсата изменяется в пределах 0,727—0,811 г/см³, в грушевом составе фракций 122—280° преобладают метановые углеводороды, содержание их достигает 70% и более, выход фракций до 250° в основном составляет 90%.

¹ Месторождение Адамташ расположено в пределах эпициклоформенной орогенной области. В связи с тем что эту область мы отдельно не рассматриваем, описание месторождения включено в раздел, посвященный Амударьинской нефтегазонасной области.

В разрезе Амударьинской нефтегазоносной области выделяются три водоносных комплекса: юрский, нижнемеловой и верхнемеловой (по Корпеништейну и другим).

Воды юрского комплекса (горизонты XVIII—XV) характеризуются высокой минерализацией. Общая минерализация их в среднем изменяется в пределах 70—100 г/л, в отдельных случаях достигает 150 г/л. Воды относятся к хлоркальциевому, сульфатно-натриевому типам.

Нижнемеловые воды (горизонты XIV—XI) характеризуются значительно меньшей минерализацией, их общая минерализация колеблется в пределах 7—40 г/л. Воды относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу, в более древних горизонтах встречаются воды хлориднокальциевые и сульфатнонатриевые.

Воды верхнемелового комплекса (горизонты X и IX) сильно опреснены, общая минерализация их составляет приблизительно 2—7 г/л. Воды относятся к гидрокарбонатнонатриевому типу.

Общей особенностью пластовых вод Амударьинской нефтегазоносной области является закономерное увеличение общей минерализации со стратиграфической глубиной.

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения Газлинского выступа

Газонефтяное месторождение Газли

Месторождение расположено на территории Рометавского района Бухарской области Узбекской ССР, в 90—100 км к северо-западу от г. Бухары.

Детальная геологическая съемка на Газлинской площади была проведена в 1940 г., в 1950 г. проведена инструментальная геологическая съемка. Геофизические работы (вариометрия, магнитометрия и электрометрия) впервые проводились на Газлинской площади в 1940—1941 гг. С 1953 по 1955 г. здесь проводилось структурное бурение. В 1954 г. площадь месторождения была охвачена гравиметровой съемкой и ВЭЗ. В 1958 г. в районе Газли была проведена магнитная съемка; в 1958—1959 гг. в пределах восточного погружения структуры были выполнены детальные сейсморазведочные работы. В 1956 г. Газлинская структура была введена в глубокое разведочное бурение. Притоки газа впервые были получены из структурных скважин в 1953 г. из верхнемеловых отложений.

В строении Газлинской антиклинали принимают участие юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые осадочные отложения. Юрские породы залегают несогласно на метаморфических и изверженных породах палеозойского фундамента. В восточной части структуры на фундаменте непосредственно залегают отложения неокома. Юрские отложения представлены в нижней части красноцветными песчаниками и глинами; в средней — переслаиванием розовых песчаников

и мергелей и в верхней — пачкой известняков. Мощность юры 0—100 м.

В составе меловой системы выделяются все ярусы, за исключением датского. Мощность отложений мела 1150—1300 м. Неокомские отложения представлены красноцветной серией переслаивающихся песчаников, алевролитов и глин (толща выделяется как горизонт XIII). Мощность отложений неокома 120—160 м.

Аптские породы (горизонт XII) представлены сероцветными песчаниками с прослоями глин и алевролитов мощностью 60—90 м.

Альб сложен серыми глинами с двумя пластами песчаников, алевролитов и известняков (горизонты XI-а, XI). Мощность отложений альба 170—230 м.

Сеноманские отложения представлены мощными пачками песков и сероцветных песчаников с прослоями глин и алевролитов. В них выделяются горизонты X и IX. Мощность 270—350 м.

Туронский ярус сложен внизу мощной пачкой глин с алевролитами в основании (горизонт VIII-а) и пачкой песчаников в верхней части (горизонт VIII). Мощность 180—210 м.

Сенон представлен сероцветными песчаниками и песками с прослоями глин и алевролитов. Мощность 260—280 м.

Палеогеновые отложения — желто-зеленые и серые глины с прослоем мергеля в нижней части — с размывом ложатся на сеноманские породы. Мощность отложений палеогена достигает 170 м. В пределах западного купола породы палеогена полностью размывы.

Неогеновые отложения представлены красноцветной серией алевролитов и песков с прослоями пестроцветных глин. Мощность 100 м. На западном куполе эти породы размывы.

Газлинская структура представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку почти широтного простирания. Ее размеры по палеогеновым отложениям (мергели алайской свиты): длина 43 км, ширина 10—16 км, высота 200 м. Южное крыло крутое (до 20°), северное пологое (2° 30'). Западная периклиналь вытнута и погружается под углом 1°—1° 30', восточная более крутая, погружается под углом 4°. Сводовая часть складки осложнена двумя куполами, разделенными небольшими седловинами. Наиболее приподнятым является западный купол. По нижележащим отложениям складка в основном имеет идентичное строение. В меловых отложениях с глубиной при общем сохранении деталей строения и расположения главных структурных элементов происходит выравнивание гипсометрического положения западного и восточного куполов за счет повышения восточного (рис. 39). Участок свода, находящийся между этими двумя куполами, расширяется и становится почти горизонтальным. По горизонту XIII отмечается некоторое понижение свода западного купола по отношению к восточному. По кровле юрских отложений складка имеет аналогичное строение.

По поверхности фундамента отмечается поднятие с одним сводом (в районе восточного купола складки), восточное окончание которого крутое, а западное пологое.

В результате разведочного бурения на Газлинской площади в меловых отложениях выявлено шесть продуктивных горизонтов — IX, X, XI, XI-а, XII и XIII.

Горизонт IX сеноманских отложений представлен мощной песчаной толщей с подчиненными прослоями глин, алевролитов и песчанистых глин. Глубина залегания горизонта в центральной части складки 540—650 м. Максимальная эффективная мощность 98 м, эффективная пористость 20,4%, проницаемость 1491 мд. Горизонт содержит газовую залежь, длина которой 38 км, ширина 12 км, высота 215 м. Контакт газ — вода слабо наклонен с востока на запад и имеет отметки от —533 до —550 м.

Абсолютно свободный дебит газа меняется в пределах 1,1—4,4 млн. м³/сутки при $p_{пл} = 72$ ат. Газ плотностью 0,583—0,614 содержит (в %): CH₄ — 89,73—95,53, C₂H₆ + высших — 0,9—2,6, N₂ — 0—5,7, CO₂ — 1,2, H₂S — 0—0,2.

Горизонт X сеноманских отложений сложен пачкой песчаных коллекторов с глинистыми прослоями. Глубина залегания горизонта колеблется от 690 до 800 м. Он содержит газовую залежь длиной 33 км, шириной 8—10 км, высотой 135 м. Контакт газ — вода слабо наклонен с востока на запад от отметки —626 до —634 м. Максимальная эффективная мощность горизонта 74 м, эффективная пористость 19,7%, проницаемость 1121 мд.

Абсолютно свободный дебит газа меняется от 0,9 до 4,3 млн. м³/сутки при $p_{пл} = 81$ ат. Газ плотностью 0,587—0,638 содержит (в %): CH₄ — 83,1—96,2, C₂H₆ + высших — 1,5—4,8, N₂ + редких — 1,1—11,3, CO₂ — 0,10—3,62, H₂S — следы.

Горизонт XI альбского возраста представлен алевролитами, известняками, песчаниками и глинами, переслаивающимися между собой. Залегает на глубине от 900 до 1020 м. Содержит газовую залежь. Максимальная эффективная мощность горизонта 7 м, открытая пористость 19—32%, проницаемость 30—2793 мд.

Абсолютно свободный дебит газа колеблется в пределах от 252 до 524 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 92$ ат. Газ плотностью 0,597—0,619 содержит (в %): CH₄ — 90,7—95,5, C₂H₆ + высших — 2,3—4,1, N₂ + редких — 2,0—4,0, CO₂ — 0,2—1,11, H₂S — до 0,5.

Горизонт XI-а альбских отложений сложен глинистыми песчаниками и алевролитами. Залегает на глубине от 950 до 1050 м и содержит газовую залежь, длина которой 29 км, ширина 6—9 км, высота 110 м. Максимальная эффективная мощность горизонта 5 м, открытая пористость от 19 до 25%, проницаемость от 30 до 278 мд.

Абсолютно свободный дебит газа варьирует от 120 до 2600 тыс. м³/сутки. В газе содержится небольшое количество конденсата — до 12 см³/м³. Газ плотностью 0,595—0,622 содержит (в %): CH₄ — 90,4—93,8, C₂H₆ + высших — 3,18—4,7, N₂ + редких — 2,61—5,16, CO₂ — 0,05—1,02, H₂S — до 0,06.

Горизонт XII относится к аптскому ярусу, представлен песками и песчаниками, чередующимися с прослоями глин. Газовая залежь отмечается на глубине 980—1100 м и имеет длину 33 км, ширину

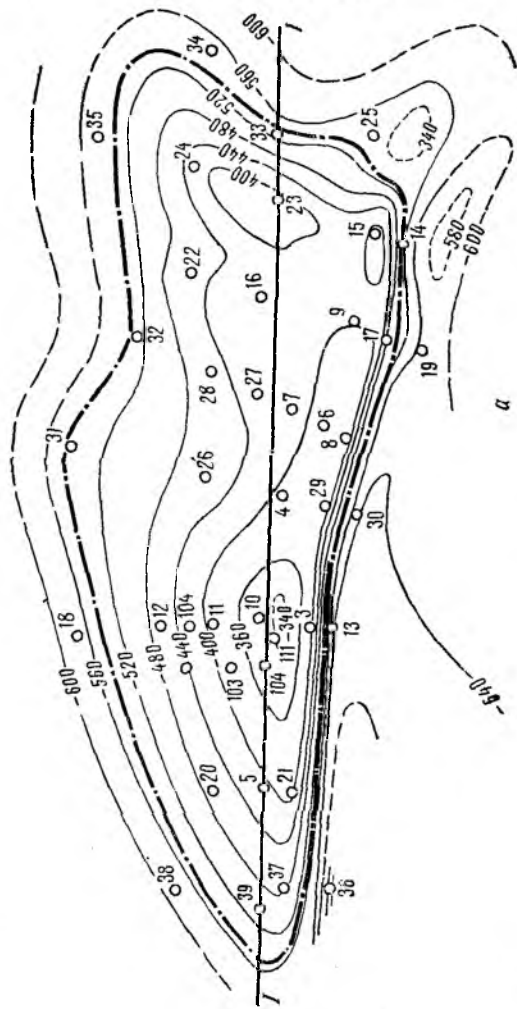
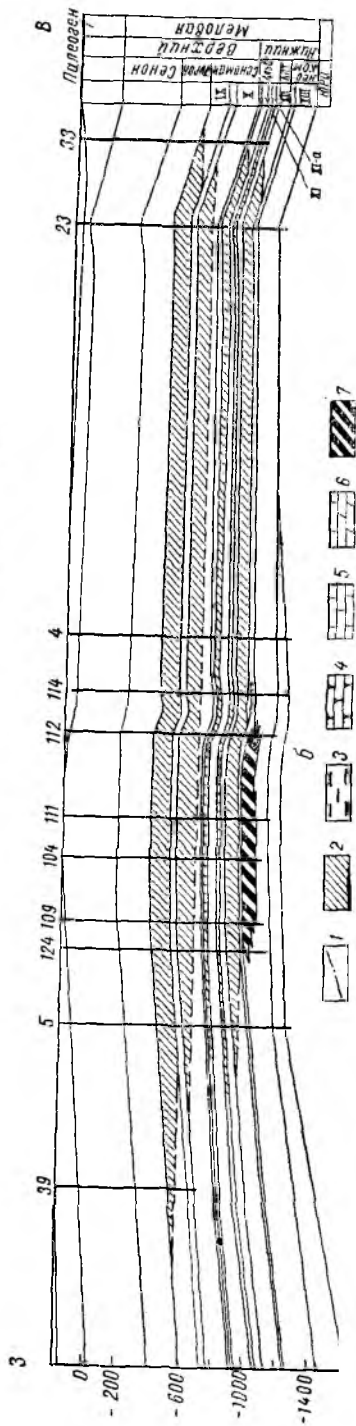


Рис. 39. Газличское газовое месторождение.

(По материалам И. В. Петрова, 1962 г.)
 а — структурная карта по кровле горизонта IX сенюманского яруса;
 б — профиль I—I'; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. I — контур газосодности горизонта IX; 2 — газ; 3 — глины; 4 — песчаники; 5 — известняки; 6 — мергели; 7 — зона распространения газовых и нефтяных залежей горизонта XIII.



—9 км, высоту 120 м. Контакт газ — вода слабо наклонен с востока на запад от —909 до —923 м. Максимальная эффективная мощность 18 м, эффективная пористость 18,6%, проницаемость 590 мд.

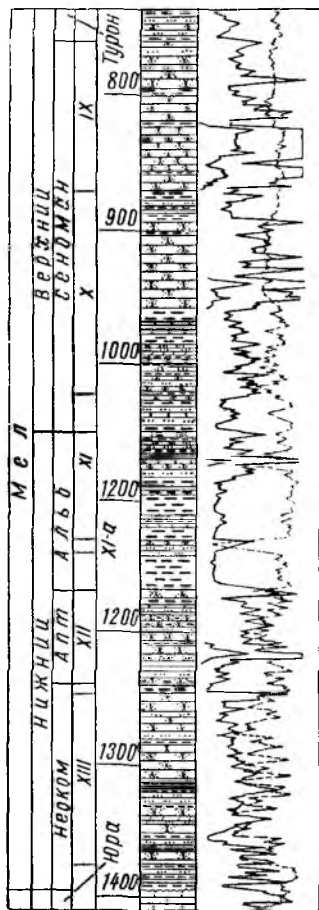
Абсолютно свободный дебит изменяется в пределах от 290 до 1450 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 112$ ат. Газ плотностью 0,598—0,687 содержит (в %): CH₄ — 86,3—95,2, C₂H₆ + высших — 0,27—7,6, N₂ + редких — 1,4—3,7, CO₂ — 0,3—3,0, H₂S — до 0,02.

Горизонт XIII некома представлен частым переслаиванием красноцветных песчаников и глин и перекрывается 6—7-м пачкой глин. Общая мощность горизонта 110—130 м. Средняя открытая пористость коллекторов горизонта 23,5%, проницаемость 693 мд. Глинистыми прослоями мощностью 3—6 м горизонт XIII разделен на шесть песчаных пластов — А, Б, В, Г, Д, Е. В пластах А и Б имеются газовые залежи, в остальных — нефтяные залежи с газовой шапкой.

Горизонт А общей мощностью 15—18 м содержит единую газовую залежь в западном и восточном куполах. Контакт газ — вода наклонен в западном направлении от отметки —928 м до —945 м. Размер залежи в пределах западного купола 8,5 × 4,5 км, высота до 55 м; в пределах восточного купола 16 × 7 км, высота 52 м. Дебит газа достигает 250—300 тыс. м³/сутки. Пластовое давление в залежи 113,3 ат. Газ плотностью 0,602—0,651 содержит (в %): CH₄ — 90,2—93,4, C₂H₆ + высших 3,5—4,9, N₂ + редких — 0,9—3,6, CO₂ — 0,5—2,1, H₂S — до 0,4. В газе содержится конденсат плотностью 0,763. Содержание серы составляет 0,026%.

Пласт Б общей мощностью 6—10 м

содержит газовую залежь в западном куполе. Поверхность контакта газ — вода слабо наклонена в западном направлении. Отметки ее составляют —950—955 м. Длина залежи 8 км, ширина 4 км, высота 45 м. В пределах восточного купола пласт содержит еще одну газовую залежь небольших размеров, высотой около 10 м. Абсолютно свободный дебит достигает 0,5 млн. м³/сутки. Пластовое давление в залежи 118,4 ат. Газ плотностью 0,602—0,616 содержит (в %): CH₄ — 90,2—93,4, C₂H₆ + высших — 3,5—4,9, N₂ + редких



б
Рис. 39, в

0,9—3,6, CO_2 — 0,5—2,1, H_2S — до 0,4. Конденсат из горизонта В имеет плотность 0,789.

Пласт В мощностью 14—15 м содержит нефтяную залежь с газовой шапкой в западном куполе и небольшую газовую залежь в западном поднятии восточного купола. Нефтяная залежь в западном куполе смещена на северо-запад, и в юго-восточной части с водой контактирует газ. Отметка контакта газ — вода в этом месте приблизительно — 960 м. Отметка контакта нефть — вода в северо-западной части залежи — 980 м, газ — нефть — 965 м. Высота нефтяной оторочки на северо-западе 15 м. Газовая шапка имеет высоту около 45 м. Размер залежи $8 \times 4,5$ км, высота около 55 м. Высота залежи в небольшом западном поднятии восточного купола не превышает 10—12 м. Дебит нефти в скв. 103 составил $117 \text{ м}^3/\text{сутки}$ через 8-мм штуцер. Газовый фактор $65 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефти. Абсолютно свободный дебит газа достигает 0,5 млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$. Пластовое давление в нефтяной залежи 122,5 ат. Нефть плотностью $0,822 \text{ г}/\text{см}^3$ содержит (в %): серы 0,07—0,29, асфальтенов 0,02—0,14, акцизных смол 0,9—11,0, кокса 0,96—1,3, парафина 0,51—1,35. Газ имеет плотность 0,595—0,652, содержит (в %): CH_4 — 88,5—93,1, C_2H_6 + высших — 3,9—5,0, N_2 + редких — 1,2—5,54, CO_2 — 0,3—1,5, H_2S — 0—0,5.

Пласт Г содержит нефтяную залежь с газовой шапкой в западном куполе. Мощность 19—22 м. Контакт нефть — вода наклонен в северо-западном направлении и фиксируется на отметках от —970 до —990 м. Высота нефтяной залежи меняется от 2—3 м в юго-восточной части залежи до 16 м в северо-западной. Высота газовой шапки 37 м. Размер залежи $7,5 \times 4$ км. Дебит нефти в скв. 104 составил $42 \text{ м}^3/\text{сутки}$ через 6-мм штуцер. Абсолютно свободный дебит газа достигает 1417 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$. Пластовое давление — от 116,9 до 119,5 ат. Нефть плотностью 0,815—0,821 содержит (в %): серы до 0,4; акцизных смол 3,5—6,0; кокса 0,05—0,08; парафина 0,17—0,18. Газ плотностью 0,599—0,642 имеет следующий состав (в %): CH_4 — 90,6—95,2, C_2H_6 + высших 1,7—4,4, N_2 + редких 1,0—6,0, CO_2 — 0,2—1,4, H_2S — 0—0,3.

Пласт Д имеет мощность 25—30 м. Прослоями глин он разделен на три резервуара — Д₁, Д₂, Д₃, мощности которых составляют 6—8 м. Пласты Д₁ и Д₂ содержат нефтяные залежи с газовыми шапками в западном куполе. Дебиты нефти составляют: из пласта Д₁ — $175 \text{ м}^3/\text{сутки}$ через 10-мм штуцер, из пласта Д₂ — $120 \text{ м}^3/\text{сутки}$ при 8-мм штуцере. Газовый фактор составляет 63—87 $\text{м}^3/\text{м}^3$ нефти. Максимальный приток газа из газовых шапок 430 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ (Д₁) при 22,14-мм штуцере.

Из пласта Д₃ получены только притоки легкой нефти дебитом до $386 \text{ м}^3/\text{сутки}$ при 15-мм штуцере с газовым фактором $75 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефти. Притоков газа не получено. Однако не исключено, что и эта залежь имеет газовую шапку. Пластовое давление в залежах — от 116,0 до 117,4 ат. Водонефтяные контакты залежей наклонены в западном направлении на величину 0,7—0,8 м/км. Залежь в пласте Д₁ имеет длину 5,8 км, ширину около 3 км, высоту 30 м. Высота

газовой шапки 15 м. Залежь в пласте D_2 имеет размер $5 \times 2,5$ км. Высота 25 м. Высота газовой шапки порядка 13 м. Залежь в пласте D_3 имеет длину 4,4 км, высоту 20 м. Нефть пласта D плотностью $0,811-0,823$ г/см³ содержит (в %): серы 0—0,1, акцизных смол 1,0—3,0, кокса 0,04—0,35, парафина 0,02—2,54. Газ имеет плотность $0,611-0,630$, содержит (в %): CH_4 — 92,2—94,8, C_2H_6 + высших — 3,6, N_2 + редких — 1,2—4,1, CO_2 — 0,1—0,4.

Пласт E имеет мощность около 25 м. Из скв. 111 при испытании получен приток нефти с газом дебитом $81,7$ м³/сутки при 10-мм штуцере. Дебит газа $54\ 600$ м³/сутки при $p_{пл} = 116$ ат. Водонефтяной контакт, вероятно, значительно наклонен в западном направлении. Размер залежи приблизительно составляет: длина — 2,5 км, ширина 1 км и высота около 13 м, залежь расположена на западном куполе. Нефть горизонта имеет плотность $0,819-0,820$ г/см³. Содержание акцизных смол составляет 1,0%; серы и асфальтенов нет. Газ характеризуется следующим составом (в %): CH_4 — 94,1, C_2H_6 + высших — 3,5, N_2 + редких — 2,2, CO_2 — 0,2, H_2S — нет. Плотность 0,596.

Кроме перечисленных продуктивных горизонтов, в разрезе месторождения Газли возможно наличие (по промыслово-геофизическим данным) небольших газовых скоплений в туронских отложениях (горизонта VIII-а и VIII). Структурными скважинами доказана газоносность сенонских пород (горизонт VII). Все залежи месторождения пластового типа, сводовые, подпираемые водой.

Продуктивные горизонты содержат воды двух типов. Горизонтам IX и X свойственны воды гидрокарбонатнонатриевого типа. Воды горизонтов XIII и XII относятся к хлоркальциевому типу. Различие в типах вод связано с пропитыванием толщ горизонтов XIII и XII водами юрских отложений. Общее движение пластовых вод происходит с юго-востока на северо-запад. Воды горизонтов X и IX значительно опреснены. Минерализация вод горизонта X составляет 10 г/л; горизонта IX меняется от 1,5 до 6,0 г/л.

Газлинское месторождение является уникальным газовым месторождением СССР. Общие запасы газа определяются в 445,8 млрд. м³ по категории А + В.

По продуктивным горизонтам они распределяются следующим образом:

Горизонт	IX	X	XI-а	XII	XIII
Запасы газа по категории А + В, млрд. м ³	224,6	121,4	15,9	77,9	6,0

Газовое месторождение Ташкудук

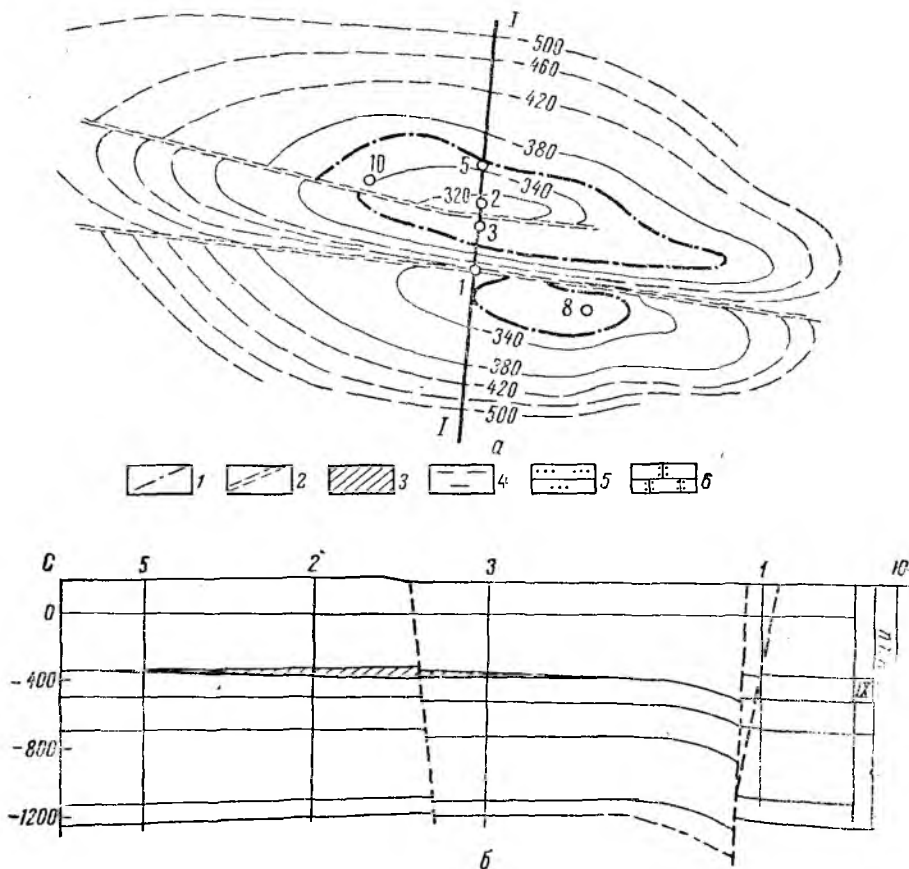
Находится на территории Рометанского района Бухарской области Узбекской ССР.

Ташкудукская антиклиналь была впервые выделена в 1939 г. в результате геологической съемки. В 1940—1941 гг. проводилась

геологическая съемка, а также комплекс геофизических работ, включающих магнитометрическую съемку и профилирование методом ВЭЗ. В 1950 г. площадь была покрыта инструментальной геологической съемкой. В 1953 г. на Ташкудукской складке начато структурное бурение. В этом же году в скв. 1 получен газоводяной фонтан. В 1954—1958 гг. проводилось структурное бурение, кроме того, площадь месторождения была охвачена региональными гравиметрическими, электроразведочными и сейсмическими работами. Разведочное бурение начато в 1956 г. и закончено в 1960 г.

В строении Ташкудукского месторождения принимают участие четвертичные, неогеновые, палеогеновые, меловые и юрские отложения, залегающие с размывом на палеозойском фундаменте. Общая их мощность 1330—1430 м. Разрез аналогичен разрезу Газлинского месторождения.

Ташкудукская структура расположена на Газлинском выступе и представляет собой сложно построенную брахиантиклинальную



складку почти широтного простирания. Брахиантиклиналь осложнена двумя продольными нарушениями, делящими складку на три блока: северный, центральный и южный, из которых центральный является опущенным.

По кровле горизонта IX Ташкудукская складка имеет длину 40 км, ширину 20 км, высоту 280 м. Углы падения на своде не превышают 1° . Северное крыло наклонено под углом $2^\circ 30'$ — 3° , южная часть центрального блока наклонена на юг под углом до 22° . Южное крыло южного блока погружается под углом до $5^\circ 30'$. Периклинали погружаются под углом $3-4^\circ$. С глубиной строение складки существенно не изменяется, лишь несколько увеличивается ее высота (рис. 40).

Промышленная газоносность месторождения Ташкудук связана с горизонтом IX сеноманских отложений. Газовые залежи непромышленного значения содержат также горизонты: VII — сеноманских, X — сеноманских и XII — аптских отложений.

Горизонт IX представлен мощной песчаной толщей с несколькими непроницаемыми прослоями.

Горизонт содержит три газовые залежи. Две из них находятся в пределах северного и центрального блоков и одна в пределах южного. Залежь газа на западном куполе северного и центрального блоков самая большая из обнаруженных на месторождении. Это пластовая сводовая залежь, подпираемая водой. Контакт газ — вода

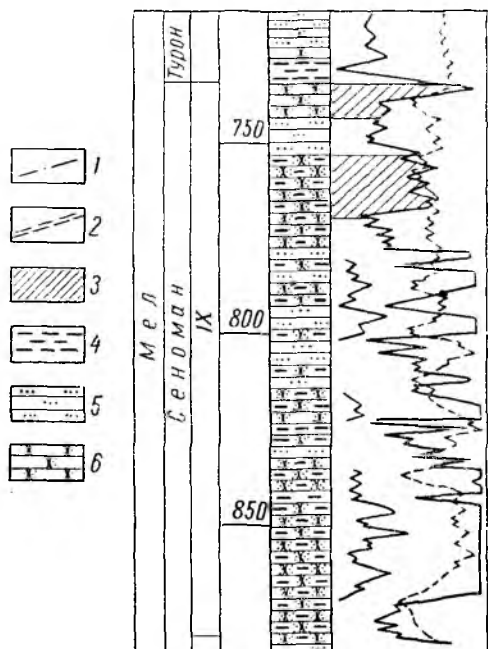


Рис. 40. Ташкудукское газовое месторождение.

(По материалам И. В. Петрова, Ю. М. Голоскова, О. А. Черемисина, 1961 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта IX сеноманского яруса; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газоносности горизонта IX; 2 — линии нарушений; 3 — газ; 4 — глины; 5 — алевролиты; 6 — песчаники.

наклонен с востока на запад, его отметки изменяются от —358 до —362 м. Эффективная мощность коллектора 14 м, открытая пористость изменяется в пределах 23—33%. В скв. 10 дебит газа 60 тыс. м³/сутки, среднее пластовое давление 55,77 ат. Залежь имеет длину 11,5 км, ширину 3—3,5 км, высоту 45 м. Залежь газа на небольшом куполе в восточной части складки на стыке северного и центрального блоков незначительна по размерам и не имеет промышленного значения.

Газовая залежь южного блока пластовая, сводовая, длиной 5,5 км, шириной до 2 км, высотой 14 м. Контакт газ — вода имеет отметку —332 м. Эффективная мощность газоносной части горизонта 4,6 м, открытая пористость 23%. При опробовании скв. 8 через 6-мм штуцер получен приток газа 55 тыс. м³/сутки. Пластовое давление в залежи 54,91 ат.

Газ горизонта IX имеет плотность от 0,569 до 0,591, содержит (в %): CH₄ — 94,37—97,40, C₂H₆ + тяжелых — до 0,6, N₂ + редких — 1,5—4,34.

Запасы газа Ташкудукского месторождения незначительны, несмотря на большие размеры структуры и ее непосредственную близость к Газлинскому месторождению. Это, по-видимому, объясняется тем, что газовые залежи были разрушены сформированными позже нарушениями, осложнившими сводовую часть Ташкудукской складки.

Месторождения Каганского выступа

Газонефтяное месторождение Караулбазар-Сарыташ

Караулбазар-Сарыташское месторождение находится в 40 км к юго-востоку от г. Бухары на территории Каганского района Бухарской области Узбекской ССР.

В 1931 г. в результате геологической съемки выявлено Джаркак-Сарыташское поднятие. С 1936 по 1954 г. проводились геологические и структурно-геологические съемки. В 1940—1956 гг. поднятие было охвачено региональными гравиметрическими, электроразведочными и сейсмическими исследованиями, а в 1954—1955 гг. структурным бурением. В результате перечисленных работ в пределах Джаркак-Сарыташского поднятия выделены три самостоятельных складки: Джаркакская, расположенная в северо-восточной, наиболее приподнятой части поднятия, Караулбазарская, находящаяся в средней части поднятия, гипсометрически ниже Джаркакской, и Сарыташская — на западном погружении поднятия. Эти складки расположены кулисообразно по отношению друг к другу и разделены неглубокими и узкими мульдами.

Джаркак-Сарыташское поднятие объединяет два газонефтяных месторождения — Джаркакское и Караулбазар-Сарыташское.

Глубокое разведочное бурение на Караулбазар-Сарыташском месторождении начато в 1956 г.

На поверхности Караулбазарской и Сарыташской складок обнажаются отложения сенона и палеогена (бухарские слои). Буре-

нием вскрыты отложения верхнего и нижнего мела, верхней юры и палеозоя.

Палеозойские отложения представлены метаморфическими сланцами. Вскрытая мощность 10 м.

Верхнеюрские отложения представлены ангидритами светло-голубовато-серыми с прослоями известняков, мергелей и песчаников гаурдакской свиты мощностью 66 м и отложениями келлоу-оксфорда, сложенными в верхней и средней частях известняками серыми, темно-серыми и в нижней части чередованием песчаников, глин и известняков. Мощность келловой-оксфордских отложений 207 м.

Нижнемеловые отложения представлены в основном чередованием пачек песчаников, глин и алевролитов, часто известковистых. В верхней части породы преимущественно серого и зеленовато-серого цвета, в нижней — буровато-коричневого цвета. Средняя мощность нижнемеловых отложений 390 м.

Верхнемеловые отложения. Разрез представлен чередованием глин, песчаников, алевролитов преимущественно зеленовато-серых и серых тонов. Мощность приблизительно 650 м.

Бухарские слои палеогена сложены известняками белыми мелоподобными, иногда ожелезненными и гипсами светлыми, участками с примесью глинистого материала. Мощность 28 м.

Караулбазарская и Сарыташская складки находятся на южном склоне Каганской выступа.

К а р а у л б а з а р с к а я с к л а д к а представляет собой пологую асимметричную брахиантиклиналь почти широтного простирания. В размытом своде складки обнажаются отложения сенона, а на северном крыле и на периклиналях породы бухарских слоев.

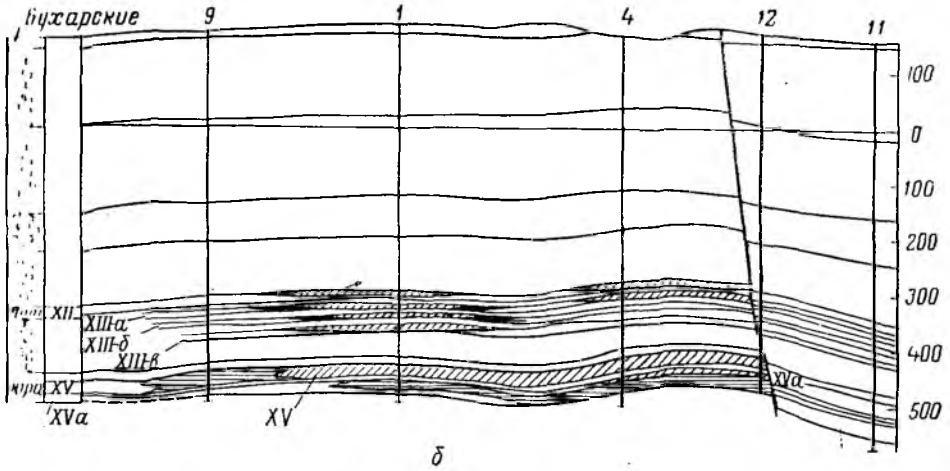
В пределах Караулбазарской складки выделяются три структуры — собственно Караулбазарская, расположенная в западной части складки, купол Чайтовок на юго-восточной периклинали и купол «Безмянный» в западной части южного крыла (рис. 41).

По подошве песчаников, залегающих в кровле сенонских отложений, размер складки $12,5 \times 2,5$ км, углы падения достигают на южном крыле 5, на северном 3, на периклиналях 2°. Складка осложнена двумя сбросами. Первый сечет южное крыло и простирается в широтном направлении, плоскость его сбрасывателя падает на северо-восток под углом 70—75°, амплитуда сброса в юрских отложениях составляет 55 м, в аптских — 25 м. Второй сброс протягивается с северо-запада на юго-восток и сечет свод Чайтовокского купола и северное крыло собственно Караулбазарской структуры.

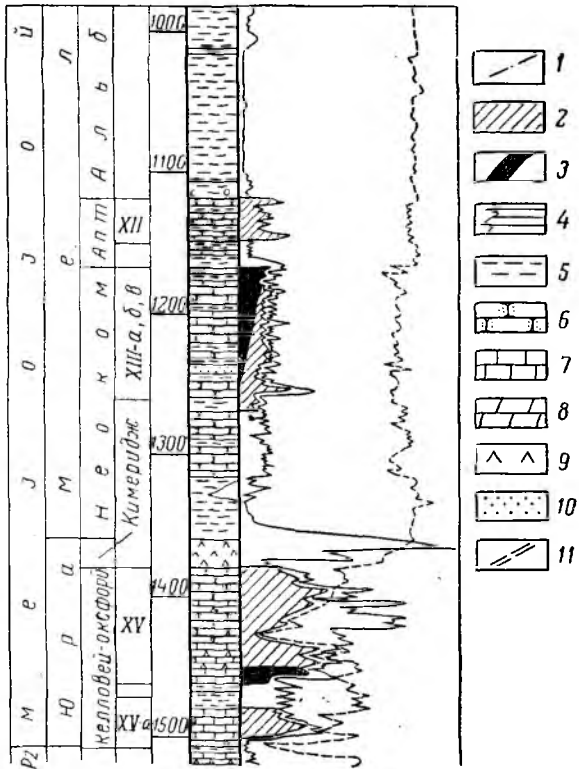
По отложениям апта и верхней юры характер строения и размеры складки в основном сохраняются, наблюдается лишь смещение сводов структур, осложняющих складку, в сторону пологого северного крыла. Величина смещения по сравнению со сводами в сенонских отложениях не превышает 300 м.

С а р ы т а ш с к а я с к л а д к а сложена на поверхности породами бухарских слоев, которые обнажаются как на своде, так и

Караулбазар



δ



б

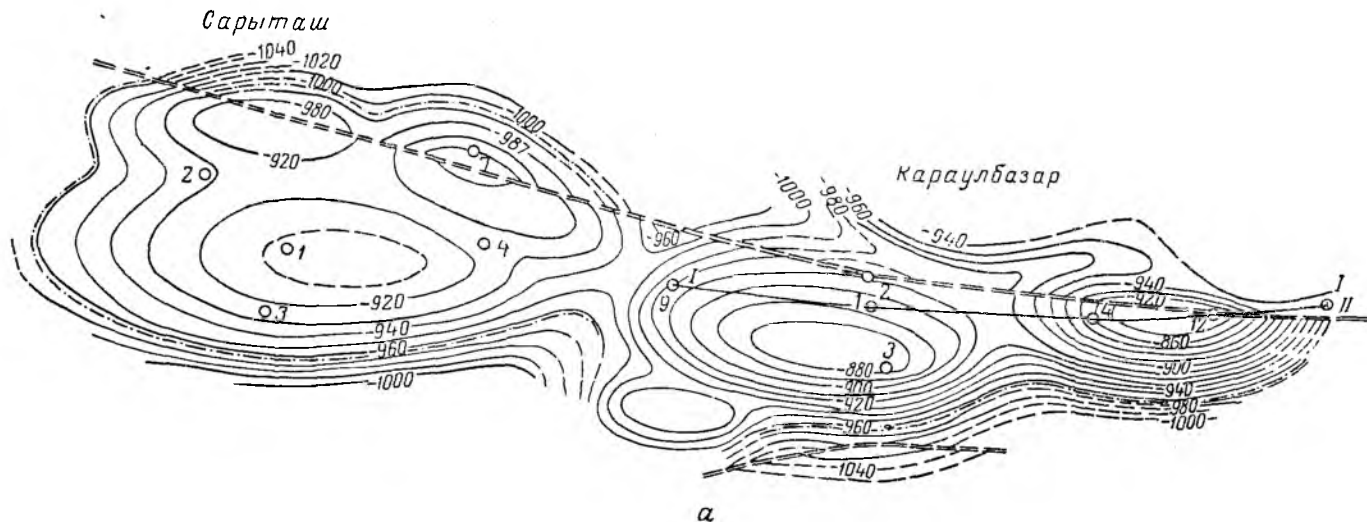


Рис. 41. Караулбазарское газонефтяное месторождение.

(По материалам Ю. П. Дмитриева, В. Т. Бережнова, 1962 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта XV; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газоносности горизонта XV; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — непроницаемая зона; 5 — глины; 6 — песчаники; 7 — известняки; 8 — мергели; 9 — ангидриты; 10 — пески; 11 — линии нарушений.

на крыльях структуры. В пределах свода Сарыташской складки развиты три небольших купола. В размытых сводах двух из них на небольшой площади обнажаются отложения сенона. По подошве песчаников, залегающих в кровле сенонских отложений, Сарыташская складка представляет собой пологую брахиантиклиналь, простирания запада-северо-запада на восток-юго-восток с углами падения пластов в присводовой и периклинальных частях до 1°, на крыльях до 4—5°. По отложениям апта и верхней юры в общих чертах сохраняются как размеры, так и строение складки, но, как и на Караулбазарской складке, отмечается смещение сводов с глубиной. Положение сводов в верхнеюрских отложениях по сравнению с сенонским смещено на 500 м.

В пределах Караулбазар-Сарыташского месторождения выявлены газовые залежи в горизонте XII аптских и XIII-в неокомских отложений, газовые залежи с нефтяной оторочкой в горизонтах XIII-а и XIII-б неокомских отложений и газовые залежи с незначительным количеством конденсата в горизонтах XV и XV-а верхнеюрских отложений.

Горизонт XII выделяется в отложениях апта. Коллектора представлены песчаниками серыми и зеленовато-серыми мелко- и среднезернистыми.

В горизонте XII установлена газовая залежь, приуроченная к сводовым частям собственно Караулбазарской структуры и Чайтавакского купола. На Чайтавакском куполе залежь разделена сбросом на две части. Средняя эффективная мощность горизонта на собственно Караулбазарской структуре составляет 6,5 м, на Чайтавакском куполе 5,5 м. Средняя эффективная пористость 14%.

В скв. 1 (собственно Караулбазарская складка) в интервале 960—986 м приток газа через 20-мм штуцер составлял 90,1 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 95 \text{ ат}$. В скв. 4 (южный блок Чайтавакского купола) при опробовании через 15-мм штуцер получен приток газа дебитом 8,3 тыс. м³/сутки.

Газ из горизонта XII характеризуется следующими параметрами: плотность 0,623—0,647; содержание (в %): метана 90,8—85,7; этана и более тяжелых углеводородов 10—7,8.

Горизонт XIII-а расположен в верхней части неокомских отложений. Коллекторами являются песчаники коричневатого-серые, мелко- и грубозернистые.

В сводовой части собственно Караулбазарской складки и на южном блоке Чайтавакского купола в горизонте XIII-а выявлены газовые залежи с нефтяной оторочкой. Средняя эффективная мощность горизонта 6,5—8 м, средняя пористость 14%, средняя проницаемость 783 мд. При опробовании скв. 1 (Караулбазарская структура) в интервале 1006—1030 м получен приток газа с нефтью. При штуцере 17 мм дебит газа составил 228 тыс. м³/сутки, нефти 17,8 т/сутки при $p_{пл} = 103,2 \text{ ат}$. При опробовании скв. 4 на Чайтавакском куполе также получен приток газа с нефтью. При

17-мм штуцере получено газа 268,8 тыс. $m^3/сутки$, нефти 16,8 $t/сутки$ при $p_{пл} = 93,15 ат.$

Нефть горизонта XIII-а сернистая, смолистая, слабопарафинистая, плотностью $0,840 г/см^3$, ВУ-1,6, содержит (в %): серы 1,0, асфальтенов 0,72, акцизных смол 32,5, кокса 3,54, парафина 1,54. Газ плотностью $0,623$ содержит (в %): метана 91,39, тяжелых углеводородов 6,8, сероводорода 0,15, углекислого газа 0,26.

Горизонт XIII-б приурочен к неокомским отложениям. Коллектора представлены коричневатыми и серыми песчаниками грубо- и мелкозернистыми. Средняя эффективная пористость 14,3%, проницаемость 1670 $мд$. Газовая залежь с небольшой нефтяной оторочкой в горизонте XIII-б связана со сводовой частью собственно Караулбазарской структуры. В скв. 1 из этого горизонта (интервал 1055—1039 $м$) получен газ с нефтью. При 23-мм штуцере дебит газа составил 450 тыс. $m^3/сутки$, дебит нефти 30,1 $t/сутки$, $p_{пл} = 109,5 ат.$ Нефть легкая плотностью $0,776 г/см^3$, содержит (в %): серы 0,32, асфальтенов 0,018, акцизных смол 2,0, парафина 0,92, выход легких фракций до $300^\circ - 86\%$. Газ имеет плотность $0,683$, содержит (в %): метана 78,1, тяжелых углеводородов 8,6. Залежь пластовая, сводовая. Режим — водонапорный.

Горизонт XIII-в также приурочен к отложениям неокомского возраста. Коллектора представлены песчаниками серыми и коричневатыми, разнотернистыми. Средняя эффективная мощность 5 $м$, средняя эффективная пористость 14,3%, проницаемость 383 $мд$.

Газовая залежь приурочена к сводовой части собственно Караулбазарской структуры. В скв. 1 при опробовании горизонта (интервал 1096—1089 $м$) получен приток газа дебитом 84 тыс. $m^3/сутки$ через 15-мм штуцер, $p_{пл} = 107 ат.$ Плотность газа $0,646$, содержание (в %): метана 87,25, тяжелых углеводородов 9,4. Залежь пластовая, сводовая. Режим водонапорный.

Горизонт XV приурочен к верхам известняковой толщи келловей-оксфордских отложений верхней юры. Коллекторами являются известняки и мергели песчанистые, трещиноватые. Средняя эффективная мощность горизонта 15 $м$, средняя эффективная пористость 3,6—4,3%, проницаемость 1,9—16,5 $мд$. Залежь газа горизонта XV распространена на Караулбазарской и Сарыташской складках.

На Караулбазарской складке промышленная газоносность горизонта XV установлена при опробовании скв. 1, 2, 3, 4. При опробовании скв. 2 в интервале 1237—1270 $м$ получен газ с нефтью. Дебит газа (потенциальный) 35 тыс. $m^3/сутки$, нефти 2,6 $t/сутки$ при 15-мм штуцере, $p_{пл} = 136 ат.$ В скв. 3 получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 1260 тыс. $m^3/сутки$. При опробовании горизонта XV в скв. 4 (Чайтавакский купол) получен приток газа.

В скважинах, пробуренных на Сарыташской структуре, получены притоки газа с абсолютно свободным дебитом от 58,1 до 227,4 тыс. $m^3/сутки$. В скв. 7 получен приток газа с незначительным

количеством нефти. Пластовое давление изменяется от 124,2 до 137,7 ат.

Залежь горизонта XV пластовая, сводовая, разбита на отдельные блоки. Газ имеет плотность 0,625—0,660, содержит (в %): метана 84,3—92,8, тяжелых углеводородов 3,55—7,99, сероводорода 0,02—1,3.

Горизонт XV-а залегает в известняковой толще келловей-оксфордских отложений. Коллекторами являются известняки. Залежь в горизонте XV-а приурочена к Чайтавакскому куполу. Средняя эффективная мощность горизонта 5,5 м, средняя эффективная пористость 3,6%. При опробовании горизонта в скв. 4 получен приток газа с незначительным количеством конденсата. Залежь газовая, пластовая, тектонически экранированная.

Газ имеет плотность 0,649, содержит (в %): метана 87,3, тяжелых углеводородов 3,62.

Воды продуктивного горизонта XII имеют минерализацию 192,74—198,9 мг-экв/л, по химическому составу относятся к III классу Пальмера, сульфатнатриевого типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе.

Воды горизонта XIII имеют минерализацию 190,46—203,4 мг-экв/л, относятся к III классу Пальмера, сульфатнатриевого типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе.

Минерализация вод горизонта XV изменяется в пределах 1478,04—3881,54 мг-экв/л. Воды относятся к III классу Пальмера, хлоркальциевому типу.

Газонефтяное месторождение Джаркак

Месторождение находится в пределах Каганского района Бухарской области Узбекской ССР, в 50 км к юго-востоку от г. Бухара.

Структура Джаркак выявлена в 1931 г. геологической съемкой и подтверждена в 1935 и 1946 гг. Структурное бурение проведено в 1954 г. В 1954—1956 гг. площадь месторождения была охвачена региональными электроразведочными, гравиметрическими и сейсмическими исследованиями. Глубокое разведочное бурение начато в 1955 г.

В геологическом строении поднятия принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. На поверхности обнажаются отложения верхнего сенона.

Джаркакская структура расположена в юго-восточной части Каганского выступа Бухарской ступени. По отложениям сенона структура представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку с довольно широким сводом. Складка простирается с юго-запада на северо-восток. Углы падения пород на северо-западном крыле не превышают 4°, на юго-восточном составляют 8—12°. Длина структуры 16 км, ширина 7 км (рис. 42).

В пределах Джаркакской складки выделяются три небольших купола — северный, центральный и южный, которые отражаются

в нижнемеловых и юрских отложениях. Своды этих структур по нижнемеловым отложениям смещены в северо-западном направлении примерно на 500—600 м по сравнению со сводами по сенопским отложениям. В юрских отложениях общие черты строения Джаркакской складки сохраняются, причем северный и южный купола имеют более четкие контуры и высоты их несколько увеличиваются. Размеры отдельных куполов и всей Джаркакской складки сохраняются как в меловых, так и в юрских отложениях.

В пределах Джаркакской складки газовые залежи установлены в горизонте XII апта и в горизонте XV келловой-оксфорда.

В горизонте XII коллектора представлены песчаниками серыми, зеленато-серыми, известковистыми, разнотернистыми. Средняя эффективная мощность горизонта 19,2 м, средняя эффективная пористость 24%, средняя проницаемость 209,5 мд. Глубина залегания горизонта XII колеблется в пределах 887—1002 м. При опробовании горизонта XII получены промышленные притоки газа с абсолютно свободным дебитом от 431 тыс. м³/сутки (скв. 1) до 1987 тыс. м³/сутки (скв. 5). Пластовое давление 92,3—93 ат. Длина залежи по внешнему контуру 12 км, ширина 6 км, высота 58 м.

Залежь пластовая, сводовая. Газ из горизонта XII имеет плотность 0,619—0,607, в его составе преобладает метан, содержание которого колеблется в пределах 87,3—93,8%, тяжелых углеводородов 2,4—8,28%.

Горизонт XV залегает в верхней части келловой-оксфордских отложений. Коллектора представлены известняками светло-серыми, пелитоморфными, доломитизированными. Средняя эффективная мощность горизонта 18 м, средняя эффективная пористость 4%, средняя проницаемость 25 мд. При опробовании скв. 4 (интервал 1198—1154 м) получен приток газа с нефтью. При 19-мм штуцере дебит газа составил 55,5 тыс. м³/сутки, нефти 58,5 т/сутки, пластовое давление 115,3 ат.

Залежь нефтяная с газовой шапкой, приурочена к сводовой части южного купола. Залежь пластовая сводовая с газонапорным режимом. Нефть смолистая, малосернистая, слабонарафинистая, плотностью 0,823 г/см³, содержит (в %): серы 0,696, акцизных смол 10, парафина 1,42; выход легких фракций до 320° составляет 78%.

Газ плотностью 0,642 содержит (в %): метана 87,3, тяжелых углеводородов 3,2, углекислого газа 0,9.

Месторождение Джаркак разрабатывается с 1958 г. и на его базе построен газопровод.

Газовое месторождение Мама-Джургаты

Месторождение расположено в 10 км к юго-востоку от г. Каган. Структура выявлена в 1931 г. в результате геологической съемки. В 1939—1940 гг. после более детальной геологической съемки структура была рекомендована для разведочного бурения. Глубокое бурение начато в 1939 г., затем в 1942 г. прекращено и вновь

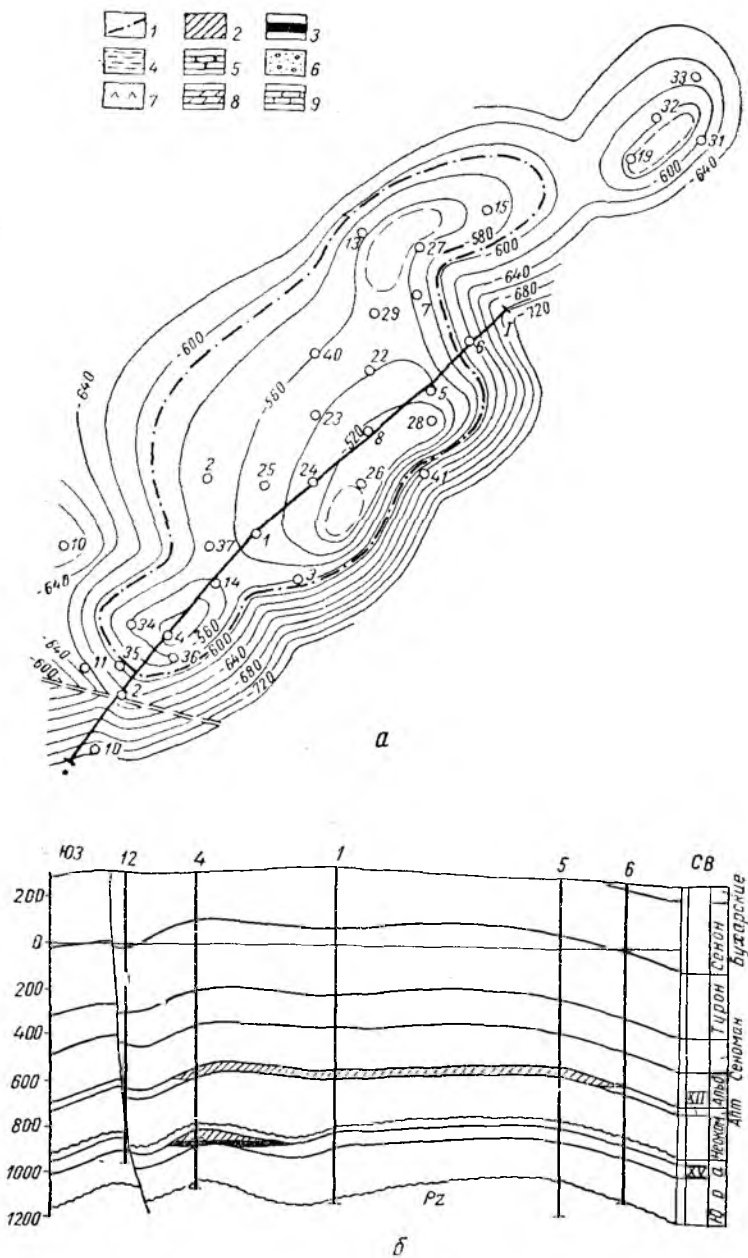


Рис. 42. Дзаркакское газонефтяное

(По материалам В. Д. Островской, В. Т. Березнова, Б. Е. Быкова, Л. Я. Жданова, 1963 г. та XII; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — 3 — нефть; 4 — глины; 5 — песчаники; 6 — гравелиты; 7 — ангидриты;

возобновлено только в 1958 г., когда из скв. 1-дубль был получен промышленный приток газа из горизонта XV верхней юры. На площади вскрыты отложения палеогена, мела, юры и палеозоя.

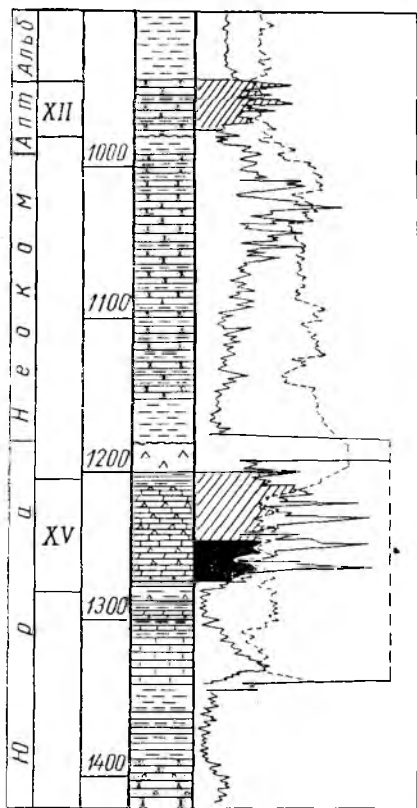
Структура Мама-Джургаты находится в западной части Каганского выступа. На юге она граничит с Сарыташской, на севере с Пролетарабад-Ходжакабской складками, отделяясь от первой синклиналью большой амплитуды, а от второй — неглубоким прогибом. Структура Мама-Джургаты представляет собой пологую асимметричную брахиантиклиналь северо-восточного простирания. Ось складки несколько изогнута в средней части на северо-запад. Северо-западное крыло пологое ($3-5^\circ$), юго-восточное более крутое ($7-12^\circ$), юго-западная периклиналь шире северо-восточной. Длина складки по кровле горизонта XV — 9 км, ширина на юго-западе 2,5 км, на северо-востоке 1 км (рис. 43).

В пределах Мама-Джургатинской брахиантиклинали наблюдается смещение сводов с глубиной в сторону крутого юго-восточного крыла. Величина смещения свода по кровле горизонта XV относительно свода по глинам сенона составляет 500 м.

Газоносен на месторождении горизонт XV юрских отложений, продуктивная часть которого залегает на глубине 1290 м. Коллектора представлены трещиноватыми известняками и мергелями. Эффективная мощность горизонта 12,5 м, эффективная пористость 1—3%, проницаемость 927 мд. Контакт газ — вода проводится по изогипсе — 994 м, высота залежи 36,7 м. Абсолютно свободный дебит газа в скв. 1 2386 м³/сутки при $p_{пл} = 132$ ат.

Залежь сводовая, пластовая. Газ плотностью 0,649 содержит (в %): метана 91,1, C₂H₆ + высших — 4,7, N₂ + редких — 3,02, CO₂ — 1,08, H₂S — 0,05.

Воды продуктивного горизонта характеризуются



8

месторождение.

а — структурная карта по кровле горизон-
 тов газоносности горизонта XII; 2 — газ;
 3 — мергели; 4 — известняки.

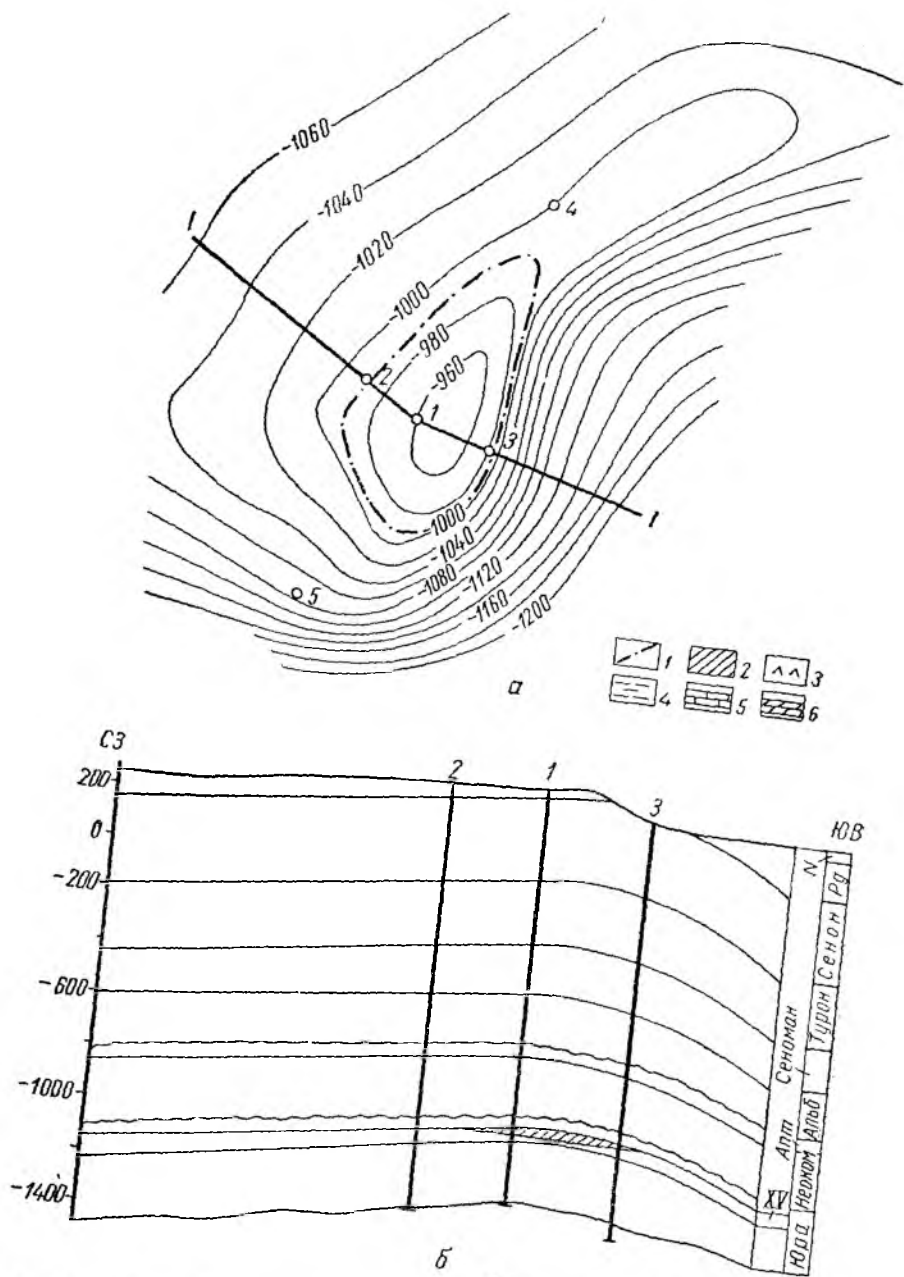


Рис. 43. Газовое месторождение

а — структурная карта по кровле горизонта XV верхней юры; б — профиль I—I; в — свод
 (По материалам С. А. Аидения. 1 — контур газонасыщенности горизонта XV; 2 — газ; 3 — ангидриты;

постоянным составом, высокой степенью минерализации, относится к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе. Минерализация составляет 3007,64 мг-экв/л. Воды образуют зону застойного режима, в которой имеются благоприятные условия для сохранения нефтяных и газовых залежей.

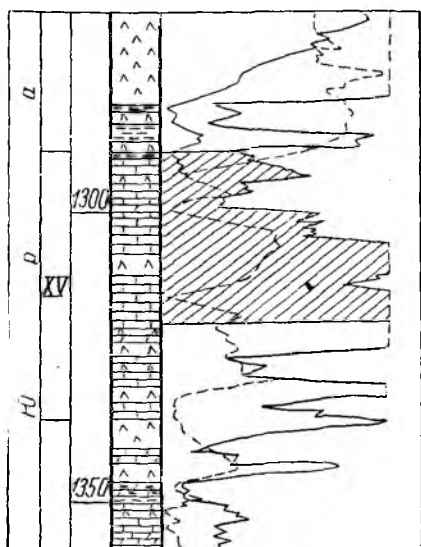
Газовое месторождение Сеталан-Тепе

Месторождение расположено в пределах Каганского района Бухарской области Узбекской ССР, в 34 км к северу от ст. Мубарек. Структура выявлена в 1931 г. и уточнена в 1935 и 1945 гг. при проведении геологических съемок различных масштабов. В 1952 г. она введена в глубокое разведочное бурение. В 1953 г. скв. 1 дала притоки газа из меловых и юрских отложений. Этой скважиной впервые в Западном Узбекистане установлена промышленная газоносность мезозойских отложений. При бурении вскрыты отложения четвертичного, палеогенового, мелового, юрского и палеозойского возрастов. Максимальная вскрытая мощность палеозоя составляет 440 м.

Структура Сеталан-Тепе находится в восточной части Каганского поднятия и граничит с запада с Джаркакской, с юга с Юлдузакской и с севера с Майдкаринской складками. Она представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания, асимметричного строения с крутым

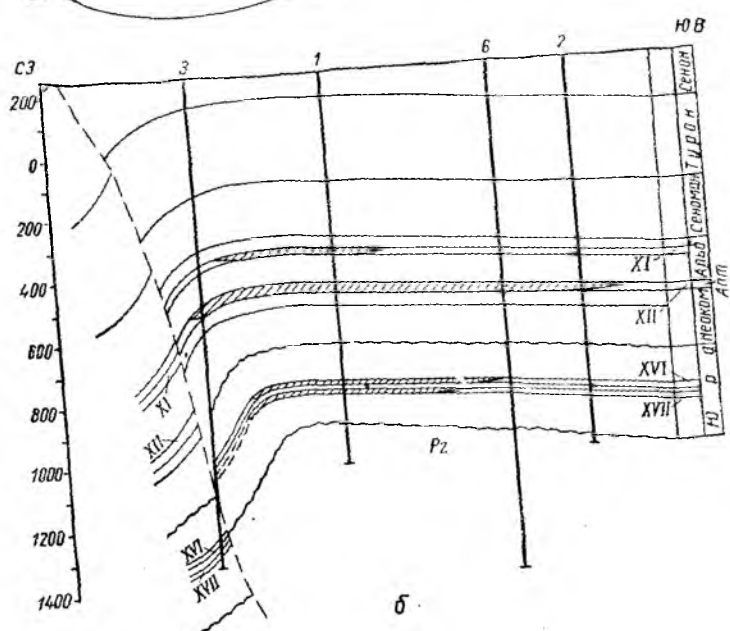
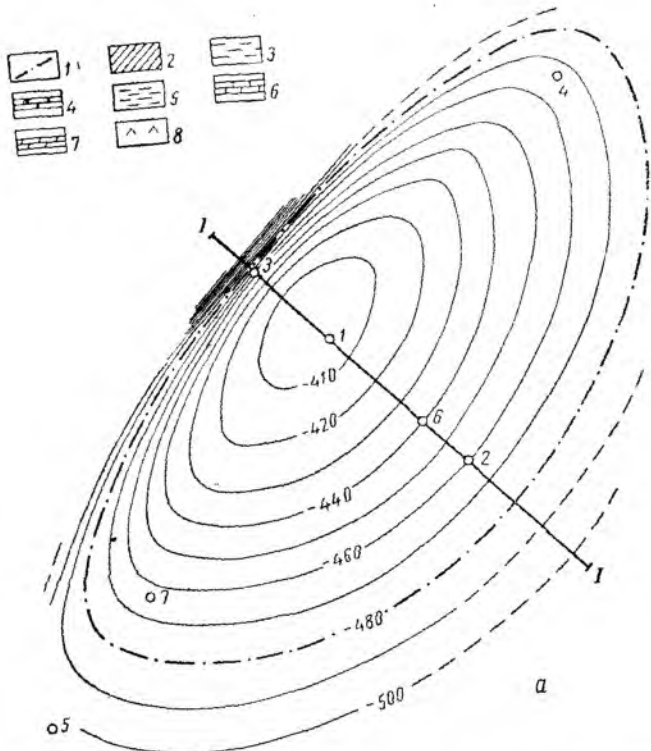
(30—40°) северо-западным и пологим юго-восточным крыльями. Ось складки несколько изогнута и выпуклой стороной обращена к северо-западу. Сводовая часть структуры размыта до отложений сенона, на крыльях обнажаются известняки палеогена (бухарские слои). Длина складки по этим известнякам 13 км, ширина 3,5 км (рис. 44).

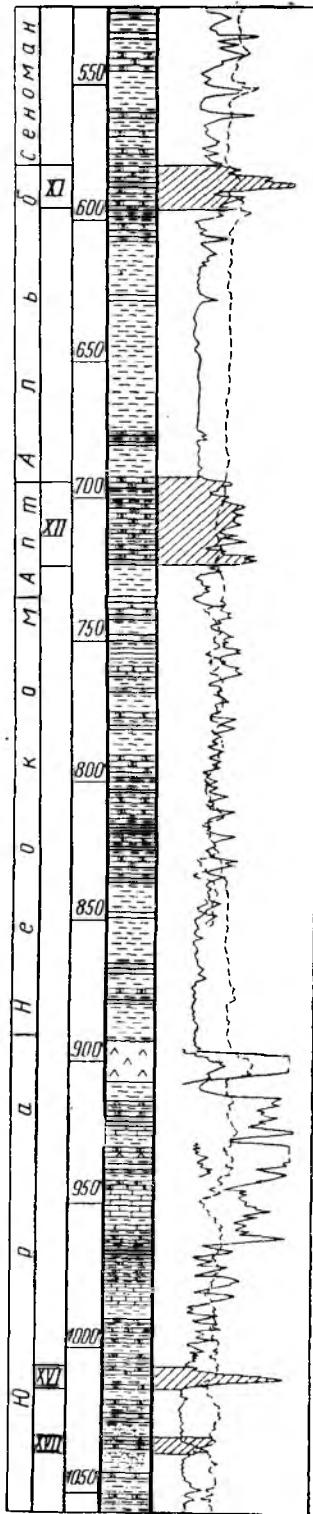
Северо-западное крыло структуры разбито нарушением типа взброса, которое подсечено скв. 3 на глубине 1400 м. Плоскость сбрасывателя круто падает на юго-восток под углом 80—85°. Приподнятым является юго-восточное крыло. Вертикальная амплитуда взброса достигает 240 м. С глубиной наблюдается смещение свода складки на 250—300 м в сторону пологого крыла, увеличение углов падения,



Мама-Джургаты.

Пав., 1958 г.)
 1 — глины; 5 — известняки; 6 — мергели.





которые достигают на более крутом северо-западном крыле 40—50°.

На месторождении выделяются четыре промышленно газоносных горизонта: XI, XII — в меловых и XVI, XVII — в юрских отложениях. Продуктивные горизонты находятся в интервале глубин от 550 до 1050 м.

Горизонт XI альбских отложений представлен мелкозернистыми песчаниками. Средняя эффективная мощность горизонта 10 м, средняя эффективная пористость 11%, проницаемость 300 мд.

Контакт газ — вода отбивается на отметке —305 м. Высота залежи 25 м. Абсолютно свободный дебит газа в скв. 1 составил 218 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 57,4$ ат. Газ сухой, плотностью 0,625, содержит (в %): CH₄ — 84,6, C₂H₆ + высших — 7,35, N₂ + редких 8,05.

Горизонт XII аптского возраста выражен песчаниками мелкозернистыми, является основным газосодержащим объектом месторождения. Средняя эффективная мощность горизонта 17,5 м, средняя эффективная пористость 12%, проницаемость 43 мд. Внешний контур газоносности совпадает с изогипсой —480 м, внутренний с —455 м. Высота залежи 80 м.

Абсолютно свободный дебит газа в скв. 2 в интервале 744—755 м составил 275 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 83,8$ ат. Газ плотностью 0,641 содержит (в %): CH₄ — 88,28, C₂H₆ + высших — 4,69, H₂S — 0,027, CO₂ — 0,34, N₂ + редких — 10,10.

Горизонт XVI сложен проницаемыми известняками, переходящими местами в мелкозернистые известковые песчаники. Контакт газ — вода проводится по изогипсе —751 м. Высота залежи 35 м.

Рис. 44. Газовое месторождение Сеталац-Тепе.

(По материалам Е. М. Абетова.)

а — структурная карта по кровле горизонта XII аптского яруса; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газоносности горизонта XII; 2 — газ; 3 — пески глинистые; 4 — песчаники; 5 — глины; 6 — известняки; 7 — мергели; 8 — ангидриты.

Средняя эффективная мощность горизонта 4,7 м, средняя эффективная пористость 18%, проницаемость 50,3 мд.

Абсолютно свободный дебит газа в скв. 1 составил 123,5 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 109$ ат. Газ плотностью 0,620 содержит (в %): CH₄ — 88,6, C₂H₆ + высших — 8,21, N₂ + редких 2,7, CO₂ — 0,32, H₂S — 0,17.

Горизонт XVII представлен песчаником известковистым с прослоями мергеля. Контакт газ — вода отбивается на отметке —765 м. Высота залежи 25 м. Средняя эффективная мощность 3,6 м, средняя эффективная пористость 15%.

Абсолютно свободный дебит газа в скв. 1 составил 101,6 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 105$ ат.

Залежи пластовые сводовые.

В скважине из горизонта XVII получена вода с многочисленными пленками нефти, что указывает на возможное существование нефтяной оторочки. Газ содержит небольшое количество конденсата. Плотность его 0,608, содержит (в %): CH₄ — 87,5, C₂H₆ + высших 9,7, H₂S — 0,01, CO₂ — 0,25, N₂ + редких — 2,5. Содержание газобензина составляет 0,77 см³/м³.

Воды продуктивных горизонтов в основном хлоркальциевые за исключением горизонта XI, где они принадлежат к гидрокарбонатнонатриевому типу и имеют минерализацию 2488,2—10096,4 мг/л. Минерализация хлоркальциевых вод увеличивается с глубиной от 10028,8 до 87394,6 мг/л, что связано с застойным характером вод юрских отложений.

Газонефтяное месторождение Юлдузкак

Расположено в пределах Каганского района Бухарской области Узбекской ССР, в 30—35 км к юго-востоку от ст. Караулбазар. Структура выявлена в 1958 г. в результате структурного бурения. В 1960 г. было начато разведочное бурение.

Скважинами вскрыты палеозойские, юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения.

Юлдузкакская структура находится в юго-восточной части Каганского выступа и граничит с северо-запада с Джаркакской, с севера с Сеталантепинской и с юго-востока с Карачукурской складками.

По подошве глин сенона Юлдузкакская структура вырисовывается в виде трех кулисообразно примкнувших друг к другу брахиантиклинальных складок северо-восточного простирания. Основная Юлдузкакская складка занимает наиболее восточное положение и по изогипсе +130 м имеет размер 7,5 × 3 км. Складка асимметричная, северо-западное крыло имеет углы падения 12—16°, а юго-восточное 6—8°. На северо-западе она граничит через неглубокий прогиб с юго-восточным окончанием Сеталантепинской складки. На запад от основной складки расположена брахиантиклиналь меньших размеров северо-восточного простирания, асимметричного

строения, с углами падения на северо-западном крыле 6—8°, на юго-восточном 3—4°. Размер по изогипсе +130 м составляет 4,8 × 1,8 км, высота 70 м. Западнее расположена еще одна брахиантиклиналь северо-восточного простирания, по размерам и форме идентичная описанной. Последняя складка структурным бурением изучена недостаточно, глубокое бурение на ней не проводилось. С глубиной Юлдузакская структура изменяется незначительно. Основная складка, сохранив асимметрию и различие в строении периклиналей, несколько уменьшается в размерах, вторая и третья брахиантиклинали, так же как и основная складка, сохраняют высоту, но уменьшаются в размерах (рис. 45).

На Юлдузакском месторождении в юрских отложениях выделяются продуктивные горизонты XVII, XVI и XV и в нижнемеловых горизонты XIV, XIII, XII. Все известные залежи сосредоточены в основной складке, за исключением горизонта XV, который содержит две залежи — газовую в основной складке и газонефтяную в соседней с ней структуре.

Наиболее продуктивны горизонты XVII, XV и XII, залегающие в интервале глубин от 1250 до 850 м.

Горизонт XII аптского яруса представлен песчаниками пестроцветными, серыми, мелко- и среднезернистыми, известковистыми, с прослоями алевролитов. Содержит газовую залежь. Внешний контур газоносности отбивается на отметке —630 м. Средняя эффективная мощность пласта 22 м, средняя эффективная пористость 20%, высота залежи 105 м.

Абсолютно свободный дебит газа в скв. 1 составил 626,4 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 92,13$ ат. Газ плотностью 0,626 содержит (в %): CH₄ — 89,1, C₂H₆ + высших — 6,8, N₂ + редких — 3,7, CO₂ — 0,30, H₂S — 0,03.

Горизонт XIII неокомских отложений сложен песчаниками зеленовато- и темно-серыми, разномзернистыми, плотными, с прослоями глин, гравелитов и алевролитов. Содержит газовую залежь. Внешний контур газоносности проводится по изогипсе —615 м. Высота залежи 31 м. Средняя эффективная мощность 16 м, средняя эффективная пористость 15%.

Абсолютно свободный дебит газа равен 545,6 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 95$ ат. Газ имеет плотность 0,614—0,658, содержит (в %): CH₄ — 88,6, C₂H₆ + высших — 5,9—7,7, CO₂ — до 0,8, H₂S — до 0,1.

Горизонт XIV неокома сложен песчаниками пестроцветными, разномзернистыми, известковистыми, с прослоями глин и гравелитов. Содержит газовую залежь. Внешний контур газоносности совпадает с изогипсой —740 м. Высота залежи 18 м. Средняя эффективная мощность пласта 10 м, средняя эффективная пористость 14%. Абсолютно свободный дебит газа в скв. 1 составил 92 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 96$ ат.

Горизонт XV юрских отложений представлен переслаиванием ангидритов, известняков, песчаников и мергелей. Содержит газовую

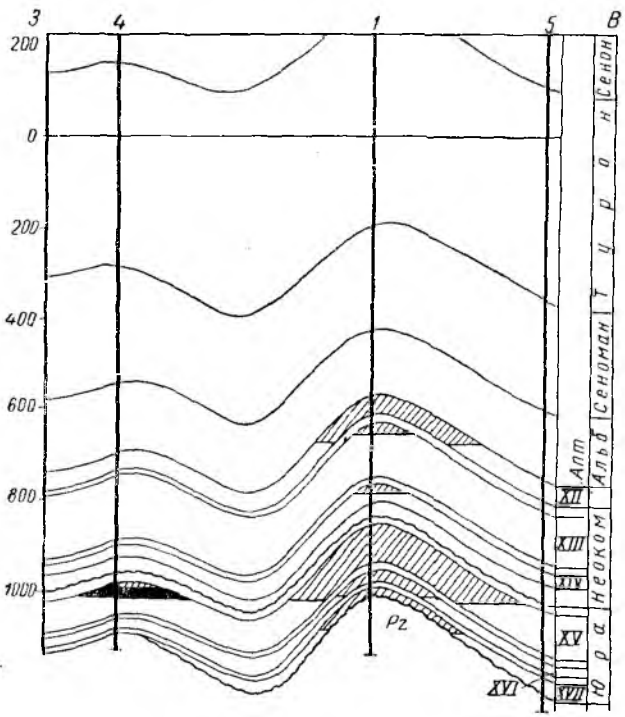
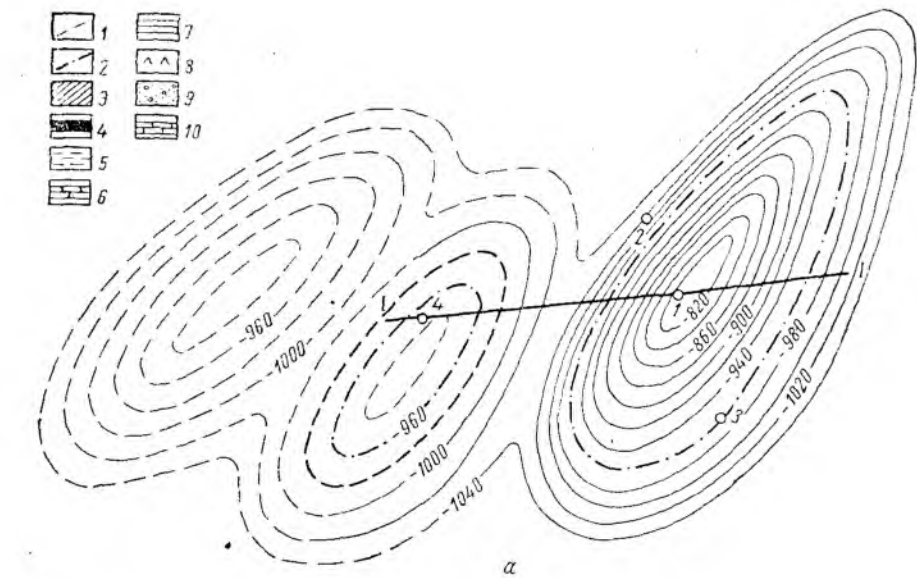
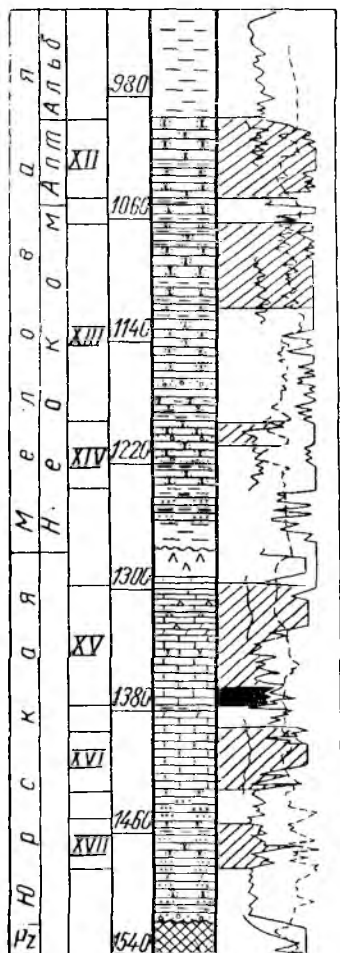


Рис. 45. Юлдузкакское газонефтяное месторождение.

(По материалам Н. П. Лунина, В. Т. Березнова, Ю. А. Грищенко, Ю. М. Дмитриева, 1961 г.)
 а — структурная карта по кровле горизонта XV верхней юры; б — профиль I—I; а — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности горизонта XV; 2 — контур газоносности горизонта XV; 3 — газ; 4 — нефть; 5 — глины; 6 — песчаники; 7 — алевролиты; 8 — известняки; 9 — ангидриты; 10 — гравелиты.

залежь на основной складке и нефтяную с газовой шапкой в соседнем куполе. Внешний контур газоносности в основной складке проводится по изогипсе — 960 м. Высота залежи 152 м. Контакт газ — нефть в соседней складке отбивается на отметке — 960 м, контакт нефть — вода — на отметке — 980 м. Высота нефтяной части залежи 20 м, газовой 25 м.



в

Горизонт XVII юрских отложений представлен чередованием гравелитов, алевролитов, песчаников и глин. Содержит газовую залежь. Внешний контур газоносности совпадает с изогипсой — 1045 м. Высота газовой залежи 104 м. Средняя эффективная мощность 18 м, средняя эффективная пористость 12%. Проницаемость коллектора средняя.

Абсолютно свободный дебит газа составляет 13,2 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ при $p_{\text{пл}} = 127 \text{ ат}$. Дебит нефти в скв. 4 при 5-мм штуцере составил 4,08 $\text{т}/\text{сутки}$ при $p_{\text{пл}} = 122,28 \text{ ат}$. Газ залежи основного купола имеет плотность 0,623, содержит (в %): CH_4 — 91 — 94, C_2H_6 + высших — 2,7—6,3, CO_2 — до 0,9, N_2 + редких — 0,6 — 3,12. В соседней складке газ более тяжелый, плотность его 0,670, содержание (в %): CH_4 — 86,9, C_2H_6 + высших — 11,4, CO_2 — 0,5. Нефть имеет плотность 0,851 $\text{г}/\text{см}^3$, ВУ — 1,58, серы нет, содержание (в %): асфальтенов 0,075, акцизных смол 18, кокса по Коирадсону 2,86, парафина 3,52. Фракционный состав (в %): до 150° выкипает 15,5, до 250° — 43, до 320° — 62, до 355° — 92.

Горизонт XVI юрских отложений сложен известняками серыми с редкими прослоями песчаников. Содержит газовую залежь. Внешний контур газоносности проводится по изогипсе — 970 м. Высота залежи 64 м. Средняя эффективная мощность 10 м, средняя эффективная пористость 5%. Коллектор слабо проницаемый.

Абсолютно свободный дебит газа в скв. 1 равен 21,8 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ при $p_{\text{пл}} = 129,6 \text{ ат}$. Газ плотностью 0,615 содержит (в %): CH_4 — 88,7, C_2H_6 + высших — 6,4, N_2 + редких — 4,2, CO_2 — 0,7.

Абсолютно свободный дебит газа в скв. 1 составил 196 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 131,1$ ат. Газ плотностью 0,645 содержит (в %): $CH_4 - 83,8$, C_2H_6 + высших — 9,3, $H_2S - 0,1$, $CO_2 - 0,9$.

Все залежи пластовые сводовые.

Воды меловых отложений преимущественно щелочные, гидрокарбонатнонатриевого и сульфатнонатриевого типов. Степень их минерализации колеблется от 1,10 до 9,16 г/л. Воды юрских отложений в основном жесткие, хлориднокальциевого типа, степень минерализации характеризуется плотным остатком от 16,08 до 85,28 г/л.

Газонефтяное месторождение Шурчи

Месторождение расположено на территории Кызылтепинского района Бухарской области Узбекской ССР, в 50 км к северо-востоку от ст. Караулбазар. Структура выявлена в результате геологической съемки в 1957 г. Газ впервые получен в 1956 г. из профильной скв. 4. В 1957—1958 гг. на месторождении проводилось структурное бурение. В 1959 г. Шурчинское месторождение было введено в глубокое разведочное бурение.

Разрез месторождения сложен породами палеозоя, юры и мела.

Шурчинская структура находится в северо-восточной части Каганского выступа и граничит с юга с Акджарской и с северо-запада с Карайзской складками, отделяясь от первой прогибом амплитудой до 120 м, от второй — узкой и глубокой синклиналью амплитудой до 170 м.

По кровле нижнего турона Шурчинская структура вырисовывается как брахиантиклинальная складка северо-восточного простирания размером 5,5 × 3 км. С юга к основной складке кулисообразно примыкает брахиантиклинальная складка, имеющая подчиненное значение, размером 2 × 0,7 км. Эта структура также имеет северо-восточное простирание.

Основная Шурчинская складка имеет асимметричное строение с крутым (до 25°) северо-западным крылом и пологим (3—4°) юго-восточным. Свод антиклинали пологий, размеры его по изогипсе +90 м составляют 1,5 × 0,6 км. Высота складки относительно прогиба, отделяющего ее от южного купола, составляет 110 м. Южная брахиантиклиналь также имеет асимметричное строение: крутым (до 8°) является северо-западное крыло, более пологим (до 4°) юго-восточное. Высота купола относительно расположенного севернее прогиба составляет около 30 м. Северо-восточная периклиналь основной складки осложнена нарушением типа взброса амплитудой порядка 60 м. Нарушение находится на далеком погружении периклинали и сечет продуктивные горизонты в их законтурной части.

С глубиной наблюдается смещение сводов основной складки в северо-восточном направлении; асимметричность складки становится менее выраженной, происходит выполаживание северо-восточной периклинали (рис. 46). По нижележащим отложениям умень-

шается высота южной брахиантиклинали от 35—40 м по турону до 15—20 м по горизонту XVI юры.

В пределах Шурчинского месторождения выделяется восемь продуктивных горизонтов: IX, X, XI, XII, XIII — мелового и XV, XVI, XVII — юрского возрастов. Продуктивные горизонты залегают в интервале глубин от 300 до 850 м.

Горизонты XI, X, IX альбского и сеноманского ярусов содержат залежи газа, не имеющие промышленного значения.

Горизонт XII аптских отложений представлен песчаниками серыми, зеленовато-серыми, плотными, с прослоями глин и алевролитов. Горизонт содержит две самостоятельные газовые залежи в основной и южной складках. Контакт газ — вода в обеих залежах проводится по изогипсе — 380 м. Высота залежи в основном куполе 23 м, в куполе, расположенном южнее, 25 м. Средняя эффективная мощность 15 м, средняя эффективная пористость 15%. Проницаемость коллекторов средняя.

Абсолютно свободный дебит газа 58,6—350 тыс. м³/сутки при среднем $p_{пл} = 62,5 \text{ ат}$. Газ плотностью 0,581—0,590 содержит (в %): CH_4 — 92—97, C_2H_6 + высших — 2,7, CO_2 — до 0,9, H_2S — до 0,1.

Горизонт XIII неокомских отложений представлен чередованием песчаников, гравелитов, известняков и глин. В горизонте выделяются четыре газоносных пласта — XIII-1, XIII-2, XIII-3, XIII-4. Пласты продуктивны на основном куполе.

Пласт XIII-1 имеет среднюю эффективную мощность 4 м, среднюю эффективную пористость 10%. Контакт газ — вода проводится по изогипсе — 375 м. Высота залежи 88 м, $p_{пл} = 62,7 \text{ ат}$.

Пласт XIII-2 имеет среднюю эффективную мощность 6 м, среднюю эффективную пористость 10%. Контакт газ — вода отбивается на отметке — 385 м. Высота залежи 89 м. Абсолютно свободный дебит в скв. 9 составил 43,75 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 62,7 \text{ ат}$.

Пласт XIII-3 имеет среднюю эффективную мощность 8 м, среднюю эффективную пористость 12%. Контакт газ — вода имеет отметку — 396 м. Высота газовой залежи 85 м. Абсолютно свободный дебит газа колеблется в пределах от 41,5 до 375,5 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 62 \text{ ат}$. Газ плотностью 0,566 содержит метана 97,7%.

Пласт XIII-4 имеет среднюю эффективную мощность 15 м, среднюю эффективную пористость 14%. Контакт газ — вода проводится по изогипсе — 395 м. Высота газовой залежи 63 м. Абсолютно свободный дебит газа составляет 219—398,5 тыс. м³/сутки при среднем $p_{пл} = 60,5 \text{ ат}$. Газ плотностью 0,569 содержит (в %): CH_4 — 94—98, C_2H_6 + высших — до 2,3, CO_2 — до 1,2.

Горизонт XV сложен известняками, розоватыми, серыми, плотными с прослоями песчаников, глин и мергелей. Контакт газ — нефть отбивается на отметке — 490 м, нефть — вода на отметке — 515 м. Высота газонефтяной залежи 139 м, нефтяной части — 25 м. Средняя эффективная мощность 19 м, средняя эффективная пористость 10%. Коллектор слабопроницаемый.

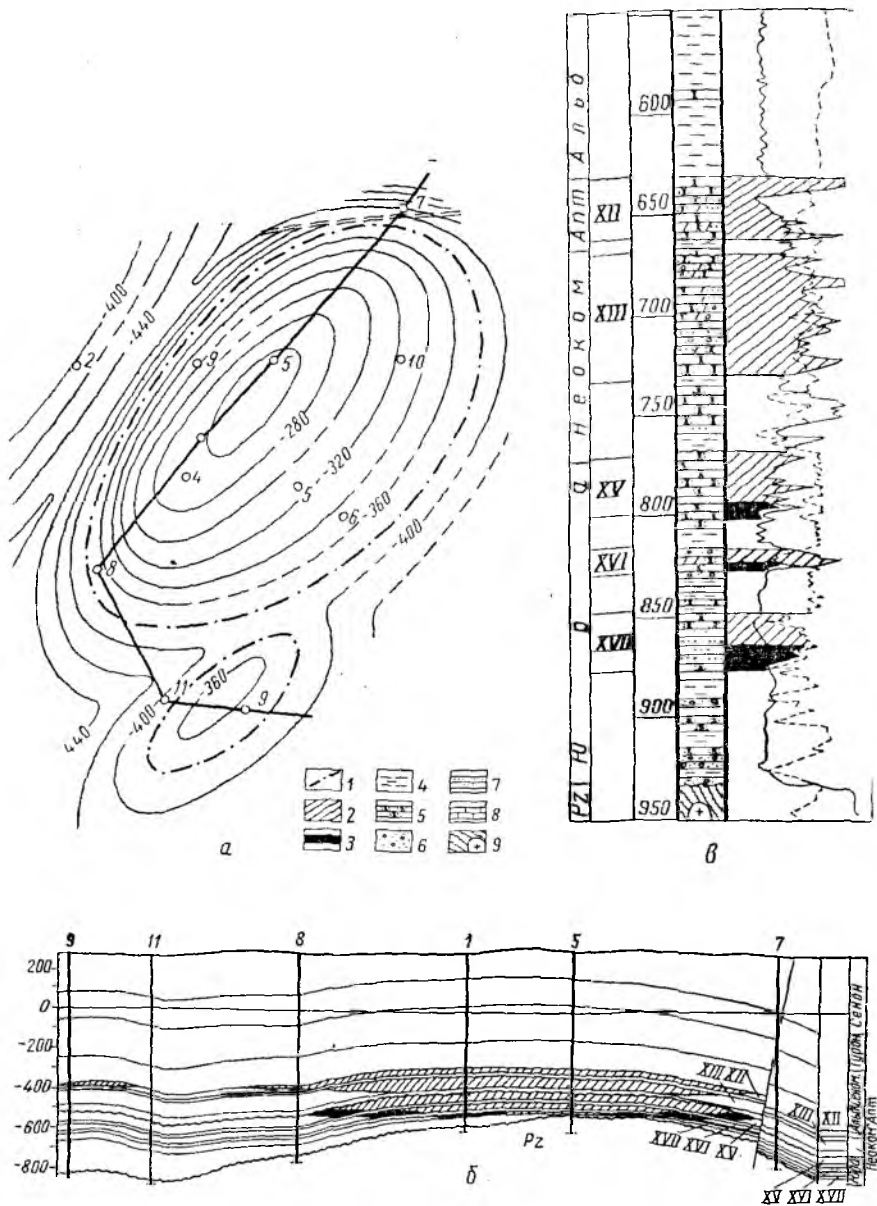


Рис. 46. Шурчинское газонефтяное месторождение.

(По материалам Ю. П. Дмитриева, В. Т. Бережнова, 1961 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта XII аптского яруса; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газоносности горизонт XII; 2 — газ; 3 — нефть 4 — глины; 5 — песчаники; 6 — гравелиты; 7 — алевролиты; 8 — известняки; 9 — магматические и метаморфизованные породы.

Абсолютно свободный дебит газа колеблется от 66 до 86 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ при среднем $p_{\text{пл}} = 77 \text{ ат}$. Дебит нефти при 5-мм штуцере составляет 5,1 $\text{м}^3/\text{сутки}$. Нефть имеет плотность 0,851 $\text{г}/\text{см}^3$, ВУ-1,56, содержит (в %): серы 0,78, асфальтенов 0,19, акцизных смол 18. До 150° выкипает 8%, до 250° — 41%. Газ плотностью 0,585—0,612 содержит (в %): CH_4 — 92—96, C_2H_6 + высших — до 4,6, CO_2 — до 1.

Горизонт XVI сложен песчаниками пестроцветными с прослоями гравелита. Контакт газ — вода проводится по изогипсе —485 м, нефть — вода — по —510 м. Высота нефтяной части залежи 25 м, газовой 57 м. Средняя эффективная мощность 12 м, средняя эффективная пористость 15%. Проницаемость коллекторов средняя.

Абсолютно свободный дебит газа составляет от 220 до 960 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ при $p_{\text{пл}} = 77 \text{ ат}$. Дебит нефти достигает 60 $\text{т}/\text{сутки}$ через 6-мм штуцер. Газ плотностью 0,584—0,620 содержит (в %): CH_4 — 93—98,2, C_2H_6 + высших — 0,8, CO_2 — до 0,8, H_2S — до 0,1. Нефть имеет плотность 0,889—0,865 $\text{г}/\text{см}^3$, ВУ — 4,35, содержание (в %): серы 0,97, акцизных смол 9,5, парафина 4,18. Выкипает до 150° — 4%, до 250° — 17%, до 320° — 49%.

Горизонт XVII юрских отложений представлен песчаниками серыми, плотными, переходящими в алевролиты и глины. Горизонт содержит нефтяную залежь с газовой шапкой в основной складке. Контакт газ — вода установлен на отметке —485 м, нефть — вода — на отметке —505 м. Общая высота залежи 42 м, высота нефтяной части 20 м. Средняя эффективная мощность горизонта 15 м, средняя эффективная пористость 12%.

Абсолютно свободный дебит газа колеблется в пределах 110—290 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ при $p_{\text{пл}} = 78 \text{ ат}$. Дебит нефти при 4-мм штуцере 20,5 $\text{м}^3/\text{сутки}$. Нефть имеет плотность 0,870 $\text{г}/\text{см}^3$, ВУ — 2,28, содержит (в %): серы 1,29, асфальтенов 0,85, акцизных смол 15, кокса 5,29, парафина 2,9. Фракционный состав нефти следующий (в %): до 150° выкипает 6,5, до 250° — 28 до 320° — 52.

Залежи пластовые сводовые.

Пластовые воды, приуроченные к верхнемеловым отложениям, по характеру минерализации относятся преимущественно к сульфатнонатриевому типу, но встречаются и гидрокарбонатнонатриевые. В нижнемеловых породах воды в основном хлоркальциевого и хлоридномагневого типов.

В юрских отложениях, начиная с горизонта XV, воды хлоркальциевого и хлоридномагневого типов. Встречаются воды сульфатнонатриевого типа.

Газонефтяное месторождение Акджар

Расположено на территории Каганского и Кызылтепийского районов Бухарской области Узбекской ССР и находится в 52 км к северо-востоку от ст. Караулбазар.

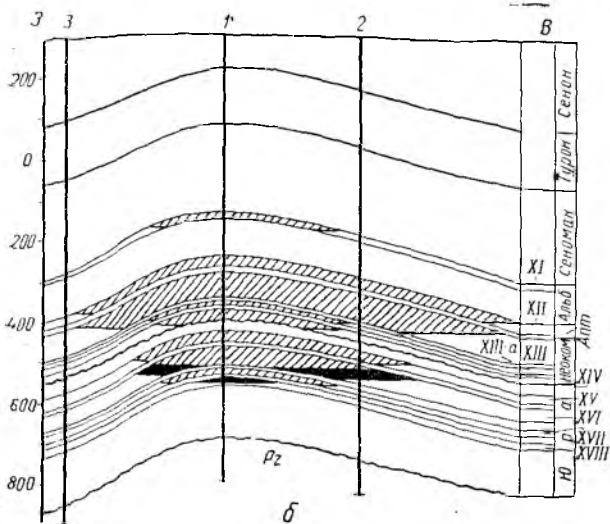
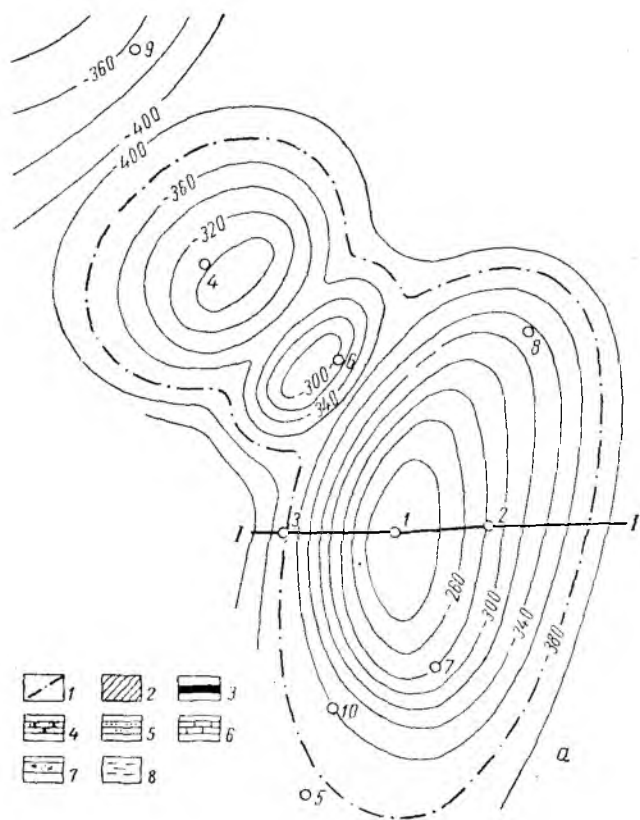


Рис. 47. Акджарское газонефтяное месторождение.

(По материалам Ю. П. Дмитриева, Ю. А. Грищенко, 1961 г.)
 а — структурная карта по кровле горизонта XII аптекского яруса; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газонасыщенности горизонта XII; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — песчаники; 5 — алевролиты; 6 — известняки; 7 — гравелиты; 8 — глины.

Структура выявлена геологической съемкой в 1957 г. и детализирована структурным бурением в 1957—1958 гг. В 1959 г. Акджарская складка введена в глубокое разведочное бурение.

Разрез месторождения сложен породами юрской и меловой систем, залегающими на размытой поверхности палеозоя. Мощность отложений юры 140—290 м, мела 740—850 м.

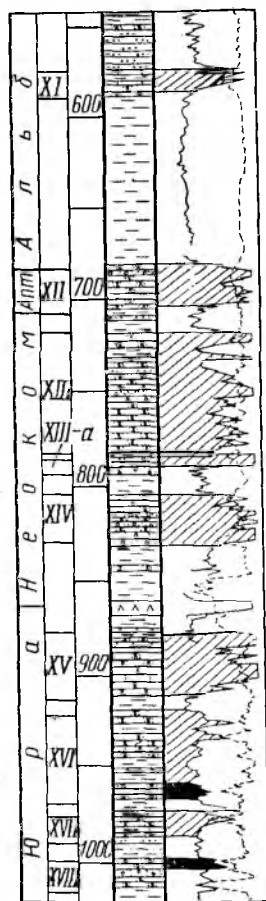
Акджарская складка расположена в пределах северо-восточной части Каганского выступа и граничит с юга с Джаркакской, с востока — с Майдаринской и с севера с Шурчинской структурами.

Акджарская структура представлена тремя куполами. По данным одной структурной скважины, в северо-западной части отмечается наличие четвертого купола. Наиболее значительные размеры имеет основной купол. По кровле туронских глин (нулевая изогипса) длина его равна 5 км, ширина 2,5 км, высота 90 м. Складка простирается почти меридионально. Купол имеет асимметричное строение: западное крыло крутое (20°), восточное пологое (5—6°). С северо-запада к центральному куполу прижимают два купола. Средний купол, расположенный западнее основного, имеет асимметричное строение с более крутым (10°) северо-западным и пологим (5°) юго-восточным крыльями. Размеры его по изогипсе +40 м составляют в длину 1,2 км, в ширину 0,5 км, в высоту 40 м.

Западный купол представляет собой брахиантиклинальную складку асимметричного строения с более крутым (10°) юго-восточным и пологим (5°) северо-западным крыльями. Юго-западная периклиналь (15—18°) круче северо-восточной (3—9°). Размеры купола по изогипсе +20 м следующие: длина 1,7 км, ширина 1,2 км, высота 40 м. С глубиной основной купол несколько увеличивается в размерах, а его свод значительно смещается в северо-восточном направлении.

Смещение свода в юрских отложениях по сравнению с местоположением его по кровле нижнетуронских глин достигает 100—150 м. Два других купола с глубиной несколько увеличиваются в размерах, становятся более рельефными, их высота возрастает от 40 до 60—70 м (рис. 47).

В пределах Акджарского месторождения выявлено одиннадцать продуктивных горизонтов, залегающих в интервале глубин от 450 до 850 м.



в

Горизонты IX и X сеноманского яруса содержат в пределах основного купола газовые залежи, не имеющие промышленного значения.

Горизонт XI расположен в верхней части альба и сложен известняками серыми, плотными, книзу сильно песчанистыми. Содержит небольшую газовую залежь в основном куполе. Контакт газ — вода установлен на отметке —160 м. Высота залежи 31 м. Средняя эффективная мощность 7 м. В скв. 1 получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 178,1 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 41,5 \text{ ат.}$ Залежь пластовая сводовая. Газ характеризуется плотностью 0,579 и содержит (в %): CH_4 — 95,17, C_2H_6 + высших — 0,04, N_2 + редких — 3,37, CO_2 — 0,60.

Горизонт XII аптского возраста сложен песчаниками зеленовато-серыми, серыми, плотными, с прослоями глинистого алевролита. Содержит газовые залежи во всех трех куполах. Залежи имеют общий внешний контур газоносности, который прослеживается по изогипсе —380 м. Высота залежи в основном куполе 145, в двух других 80 м. Средняя эффективная мощность 15 м, средняя эффективная пористость 14%.

Абсолютно свободный дебит колеблется в пределах от 69 до 412 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 68 \text{ ат.}$ Газ имеет плотность в среднем 0,689, содержит (в %): CH_4 — 93, C_2H_6 + высших — до 1, N_2 + редких — до 5, присутствуют CO_2 и H_2S . Залежь пластовая сводовая.

В неокомских отложениях выделяются три продуктивных горизонта — XIII, XIII-а, XIV.

Горизонт XIII сложен преимущественно песчаниками серыми с прослоями гравелитов, алевролитов и глин. Содержит газовые залежи во всех трех куполах. Залежи имеют общий внешний контур газа, который проходит по изогипсе —408 м. Высота залежи в основном куполе 137 м, в двух других 70 м. Средняя эффективная мощность 35 м, средняя эффективная пористость 14%. Проницаемость хорошая.

Абсолютно свободный дебит газа изменяется от 93 до 625 тыс. м³/сутки, $p_{пл} = 69 \text{ ат.}$ Газ плотностью 0,575—0,597 содержит (в %): CH_4 — 92—96,5, C_2H_6 + высших — 1,8—2,4, N_2 + редких — до 1,3.

Горизонт XIII-а представлен гравелитами с прослоями песчаников. Содержит две газовые залежи — в основном и в западном куполах. Контакт газ — вода отбивается в первой залежи на отметке —385 м, во второй — на —415 м. Высота залежей равна 47 и 35 м. Средняя эффективная мощность 5 м, пористость 10%. Проницаемость хорошая.

Абсолютно свободный дебит газа порядка 250 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 70 \text{ ат.}$ Газ плотностью 0,600 содержит (в %): CH_4 — 94, C_2H_6 + высших — 92,3, N_2 + редких — 1,6—2,8, CO_2 — до 3,3. Залежь пластовая сводовая.

Горизонт XIV сложен песчаниками разнотерными, местами глинистыми. В этом горизонте выявлено две газовые залежи —

в основном и западном куполах. Контакт газ — вода залежи основного купола отбивается на отметке —392 м. Высота залежи 33 м. Абсолютно свободный дебит газа составляет в скв. 1 373,2 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 70,59 \text{ ат.}$ Контакт газ — вода залежи на западном куполе устанавливается на отметке —445 м. Высота залежи 18 м. Абсолютно свободный дебит газа в скв. 4 170 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 69,6 \text{ ат.}$ Средняя эффективная мощность 18 м, средняя эффективная пористость 15%. Проницаемость пласта хорошая. Плотность газа колеблется в пределах 0,587—0,601. Состав газа (в %): CH_4 — 95, C_2H_6 + высших — 1—2,6, N_2 + редких — 2, CO_2 — до 3. Залежи пластовые, сводовые.

В юрских отложениях выделяются продуктивные горизонты XV, XVI, XVII и XVIII.

Горизонт XV представлен в основном песчаниками с прослоями известняков, алевролитов, мергелей и глин. Содержит газовую залежь как в основном, так и в западном куполах. Контакт газ — вода на основном куполе отбивается на отметке —480 м. Высота залежи 70 м. Контакт газ — вода на западном куполе проводится по изогипсе —510 м, залежь имеет высоту 38 м. Средняя эффективная мощность горизонта 21 м средняя эффективная пористость 10%. Залежи пластовые, сводовые.

Горизонт XVI сложен песчаниками серыми, зеленовато-серыми, с прослоями глин и алевролитов. Содержит две нефтяные залежи с газовыми шапками — на основном и западном куполах. Контакт газ — нефть на основном куполе установлен на отметке —525 м. Высота нефтяной части залежи 25, газовой 47 м. Средняя эффективная мощность пласта 16 м, средняя эффективная пористость 18%. Контакт газ — нефть на западном куполе проводится по изогипсе —540 м. Высота нефтяной части залежи 10 м, газовой 25 м. Средняя эффективная мощность 10 м, пористость 5%.

Абсолютно свободный дебит газа достигает 387,8 тыс. м³/сутки, дебит нефти через 6-мм штуцер 32,4 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 79 \text{ ат.}$ Нефть имеет плотность 0,875—0,919 г/см³, VU_{10} — 2,11—6,5, содержит (в %): серы 1,23—1,58, асфальтенов 0,42—1,05, акцизных смол 0—25, кокса около 3,7, парафина 5,3. Фракционный состав нефтей следующий (в %): до 150° выкипает от 0 до 10,5, до 250° — 28, до 320° 32—55. Газ плотностью 0,604—0,717 содержит (в %): CH_4 — 87,4—97,5, C_2H_6 + высших — 0,2—5,1, CO_2 — 3,5—7,5, N_2 + редких — до 2,65. Залежи пластовые, сводовые.

Горизонт XVII сложен песчаниками буровато-коричневыми и зеленовато-серыми, плотными, с прослоями гравелитов и глин. Газовая залежь в горизонте установлена в основном куполе. Возможно существование небольшой нефтяной оторочки. Контакт газ — вода отбивается на отметке —545 м. Высота залежи 60 м. Средняя эффективная мощность пласта 6 м, пористость 12%. Проницаемость низкая. В скв. 1 абсолютно свободный дебит газа составил 400,5 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 83,6 \text{ ат.}$ Газ плотностью 0,585

содержит (в %): CH_4 — 96,7, C_2H_6 + высших — 0,3, CO_2 — 2,9, N_2 + редких — 0,1. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт XVIII представлен песчаниками зеленовато- и буровато-серыми, тонкозернистыми. Содержит нефтяную залежь в пределах основного купола. Контакт нефть — вода проводится по изогипсе — 540 м. Высота залежи 6 м. Средняя эффективная мощность горизонта 4 м, пористость 13%. В скв. 1 в интервале 866—850 м получен приток нефти с газом. Дебит нефти через 10-мм штуцер составил 42,2 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$ при $p_{\text{пл}} = 80 \text{ ат}$. Газовый фактор 190 $\text{м}^3/\text{т}$. Плотность нефти 0,905 $\text{г}/\text{см}^3$ содержание (в %): серы 1,57, асфальтенов 0,68, акцизных смол 21, кокса — 5,45, парафина — 5,16. Фракционный состав нефти (в %): до 150° — 0, до 250° — 9; до 320° — 33,5. Попутный газ представлен в основном предельными углеводородами метанового ряда, плотность его 0,600, содержит (в %): CH_4 — 93,55, C_2H_6 + высших — 0,99, CO_2 — 2,20, N_2 + редких — 3,20.

Воды продуктивных горизонтов верхнего мела (сеномана) по характеру минерализации относятся к сульфатнонатриевому типу, хлоридной группы, подгруппы натриевых вод. Степень минерализации их характеризуется сухим остатком 4072—7144 $\text{мг}/\text{л}$. Воды нижнемеловых отложений более минерализованы (сухой остаток от 5000 до 33 000 $\text{мг}/\text{л}$), сульфатнонатриевого, хлоридномагниевого и хлориднокальциевого типов. Воды юрских отложений жесткие, хлориднокальциевого типа, хлоридной группы, подгруппы натриевых вод. Сухой остаток 29 250—39 660 $\text{мг}/\text{л}$.

Месторождения Мубарекского выступа

Газовое месторождение Южный Мубарек

Южно-Мубарекское газовое месторождение расположено в 25 км к юго-востоку от ст. Мубарек в пределах Каганского района Бухарской области Узбекской ССР.

Южно-Мубарекское поднятие выявлено структурным бурением в 1957 г. Разведочное бурение проводилось с апреля 1958 г. по ноябрь 1961 г. и в результате этих работ установлена промышленная газоносность меловых отложений.

В разрезе Южно-Мубарекской структуры бурением вскрыты породы палеозоя, юры, мела, палеогена, неогена и четвертичные. Суммарная мощность осадочного чехла составляет 2006—2214 м.

Палеозойские породы вскрыты шестью скважинами и представлены гранитами и гранодиоритами.

Юрские отложения залегают с резким угловым несогласием на породах палеозоя.

Отложения байос-батского возраста представлены в нижней части гравелитами серыми, темно-серыми, крепкими с прослоями песчаников серых и темно-серых, алевролитов плотных, слюдистых; в верхней — переслаиванием аргиллитов, песчаников, гравелитов,

реже глин, алевролитов и ракушняков. Мощность байос-бата колеблется в пределах 77—133 м.

Отложения келловей-оксфорда представлены тремя пачками. Нижняя сложена известняками темно-серыми, зеленовато-серыми, очень крепкими, трещиноватыми, местами глинистыми, с редкими прослоями темно-серых мелко- и среднезернистых песчаников и черных песчано-известковистых глин. Эта пачка выделяется как горизонт XVI. Средняя пачка (горизонт XV-a) представлена переслаиванием плотных и мелоподобных известняков. Верхняя пачка, сложенная известняками зеленовато-серыми, темно-серыми, скрыто-кристаллическими, трещиноватыми, с редкими прослоями ангидритов, выделяется как горизонт XV. Общая мощность отложений келловей-оксфорда 248—304 м. Отложения кимеридж-титона представлены ангидритами белыми, беловато-серыми, розовато-белыми, крепкими, участками трещиноватыми.

Меловые отложения. На размытой поверхности ангидритов кимеридж-титона залегает пачка неотсортированных пород неокского возраста, состоящих из песчаников, гравелитов с обломками известняков и ангидритов. Над ней выделяются глины кирпично-красные и темно-коричневые, выше которых лежит толща мощностью 302—351 м (горизонт XIII), представленная чередованием коричневых и темно-коричневых песчаников, алевролитов, глин и реже мергелей. Разрез неокома венчается небольшой, но выдержанной по площади пачкой глин зеленовато-серых, плотных, местами песчаных.

К аптскому ярусу относится пачка, выделяемая как горизонт XII, представленная переслаиванием песчаников серых с зеленоватым оттенком, разнозернистых, слюдистых, известковистых и алевролитов коричневых, известковистых, крепких. В песчаниках встречаются глины, прослой гравелитов.

Горизонт XII повсеместно перекрыт однородной выдержанной толщей глин темно-серых, плотных, иногда известковистых, местами песчаных с редкими прослоями песчаников зеленовато-серых, мелкозернистых и алевролитов темно-серых, крепких, слюдистых. Эта толща мощностью до 111 м относится к альбским отложениям. В глинах отмечается небольшой по мощности, но четко выдержанный по площади горизонт XI-a, представленный песчаниками темно-зелеными, мелкозернистыми, плотными, кварцево-глауконитовыми. Разрез альбских отложений венчается пачкой песчаников, известняков, глин и алевролитов, выделяемой как горизонт XI. Общая мощность нижнемеловых отложений изменяется в пределах 552—635 м.

Отложения сеноманского яруса представлены песчано-глинистыми породами с преобладанием песчаников и алевролитов. В его составе выделяются пронизываемые горизонты X и IX, представленные чередованием ракушняков, глин и алевролитов. Общая мощность отложений сеномана в пределах структуры составляет 261—280 м.

Туронские отложения представлены чередованием песков, песчаников, ракушняков, алевролитов. В разрезе выделяется горизонт VIII, представленный песчаниками зеленовато-серыми, серыми, мелко- и среднезернистыми, кварцевыми, участками кварцево-глауконитовыми, слюдистыми. Общая мощность туронских отложений в пределах свода месторождения составляет 274—291 м, достигая на южном крыле 312 м.

Сенонские отложения представлены литологически изменчивой толщей песчано-глинистых образований — песчаников и песков зеленовато-серых, серых, разноезернистых, участками глинистых, слабоизвестковистых, с прослоями глин, местами песчаных, алевролитов и мергелей. Мощность сенонских отложений колеблется в пределах 355—403 м.

Общая мощность меловых отложений изменяется в пределах 1450—1600 м.

Палеогеновые отложения представлены карбонатами бухарских слоев и преимущественно глинистыми породами эоценового возраста. Мощность палеогена не превышает 170 м.

Неогеновые отложения с угловым несогласием залегают на различных горизонтах палеогена и верхнего мела. Разрез представлен неравномерным переслаиванием песчаников, глин, алевролитов, реже гравелитов. Мощность неогена колеблется в больших пределах — от 63 до 438 м.

Четвертичные отложения представлены песками и суглинками мощностью от 2,5 до 18 м.

Южно-Мубарекская структура находится на юго-западном погружении Мубарекского выступа и представляет собой брахиантиклинальную двухкупольную складку северо-восточного простирания с асимметричными крыльями — крутым южным (16° по кровле глин сенона) и пологим северным (5°). По данным глубокого бурения аналогичное строение складки сохраняется и в более глубоких горизонтах вплоть до поверхности палеозойского структурно-эрозионного выступа.

Складка по кровле горизонта XII (по замыкающей изогипсе — 980 м) имеет размер $15,5 \times 5,5$ км и высоту 150 м. Северный и южный купола расположены кулисообразно по отношению друг к другу и разделены неглубоким прогибом. Северный купол имеет удлиненную пологую ($1,5^\circ$) юго-западную периклиналь и более крутое (4°) северо-восточное периклинальное окончание (рис. 48).

Сравнительно более сложное строение имеет южный купол структуры, который разбит вдоль осевой линии двумя сбросовыми нарушениями, образующими узкий грабен северо-восточного простирания. Кроме того, в северо-восточной периклинали купола к южной плоскости сместителя примыкает третье разрывное нарушение сбросового характера, образующее небольшую ступень, названную восточной. Третье нарушение соединяется с южным нарушением.

Положение сводов северного и южного куполов с глубиной не изменяется, происходит лишь незначительное увеличение углов

падения в основном на южном крыле структуры (16° по кровле глин сенона и 20° по кровле горизонта XIII) и на северном крыле северо-восточного периклинального окончания южного купола структуры. Кроме того, с глубиной становится более отчетливо выраженным северо-восточное периклинальное окончание северного купола и наблюдается некоторое увеличение глубины прогиба между северным и южным куполами (на 10—20 м).

В результате опробования скважин на Южно-Мубарекском месторождении установлена промышленная газоносность меловых отложений (горизонты XII и XIII) и признаки газонефтеносности непромышленного значения в карбонатной части верхней юры (горизонты XV и XV-а).

Горизонт XII аптских отложений представлен песчаниками, алевролитами и глинами, реже встречаются ракушечники и гравелиты. Мощность горизонта XII колеблется в пределах 50—65 м, эффективная пористость составляет 12—18%. В горизонте XII установлены газовые залежи в пределах центрального и южного блоков и восточной ступени. Высота их 130 м. При опробовании горизонта XII в скв. 11 южного блока в интервале 1266—1240 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 241 тыс. м³/сутки, $p_{пл} = 128$ ат. При опробовании скв. 4 восточной ступени в интервале 1282—1255 м из горизонта XII получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 327 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 130,5$ ат. Залежь пластовая сводовая. В газе отмечено содержание стабильного конденсата в количестве 88 см³/м³ газа.

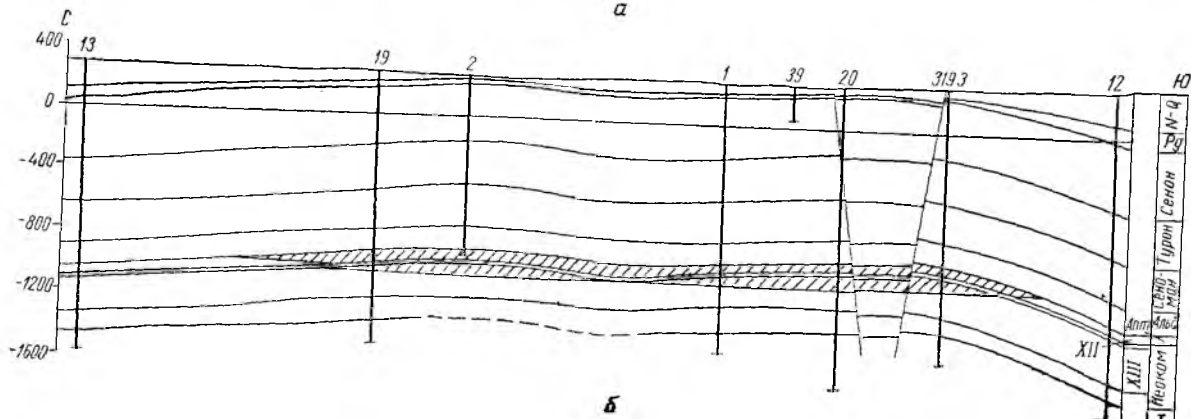
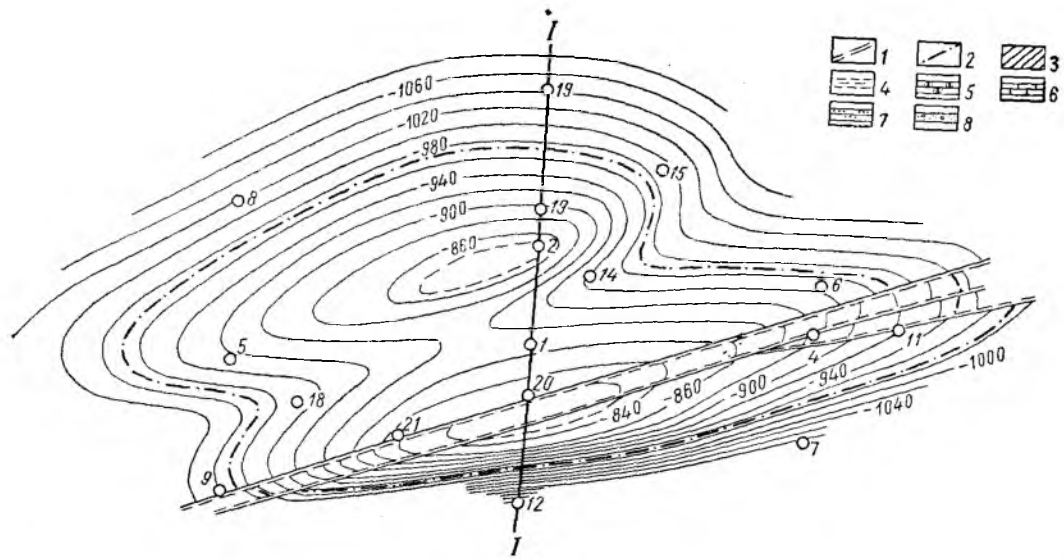
Газ из горизонта XII имеет плотность 0,640—0,707; содержит (в %): метана 85—92, этана 3—6,8, пропана 0,1—0,7, более тяжелых углеводородов 1,3—4,2, азота и редких 2,5—5.

Горизонт XIII представлен мощной толщей красноцветных пород, состоящей в основном из песчаников, гравелитов и глин. Общая мощность горизонта 302—350 м. Газонасыщенной является верхняя часть горизонта мощностью до 80 м, эффективная пористость 12—18%.

Залежи газа в горизонте XIII приурочены к северному и южному блокам Южно-Мубарекского месторождения. Абсолютно свободный дебит газа колеблется в пределах 537,4—2873,6 тыс. м³/сутки, пластовое давление 132—134 ат, глубина залегания продуктивной части 1240—1270 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. В газе отмечено содержание стабильного конденсата в количестве 72 см³/м³ газа.

Плотность газа горизонта XIII составляет 0,636—0,670, содержание (в %): метана 84—92, этана 2,5—4,9, пропана 0,6—1,3, бутана 0,1—0,4, более тяжелых углеводородов 1,1—3,6, азота и редких 1,8—5,2.

Пластовые воды горизонта XII имеют общую минерализацию в пределах 58,44—188,6 мг-экв/л. Воды относятся к I классу Пальмера — щелочным, гидрокарбонатнонатриевой подгруппы. Воды горизонта XIII относятся к I классу Пальмера — щелочным. Величина их общей минерализации колеблется в широких пределах — от 59,51 до 468,8 мг-экв/л.



Газонефтяное месторождение Северный Мубарек

Месторождение расположено в пределах Каганского района Капкадарьинской области Узбекской ССР, в 10 км к востоку от ст. Мубарек. Структура выявлена сейсморазведочными работами в 1955 г. Разведочное бурение начато в 1960 г. и в этом же году

были получены притоки газа из среднеюрских отложений. В 1961 г. установлена промышленная нефтегазоносность верхнеюрских отложений.

Скважинами вскрыты породы палеозоя, юры, мела, палеогена и неогена. Скв. 1 палеозойские отложения вскрыты на глубине 2130 м. Мощность юрских отложений колеблется в пределах 390—460 м, меловых 1380—1500 м, палеогеновых 50—170 м, мощность неогеновых пород 170 м.

Северо-Мубарекская структура расположена в пределах Мубарекского выступа, в 10 км к северо-западу от свода Южно-Мубарекской брахиантиклинали. Складка представляет собой брахиантиклиналь асимметричного строения, северо-восточного простирания и отделяется от Южно-Мубарекской антиклинали прогибом амплитудой порядка 250 м. Размер брахиантиклинали по нулевой изогипсе кровли известняков бухарских слоев 14,5 × 3,5 км. Юго-восточное крыло более крутое (5—6°) по сравнению с северо-западным (2—3°). По более глубоким горизонтам складка в основном сохраняет свою форму, несколько уменьшаясь в размерах. Ее длина

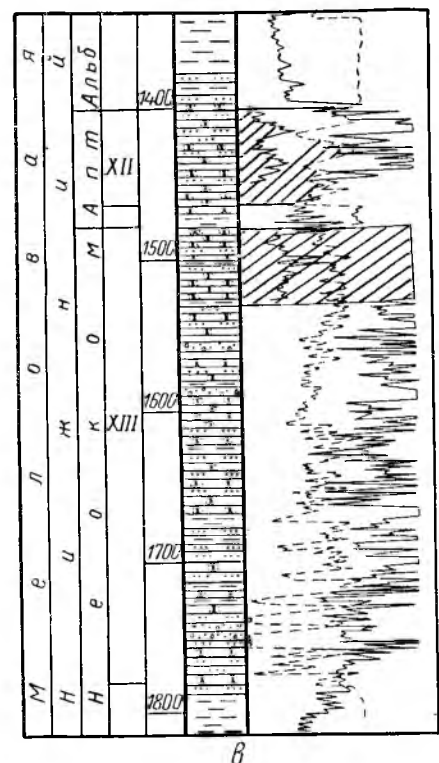


Рис. 48. Южно-Мубарекское газовое месторождение.

(По материалам С. А. Пак, К. А. Грудкина, Ю. Я. Календарева, 1962 г.)

a — структурная карта по кровле горизонта XII аптского яруса; *b* — профиль I—I; *в* — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — линия нарушений; 2 — контур газоносности горизонта XII; 3 — газ; 4 — глины; 5 — песчаники; 6 — известняки; 7 — алевролиты; 8 — гравелиты.

по горизонту XV-а составляет 12,2 км, ширина 4 км, высота около 170 м. Углы падения крыльев с глубиной соответственно возрастают на юго-восточном крыле до 6—8°, на северо-западном до 2—4° (рис. 49). Юго-восточное крыло осложнено разрывными нарушениями амплитудой порядка 100 м, простирание которых близко к направлению оси складки.

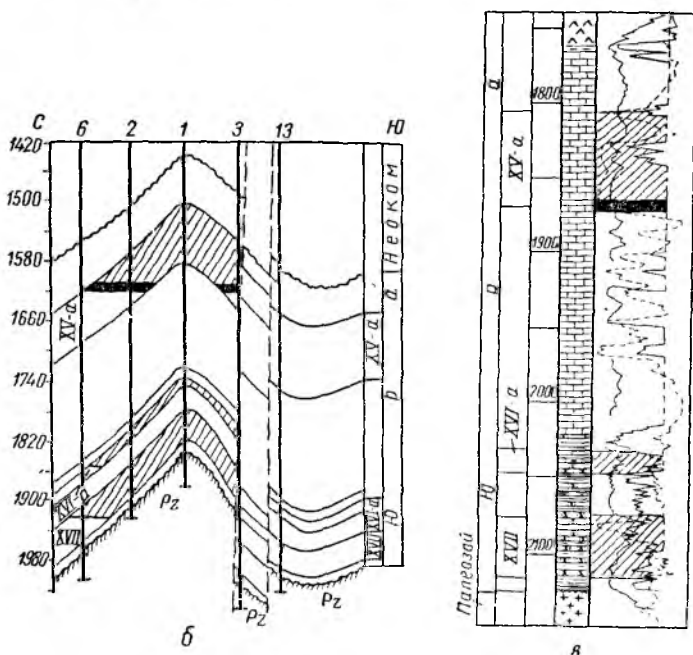
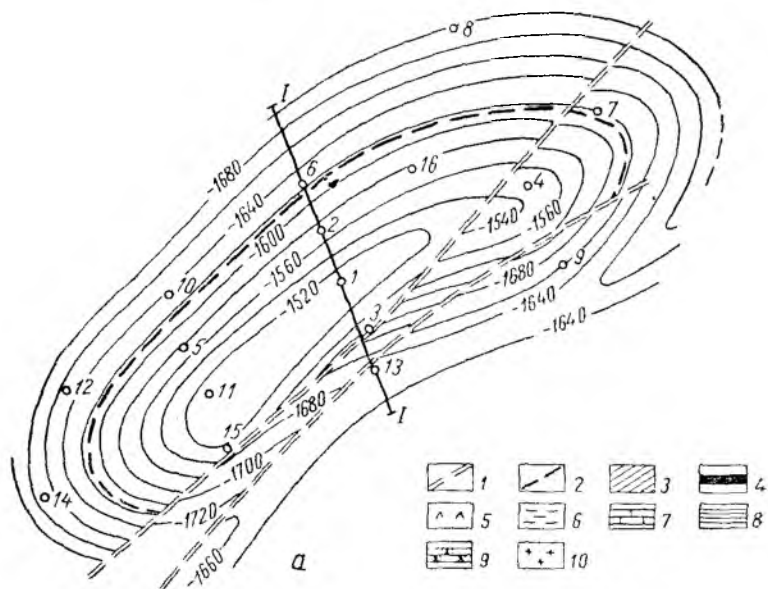


Рис. 49. Северо-Мубарекское газонефтяное месторождение.

(По материалам Г. Я. Якупова, Ю. М. Голоскокова, Л. Я. Жданова, Б. Е. Быкова, 1963 г.)
 а — структурная карта по кровле горизонта XVIa верхней коры; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — линия нарушений; 2 — контур нефтеносности горизонта XVIa; 3 — газ; 4 — нефть; 5 — ангидриты; 6 — глины; 7 — известняки; 8 — аргиллиты; 9 — песчаники; 10 — гранодиориты.

На месторождении выявлены газовые залежи в горизонтах XVII и XVI-а и газовая залежь с нефтяной оторочкой в горизонте XV-а.

Горизонт XV-а (верхняя юра) содержит газонефтяную залежь, средняя глубина залегания продуктивной части 1800 м. Горизонт сложен известняками белыми, светло-серыми, рыхлыми, с эффективной пористостью 10%, эффективная мощность 75 м. Контакт газ — нефть проводится по отметке —1610 м, нефть — вода — по отметке —1627 м. Высота газовой части залежи 115 м, нефтяной 17 м. Залежь пластовая тектонически экранированная.

Абсолютно свободный дебит газа в среднем составил 2 млн. м³/сутки, $p_{пл} = 198$ ат. В газе отмечено наличие конденсата, дебит его 15,2 м³/сутки. Дебит нефти через 15-мм штуцер в скв. 2 составил 35 м³/сутки. Газ имеет плотность 0,637—0,672, содержит (в %): CH₄ — в среднем 85, C₂H₆ + высших — 7,1—8,6. Нефть горизонта XV-а имеет плотность 0,857 г/см³, содержит (в %): серы 0,89, асфальтенов 0,07, акцизных смол 14. Начало кипения 71° С. До 100° выкипает 5%, до 200° — 30%, до 360° — 73%.

Горизонт XVI-а представлен песчаниками серыми, темно-серыми, мелкозернистыми, кварцево-полевошпатовыми. Мощность горизонта 9—14 м, средняя эффективная мощность 4 м, эффективная пористость 8%. Средняя глубина залегания 2050 м. Выявлена газовая залежь пластовая, тектонически экранированная. При опробовании скв. 4 в интервале 2102—2017 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 100,7 тыс. м³/сутки. Пластовое давление 229 ат.

Плотность газа 0,637, содержание (в %): метана 87,4, этана 5,7, пропана и более тяжелых 2,6.

Горизонт XVII (средняя юра) содержит газовую залежь. Сложен песчаниками серыми, средне- и крупнозернистыми, местами глинистыми. Средняя глубина залегания продуктивной части горизонта 2100 м. Эффективная мощность 25—31 м, средняя эффективная пористость 15%. Контакт газ — вода имеет абсолютную отметку —1945 м. Высота залежи 170 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная.

Абсолютно свободный дебит колеблется от 2,7 до 4,8 млн. м³/сутки, $p_{пл} = 230$ и 234 ат. В газе отмечено наличие конденсата в количестве 5 см³/м³ газа. Газ плотностью от 0,600 до 0,723 содержит (в %): CH₄ — 77—91,9, C₂H₆ + высших — 4,3—11,6, CO₂ — до 2,2, H₂S — до 0,9.

Воды продуктивных горизонтов характеризуются высокой минерализацией, плотностью 1,050—1,055. По химическому составу воды относятся к сульфатнонатриевому типу, хлоридной группе, подгруппе натриевых вод.

Газонефтяное месторождение Шур-Тепе

Месторождение расположено в Кашкадарьинской области Узбекской ССР, в 25 км к северо-востоку от ст. Мубарек.

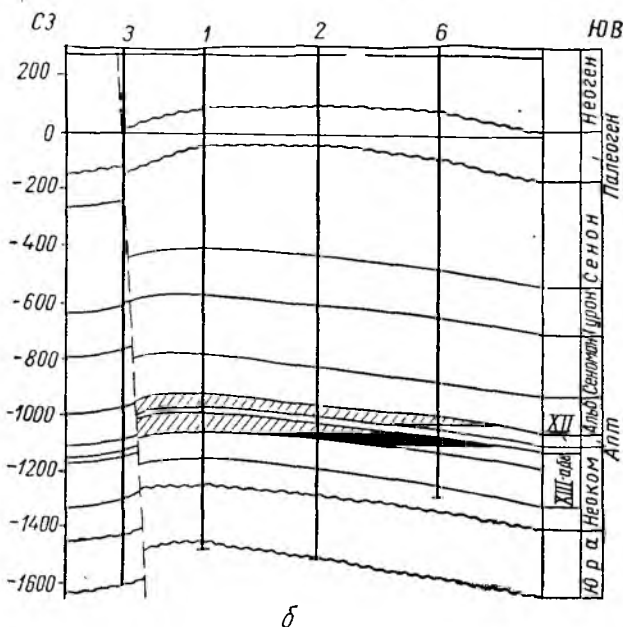
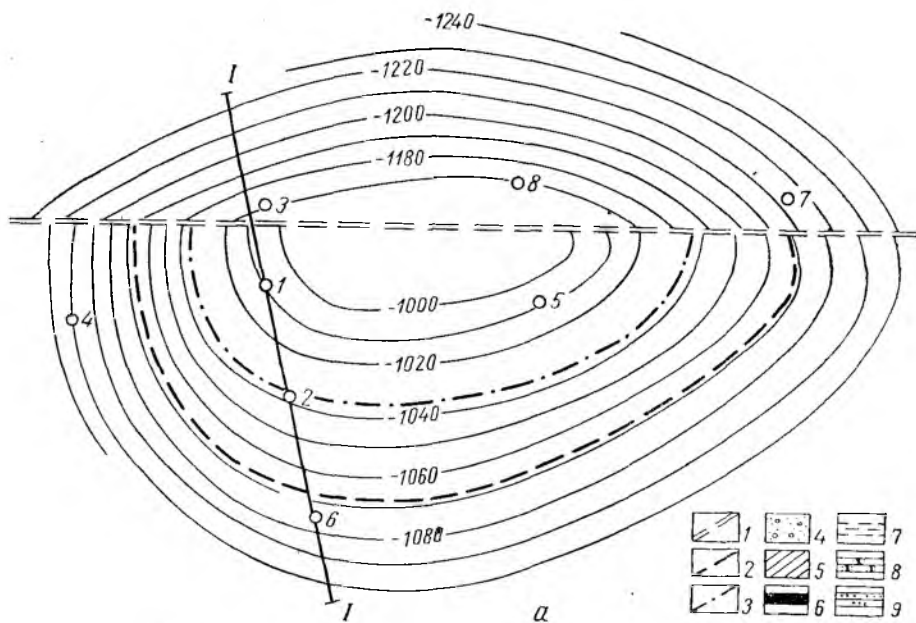


Рис. 50. Шуртепийское газонефтяное месторождение.

(По материалам Ю. М. Голоскокова, Г. Я. Якупова, Б. Е. Быкова, 1963 г.)

a — структурная карта по кровле горизонта XIII неосома; *b* — профиль I—I; *в* — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — линия нарушений; 2 — контур нефтеносности горизонта XIII; 3 — контур газоносности горизонта XIII; 4 — гравелиты; 5 — газ; 6 — нефть; 7 — глины; 8 — песчаники; 9 — алевролиты.

Структура была выявлена сейсмическими работами в 1957 г., в 1960 г. начато глубокое разведочное бурение, в 1961 г. установлена нефтегазоносность меловых отложений.

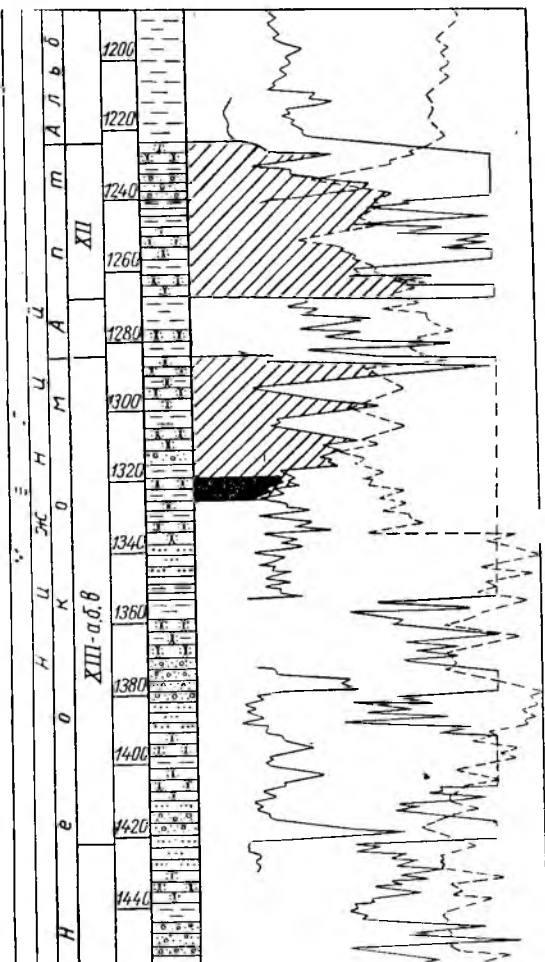
В строении Шуртепинской складки принимают участие осадочные породы юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой, четвертичной систем общей мощностью от 1528 до 1726 м.

Структура Шур-Тепе приурочена к западному погружению Мубарекского выступа. По геофизическим данным Шуртепинская складка представляет собой брахиантиклиналь (по отражающему горизонту в низах бухарских слоев) с углами падения пород порядка $2,5-3,5^\circ$, размером $10 \times 7,5$ км. Высота складки 200—250 м. Свод ее осложнен нарушением широтного простирания.

Скважинами подтверждено наличие в сводовой части складки разрывного нарушения типа сброса. Плоскость сброса падает на север, амплитуда его составляет 140 м. Нарушение делит складку на два блока, из которых северный является опущенным (рис. 50).

В результате опробования скважин установлено наличие газовой залежи в горизонте XII и газо-нефтяной в горизонте XIII. Обе залежи расположены в южном блоке структуры.

Горизонт XII приурочен к аптским отложениям, представлен песчаниками темно-коричневыми, среднезернистыми, известковистыми, крепкими, с прослоями алевролитов, гравелитов и глин. Эффективная мощность горизонта 25 м, эффективная пористость 16%. К горизонту XII южного блока приурочена сводовая пла-



стая тектонически экранированная залежь. Средняя глубина залегания горизонта 1260 м, среднее пластовое давление 132 ат. Площадь залежи 856 га.

Абсолютно свободный дебит газа составил 400—500 тыс. м³/сутки. Плотность газа 0,668—0,654, содержание (в %): метана 86,5—87,1, этана 5,2—5,5, более тяжелых углеводородов 3,5—3,7, азота и редких 3,0—4,6.

Горизонт XIII приурочен к неокомским отложениям и представлен песчаниками коричневато-серыми, слабоизвестковистыми с прослоями алевролитов и глин. В нем установлена газонефтяная залежь. Эффективная мощность нефтяной части горизонта XIII 22 м, газовой части 25 м. Эффективная пористость 10%. Высота нефтяной части 25, газовой 44 м.

Абсолютно свободный дебит газа из горизонта XIII составляет 600—700 тыс. м³/сутки. Дебит нефти при 16-мм штуцере 276 т/сутки. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Плотность нефти в пластовых условиях 0,78 г/см³. Состав нефти (в %): серы 1,10, асфальтенов 4,06, силикагелевых смол 6,59, парафина 2,53. Состав легких фракций (в %): до 200° С — 25,6, до 300° С — 52,4 и до 350° С — 61,5.

Газ характеризуется следующими параметрами: плотность 0,660; содержание (в %): метана 86, этана 5,2, более тяжелых 3,6. Плотность нефти 0,846—0,854 г/см³, содержание (в %): серы 1,17, асфальтенов 0,17, акцизных смол 38,0, парафина 2,59.

Воды продуктивных горизонтов относятся в основном к гидрокарбонатнонатриевому типу с общей минерализацией 2,8—5,6 г/л.

Газовое месторождение Хаджихайрам

Расположено в 28 км к востоку от ст. Мубарек в пределах Касанского района Кашкадарьинской области Узбекской ССР. Складка выявлена структурным бурением в 1957 г., в 1959 г. начато разведочное бурение и в 1960 г. получен газ из верхнеюрских пород.

Разрез месторождения аналогичен разрезу Южно-Мубарекской структуры и сложен породами палеозоя, юры, мела, палеогена и неогена.

Структура Хаджихайрам находится в пределах Мубарекского выступа, северо-восточнее Южно-Мубарекской антиклинали, от которой отделена узким прогибом. Структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного (почти широтного) простирания, асимметричного строения с крутым (8—10°) южным и более пологим (2—5°) северным крыльями. Ось складки дугообразно изогнута выпуклой стороной к юго-востоку, вследствие чего простирание структуры меняется от северо-западного до северо-восточного.

По изогипсе — 1400 м кровли горизонта XV-а длина складки 4,6 км, ширина 2,7 км, высота 18 м (рис. 51). Форма складки сохраняется по всем стратиграфическим горизонтам, отмечается лишь

небольшое смещение с глубиной свода структуры в южном направлении.

Горизонт XV-а юрских пород является продуктивным. Он вмещает газовую залежь и представлен известняками белыми, сероватыми, рыхлыми, мелоподобными. При испытании скв. 1 в интервале 1710—1700 м абсолютно свободный дебит газа составил 1384 тыс. м³/сутки, $p_{пл} = 177,1$ ат. Размер залежи $3,5 \times 1,2$ км, высота 12 м. Залежь пластовая, сводовая.

Газ плотностью 0,653 содержит (в %): метана 86,83, этана и более тяжелых 7,31, H₂S — 0,06, CO₂ — 1,03.

В разрезе месторождения вскрыт и опробован ряд водоносных горизонтов. Юрский водонапорный комплекс содержит высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа с общей минерализацией от 76 до 110 г/л, плотностью от 1,06 до 1,08. Нижнемеловой водонапорный комплекс содержит менее минерализованные воды гидрокарбонатнонатриевого типа с общей минерализацией 2,4 г/л, плотностью 1,001.

Газонефтяное месторождение Карактай

Месторождение расположено на территории Каршинского района Кашкадарьинской области Узбекской ССР, в 20—25 км к северо-востоку от г. Карши. Складка выявлена и подготовлена структурным бурением в 1960 г. В 1961 г. начато разведочное бурение, в этом же году из аптских отложений (горизонт XII) получен газовый фонтан в скв. 1.

Вскрытый скважинами разрез месторождения представлен породами палеозоя, юры, мела, неогена и четвертичными.

Структура Карактай расположена в пределах Мубарекского выступа и представляет собой вытянутую антиклиналь юго-западного простирания. Ось складки слабо изогнута, северное крыло ее осложнено двумя нарушениями; одно из них протягивается вдоль всей складки, второе примыкает к нему и прослеживается в восточной части северного крыла. Юго-восточная часть структуры осложнена небольшим куполом размером $1,2 \times 1,0$ км, который примыкает к основной складке. Этот купол по кровле горизонта XII расположен гипсометрически на 100 м ниже основной складки (рис. 52).

Карактайская структура имеет несколько асимметричное строение, южное крыло ее более пологое, углы падения пород пологого крыла 5—6, крутого до 12°. Размер складки $5 \times 2,5$ км.

В разрезе месторождения установлены две газовые залежи — горизонты XII (апт) и XIII (неоком) и одна нефтяная — горизонты XV, XV-а, XVI верхней юры.

Горизонт XII представлен песчаниками коричневыми, серыми, светло-серыми, голубовато-серыми, разнозернистыми, местами глинистыми, известковистыми, с прослоями алевролитов и глин. Общая мощность горизонта колеблется от 37 до 45 м. Средняя эффективная мощность 22,5 м, средняя газопроницаемость 30 мд, средняя

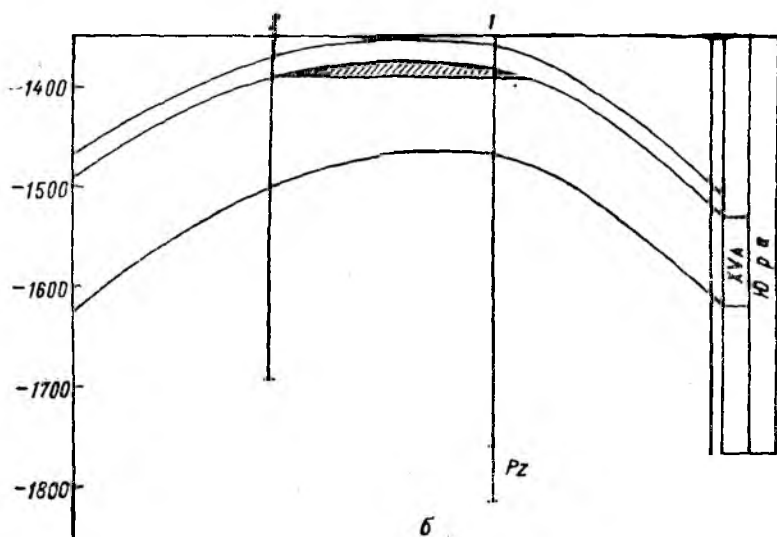
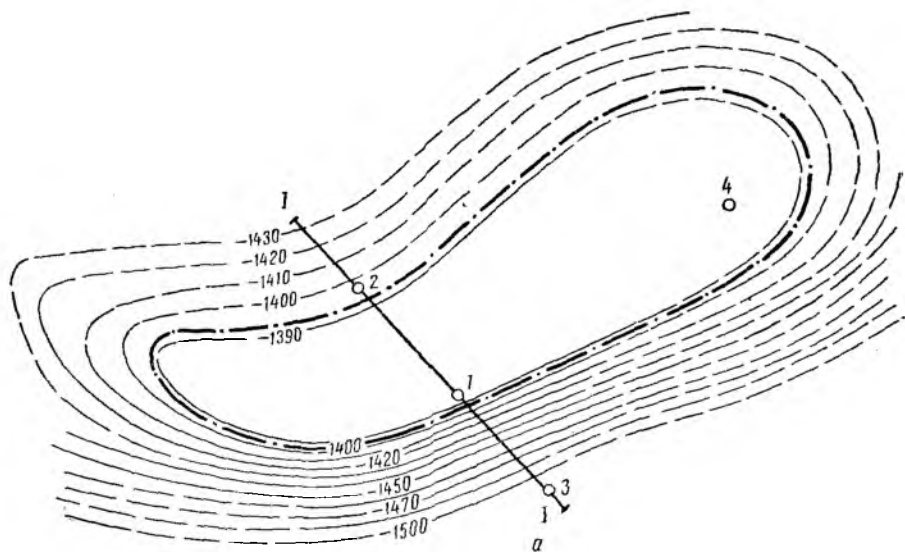


Рис. 51. Хаджихайрамское газовое месторождение.

(По материалам Е. Д. Филимонова, П. Н. Сенью, Б. Е. Быкова, Л. Н. Переведенцева, 1963 г.)
a — структурная карта по кровле горизонта XVa верхней юры; *б* — профиль I—I; *в* — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газонасыщенности горизонта XVa: 2 — газ; 3 — известняки.

эффективная пористость 13,3%. Контакт газ — вода проводится по отметке —171,1 м.

При опробовании скв. 1 в интервале 455—412 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 349,3 тыс. м³/сутки, пластовое давление 55,36 ат. При опробовании скв. 6 в интервале 468—432 м абсолютно свободный дебит газа составил 1845,2 тыс. м³/сутки, пластовое давление 54,7 ат.

Залежь пластовая, сводовая. Плотность газа 0,580—0,630, он содержит (в %): метана 87,4—95,5, этана 0,2—4,8, пропана и более тяжелых 0,1—1,6.

Горизонт XIII представлен песчаниками, гравелитами с прослоями алевролитов и глин. Средняя эффективная мощность 22,6 м, средняя эффективная пористость 12,5%, средняя газопроницаемость 120 мд.

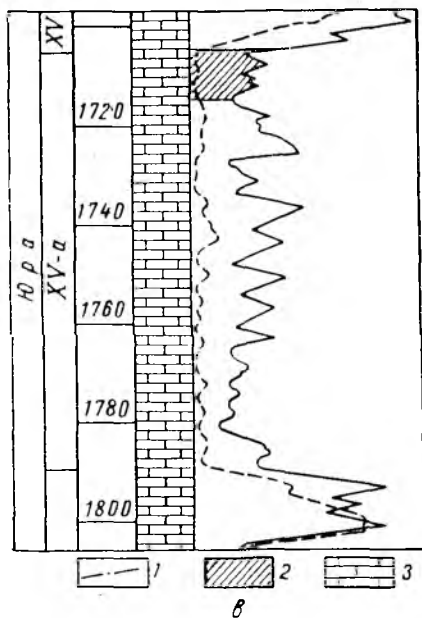
При опробовании скв. 3-в в интервале 550—566 м получен приток газа с абсолютно свободным дебитом 444 тыс. м³/сутки, пластовое давление 55,1 ат; в скв. 6 в интервале 530—560 м дебит газа составил 1 028,5 м³/сутки, пластовое давление 55,2 ат. Залежь пластовая, сводовая. Плотность газа 0,581—0,604, содержа-

ние (в %): метана 90—95, этана 0,4—3,2, пропана и более тяжелых 0,3—0,6. В горизонте XIII выявлена небольшая нефтяная оторочка.

Горизонты XV, XV-a, XVI верхней юры сложены известняками серыми, темно- и светло-серыми, зеленовато-серыми, плотными, скрытокристаллическими, трещиноватыми, местами глинистыми, с прослоями в нижней части песчаников. Средняя эффективная мощность горизонта 20 м, средняя эффективная пористость 3,1%.

При опробовании скв. 4 в интервале 940—921 м получен фонтанный приток нефти с газом. Дебит нефти по 12-мм штуцеру 207 м³/сутки, газа 8182 м³/сутки, газовый фактор 39,5 м³/т³. Плотность нефти 0,839—0,887 г/см³, в ней содержится (в %): серы 1,7—2,3, акцизных смол 15—27, парафина 2,3—2,9, асфальтенов 2,2—2,4. Содержание легких фракций (в %): до 100° — 1—4, до 150° — 6—9, до 250° — 22—26, до 300° — 36—42.

Попутный газ характеризуется плотностью 0,642—0,784 и содержит (в %): метана 63—84, этана 1,3—7, пропана 0,2—3,7, бутана и более тяжелых 1,7—4,92. Залежь массивного типа.



Пластовые воды горизонта XII относятся (по Сулину) к гидрокарбонатнонатриевому типу, сульфатной группы, натриевой подгруппы. Общая минерализация их изменяется от 26,2 до 4535 мг/л. Воды горизонта XIII принадлежат к гидрокарбонатнонатриевому типу с общей минерализацией 1251—7017 мг/л. Воды верхнеюрских продуктивных горизонтов относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Общая минерализация их изменяется от 50 до 85 г/л.

Месторождения Чарджоуской ступени и Бешкентского прогиба

Газовое месторождение Учкыр

Месторождение расположено на территории Свердловского района Бухарской области Узбекской ССР, в 45—50 км западнее пос. Газли.

Учкырская структура выявлена в 1957 г. в результате геологической съемки. В 1957 г. для уточнения глубинного строения складки были проведены в небольшом объеме сейсморазведочные работы. В 1959 г. начато структурное бурение и в этом же году глубокое разведочное бурение.

В строении Учкырской брахиантиклинали принимают участие неогеновые, палеогеновые, меловые и юрские отложения. Суммарная мощность вскрытой части мезо-кайнозойских пород составляет 2740 м. Нижнемеловые складки с глубоким разрывом залегают на различных горизонтах верхней юры, срезая полностью в северо-восточной и восточной частях структуры отложения кимериджитона и верхнюю часть карбонатной толщи келловей-оксфорда.

Учкырская брахиантиклиналь расположена на Чарджоуской ступени, в северо-западной части Каракульского прогиба и представляет собой по отложениям палеоцена почти симметричную брахиантиклинальную складку, простирающуюся с юго-востока на северо-запад. Длина ее по подошве глин сенона (нулевая стратозоигипса) составляет 20 км, ширина 10 км, высота около 100 м. Углы падения пластов юго-западного крыла 3—4, а более пологого северо-восточного 1—2°.

В нижней части неокомских и в юрских отложениях строение Учкырской складки значительно изменяется, и она представляет собой двухкупольную структуру, вытянутую почти в широтном направлении. Западный купол имеет широтное простирание, восточный — меридиональное. Восточное погружение структуры разорвано сбросом (рис. 53). По юрским отложениям размер структуры 25 × 11 км.

В пределах Учкырского месторождения выявлено семь газовых залежей, одна из которых не имеет промышленного значения (горизонт XII).

Газовые залежи приурочены к горизонтам неокома XIV-1, XIV-п (промежуточному) и XIV-2 и к горизонтам келловей-оксфордских отложений XV-1, XV-2 и XVI.

Горизонт XIV-1 залегает в нижней части неокомских отложений и представлен пачкой песчаников с прослоями алевролитов и глин мощностью 15—25 м. Горизонт залегает на глубине 1550—1600 м и перекрывается довольно мощной пачкой глин. Эффективная мощность горизонта 8 м, открытая пористость 12%. Максимальный дебит газа из скважин составлял при 12-мм штуцере 215 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 166$ ат. Контакт газ — вода проводится по отметке —1480 м.

Залежь пластовая сводовая, длина ее 30 км, ширина 12 км, высота 90 м.

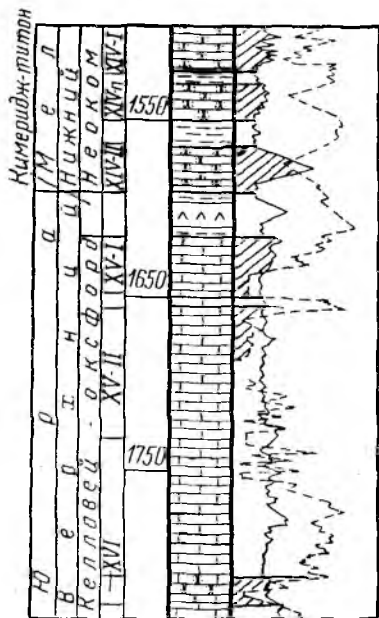
Горизонт XIV-промежуточный мощностью 5—10 м сложен песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Залегает он в нижней части неокома на глубинах 1600—1625 м и перекрывается 15—20-м пачкой глин. В северном направлении песчаники постепенно замещаются глинами. Присутствие этого горизонта установлено пока только в пределах западного купола. Эффективная мощность горизонта 2 м, открытая пористость 14%. Максимальный суточный дебит газа при 22-мм штуцере 306 тыс. м³. Контакт газ — вода проводится по отметке —1500 м.

Залежь пластовая, сводовая, ее размер 20 × 6 км; высота 70 м.

Горизонт XIV-2 представлен 25-м пачкой переслаивающихся

песчаников, алевролитов и глин с прослоями известняков и ангидридов, залегающих в верхней части кимеридж-титона на глубине 1610—1650 м. Покрышкой служит пачка глин, залегающая в подошве неокома. В северо-восточной и восточной частях месторождения горизонт отсутствует. Эффективная мощность горизонта 5 м. Открытая пористость 10%. Контакт газ — вода проводится по отметке —1505 м. Суточный дебит газа из скважин не превышает 380 тыс. м³ при 18-мм штуцере, $p_{пл} = 170$ ат. Залежь пластовая стратиграфически экранированная, длина ее 20 км, ширина 5 км, высота 85 м.

Горизонт XV залегает в кровле известняковой толщи келловей-оксфорда на глубинах порядка 1660—1700 м. Общая мощность его 25 м, эффективная мощность 15 м, открытая пористость 8%. В северо-восточной части месторождения горизонт XV-1 выклинивается. Максимальный суточный дебит газа не превышает 90—95 тыс. м³.



6

$p_{пл}$ - 171 ат. Контакт газ — вода проводится по отметке —1530 м. Залежь пластовая стратиграфически экранированная, длина ее 28 км; ширина 7 км, высота 50 м.

Горизонт XV-2 сложен 45-м пачкой известняков с прослоями мергелей и глин, залегает в верхней половине известняковой толщии келловей-оксфорда на глубинах 1680—1720 м. Эффективная мощность порядка 10—25 м, открытая пористость 8—10%. Контакт газ — вода имеет отметку —1545 м. Максимальный дебит газа составил 217 тыс. $m^3/сутки$ при 13,5-мм штуцере, $p_{пл} = 173$ ат. Залежь массивного типа. Длина ее 22 км, ширина 14 км, высота 46 м.

Горизонт XVI залегает на глубине 1800—1840 м в средней части известняковой толщии келловей-оксфорда и представлен песчаниками мощностью 5 м. Эффективная мощность горизонта 3 м, открытая пористость 14—18%. Максимальный дебит газа при 18-мм штуцере составил 212 тыс. $m^3/сутки$, $p_{пл} = 187$ ат. Контакт газ — вода условно проводится по абсолютной отметке —1655 м. Залежь пластовая сводовая, длина ее 22 км, ширина 14 км, высота 46 м.

Газ всех залежей содержит (в %): метана 87—91, этана и более тяжелых 4—4,5. Плотность его колеблется от 0,647 до 0,631, содержание конденсата составляет 30—40 $см^3/м^3$.

Пластовые воды продуктивных горизонтов верхней юры и неокома очень близки по своему составу, но юрские воды имеют более высокую минерализацию и содержат большее количество микрокомпонентов. Эти воды по классификации В. А. Сулина относятся к хлоридно-кальциевому типу хлоридной группы, подгруппы натриевых вод, класса S_1, S_2, A_2 .

Газонефтяное месторождение Кемачи-Зекры

Месторождение находится на территории Бухарского района Бухарской области Узбекской ССР, в 30 км к югу от ст. Караул-базар. Кемачи-Зекрынское поднятие выявлено в 1957 г. в процессе проведения профильного бурения к югу от Каганского поднятия. В том же году были проведены рекогносцировочные маршруты, подтвердившие по осадкам неогена наличие антиклинальной структуры, и структурно-геологическая съемка. В 1958 г. проведена полудетальная сейсморазведка методом отраженных волн, в 1958—1959 гг. — структурное бурение. Глубокое разведочное бурение начато в 1959 г. на Зекрынском куполе.

В геологическом строении Кемачи-Зекрынского поднятия принимают участие осадки мезо-кайнозойского возраста, которые несогласно залегают на дислоцированном палеозойском складчатом основании.

В разрезе юрских отложений выделяются три литологически различных толщии: нижняя — терригенная (байос-бат), средняя — карбонатная (келловей — оксфорд) и верхняя — соляногипсовая (кимеридж — титон). Мощность отложений юры 920—1050 м.

Отложения меловой системы залегают с размывом на юрских, представлены нижним и верхним отделами и имеют в основном терригенный состав. Мощность отложений мела 1590—1645 м.

Породы палеогена представлены известняками бухарских слоев и глинами эоценового возраста. Мощность их 275—320 м.

Неогеновые отложения в пределах Кемачи-Зекрынского поднятия представлены образованиями континентального типа мощностью 45—150 м.

Четвертичные отложения представляют собой в основном золые пески и суглинки. Мощность их 2—11 м.

Кемачи-Зекрынское поднятие расположено в пределах Чарджоуской ступени, в восточной части Испанли-Чаңдырского выступа. На фоне поднятия выделяются три купола: Кемачинский, Зекрынский и Испанлинский, отделяющиеся друг от друга неглубокими и неширокими седловинами.

Кемачи-Зекрынское поднятие четко ограничено со всех сторон. С севера оно широким и пологим прогибом отделяется от Каганского выступа; с юга аналогичным прогибом — от Денгизкульского вала. Прогибы, обособляющие поднятие в западном и восточном направлениях, недостаточно изучены, но их амплитуды, как и амплитуды изученных прогибов, составляют не менее 150—200 м.

Характерной чертой строения Кемачи-Зекрынской складки является наличие в осадочном чехле двух структурных планов: подсолевого, охватывающего комплекс отложений карбонатной и терригенной свит юры, и надсолевого, включающего разрез мела и палеогена. По кровле известняков бухарских слоев вырисовывается широтно ориентированная брахиантиклиналь.

По кровле горизонта XV Кемачи-Зекрынская структура представляет собой поднятие (почти широтного простирания), на фоне которого выделяются два купола — Кемачинский (в западной части) и Зекрынский (в восточной части) (рис. 54). Кемачинский купол имеет пологий свод, вытянутый в меридиональном направлении, западное крыло пологое, восточное более крутое. Размер Кемачинского купола по изогипсе $\leftarrow 2090$ м — $4,5 \times 3,5$ км. Зекрынский купол больше и имеет изометричную форму. Размер его по изогипсе — 2100 м — $10,5 \times 10$ км. Высота складки 90 м. В пределах купола выделяются три небольших различно ориентированных свода. Северное крыло купола разорвано сбросом амплитудой до 150 м.

Подсолевой структурный план месторождения отличается от надсолевого. Свод Зекрынского купола по горизонту XV смещен относительно свода по палеоцену почти на 4 км в северном направлении. Смещение Кемачинского купола происходит также в северном направлении и на ту же величину. Наблюдается увеличение общей высоты структуры.

Промышленная нефтегазозносность выявлена на Зекрынском куполе и связана с горизонтом XV юрских отложений (верхняя часть известняковой толщи келловей-оксфорда). Здесь имеет место нефтяная залежь с газовой шапкой. Приток нефти был получен при

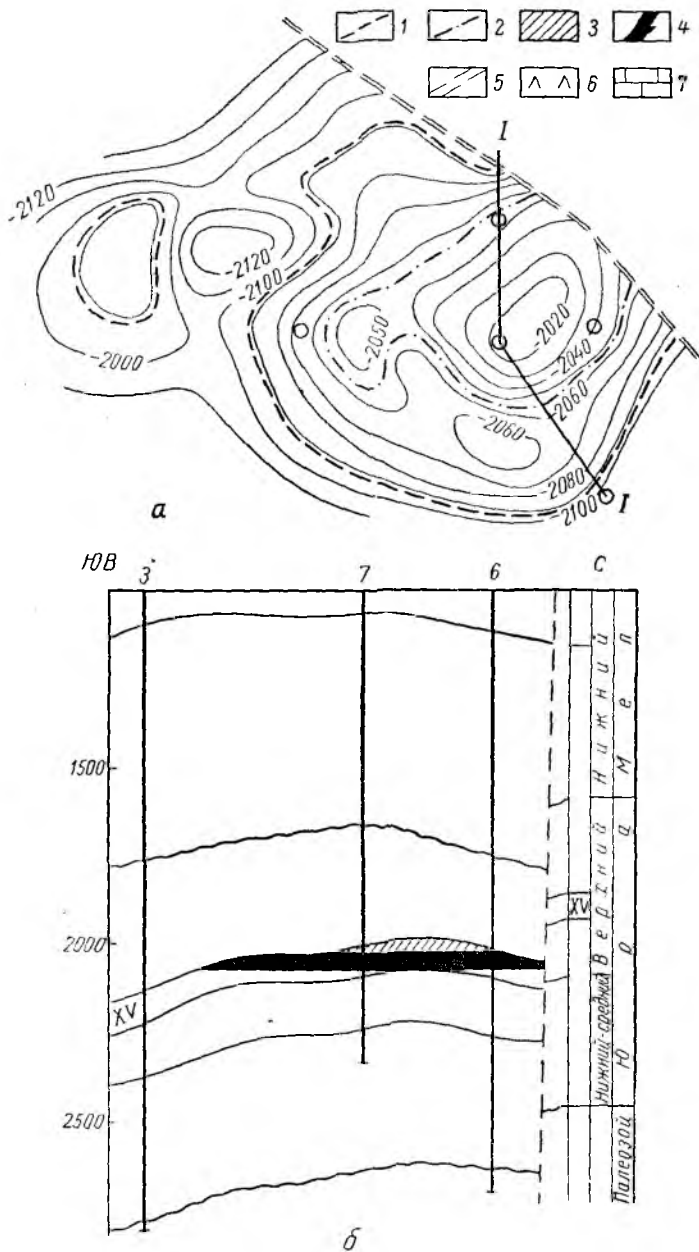


Рис. 54. Кемачи-Зекрынское газонефтяное месторождение.

(По материалам Н. М. Лунина, 1964 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта XV; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения; 1 — контур нефтеносности горизонта XV; 2 — контур газоносности горизонта XV; 3 — газ; 4 — нефть; 5 — линия нарушений; 6 — ангидриты; 7 — гипсы.

опробовании горизонта XV в скв. 2, расположенной на Зекрынском куполе. В скв. 5 из этого горизонта был получен приток газа. Контур нефтяной залежи проходит по изогипсе —2092 м. Контакт газ — нефть находится на отметке —2055 м. Продуктивный горизонт представлен известняками плотными, крепкими, с прослоями мергелей. Эффективная мощность нефтенасыщенной части горизонта на своде Зекрынского купола достигает 21 м. Эффективная пористость 5%.

Дебит нефти в скв. 2 из интервала 2304—2330 м колеблется в пределах 1,2—3,5 м³/сутки. Суточный дебит газа при 12-мм штуцере 24 тыс. м³. Высота нефтяной залежи 30 м. Газовая шапка имеет высоту 35 м, длину 6 км и ширину 5 км.

Залежь массивная. Нефть плотностью 0,871 г/см³ содержит (в %): серы 1,04, асфальтенов 0,4, акцизных смол 18, кокса (по Конрадсону) 2,69 и парафина 5,12. Фракционный состав нефти (в %): до 150° — 3; до 250° — 15, до 350° — 69. Газ содержит 96% метана.

Кроме газонефтяной залежи в горизонте XV, возможно наличие газовых залежей в разрезе терригенной юры, на что указывает присутствие большого количества растворенного газа в пластовых водах, полученных из этих осадков в крыльевых скважинах.

Пластовые воды горизонта XV относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе класса S₁, S₂, A₂, подгруппе натриевых вод. Минерализация достигает 404 320 мг/л.

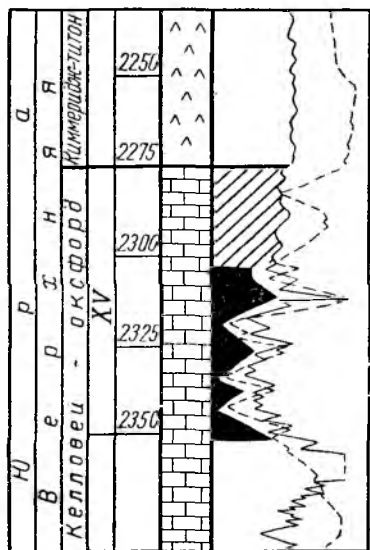
Газонефтяное месторождение Фараб

Фарабское месторождение расположено на правом берегу р. Амударья, вблизи ст. Фараб.

Наличие Фарабской структуры установлено в 1957 г. при проведении сейсморазведочных работ методом отраженных волн. В 1958—1959 гг. проводилось структурное и профильное бурение. С 1958 г. на Фарабской структуре проводится глубокое разведочное бурение.

Глубоким бурением на Фарабской площади вскрыты палеозойские, пермо-триасовые (?), юрские, меловые, палеогеновые и неоген-четвертичные отложения.

Палеозойские отложения представлены амфиболитами, порфритами и гранитами.



в

Пермо-триасовые отложения выделяются условно и сложены конгломератами зеленовато-серыми, состоящими из хорошо окатанных галек хлоритизированных сланцев, диабаз, базальтов, порфиров, сцементированных песчано-глинистым материалом. Мощность отложений пермо-триаса 200 м и более.

Юрская система представлена нерасчлененными нижнесреднеюрскими и верхнеюрскими отложениями. В верхнеюрских выделяются келловей-оксфордские и кимеридж-титонские образования.

Нижнесреднеюрские отложения представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов темно-серых, некарбонатных, пиритизированных с линзами угля в нижней части. Мощность 384 м. Келловей-оксфорд сложен известняками темно-серыми, органическими, глинистыми с прослоями темно-серых глин. Мощность 316—342 м. Кимеридж-титонские отложения представлены толщей галита розовато-серого и белого с прослоями серых ангидритов. Над соленосной толщей залегает пачка песчаников, алевролитов и глин серых и кирпично-красных, плотных. Мощность 307—455 м.

Нижнемеловые отложения подразделяются на неокомские, аптские и альбские.

Неокомские отложения представлены в нижней части песчаниками кирпично-красными, гравийными, выше залегают аргиллиты красные, темно-серые, некарбонатные, с прослоями алевролитов, известняков, ангидритов; известняки серые оолитовые, микрозернистые с прослоями песчаников, ангидритов и глин темно-серых, плотных, некарбонатных, алевролитовых, пиритизированных. Мощность отложений 240 м.

Апт сложен песчаниками и алевролитами зеленовато-серыми, глауконитовыми; известняками оолитовыми, микрозернистыми и глинами темно-серыми, карбонатными. Мощность отложений апта 105 м.

Альбские породы представлены глинами темно-серыми, плотными, микрослойстыми, некарбонатными, пиритизированными, с желваками фосфоритов. В верхней части залегают песчаники зеленовато-серые, плотные, местами глинистые, некарбонатные, с тонкими пропластками серых известняков и прослоями глин. Мощность 310—355 м.

Верхний мел подразделяется на отложения сеномана, турона и сенона.

Сеноманские отложения выражены в нижней части песчаниками и алевролитами серыми, зеленовато-серыми, крепкими, глинистыми, глауконитовыми, с тонкими пропластками известняков. В верхней части наблюдается чередование маломощных пластов глин и алевролитов; в кровле — пачка песчаников с прослоями глин. Мощность сеноманских отложений 235—300 м.

Туронские отложения представлены глинами зеленовато-серыми, плотными, некарбонатными, с прослоями алевролитов серых, глинистых. В кровле толщи залегают песчаники среднезернистые, гла-

уконитовые, слюдистые. Общая мощность отложений турона 190—240 м.

Сенонские отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и глин зеленовато-серых, плотных, слабо карбонатных, слюдистых, общей мощностью 495—526 м.

Палеогеновые отложения представлены глинами зеленовато-серыми, карбонатными с прослоями мергеля, в основании залегает пачка известняков серых, крепких с прослоями гипса и ангидрита. Мощность 310 м.

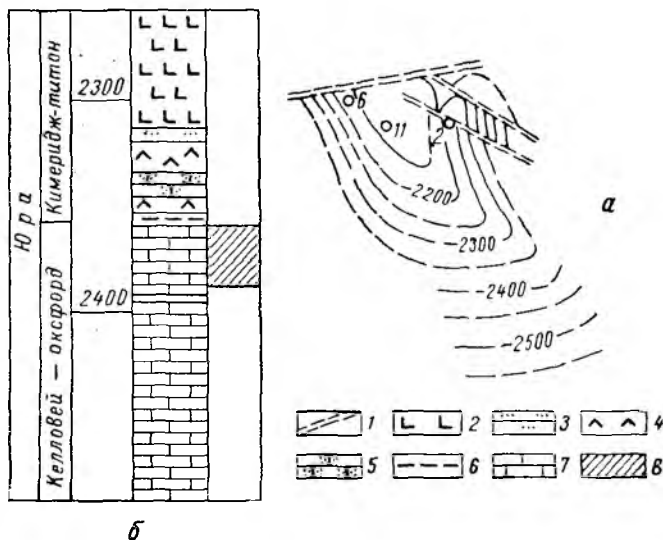


Рис. 55. Газонефтяное месторождение Фараб.

(По материалам В. П. Лупаносова, В. В. Огородникова, В. А. Теплицкого, 1963 г.)

а — структурная карта по кровле известняков келловей-оксфорда; б — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — линии нарушений; 2 — соль; 3 — алевролиты; 4 — ангидриты; 5 — песчаники; 6 — глины; 7 — известняки; 8 — газ.

Неогеновые и четвертичные отложения представлены супесями, суглинками коричневатого-серыми, глинами бурыми, зелеными, песками и песчаниками желтовато-серыми. Мощность колеблется от 43 до 309 м.

По данным сейсморазведки Фарабская структура представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания размером (20—22) × (12—15) км. Углы падения пород на крыльях вблизи свода составляют 1° 30' и увеличиваются по мере удаления от свода до 2° — 2° 30'. Свод структуры широкий и пологий. Сходное строение структура сохраняет по бухарским слоям, меловым отложениям и по кровле келловей-оксфордских известняков (рис. 55).

В пределах Фарабской структуры разведочными скважинами установлено наличие зоны разломов северо-западного простирания,

«...» — дальнейшее строение северо-восточного крыла и северо-западной широклинали.

На Фарабской площади в процессе бурения и при опробовании скважин имели место нефтегазопроявления. В скв. 2 в процессе бурения при забое 2922 м отмечалось интенсивное газопроявление из нижне-среднеюрских отложений. В скв. 6 при забое 2862 м из нижне-среднеюрских отложений произошел выброс бурового раствора, перешедший в газовый фонтан. Фонтан был задавлен раствором плотностью 1,8—2,0 г/см³. В состав газа входили (в %): углеводороды 98,53, кислые газы 1,47. Углеводородная часть газа содержала (в %): метана 92,78, этана 3,85, пропана и более тяжелых 1,89. В скв. 11 при опробовании келловей-оксфордских отложений в интервале 2357—2372 м получен приток газа с конденсатом дебитом порядка 50 тыс. м³/сутки. В газе содержится (в %): метана 91, этана и более тяжелых углеводородов 6, кислых газов 3. Характеристика конденсата приведена в табл. 16. Это основной продуктивный горизонт Фарабского месторождения.

Таблица 16

Фракция, °С	Выход фракции на конденсат, % вес.	Содержание, % вес.		
		ароматических	нафтеновых	метановых
95—122	20,3	37,7	35,2	21,1
122—150	25,3	52,1	16,8	31,1
150—200	32,1	42,7	18,2	39,1
200—250	15,8	37,5	12,1	50,4

В скв. 17 при забое 3011 м и открытом стволе от 2620 м при прокачке получен приток жидкости дебитом 27 м³/сутки, содержащей 40% нефти плотностью 0,850 г/см³ из известняков келловей-оксфорда. Разведка месторождения продолжается.

Газовое месторождение Култак

Култакское месторождение находится в Кассанском районе Кашкараринской области Узбекской ССР, в 70 км к югу от ст. Мубарек.

Структура Култак выявлена в 1956 г. гравиметрической съемкой. В 1958 г. на площади структуры проводились электроразведочные работы, а в 1961 г. детальные сейсмические работы, уточнившие строение складки. В 1962 г. структурным бурением подтвердилось наличие складки и в этом же году начато разведочное бурение.

Бурением в разрезе месторождения вскрыты отложения верхней юры, мела, палеогена, неогена и четвертичные. Вскрытая мощность верхнеюрских отложений 880 м. Мощность мелового комплекса, представленного всеми ярусами, составляет приблизительно 1500 м.

Мощность палеогена 60 м, неогена 120 м и четвертичных отложений 10—18 м.

Култакская структура расположена в пределах Башкентского прогиба и представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного, почти широтного простирания. Размер складки по изогипсе —2050 м кровли юрских отложений 18,5 × 13 км; высота 255 м. Структура слегка асимметрична, с более крутым южным крылом (5—6°) и более пологим северным (1—3°) (рис. 56).

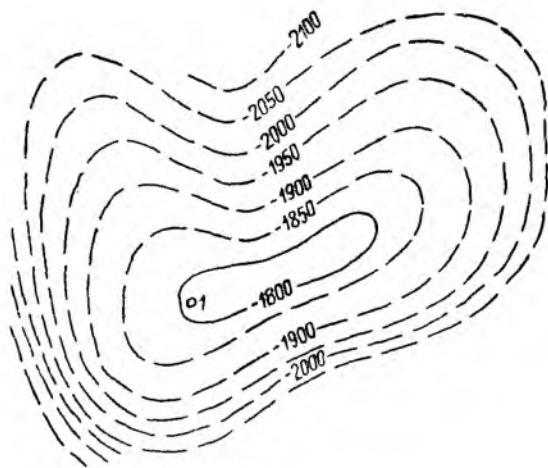


Рис. 56. Газовое месторождение Култак. Структурная карта по кровле юрских отложений.

(По материалам Ю. М. Голоскова, Г. Я. Якупова, 1964 г.)

Наличие газовой залежи в горизонте XV установлено в процессе бурения скв. 1. При вскрытии горизонта XV (забой 2935 м) произошел выброс газа, перешедший в фонтан, впоследствии задвиженный.

Абсолютно свободный дебит газа составил 223,6 тыс. м³/сутки. В газе отмечено присутствие конденсата. Газ характеризуется плотностью 0,643 и содержит (в %): метана 89,1, этана 3,5, пропана 0,5, бутана 1,1, пентана и более тяжелых 1,1, сероводорода 0,1, углекислого газа 3,7. Разведка месторождения продолжается.

Газовое месторождение Уртабулак

Находится на территории Каракульского района Бухарской области Узбекской ССР, в 120—130 км к юго-западу от ст. Караул-базар.

Впервые площадь была заснята в 1944 г., в 1958 г. проводилась более детальная геологическая съемка, а с октября 1959 г. по январь

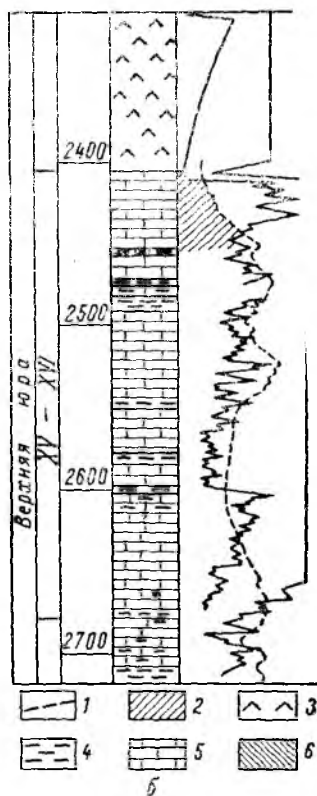
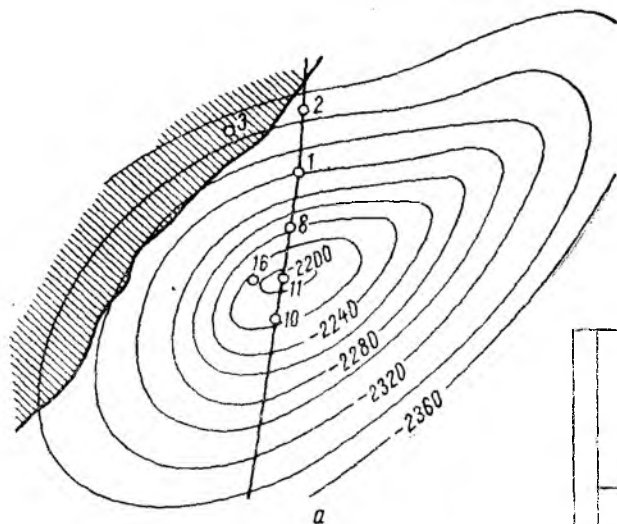
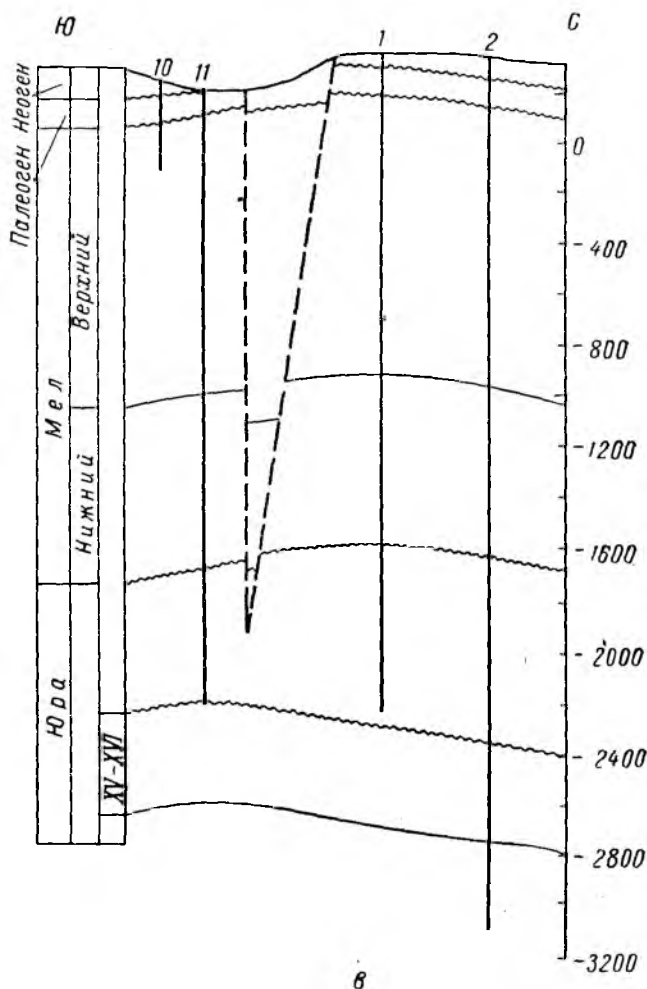


Рис. 57. Уртабулакское газовое месторождение.

(По материалам Ю. П. Дмитриева, Ю. В. Каеша, Н. М. Лукина и В. И. Терехова, 1963 г.) а — структурная карта по поверхности горизонта XV верхней юры; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части. 1 — тектонические нарушения; 2 — газ; 3 — ангидриты; 4 — глины; 5 — известняки; 6 — зона предполагаемого отсутствия верхней части горизонта XV.

1960 г. структурное бурение. Глубокое разведочное бурение начато в 1961 г.

В геологическом строении Уртабулакской площади принимают участие породы юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем. Состав отложений и мощности аналогичны разрезу месторождения Кемачи-Зекры, отличительной чертой является увеличение мощности соленосной толщи кимеридж-титона до 460 м.



6

Уртабулакская структура расположена в пределах Чарджоуской ступени в юго-восточной части Денгизкульского вала. По данным бурения структура Уртабулак по кровле бухарских слоев представляет собой пологую брахиантиклинальную складку почти широтного простирания. Углы падения северного крыла достигают 1° , южного $2-3^{\circ}$. Присводовая часть осложнена грабенем, параллельным оси складки. В подсолевых отложениях отмечается резкое несоответствие структурного плана складки ее строению в надсолевых отложениях. По кровле горизонта XV верхней юры (рис. 57) Уртабулакская складка представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания длиной 22 км, шириной 11 км, высотой 170 м. Углы падения крыльев достигают 8° . На периклиналях наблюдается более пологое залегание пород (углы падения $3-4^{\circ}$).

При опробовании нижней части горизонта XV в скв. 3 (интервал 2763—2750 м) получен приток нефти дебитом 800 л/сутки. В скв. 2 при опробовании верхней части терригенной юры в интервале 2956—2943 м получен слабый приток минерализованной воды с растворенным газом и пленкой нефти.

В декабре 1963 г. в скв. 11 при вскрытии известняков верхней юры произошел газовый выброс, перешедший в открытый фонтан газа. Абсолютно свободный дебит оценивается ориентировочно в 13 млн. м³/сутки. Газ характеризуется следующим составом (в %): сероводорода 4,3, углекислого газа 3,5, метана 88,2, тяжелых углеводородов 1,82, азота и редких 2,2.

Разведка месторождения продолжается.

Месторождения Янгиказганского выступа

Газовое месторождение Янгиказган

Месторождение расположено в пределах Каракульского района Бухарской области Узбекской ССР, в 120 км к северо-западу от пос. Газли.

Структура была выявлена в 1960 г. сейсмическими работами. В 1962 г. проводилось структурное бурение и в этом же году было начато глубокое разведочное бурение.

В геологическом строении Янгиказганской брахиантиклинали принимают участие четвертичные, неогеновые, палеогеновые, меловые и юрские отложения. Суммарная мощность вскрытой части осадочного чехла составляет 2100 м. Разрез имеет ряд общих черт с разрезами Учкырского и Газлинского месторождений. Здесь, как и на упомянутых месторождениях, породы нижнего мела с размывом залегают на юрских, срезая в своде структуры образования кимеридж-титона и верхнюю часть карбонатной толщи (горизонт XV-1) келловей-оксфорда.

В тектоническом отношении Янгиказганская структура представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку почти широтного простирания. Длина складки по подошве палеогеновых глин 38 км, ширина 20 км, высота 200 м. Углы падения северного крыла около 3—4°, южного — не более 3° (рис. 58).

В процессе испытания скв. 1 были установлены залежи газа в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях. Газовые залежи выявлены в горизонте XII аптских отложений, в горизонтах XIII и XIV-1 неокома и в горизонте XV-2, приуроченном к карбонатной толще келловей-оксфорда.

Горизонт XII аптских отложений содержит три небольших залежи, приуроченных к пластам XII-A, XII-B и XII-B, мощность каждого из которых составляет от 5 до 15 м, эффективная мощность 2—8 м. Пласты залегают в верхней части горизонта на глубине порядка 1240—1175 м, сложены среднезернистыми песчаниками и отделяются друг от друга слоями глин — мощностью 8—5 м.

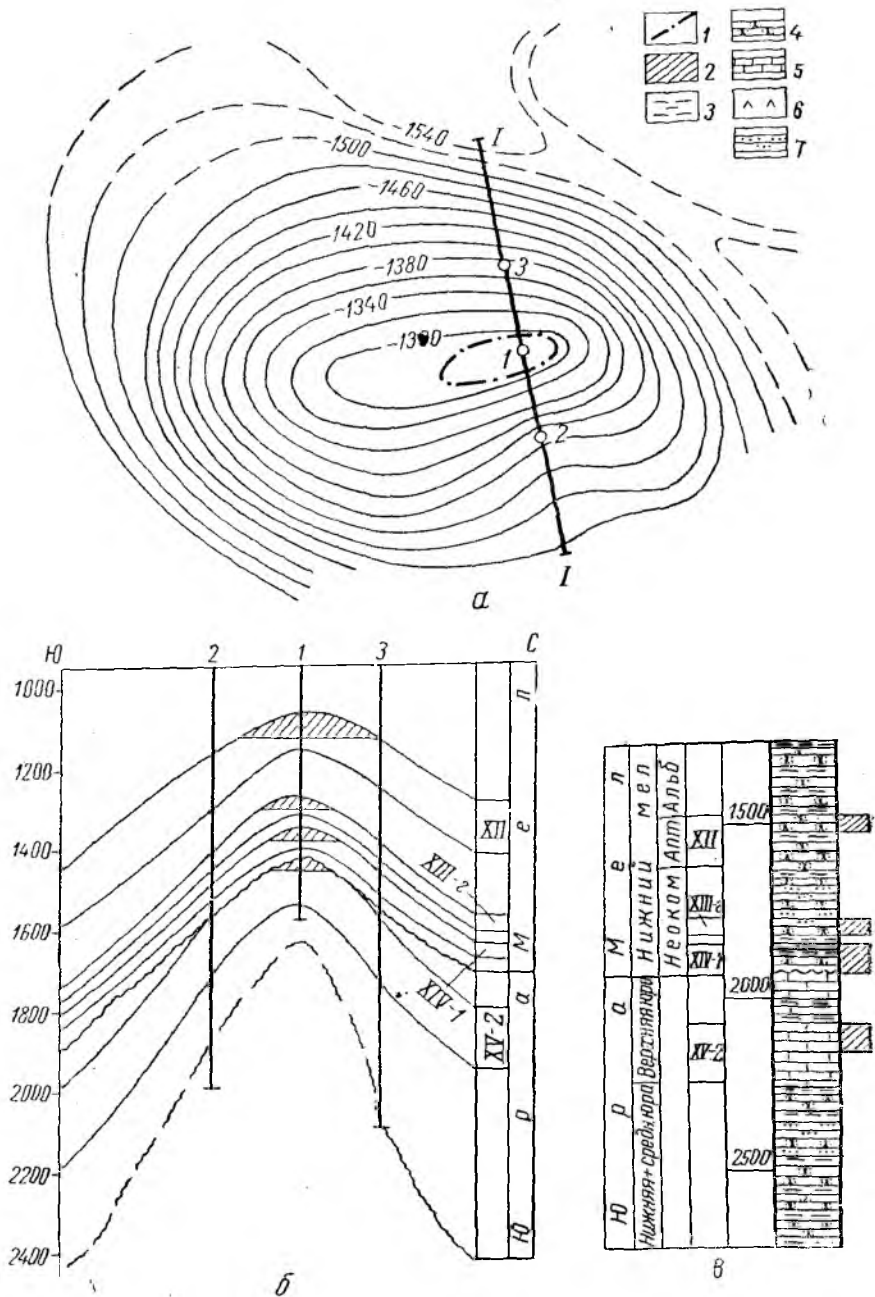


Рис. 58. Ягказганское газовое месторождение.

(По материалам У. Р. Зарипова, А. Умарова, 1963 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта XIV-I; б — профиль I-I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности горизонта XIV-I; 2 — газ; 3 — глины; 4 — песчаники; 5 — известняки; 6 — ангидриты; 7 — алевролиты.

Абсолютно свободные суточные дебиты изменяются от 500 до 1000 тыс. m^3 , пластовое давление порядка 123—120 ат.

Залежи пластовые, сводовые. Размеры их не превышают 10 × 5 км при высоте порядка 40—50 м.

Пласт XIII-Г находится в нижней части горизонта XIII, залегает на глубине 1360—1400 м и сложен красноцветными песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Мощность его 20 м, эффективная мощность 5 м.

Абсолютно свободные суточные дебиты не превышают 133 тыс. m^3 , $r_{пл} = 122$ ат. Контакт газ — вода условно проводится на отметке —1200 м.

Залежь пластовая, сводовая, высота ее не превышает 20 м, длина 10 км, ширина 2 км.

Горизонт XIV-1 приурочен к нижней части неокома и представлен красноцветными среднезернистыми песчаниками. Общая мощность его 10 м, эффективная мощность 4 м, залегает на глубине 1450—1480 м.

Абсолютно свободный дебит газа 442 тыс. $m^3/сутки$, $r_{пл} = 146$ ат. Контакт газ — вода проводится условно на отметке —1380 м.

Залежь пластовая, сводовая, длина ее 19 км, ширина 10 км, высота 110 м.

Горизонт XV-2 сложен трещиноватыми известняками и мергелями с прослоями алевролитов, залегает на глубине 1470—1500 м. Мощность горизонта 35 м, эффективная мощность около 5 м. Максимальный суточный дебит газа составляет 273 тыс. m^3 при 100-мм штуцере, $r_{пл} = 147$ ат. Контакт газ — вода отбивается на отметке —1303 м.

Залежь массивного типа, длина ее 10 км, ширина 2,5 км, высота 14 м.

Газы месторождения содержат (в %): метана от 85 до 89, этана и более тяжелых углеводородов от 1 до 4. Плотность газов 0,661—0,634, отмечается присутствие небольшого количества конденсата.

Минерализация пластовых вод юрских отложений достигает 69,4 г/л, по классификации В. А. Сулина они относятся к хлоридно-кальциевому типу, хлоридной группе, классу S_1 , S_2 , A_2 , подгруппе натриевых вод. Из микрокомпонентов присутствуют йод и бром. Воды нижнемеловых отложений имеют сходную характеристику при несколько меньшей минерализации.

Разведка месторождений продолжается.

Месторождения юго-западных отрогов Гиссара

Газовое месторождение Адамташ

Месторождение Адамташ расположено на территории Гузарского района Сурхандарьинской области Узбекской ССР, в 38 км к юго-востоку от районного центра Гузар.

Адамташское поднятие выявлено детальной структурно-геологической съемкой в 1956 г. Оно представляет собой крупную асимметричную антиклиналь северо-восточного простирания. На фоне поднятия выделяются две брахиантиклинальные складки — собственно Адамташская и Мобикская — разделенные узким прогибом.

В феврале 1962 г. на собственно Адамташской складке начато глубокое разведочное бурение. Бурением (скв. 1) вскрыты отложения верхней юры, нижнего и верхнего мела (сеноман).

Верхнеюрские отложения расчленяются на келловей-оксфордские и кимеридж-титонские. Келловей-оксфорд представлен известняками серыми и темно-серыми, местами с коричневатым оттенком, скрытокристаллическими, трещиноватыми, с включениями в виде линз и тонких прослоев ангидритов светло-серых и белых. Эта толща выделяется в продуктивный горизонт XV.

Кимеридж-титон в нижней части представлен пачкой ангидритов с прослоями известняков темно-серых, доломитизированных; выше залегает толща соли с редкими прослоями ангидрита мощностью 188 м. Соленосную толщу перекрывает пачка ангидритов с гнездами и примазками глинисто-алевролитовых пород мощностью 20 м, выше залегает 63-м толща глинисто-алевролитовых пород. Общая мощность отложений кимеридж-титона 335 м.

Нижнемеловые отложения расчленяются на валанжин-готеривские, барремские, аптские и альбские. Валанжин-готеривские отложения представлены чередованием пачек песчаников и глинисто-алевролитовых пород преимущественно красновато-бурых оттенков. Мощность 278 м. Баррем сложен преимущественно глинами красновато-бурыми, серыми и зеленовато-серыми, с прослоями известняков, гипсов и песчаников. Мощность 79 м. Аптские отложения представлены переслаиванием известняков, песчаников, алевролитов и глин. Мощность 176 м. Альбские отложения в нижней части представлены переслаиванием известняков, мергелей и глин, в верхней части — глинами с прослоями известняков. Мощность 206 м.

Верхнемеловые породы представлены чередованием глин, алевролитов, песчаников и известняков сеноманского возраста мощностью до 220 м.

Адамташская складка представляет собой брахиантиклиналь, вытянутую в северо-восточном направлении. Свод складки несколько смещен к юго-западу. Структура в сводовой части почти симметрична, с углами падения песчаников сеномана 8—14°. Северо-западная часть складки осложнена двумя нарушениями. Размер складки по изогипсе — 600 м кровли горизонта XV — 10 × 5 км (рис. 59).

При опробовании открытым забоем скв. 1 в интервале 1404—1418 м получен приток газа из верхнеюрских отложений с абсолютно свободным дебитом 570 тыс. м³/сутки, $r_{пл} = 171,55$ ат. Коллектор представлен ангидритами белыми, светло-серыми с прослоями известняков темно-серых и черных кимеридж-титонского возраста, переходящих в известняки келловей-оксфорда. Плотность газа 0,715, содержание (в %): метана 76,6, этана 8,9, пропана и

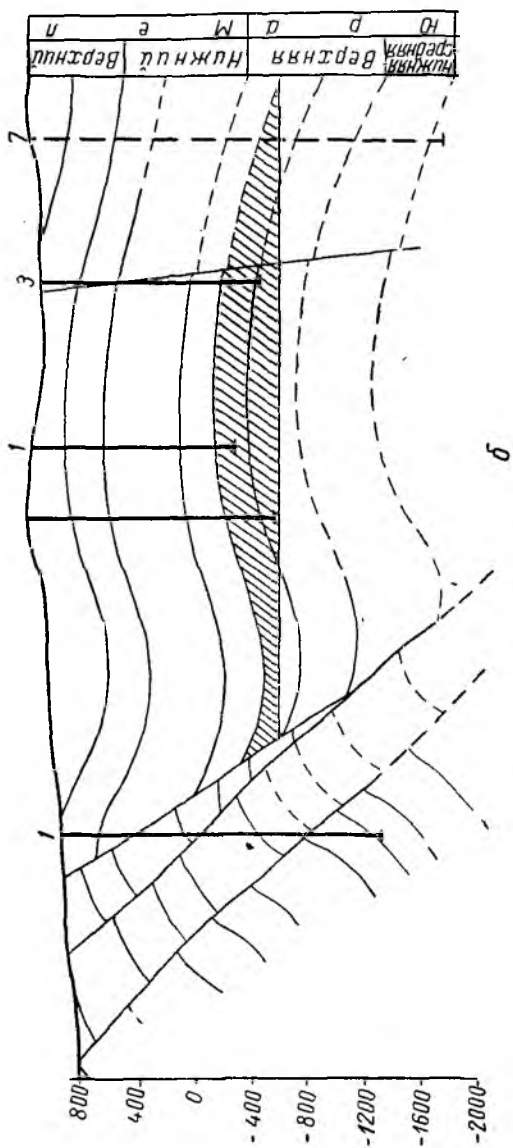


Рис. 59. Адамташское газовое месторождение.

(По материалам Л. Я. Жданова).

а — структурная карта по кровле ангидритов верхней юры; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения; 1 — контур газоносности; 2 — газ; 3 — линия нарушения; 4 — разрыв; 5 — ангидриты; 6 — гипсы; 7 — известняки.

более тяжелых 5,5, азота и редких газов 7,0. В скв. 3 в интервале 1397—1468 м (открытый забой) получен приток газа с абсолютным свободным дебитом 700 м³/сутки.

Разведочные работы на месторождении продолжаются.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Данные по геологическому строению и нефтегазоносности Амударьинской области позволяют высоко оценить перспективы открытия новых промышленных залежей газа, а возможно, и нефти в мезозойских отложениях.

Амударьинскую нефтегазоносную область следует рассматривать как крупный район, основные перспективы которого связаны прежде всего с открытием газовых месторождений. В пределах рассматриваемой области лучше всего изучена Бухарская ступень, где по состоянию на 1 января 1964 г. запасы газа промышленных категорий (А + В + С₁) достигают 600 млрд. м³.

На структурах Чарджоуской ступени — Уртабулакской, Култакской, Фарабской, Учкырской — в итоге разведочных работ также установлены в основном газовые залежи. По-видимому, распространены также нефтяные оторочки, как, например, на Зекрынской и Фарабской площадях. Однако запасы нефти на разведочных площадях Чарджоуской ступени также имеют резко подчиненное значение (характеристика промышленным запасов приведена на рис. 60)



Рис. 60. Характеристика промышленных запасов нефти и газа Амударьинской газонефтеносной области по состоянию на 1 января 1964 г. (в %).

1 — запасы нефти; 2 — запасы газа; 3 — лесчаные коллекторы; 4 — известковые коллекторы.

Разведочными работами, проведенными на Бухарской ступени выявлено одно из крупнейших газовых месторождений СССР — Газлинское, которое находится в разработке. В пределах этой ступени

лени установлен широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности мезозойского комплекса. Из 12 выявленных продуктивных горизонтов два относятся к терригенной толще нижней и средней юры, три — к карбонатной толще верхней юры, пять и два — соответственно к терригенным толщам нижнего и верхнего мела. Выявленные месторождения приурочены к крупным выступам фундамента — Янгиказганскому, Газлиевскому, Каганскому и Мубарекскому.

Большой практический интерес представляют Чарджоуская ступень и Бешкентский прогиб, где геофизическими работами установлены крупные поднятия и выступы — Испанли-Чандырский, Чарджоуский, Кабаклинский, Гугуртлиевский, а также Денгизкульский и Султансанджарский валы и другие крупные тектонические элементы. Обширная территория Чарджоуской ступени занята Каракульским прогибом. Геолого-геофизическими работами уже в настоящее время выявлено значительное количество локальных складок.

Чарджоуская ступень и Бешкентский прогиб по сравнению с Бухарской ступенью характеризуются значительным погружением фундамента, поверхность которого находится на глубине 2800—5000 м. Установлено также увеличение мощности юрских отложений, которая на Чарджоуской ступени и в Бешкентском прогибе достигает 2000 м, а на Бухарской ступени сокращается до 300—400 м.

Развитая в разрезе юрских отложений Чарджоуской ступени и Бешкентского прогиба соленосная толща кимеридж-титонского возраста, мощность которой меняется от 230 до 630 м, является надежной покрывкой для залежей газа и нефти в подстилающих отложениях.

В настоящее время установлена региональная нефтегазоносность подсолевых карбонатных отложений верхней юры. В пределах Чарджоуской ступени и Бешкентского прогиба в этих отложениях открыты газонефтяные месторождения на Кемачи-Зекрынской и Фарабской площадях, газовые залежи на Учкырском, Култаском и Уртабулакском месторождениях. В прилегающих районах юго-западных отрогов Гиссара газовое месторождение открыто на площади Адамташ.

Залежи в подсолевых карбонатных отложениях характеризуются различной продуктивностью, что связано со степенью трещиноватости известняков келловей-оксфорда. На месторождении Уртабулак абсолютно свободный дебит газа достигал 13 млн. м³/сутки. Карбонатная толща разведана еще недостаточно, но имеющиеся данные по месторождениям Уртабулак, Адамташ и Учкыр позволяют ожидать открытия крупных запасов газа, приуроченных к площадям Чарджоуской ступени, Бешкентского прогиба и юго-западных отрогов Гиссара. В ближайшие годы эта продуктивная толща будет являться основным объектом поисковых и разведочных работ в рассматриваемых районах.

Пока еще слабо изучены терригенные отложения нижней и средней юры, с которыми связаны залежи газа и нефти на Каганском и Мубарекском выступах Бухарской ступени. Эти отложения несомненно интересны для разведки. Породы мелового комплекса на Чарджоуской ступени и в Бешкентском прогибе представляют значительно меньший интерес по сравнению с Бухарской ступенью в связи с ухудшением их коллекторских свойств. Однако открытие залежей газа в неокомских отложениях на Учкырской площади, где они имеют большие запасы, позволяет положительно оценить возможности обнаружения новых залежей в этом комплексе.

Помимо перспектив открытия залежей газа и нефти в ловушках структурного типа в пределах Чарджоуской ступени большой интерес представляет выявление стратиграфических и литологически экранированных залежей в зонах выклинивания юрских, а возможно, и нижнемеловых отложений на склонах крупных выступов, а также в пограничных районах Чарджоуской и Бухарской ступеней. Проведенные в этом направлении работы показали, что на сравнительно коротком расстоянии происходит выклинивание значительной толщи юрских отложений. Такое положение имеет место на Кимерекской площади, между Кемачи-Зекрынской (Чарджоуская ступень) и Сарыташской (Бухарская ступень) структурами. Нефть в зонах выклинивания меловых отложений установлена в пределах Бухарской ступени на Караизской площади. Естественно, что поиски залежей газа и нефти в зонах выклинивания юрских, а возможно, и нижнемеловых отложений связаны с определенными трудностями. Однако это направление разведочных работ следует считать весьма перспективным.

Перспективны с точки зрения нефтегазоносности районы Заунгузского прогиба, Багаджинского вала и Карабекаульского прогиба. В указанных районах основные перспективы также связаны с подсолевыми отложениями юры. Вероятно также открытие залежей газа и нефти в надсолевых юрских отложениях и меловом комплексе. Об этом свидетельствуют притоки газа и нефти из указанных стратиграфических комплексов на структурах Байрамалийского вала и Репетек-Чешминской зоны поднятия, расположенных непосредственно к югу от Заунгузского прогиба. В Заунгузском и Карабекауальском прогибах и на Багаджинском вале геолого-геофизическими работами выявлены крупные структуры — Джиликумская, Багаджинская, Ачакская и другие, представляющие большой интерес для разведки. Заунгузский прогиб является наиболее прогнозной частью Амударьинской впадины. Здесь может быть развит более полный стратиграфический разрез с увеличенными мощностями юрских и меловых отложений, а следовательно, можно ожидать появления новых возможно продуктивных горизонтов. Рассматриваемые районы занимают обширную территорию, глубинное строение которой изучено еще очень слабо. В настоящее время имеются только одиночные скважины, которыми разрез юрских отложений вскрыт неполностью.

Большие перспективы связываются с западной бортовой частью Амударьинской впадины, в пределах которой выделяются Хивинская и Беурдешикская ступени. На этой территории выявлен крупный Восточно-Унгузский вал, состоящий из Южно-Унгузской и Гагаринской структур значительных размеров. Помимо них геолого-геофизическими работами выявлены Киршичлинская и другие локальные структуры, которые представляют интерес для разведки.

Хивинская и Беурдешикская ступени непосредственно примыкают к восточному склону Центрально-Каракумского свода. В их пределах отмечается ступенчатое погружение поверхности фундамента и связанное с этим увеличение мощности мезозойских и прежде всего юрских отложений по сравнению с наиболее повышенной частью Центрально-Каракумского свода. Хивинская и Беурдешикская ступени рассматриваются как весьма перспективные в смысле нефтегазоносности юрских и нижнемеловых отложений. Их глубинное геологическое строение изучено также очень слабо, глубокое разведочное бурение начато на Гагаринской структуре.

Таким образом, Амударьинская нефтегазоносная область, безусловно, является одной из наиболее перспективных в Средней Азии. Основные перспективы связаны с открытием преимущественно газовых месторождений в мезозойском комплексе. Наибольшее значение имеют юрские отложения.

СУРХАН-ВАХШСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область расположена в пределах Таджикской и Узбекской ССР. Общая площадь ее достигает 50 000 км². На востоке она ограничена Дарвазским хребтом, на севере — Гиссарским хребтом, на западе — юго-западными отрогами Гиссара, а на юге — государственной границей с Афганистаном. В тектоническом отношении рассматриваемая область соответствует северной части Афгано-Таджикской впадины. Часть впадины, расположенную в пределах Советского Союза, мы будем для удобства именовать Таджикской депрессией (общепринятый термин).

Высотные отметки Дарвазского и Гиссарского хребтов достигают 5 км и более. Во внутренней части Таджикской депрессии выделяются многочисленные хребты, имеющие в общем меридиональное или близкое к нему направление. В восточной части они параллельны системам Памира и Дарваза, а в западной соответствуют общему простиранию юго-западных отрогов Гиссара. Максимальные отметки хребтов внутренней части Таджикской депрессии достигают 2000 м, они отмечаются в восточной части района, в западной части отметки понижаются до 900 м и ниже. Между хребтами располагаются пониженные участки рельефа, совпадающие с речными долинами Вахша Кафирнигана, Сурхая-Дарья. На северо-востоке Таджикская депрессия через узкую зону между Алайским хребтом и Памиром (Алайский пролив) соединяется с расположенной восточнее Кашгарской впадиной.

Характер рельефа Таджикской депрессии находится в прямой зависимости от особенностей геологического строения области. Хребты внутренней части Таджикской депрессии, как правило, сложены меловыми и палеогеновыми отложениями, а понижения между ними — молассовой толщей неогена и четвертичных отложений. На юге Таджикская депрессия ограничена р. Пяндж и ее продолжением р. Аму-Дарья (после слияния рек Пяндж и Вахш).

Климат района резко континентальный. Абсолютная максимальная температура превышает +47°, средняя температура января —0,7°. Лето продолжается 8—9 месяцев.

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕННОСТИ

Сведения о геологическом строении Таджикской депрессии были получены во второй половине XIX в. благодаря многолетним исследованиям И. В. Мушкетова, Г. Д. Романовского и более поздним работам В. Н. Вебера. Планомерное изучение Таджикской депрессии, имеющее значение для оценки перспектив нефтегазоносности этой территории, началось после Великой Октябрьской социалистической революции. Были выявлены основные черты геологического строения Таджикской депрессии, что позволило дать обоснованную оценку перспектив ее нефтегазоносности. Основное внимание было уделено проблеме нефтегазоносности палеогеновых отложений.

Геофизические работы были начаты в 1934 г. Ю. Н. Годиным, позднее их продолжили Н. П. Архипов, М. Ю. Михлин, Б. П. Лебедев, Н. В. Валерштейн, В. С. Косовский, Т. В. Смолина и другие. Эти исследователи проводили гравиметрические работы главным образом в Сурхандарьинской и Вахшской синклиналильных зонах.

Электроразведочные и сейсмические работы проводили в более ограниченных районах С. С. Василенко, Н. И. Несмелов, И. Г. Медовский, Ф. И. Жалыбин, А. М. Лушаков, В. Ф. Печерников и другие. В последние годы объем этих работ увеличился, основное место занимают сейсмические работы в Вахшской зоне и Душанбинском районе.

По рекомендации Н. П. Туаева разведочное бурение было начато в 1933 г. на площади Хаудаг. В 1934 г. здесь было открыто первое в Таджикской депрессии нефтяное месторождение с продуктивными горизонтами в бухарских слоях палеоцена. В последующем основные разведочные работы проводились с целью разведки палеогеновых отложений. Были открыты месторождения Уч-Кизыл, Кокайты, Ляль-Микар, Кызыл-Тумшук, Шаамбары.

На возможную нефтегазоносность мезозойского комплекса в Таджикской депрессии указывали многие исследователи. В работе, изданной в 1941 г., а также в более ранних трудах В. Б. Порфирьев высказал мысль о том, что нефть в Средней Азии образовалась в отложениях юры, а залежи в вышележащих комплексах являются вторичными.

Большое значение для оценки перспектив нефтегазоносности мезозойского комплекса имели обнаруженные П. И. Калугиным признаки жидкой нефти в соляногипсовой толще верхней юры в районах Гаурдака.

Поиски залежей в мезозойском комплексе привели к открытию газовых месторождений Андыгенского и Комсомольского с продуктивными горизонтами в юрских и меловых отложениях.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

Наиболее древние палеозойские отложения, слагающие фундамент Таджикской депрессии, обнажаются в обрамляющих ее горных сооружениях Гиссарского и Дарвазского хребтов, а также на

юго-западных отрогах Гиссарского хребта. Они представлены разнообразными по возрасту, составу и фациям породами, среди которых известны осадки от кембрия до карбона включительно. Палеозойский комплекс сложен сильно метаморфизованными породами, прорванными основными и кислыми интрузиями. Это — кварциты, мраморизованные известняки, метаморфические сланцы, конгломераты, различные эффузивы основного и среднего состава и изверженные породы.

Пермские отложения в районе Дарваза, мощность которых достигает 4700 м, представлены сланцами, туфогенными песчаниками и конгломератами, массивными известняками. В верхней части разреза выделяется туфо-сланцевая толща верхней перми. Общая мощность верхнепермских отложений в районе Дарваза не превышает 250 м. Верхняя часть палеозойского разреза во многих районах еще не расчленена и также имеет весьма разнообразный литологический состав.

Триасовые отложения в Таджикской депрессии и окружающих районах известны лишь в нескольких пунктах и наиболее полно представлены в Дарвазе и на Гиссарском хребте. По данным С. К. Овчинникова и П. Д. Виноградова триасовые отложения представлены в Центральном Таджикистане континентальной толщей, которая несогласно перекрывается юрскими или меловыми породами. На Северном Памире триасовые отложения представлены мощной вулканогенно-конгломератовой толщей.

Юрские отложения в отличие от триасовых распространены более широко и обнажаются на юго-западных склонах Дарваза, южных склонах Гиссарского хребта и в его юго-западных отрогах. В последние годы эти отложения были вскрыты скважинами в Душанбинском районе. Соляногипсовая толща верхней юры слагает ядра многих куполов в Кулябской синклинальной зоне.

Меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения вскрыты большим количеством скважин.

Стратиграфическое расчленение осадочных отложений, вскрытых бурением в Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области, приведено в табл. 17.

ТЕКТОНИКА

Тектонику Таджикской депрессии изучали многие исследователи — С. А. Захаров, К. В. Бабков, П. К. Чихачев, И. Е. Губин, В. И. Браташ, В. Я. Широков, А. А. Бакиров, Л. Б. Вонгаз, Н. П. Туаев, С. Н. Симаков и другие. Большое значение для выяснения глубинного строения Таджикской депрессии имеют геофизические исследования, обобщенные М. П. Белеловским, А. Б. Коганом и другими.

Как указывалось выше, Таджикская депрессия является частью обширной Афгано-Таджикской впадины, расположенной в пределах Советского Союза (Таджикская и Узбекская ССР) и Северного Афганистана.

Группа	Система	Отдел	Подотдел, ярус	Подъярус, слой	Свита	Литоология				
1	2	3	4	5	6	7				
Кайновой	Четвертичная (сотни метров)	Средне-верхнечетвертичные — современные				<p>Аллювиальные отложения представлены как крупно-, так и мелко-обломочным материалом. Пролувий концентрируется близ склонов долин рек, крупных оврагов и нижних террас и состоит из галечников, гравия, песчано-глинистого материала.</p> <p>Аллювиально-пролювиальные отложения представлены в основном в нижней части конгломератами или галечниками, песками; в верхней части лёссами, лёссовидными суглинками и супесями.</p> <p>Делювий представлен красноватой глинисто-песчаной массой в областях, где широко развиты красноцветные отложения. Мощность отложений достигает 530 м</p>				
						Древнечетвертичные			Кулябская	<p>Переслаивание глин коричнево-красных, светло-бурых, светло-коричневых с песчаниками светло-серыми, конгломератами и алевритами буровато-красными. В верхней части в Кулябском районе свита содержит 50-м соляно-гипсовую толщу. Мощность достигает 320 м</p>
						Плиоцен			Полиэвская	<p>На востоке свита сложена конгломератами средне- и крупногалечными, пепельно-серыми видимой мощностью до 1000 м, на юге и в центральной части депрессии — песчаниками буровато-серыми с прослоями и линзами мелко- и среднегалечных конгломератов мощностью 450—700 м</p>
	Неоген (2170—7320 м)				Карацкая	<p>Конгломераты буровато-серые, крупногалечные и валунные с прослоями паттумных пород. В разрезах северного Гиндукуша — переслаивание алевритов и песчаников с линзами и прослоями конгломератов. В центральной части депрессии разрез сложен алевритистыми паттумами палевого цвета. Мощность увеличивается к северу от 400 до 1750 м</p>				

1	2	3	4	5	6	7						
Кайнозой	Неоген (2170—7320 м)	Миоцен			Тавльдаринская	На востоке, в районе хр. Кум-Вористан разрез представлен песчано-глинисто-конгломератовой толщей. Мощность 300—1625 м						
					Хингоуская	Чередование песчаников буровато-зеленых, серых, светло-коричневых, разнозернистых алевролитов и глин буровато-серых, буровато-коричневых и красно-бурых. В восточной части депрессии и в районе хр. Хозретипи разрез представлен конгломератами средне-крупногалечными, полимиктовыми, буровато-коричневыми с прослоями песчаников. Мощность свиты изменяется от 420 до 1570 м						
					Бальджуанская	Песчано-алевритовая толща с прослоями конгломератов. В некоторых разрезах восточной и южной частей депрессия имеет двухчленное строение. Внизу залегают породы камолинской, вверху — чильдаринской подсвит. Мощность 130—1500 м						
	Палеоген (200—950 м)	Олигоцен	Нижний	Сумсарские			В нижней части — красные глины, в средней — переслаивание алевролитов и гипсов. Вверху — красные глины, песчаники. В западных разрезах гипсы исчезают и мощности сокращаются. Мощность 60—150 м					
							Эоцен	Верхний	Исфаринские-ханабадские			Глилы зеленые, серые, коричневые, красные с тонкими прослоями мергелей и известняков. К западу мощность резко сокращается. Мощность 50—220 м
												Риштаиские

1	2	3	4	5	6	7
Кайнозой	Палеоген (200—950 м)	Эоцен	Верхний	Туркестанские		Глины зеленые, светло-серые и желтые с редкими прослоями более плотных мергелей. Мощность 50—150 м
			Средний	Алайские		Чередование известняков-ракушнякав, мергелей и глин. На востоке в средней части — толща гипсов, в нижней — известняки и мергели. На западе гипсы замещаются глинами. Мощность 30—160 м
			Нижний	Сузакские		Глины светло- и серовато-зеленые с редкими прослоями мергелей. Мощность 10—190 м
		Палеоцен	Верхний	Бухарские		Известняки темно-серые, светлые, плотные, доломитизированные. На востоке в средней части — толща гипсов. На западе в основании — известняки с брекчией. Мощность 100—250 м
			Нижний	Акджарские		Гипсово-карбонатная толща на западе, на востоке сменяется гипсами и красноцветными образованиями (глины, песчаники, алевролиты). Мощность достигает 120 м
		Мезозой	Мел (1370—2550 м)	Маастрихт	Верхний	
Нижний						Глины зеленые с прослоями ракушнякав, известняков. На востоке известняки. Мощность до 75 м
Верхний (520—1600 м)	Кампан				Переслаивание зеленовато-серых глин, мергелей, песчаников и известняков. Мощность 10—150 м	
	Сангон				Пестроцветные глины, серые и желтые песчаники, гипсы, прослой больших известняков. Мощность 40—235 м	

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел (1370—2550 м)	Верхний (520—1600 м)	Кобыяк			Гипсы серые, голубые, зеленоватые с прослоями песчаников и известняков. К востоку разрез становится более карбонатным. Мощность 50—200 м
			Турон	Верхний		Толща глин зеленых, серых с прослоями известняков и гипсов. Мощность до 200 м
				Нижний		Глины зеленые с прослоями мергелей и известняков. Мощность 30—250 м
			Сеноман			Серовато-зеленые глины с прослоями песчаников и оолитовых известняков. На востоке в основании — красные глины и песчаники. Мощность 100—310 м
			Альб	Верхний		Глины зеленые, красные с прослоями известняков, песчаников, мергелей, гравелитов и ракушняков. Мощность 25—175 м
				Средний		Вверху — ракушняки, известняки, мергели, иногда толща пестроцветных глин с прослоями алевролитов, песчаников и глин. Внизу — преимущественно песчаники красные, серые с глинами коричневыми, известняками и ракушечниками. Мощность 108—230 м
				Нижний		В верхней части — преимущественно глины зеленые, красные с прослоями песчаников и алевролитов. Внизу — песчаники серые с прослоями конгломератов, алевролитов и глин. Мощность 50—177 м
				Калистрекская		Песчаники серые, кирпично-красные, бурые и глины серые, красные, зеленые с прослоями известняков. Мощность 35—133 м

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Мел (1370—2550 м)	Нижний (500—1100 м)	Баррем-апт		Верхняя окузбулакская	Красноцветные глины, алевролиты, песчаники и глины. Мощность 35—140 м
					Нижняя окузбулакская	Глины красные, зеленые, малиновые с прослоями песчаников, мергелей, алевролитов, известняков, ракушняков. Мощность 35—130 м
			Валажний-готерив		Кызылташская	Красноцветные песчаники, в низах — красноцветные глины и алевролиты. Мощность 71—215 м
					Альмурадская	Красноцветные глины и алевролиты с прослоями глин зеленых, гипсов и доломитов. Мощность 35—150 м
	Карабильская				Песчаники, глины и алевролиты красного цвета. Мощность 65—260 м (нижняя часть, по-видимому, относится к титону)	
	Юра (600—2000 м)		Мальм	Кимеридж-титон		Глины загипсованные, ангидриты, каменные и калийные соли с прослоями известняков. В разрезах юго-западного Дарваза — песчаники, алевролиты, глины, гипсы с прослоями мергелей и известняков. Мощность 50—80 м
				Оксфорд		Известняки, доломиты, мергели. В разрезах юго-западного Дарваза — песчаники, алевролиты, глины с прослоями гипсов в верхней части. Мощность 40—550 м
				Келловей		Известняки, мергели, алевролиты, песчаники. В разрезах юго-западного Дарваза — преимущественно песчаники известковистые. Мощность 60—300 м
		Доггер	Бат		Переслаивание песчаников, алевролитов, мергелей и глин, иногда известняков и гравелитов. Мощность до 250 м	

1	2	3	4	5	6	7
Мезозой	Юра (600—2000 м)	Доггер	Ален-байос			Вверху — известняки, песчаники, алевролиты, в нижней части — преимущественно песчаники, алевролиты, угли, глины. Мощность 30—280 м
		Лейас				Переслаивание алевролитов, песчаников, глин, графелитов и углей. Мощность 0—330 м

Рассматриваемая территория в течение мезозоя, палеогена и особенно неогена представляла собой область прогибания и накопления мощной толщи осадков. В мезозое и палеогене тектонические движения были малоактивными, в это время Таджикская депрессия входила в состав эпигерцинской платформы Средней Азии. Весьма интенсивными движениями были в неоген-четвертичное время, когда сформировались горные сооружения Тянь-Шаня и Памира, обрамляющие Таджикскую депрессию, а также глубокие прогибы и резко выраженные антиклинальные зоны внутри этой структуры.

Границами Таджикской депрессии на севере и востоке являются складчатые системы Гиссара и Дарваза, на западе — мегантиклиналь юго-западных отрогов Гиссара. Вопрос о западной границе является дискуссионным, ряд исследователей включают юго-западные отроги Гиссара в Таджикскую депрессию.

В Гиссарской зоне мезо-кайнозойские отложения сохранились лишь в некоторых пунктах. В основном эта зона сложена палеозойским комплексом. Простирание герцинских структур преимущественно субширотное.

В Дарвазской зоне структуры герцинского фундамента имеют субмеридиональное простирание. В восточной ее части выделяется серия разломов (Дарвазская зона), которая определяет границы Дарвазской зоны и Кулябской мегасинклинали, входящей в Таджикскую депрессию.

К западу от Кулябской мегасинклинали последовательно располагаются Обигармская мегантиклиналь, Вахшская мегасинклиналь, Кафирниганская мегантиклиналь, Сурхандарьинская мегасинклиналь. Границей Таджикской депрессии на западе является Келиф-Ширабадская зона шовных структур, имеющая в общем субмеридиональное простирание.

К югу от Гиссарской зоны расположен Душанбинский прогиб широтного простирания. Ранее этот структурный элемент называли Предгиссарским прогибом, или Гиссарской долиной (по С. А. Захарову). Однако, учитывая новые данные, полученные в результате

бурения, наиболее правильным названием является Душанбинский прогиб (рис. 61).

Выделенные мегасинклинали, как правило, характеризуются глубоким погружением в центральных частях мезозойских и палеогеновых пород и значительным развитием молассовых отложений неоген-четвертичного возраста. Для мегантиклиналей характерно развитие на поверхности палеогеновых и меловых отложений, которые прослеживаются на большом расстоянии в меридиональном направлении.

Кулябская мегасинклинали имеет значительные размеры, максимальная мощность неоген-четвертичных отложений в южной ее части достигает 6—7 км. Для рассматриваемого структурного элемента характерны крупные антиклинальные и синклиналильные складки, которые простираются на десятки километров. В этой зоне весьма интенсивно проявилась соляная тектоника, и на поверхности обнажаются соляные купола Ходжа-Мумын, Ходжа-Сартис, Нушмон и другие. Большинство геологов предполагают, что корни этих соляных куполов связаны с верхнеюрскими отложениями. В центральной части Кулябской мегасинклинали, по П. К. Чихачеву, выделяется Ховалингская антиклинальная складка, к востоку и западу от которой находится еще ряд параллельных ей структур. Здесь известны Ихсуйская, Болджуанская и другие антиклинали. Они имеют сложное строение, углы наклона слоев в неогеновых отложениях достигают 60—80°, складки осложнены надвигами. Своды антиклиналей остроугольные, складки наклонены к северо-западу. Длина их в этой части мегасинклинали измеряется десятками километров, ширина составляет 3—5 км. В южной части Кулябской мегасинклинали известны структуры — Кулябская, Кичиктерьяйская и другие, которые характеризуются относительно спокойным строением: своды складок более широкие и пологие, длина их измеряется километрами. Дивизион-ктивные нарушения развиты значительно меньше, чем в северной части.

Обигармская мегантиклиналь — приподнятая область, разделяющая Кулябскую и Вахшскую мегасинклинали. Она также простирается в меридиональном направлении, а на севере приобретает северо-восточное простирание. В пределах Обигармской мегантиклинали развиты линейные протяженные складки, сложенные в северной части породами мела, а в южной — палеогена.

По данным С. А. Захарова в ряде мест рассматриваемой зоны обнажаются верхнеюрские гипсы с глинами и поваренной солью, которые он рассматривает как зачаточные соляные купола. Линейные складки Обигармской мегантиклинали осложнены многочисленными нарушениями, особенно широко развитыми в северной части зоны. В южных районах локальные структуры приобретают относительно более спокойную форму; они становятся шире и, как правило, являются симметричными. В южном направлении происходит общее погружение Обигармской мегантиклинали, которая, так же как

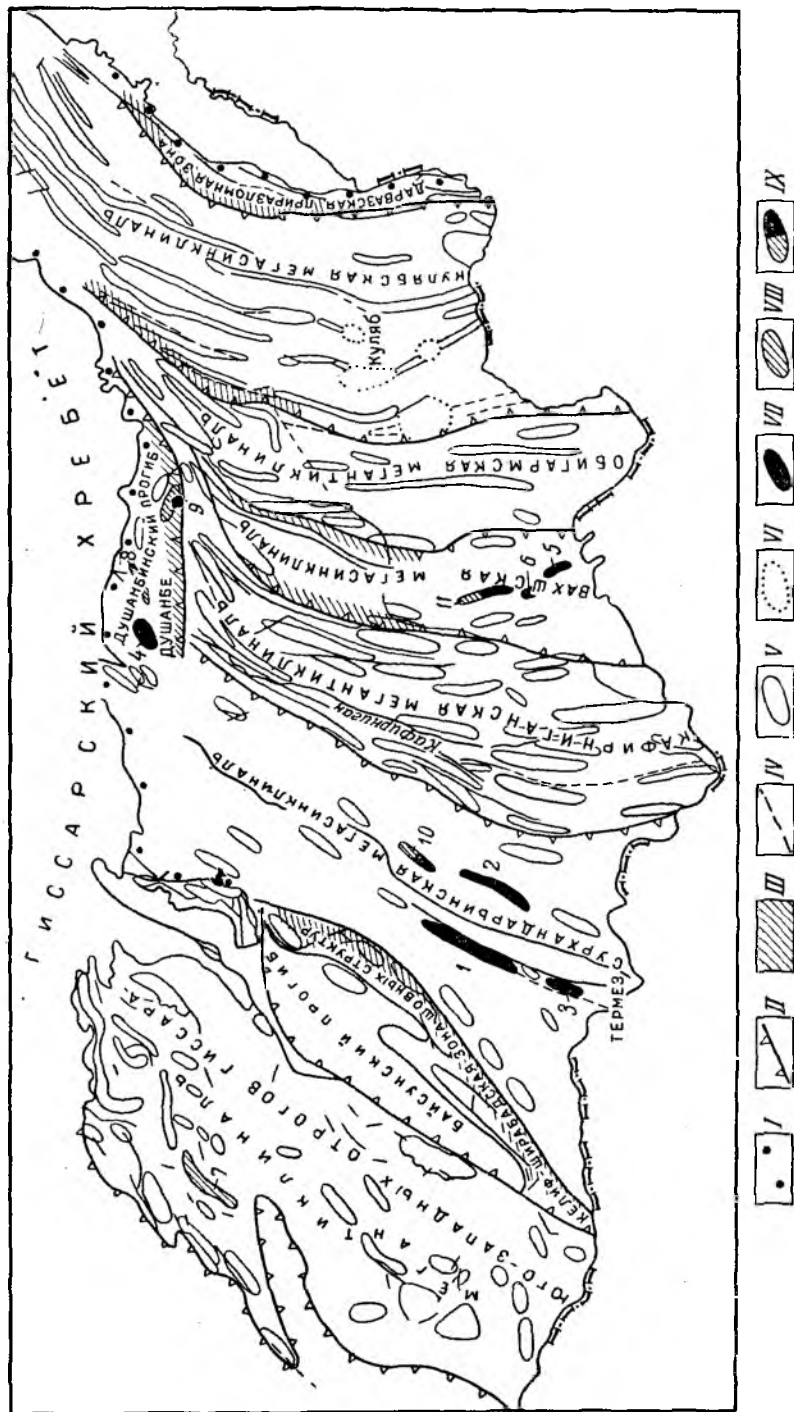


Рис. 61. Схема тектонического районирования Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области.

(Составили: В. И. Брагаш, С. В. Егупов, В. В. Цециков, А. И. Шеломенцев, под редакцией Г. Х. Дикенштейна, 1964 г.)

I — граница нефтегазоносной области; II — контуры крупных структурных элементов; III — разломы и флексуры, ограничивающие тектонические элементы; IV — тектонические нарушения; V — локальные складки; VI — соляные купола; VII — нефтяные месторождения; I — Хаудат; 2 — Конайт; 3 — Уч-Кивал; 4 — Шаамбары; 5 — Кичик-Бель; 6 — Аюббадар; VIII — газовые месторождения; 7 — Адамташ; 8 — Комсомольское; 9 — Андуген; IX — газонефтегазовые месторождения; 10 — Диль-Микар; 11 — Кызыл-Тумшуг.

и Кулябская мегасинклиналь, продолжается в районы Северного Афганистана.

Антиклинальные складки южной части Обигармской мегантиклинали имеют явно выраженное коробчатое строение; они протягиваются на 20—30, иногда на 50—60 км, ширина их 3—6 км; углы падения крыльев не превышают 40°. В южной части выделяются Аллатауская, Табакчинская, Тереклитауская, Каратауская и другие крупные складки.

Вахшская мегасинклиналь, расположенная к западу от описанной выше, также имеет меридиональное простирание. В ее пределах широко распространены четвертичные отложения, а суммарная мощность неоген-четвертичных молассовых пород в наиболее погруженной части мегасинклинали достигает 2,5—3 км. Вахшская мегасинклиналь морфологически выражена впадиной, сформированной долинами Вахша на юге и Явана на севере. Она разделяет две приподнятые области — Обигармскую на западе и Кафирниганскую на востоке.

Геологопоисковыми и разведочными работами более полно изучена южная часть Вахшской мегасинклинали. Здесь выявлен ряд структур меридионального простирания, которые соответствуют невысокой возвышенности, сложенной в основном неогеновыми и четвертичными отложениями. Многие исследователи (В. В. Болтышев, Г. Н. Газарян и другие) объединяют выявленные структуры в несколько антиклинальных линий. В западную линию входят структуры Карадум и Карабура, в центральную — Кызыл-Тумшук, Акбашадыр, Кичик-Бель, Уртабоз, в восточную — Кичик-Дунгуз, Курган-Тюбе. Как правило, антиклинальные складки характеризуются значительным превышением длины над шириной, а также асимметричным строением. В западной антиклинальной линии складки наклонены к востоку, а в восточной — к западу.

Кафирниганская мегантиклиналь характеризуется приподнятым залеганием меловых и палеогеновых отложений и разделяет две мегасинклинали — Вахшскую на востоке и Сурхандарьинскую на западе. На севере она сочленяется с Душанбинским прогибом, на юге уходит в пределы Афганистана. Так же как и в других структурных элементах Таджикской депрессии, строение складок северной и южной частей Кафирниганской мегантиклинали существенно различается. На севере структуры имеют более сложное строение, крылья складок нередко запрокинуты, своды узкие, структуры имеют линейные формы и протяженность до 100 км при ширине 3—5 км. Складки осложнены надвигами, системы которых образуют своеобразную чешуйчатую структуру. Амплитуда надвигов достигает 3—5 км, а в местах их проявления на поверхности обнажаются соленосные отложения верхней юры.

В северной части Кафирниганской мегантиклинали выделяется ряд складок — Джетымтауская, Каршитауская, Даганакиикская, Бабатагская и другие. Всем им в рельефе соответствуют крупные возвышенности. Бабатагская антиклиналь по данным П. К. Чихачева

и А. Р. Бурачека представляет моноклиналиную складку юго-западного простирания, протягивающуюся на 125 км. Западное ее крыло надвинуто на Каршитаускую складку и по линии надвига отмечается контакт нижнего мела и неогена. Меловые отложения залегают под углом 35—45°. Бабатагская антиклиналь осложнена более мелкими складками. Даганакиикская складка также имеет сложное строение, в ее сводовой части обнажаются породы нижнего мела. Каршитауская антиклинальная складка надвинута на западное крыло структуры Гарданиушти — Северный Рейган. На западном крыле Каршитауской складки породы падают под углом 50—70°. Часто они имеют опрокинутое залегание.

В южной части Кафирниганской мегантиклинали строение складок менее сложно, чем на севере. Длина складок в этой зоне достигает 30 км, ширина 3—5 км, складки имеют меридиональное простирание, в их ядрах обнажаются меловые и палеогеновые отложения. Углы падения крыльев колеблются от 15—20 до 35—45°. Амплитуда складок измеряется сотнями метров. Большое значение приобретают нарушения типа сбросов и взбросов. В южной части Кафирниганской мегантиклинали выявлены структуры — Арыктау, Ходжа-Казиян, Аруктау (северный и южный), Кызымчек и другие. На некоторых площадях (Ходжа-Казиян, Арыктау, Кызымчек) проводится разведочное бурение, скважинами вскрыта пока только нижняя часть разреза мела.

Большинство складок, так же как и в других районах Таджикской депрессии, отображается в рельефе в виде возвышенностей. Антиклиналь Ходжа-Казиян прослеживается на 45 км при ширине, измеряемой единицами километров. Строение этой складки осложнено системой нарушений, имеющих меридиональное простирание. Антиклиналь Аруктау представляет собой узкую линейно вытянутую складку с углами падения крыльев, достигающими 35°.

Сурхандарьинская мегасинклинали расположена к востоку от Кафирниганской мегантиклинали. Западная ее граница определяется Келиф-Ширабадской зоной шовных структур. В пределах рассматриваемой мегасинклинали широко распространены неогеновые и четвертичные отложения, суммарная мощность которых в наиболее погруженной части достигает 3 км, а возможно, и более.

В Сурхандарьинской мегасинклинали развиты антиклинальные складки двух типов. К первому относятся структуры (Актауская, Хаудагская, Ляльмикарская и другие), линейно вытянутые на 15—25 км, а иногда и значительно более при ширине 3—4 км. Ко второму типу относятся структуры (Каракуртская, Истаринская, Аширханская), расположенные в западной части Сурхандарьинской мегасинклинали. Они характеризуются глубоким залеганием палеогеновых отложений, спокойным строением и незначительным превышением длины складок над их шириной. Эти структуры объединяются в зону. Кроме нее, выделяются три антиклинальные линии — Термез-Хаудагская, Джейранхана-Ляльмикарская и Актау-Кургаичинская.

Термез-Хаудагская линия включает структуры Хаудаг, Учкизыл, Шурчи и другие. В Джейранхана-Ляльмикарскую и Актау-Кургачинскую антиклинальные линии входят одноименные складки.

Душанбинский прогиб протягивается в широтном направлении и рассматривается некоторыми исследователями как северо-восточное продолжение Сурхандарьинской мегасинклинали. Восточное замыкание Душанбинского прогиба устанавливается по многочисленным выходам юрских отложений. На севере прогиб граничит со складчатой зоной Гиссара по системе крупных разломов. На юге он ограничен резко выраженными и сложно построенными складками северных частей Кафирниганской и Обигармской мегантиклиналей. Эта граница также определяется по нарушениям. Степень дислоцированности мезозойских и палеогеновых отложений в Душанбинском прогибе уменьшается от периферии к центральной его части.

Геологопоисковыми и геофизическими работами здесь выявлено несколько брахиантиклинальных структур — Андыгенская, Комсомольская, Шаамбаринская и другие — субширотного простирания.

Анализ геофизических материалов позволил Б. Б. Таль-Вирскому и Л. Б. Вонгазу высказать некоторые соображения о строении нижней части осадочного чехла и фундамента Таджикской депрессии. По геофизическим данным простирание структур фундамента Таджикской депрессии в области Кулябской мегасинклинали преимущественно субмеридиональное (памирское), а на остальной территории субширотное (тяньшаньское). По-видимому, характер структур подсолевых отложений и надсолевого комплекса существенно различен. Как следует из приведенных материалов, в надсолевом комплексе Таджикской депрессии, как правило, развиты сложно построенные структуры линейной формы. В подсолевом комплексе большинство складок имеет почти изометричную форму (по Л. Б. Вонгазу и М. Л. Белеловскому) и их размеры колеблются в широких пределах — от 10 до 35 км в длину и от 5 до 15 км в поперечнике. Подсолевым структурам такого типа в надсолевом комплексе соответствуют антиклинальные линии. По-видимому, такие соотношения являются следствием проявления соляной тектоники, значительно усложняющей строение надсолевого комплекса. Эти данные имеют большое значение для оценки перспектив нефтегазоносности подсолевых осложнений Таджикской депрессии.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области открыто 10 нефтяных и газовых месторождений: Хаудагское, Учкизылское, Кокайтинское, Ляльмикарское — в Сурхандарьинской мегасинклинали; Кызылтумшукское, Кичикбельское, Акбашадырское — в Вахшской мегасинклинали; Андыгенское, Комсомольское и Шаамбаринское — в Душанбинском прогибе.

Основные залежи нефти и газа были выявлены в палеогеновых отложениях, где обнаружено 10 нефтяных, 4 газовых и 5 газонефтяных залежей. Нефтяные залежи в палеогеновом комплексе приурочены к месторождениям Хаудаг, Уч-Кизыл, Кокайты, Кичик-Бель, Акбашадыр, Шаамбары; газонефтяные — к месторождениям Ляльмикар и Кызыл-Тумшук и газовая — к месторождению Комсомоль-

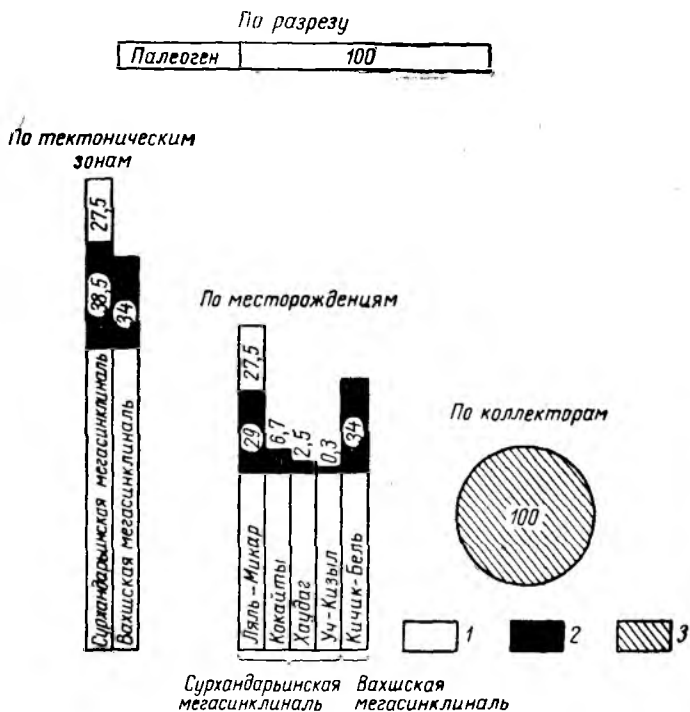


Рис. 62. Характеристика промышленных запасов нефти и газа Сурхав-Вахшской нефтегазоносной области на 1 января 1964 г. (в %).

1 — запасы газа; 2 — запасы нефти; 3 — известковые коллектора.

ская. Наиболее крупные залежи связаны с бухарскими слоями палеогена, а на месторождениях Ляльмикар и Шаамбары также с алайскими слоями эоцена.

Нефти бухарских слоев отличаются большой плотностью (0,93—0,958 г/см³), высоким содержанием серы (до 6,5%), небольшим выходом легких фракций. Значительно отличается от нефтей бухарских слоев нефть алайского продуктивного горизонта на месторождении Шаамбары.

Распределение промышленных запасов нефти и газа показано на рис. 62. Для бухарских слоев характерны высокие дебиты нефти

достигающие в ряде случаев 150 *т/сутки*. Однако дебиты скважин колеблются в очень широких пределах и во многих случаях составляют 3—5 *т/сутки*. Основными коллекторами в палеогеновых отложениях являются карбонатные породы, емкостные свойства которых связаны с их трещиноватостью. Установлено повышение продуктивности скважин после солянокислотной обработки. Так, по скважинам, искрившим алайский горизонт месторождения Шаамбары, дебит нефти после обработки увеличился от 3 до 29 *т/сутки*. Интенсивные газопроявления из бухарских слоев палеогена были получены в процессе бурения скважин на площади Карабура. Размеры залежей нефти в бухарских слоях колеблются в очень широких пределах, достигая максимального значения на площадях Кокайты и Ляльмикар, где их длина составляет 6 км, а ширина около 400 м. К настоящему времени месторождения Хаудаг, Уч-Кизыл, Кокайты и Ляльмикар уже в значительной степени выработаны.

В последние годы выявлены залежи газа в новом стратиграфическом комплексе — мезозойском. Они установлены в верхнемеловых отложениях на Кызылтумшукской и Комсомольской площадях; в нижнемеловых отложениях на Андыгенской и Комсомольской структурах и в келловей-оксфордских отложениях верхней юры на Андыгенской площади. В сеноманском надъярусе, сложенном в основном известняками, газовые залежи выявлены на Кызылтумшукской площади. Абсолютно свободный дебит газа достигает 950 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$. В туронском ярусе интенсивные газопроявления установлены на Комсомольской площади, где продуктивные горизонты приурочены к песчаникам, имеющим эффективную пористость 15%. Приток газа с водой был получен на этой же площади из сеноманских известняков и песчаников. В альбских отложениях на Комсомольской площади в интервале 1220—1145 м был получен газ с суточным дебитом 400 тыс. м^3 при 25-мм штуцере. Газопроявления в сеномане были также установлены на Андыгенской площади. Газовые залежи были установлены в альбских и аптских отложениях, а из неокомских был получен приток с суточным дебитом 350 тыс. м^3 при 12-мм штуцере. В южной части Таджикской депрессии на площади Кичик-Донгуз в процессе бурения были установлены газопроявления из сеноманских отложений. На Андыгенской площади из келловей-оксфордских отложений в 1964 г. был получен приток газа с суточным дебитом 15 тыс. м^3 при 12-мм штуцере. В составе этого газа содержится большое количество (до 19%) тяжелых углеводородов и 74% метана.

Таким образом, в Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области геологоразведочными работами установлен широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности — юрский, ниже- и верхнемеловой и палеогеновый комплексы.

Распределение нефтяных и газовых залежей Сурхан-Вахшской нефтегазоносной области по стратиграфическим комплексам приведено в табл. 18.

Месторождение	Палеоген		Мел		Юра
	бухарские слои	алайские слои	нижний	верхний	верхняя
Хаудаг	●				
Уч-Кизыл	●				
Кокайты	●				
Ляль-Микар	△	△			
Кичик-Бедь	●				
Акбашадыр	●				
Кызыл-Тумшук	△			○	
Авдыген			○		○
Комсомольская	○		○	○	
Шаамбары		●			

Залежи: ● — нефтяная; △ — газонефтяная; ○ — газовая.

ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Месторождения Сурхандарьинской мегасинклинали

Газонефтяное месторождение Ляль-Микар

Месторождение расположено в Шурчинском районе Узбекской ССР, в 56 км к северо-востоку от г. Джар-Курган. Первые упоминания о наличии антиклинального поднятия относятся к 1934 г. и сделаны на основании геологической съемки, повторенной в 1936 г. В этом же году произведены гравиметрические исследования. Для подготовки площади под глубокое разведочное бурение в 1939—1940 гг. была проведена геологическая съемка с картировочным бурением. Глубокое разведочное бурение начато в 1942 г. Первая же разведочная скважина доказала промышленную газоносность первого горизонта (бухарские слои), нефть получена в 1943 г. из отложений алайских слоев.

Разрез месторождения слагают породы мела, палеогена, неогена и четвертичные.

Нижний мел представлен альбским ярусом, сложенным чередующимися прослоями глин, песчаников, известняков и изредка мергелей и гипсов. Вскрытая мощность 390 м.

Верхний мел сложен породами сеномана (глины темно-серые, плотные с прослоями известняков и песчаников мощностью 340 м), турона (глины темно-серые, плотные с прослоями песчаников, мергелей и известняков мощностью 290 м) и сенона (чередование глин, песчаников, известняков и мергелей мощностью 315 м).

Палеогеновые отложения представлены осадками палеоцена (бухарские слои), эоцена (сузакские, алайские и туркестанские слои) и олигоцена.

Бухарские слои сложены известняками доломитизированными и органогенными, трещиноватыми и пористыми с прослоями глин, мергелей, гипсов. В них выделяются пять продуктивных горизонтов— I, II, III, IV, V суммарной мощностью 250 м.

Сузакские слои представлены глинами зеленовато-серыми, зелеными и темно-зелеными, плотными. Мощность от 135 до 254 м.

Алайские слои выражены глинами, содержащими прослойки песчаников и мергелей, а в подошве прослой известняка-ракушняка. Песчаники, залегающие над известняками-ракушняками, являются продуктивным горизонтом. Мощность от 99 до 302 м.

Туркестанские слои представлены глинами светло-зелеными и желтовато-серыми, в верхней части с прослоями серого мергеля. Мощность от 149 до 259 м.

Отложения олигоцена подразделяются на две свиты пестроцветных образований, контакт между которыми трудно определим и проводится условно. Свита I сложена песчаниками красновато-серыми и кирпично-красными, мелко- и среднезернистыми с прослоями алевролитов и глин. Мощность свиты 200 м. Свита II выражена чередующимися прослоями глин, песчаников и алевролитов. Мощность 130—325.

Неогеновые отложения представлены песчаниками серыми и розовато-серыми, кварцевыми, мелкозернистыми, очень крепкими, плотными с прослоями глин и алевролитов. Мощность от 0 до 356 м. Четвертичная система выражена галечниками и песками, перекрытыми очень плотными суглинками и современными образованиями. Мощность колеблется от 0 до 15 м.

Структура Ляль-Микар представляет собой вытянутую антиклинальную складку сундучного типа северо-восточного направления. На поверхности обнажено лишь северо-западное крыло. Складка асимметрична, с более крутым юго-восточным крылом. В сводовой части структуры углы падения колеблются в пределах 8—10, увеличиваясь на крыльях до 25°. На более крутом юго-восточном крыле углы падения достигают 40, уменьшаясь к северо-востоку до 18—20°. Свод структуры осложнен куполовидными вздутиями, его размеры уменьшаются с увеличением глубины (рис. 63).

В сводовой части складки по данным бурения устанавливается наличие небольшого нарушения с амплитудой до 12 м. Нарушение, отмеченное в отложениях алайских слоев, не фиксируется в более глубоких продуктивных горизонтах бухарских слоев. Длина складки в пределах промысловой площади 9 км, ширина 700—750 м.

Промышленная нефтегазоносность месторождения приурочена к горизонтам I, II, III, IV, V бухарских слоев и горизонту А1 алайских слоев.

Залежи сводовые пластовые. Продуктивные горизонты залегают в интервале глубин от 560 до 1130 м.

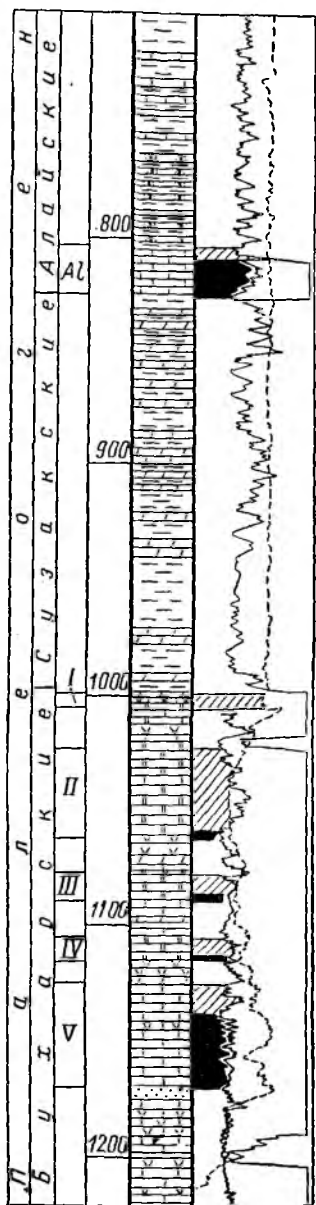
Горизонт А1 (алайские слои) содержит нефтяную залежь с газовой шапкой. Представлен песками и песчаниками. Эффективная мощность горизонта 8,2 м, эффективная пористость 17%. Начальный дебит нефти — 1–6 т/сутки при $p_{пл} = 72,2$ ат. Режим залежи газонапорный. Плотность нефти 0,89 г/см³, содержание (в %): серы 1,46, акцизных смол 53, выход фракций до 200° — 13,9%.

Состав газа (в %): CH₄ — 81,2; C₂H₆ — 3,7; C₃H₈ — 5; C₄H₁₀ — 1,9; C₅H₁₂ — 3,15; CO₂ — 1,4; H₂S — 0,036; N₂ + редких — 3,6.

Горизонт I, содержащий газовую залежь с небольшой нефтяной оторочкой, представлен трещиноватыми известняками. Эффективная мощность 3,5 м, эффективная пористость 19%, высота газовой залежи 41 м. Дебит газа 90 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 94,4$ ат. Плотность нефти 0,956 г/см³, содержание (в %): серы 3,3, акцизных смол 69, парафина 3,2. Плотность газа 0,587, состав газа (в %): CH₄ — 95; C₂H₆ — 1,15; C₃H₈ — 0,55; C₅H₁₂ — 0,30; CO₂ — 0,0445; H₂S — 0,0055; N₂ + редких — 2,2.

Горизонт II содержит газонефтяную залежь, представлен доломитами пористыми и известняками доломитизированными эффективной мощностью 22,6–28,2 м, эффективная пористость 19%, проницаемость 0,024–0,057 д. Начальный дебит нефти достигал 100 т/сутки, газа — 1775 тыс. м³/сутки. Газ насыщен конденсатом. Газовый фактор 27 180 м³/т. Плотность нефти 0,951 г/см³, содержание (в %): серы 3,13, акцизных смол 77, парафина 3,2, выход фракций до 200° — 7,8%.

Горизонт III содержит газонефтяную залежь. Сложен известняками. Эффективная мощность 6 м, пористость 19%



8

проницаемость 0,002—0,06 д. Начальный дебит нефти 10—12 *т/сутки*, газа — 55 тыс. *м³/сутки* при $r_{пл} = 86,7$ ат. Газовый фактор 3,7 *м³/т*. Плотность нефти 0,949 *г/см³*, содержание (в %): серы 2,8, акцизных смол 88, выход фракций до 200° — 13%.

Состав свободного газа (в %): CH_4 — 82,9, C_2H_6 — 6,9, C_3H_8 — 4,9, C_4H_{10} — 2, C_5H_{12} + высших — 1,2, CO_2 — 0,9, H_2S — 0,1. N_2 + редких — 1,8.

Горизонт IV содержит газонефтяную залежь. Сложен известняками трещиноватыми и доломитами. Эффективная мощность 9,9—10,5 м, пористость 19%. Начальный дебит нефти 4,2 *т/сутки*, газа — 1535 тыс. *м³/сутки* при $r_{пл} = 92,8$ ат. Газовый фактор 22,2 *м³/т*. Плотность нефти 0,951 *г/см³*, содержание (в %): серы 3,0, акцизных смол 91, выход фракций до 200° — 11,3%.

Состав газа: (в %) CH_4 — 93,35; C_2H_6 — 3; C_3H_8 — 0,7, C_4H_{10} — 0,5; C_5H_{12} — 0,5; CO_2 — 0,573; H_2S — 0,027; N_2 + редких — 1,85.

Горизонт V содержит газонефтяную залежь. Представлен известняками трещиноватыми, загипсованными. Эффективная мощность 5,8 м, пористость 17,1%. Начальный дебит нефти 43 *т/сутки* при $r_{пл} = 96,8$ ат. Газовый фактор 27—180 *м³/т*. Плотность нефти 0,948 *г/см³* (вязкая), содержание (в %): серы 3,7, парафина 3,3, выход фракций до 200° — 3%.

Состав газа (в %): CH_4 — 81,2, тяжелых углеводородов — 13,9, CO_2 — 2,38, H_2S — 0,1, N_2 + редких — 2,5.

Месторождение Ляль-Микар разрабатывается с 1947 г.

Воды продуктивных горизонтов жесткие, относятся к хлоркальциевому типу, классу II по Пальмеру.

Перспективы месторождения связаны с разведкой мезозойских отложений.

Нефтяное месторождение Кокайты

Расположено на территории Джаркурганского района Узбекской ССР, в 26 км к северо-востоку от районного центра Джар-Курган.

Первые сведения о наличии антиклинального перегиба к востоку от сел. Кокайты появились после рекогносцировочных маршрутных пересечений, сделанных в 1913 г. В 1934 и 1936 гг. были проведены геологические съемки. В 1939 г. получен приток нефти из отложений палеогена.

Разрез месторождения слагают красноцветные образования неогена мощностью 580 м и палеогена — 530 м. Разрез палеогена аналогичен вскрытому на месторождении Ляль-Микар.

В тектоническом отношении структура Кокайты представляет собой асимметричную складку, вытянутую в северо-восточном направлении. Углы падения слоев на более крутом юго-восточном крыле достигают 30—35°, породы северо-западного крыла падают под углом 26—27°. Бурением установлена сундучная форма складки; с глубиной углы падения пород возрастают до 35° на северо-западном крыле и до 65° на юго-восточном. Периклинали погружаются плавно; северо-восточная под углом 7°, юго-западная под углом 5°.

Установлено продольное нарушение типа взброса, по которому северо-западная часть складки частично надвинута на юго-восточное плечо. Плоскость нарушения падает на северо-запад под углом 50° при амплитуде взброса до 70 м в центральной части и 6—12 м на периклиналях.

Длина складки по песчаникам второй свиты олигоцена 10 км, ширина 0,8 км, по кровле бухарских слоев палеоцена длина сокращается до 6 км при ширине 0,7 км (рис. 64).

Промышленная нефтеносность связана с отложениями бухарского пруса палеогена, где выделяются горизонты I, II и III.

Продуктивные горизонты залегают в интервале глубин от 1204 до 1250 м.

Горизонт I залегают в верхней части бухарских слоев и представлен известняками трещиноватыми эффективной мощностью 2 м. Эффективная пористость 15%, проницаемость — 0,12 д. Начальный дебит нефти составлял 20 т/сутки при $p_{пл} = 120$ ат. Газовый фактор 1—2 м³/т. Этаж нефтеносности 100 м. Режим водонапорный.

Горизонт II сложен доломитами пористыми, рыхлыми, неравномерно загипсованными. Эффективная мощность 4,5 м, пористость 15%, проницаемость 0,17 д. Начальный дебит нефти 7—50 т/сутки. Этаж нефтеносности 80 м. Газовый фактор 1—2 м³/т.

Горизонт III представлен пористыми доломитами. Эффективная мощность 10 м, пористость 18%, проницаемость 0,19 д. Этаж нефтеносности 35 м. Начальный дебит нефти 20 т/сутки. Газовый фактор 1—2 м³/т.

Нефть продуктивных горизонтов имеет плотность 0,930—0,946 г/см³, ВУ₅₀ — 8,2—22,4, содержит (в %): серы 2,7—4,0, акцизных смол 64,0—80,0, асфальтенов 4,8—6,1, кокса 7,8—8,9, золы в среднем 0,055, парафина 3,3.

Залежи пластовые, тектонически экранированные.

Месторождение разрабатывается с 1940 г. В настоящее время все скважины эксплуатируются насосным способом, средний дебит нефти 10 т/сутки. Обводненность добываемой нефти составляет в среднем 66,4%.

Воды продуктивных горизонтов жесткие хлоркальциевые, относятся к классу III по Пальмеру.

Перспективы месторождения связаны с разведкой меловых отложений.

Месторождения Вахшской мегасинклинали

Газонефтяное месторождение Кызыл-Тумшук

Кызылтумшукское месторождение расположено на территории Колхозабадского района Таджикской ССР, в 2 км к востоку от пос. Колхозабад. Структура выявлена в 1935 г. в результате геологической съемки. В 1937 г. на территории Вахшской долины проводились маршрутные гравиметрические исследования (вариометрическая съемка), в результате которых было уточнено строение Кызылтумшукской антиклинали.

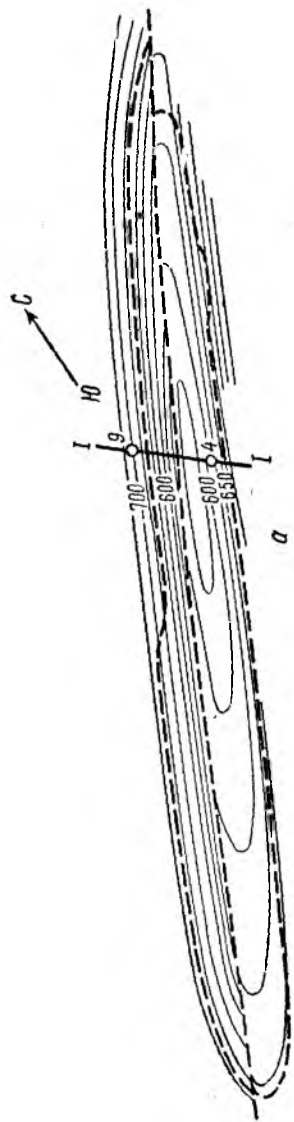
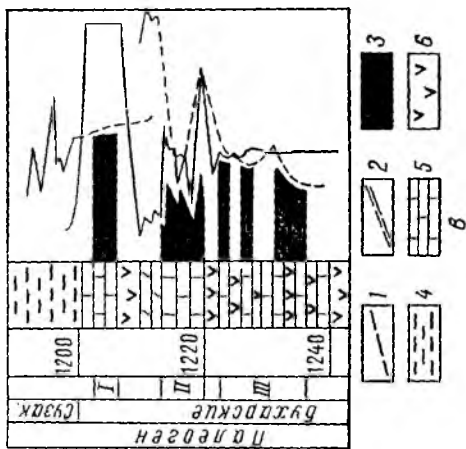


Рис. 64. Нефтяное месторождение
Кокайты, 1962 г.

а — структурная карта по кровле горизонта II; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения; г — контур нефтеносности по кровле горизонта II; 2 — линзы нарушенные; 3 — нефть; 4 — глины; 5 — известняки; 6 — гипсы.



В 1948 г. было начато бурение, однако первые скважины не дали результата. С целью более детального обоснования заложения глубоких скважин в 1951 г. была проведена геологическая съемка,

а в 1952—1953 гг. структурное бурение. С 1948 по 1952 г. пробурено 14 скважин, в трех из них получены притоки нефти дебитом от 30 до 50 м³/сутки; в двух — притоки газа дебитом до 400—500 тыс. м³/сутки из бухарских слоев.

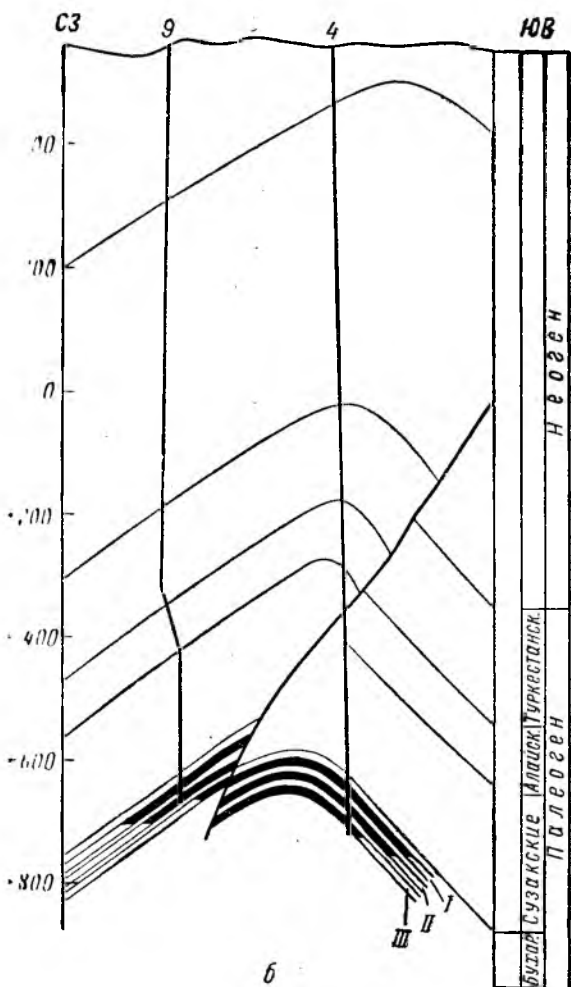
В 1954 г. разведочные работы на площади были законсервированы в связи с низкими товарными качествами нефти из палеогеновых отложений. В 1958 г. на Кызылтумшукской структуре проводилась более детальная геологическая съемка. В 1958—1959 гг. пробурено шесть разведочных скважин с целью доразведки бухарских слоев.

Вскрытый скважинами разрез месторождения сложен породами верхнего мела, палеогена, неогена и четвертичными.

Туронский ярус верхнего мела представлен светло-зелеными глинами, содержащими тонкие пропластки известняков-ракушнякав.

В верхней части залегает пласт темно-серого мергеля (12 м) с прослоями ракушнякав. Вскрытая мощность туронских отложений 38 м.

Сенон сложен в нижней части светло-серыми глинами, переходящими в равномерное переслаивание таких же глин с мергелями. Верхняя часть сенона сложена темно-серыми органогенными известняками с прослоями ангидритов, среди которых выделяется 52-м толща газоносного горизонта V. Общая мощность 260—270 м.



б

Датский ярус представлен толщей часто переслаивающихся пластов известняков и доломитов с белыми тонкокристаллическими ангидритами. В этих отложениях выделяется газоносный горизонт IV мощностью 25—31 м. Общая мощность 150—160 м.

Бухарские слои палеогена в нижней части представлены серыми доломитизированными известняками, содержащими несколько мало-мощных линзообразных прослоев зеленовато-серых мергелей. Здесь выделяется газоносный горизонт II. Верхняя толща представлена переслаиванием мергелей, ангидритов и известняков и выделяется как газонефтеносный горизонт I. Общая мощность 150—160 м.

Сузакские слои сложены зелеными мергелистыми глинами с прослоями фосфоритов в нижней части. Мощность 50—70 м.

Алайские слои представляют собой переслаивание глин, мергелей, органогенных известняков и в кровле чередование мергелей и известняков-ракушнякав. Мощность 150—160 м.

Туркестанские слои — монотонная толща светло-зеленых глин мощностью до 70 м.

Риштанские слои сложены внизу карбонатными песчаниками, выше пластами гипса и глины. Мощность 75 м.

Исфаринские и ханабадские слои состоят из светло-зеленых глин с линзообразными прослоями песчаников в верхней части. Мощность до 132 м.

Сумсарские слои в нижней части сложены коричневыми глинами, перекрытыми пачкой пород, состоящей из чередования гипса, красных глин, алевролитов и песчаников. Мощность 110—130 м.

Неоген сложен однообразной толщей кирпично-красных песчаников и алевролитов, выделяемых в бальджуанскую свиту. Мощность колеблется в пределах от 40 до 130 м.

Древнечетвертичные отложения представлены породами кулябской свиты — рыхлыми конгломератами и песчаниками, переслаивающимися с палевыми глинами. Мощность 20—120 м.

В тектоническом отношении Кызылтумшукская структура представляет собой асимметричную антиклинальную складку почти меридионального простирания протяженностью (по обнажениям на поверхности) до 17 км при ширине 4 км. Углы падения восточного крыла в отложениях неогена составляют 28—35°. Древнечетвертичные отложения дислоцированы в более пологую антиклинальную складку с углами падения 10—15°. Между северным окончанием складки и центральной ее частью в древнечетвертичных отложениях отмечается взброс амплитудой не более 20—30 м, затухающий к северозападу. Нижележащие отложения не затронуты нарушением. С глубиной возможно смещение свода к востоку в сторону пологого крыла. Возможно также сужение свода и увеличение углов падения.

Структурный план по горизонтам I и II бухарских слоев и по продуктивным горизонтам датского яруса (IV) и сенона (V) соответствует структурному плану палеогеновых отложений.

По кровле продуктивного горизонта I антиклиналь имеет плавное северное периклинальное замыкание и несколько расширяется

к своду. Строение свода здесь близко к коробчатому. Южное периклиналильное окончание имеет клиновидную конфигурацию. К северу шарнир складки погружается под углом $6-8^\circ$, южное погружение более пологое, и углы падения здесь не превышают $3-5^\circ$. Углы падения восточного крыла достигают 35 , западное крыло более крутое — $40-60^\circ$. Длина складки в пределах продуктивной части горизонта I составляет $4,5$ км, ширина $0,9$ км (рис. 65).

Продуктивными на месторождении Кызыл-Тумшук являются горизонты I и II бухарских слоев, горизонт IV датского яруса и горизонт V сенона. Продуктивные горизонты расположены в интервале глубин от 600 до 1100 м.

Горизонт I бухарских слоев содержит газовую залежь с незначительной нефтяной оторочкой. Представлен известняками плотными глинистыми, трещиноватыми. Эффективная мощность горизонта $6,9$ м, эффективная пористость 10% , проницаемость 1005 мд.

В скв. 21 дебит нефти составлял 28 м³/сутки, но через несколько дней содержание воды достигло 40% и в дальнейшем увеличивалось. Абсолютно свободный дебит газа 347 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 77$ ат. Контакт газ — нефть имеет отметку -330 м, вода — нефть — на отметке -342 м. Залежь пластовая сводовая. Газ имеет плотность $0,625$, содержит (в %): CH_4 — $84-90,7$; C_2H_6 + тяжелых — $0,8$, серы — $0,0123$; N_2 + редких — от 7 до 13 ; CO_2 — до 1 . Нефть тяжелая, плотность $0,944$ г/см³, вязкость при 100° — $4,34\%$, содержит (в %): акцизных смол $33,4$, парафинов $5,2$, серы $3,5$; до 180° выкипает (в %) — $0,6$, до 200° — $4,8$, до 250° — $10,2$, до 290° — $16,4$.

Горизонт II бухарских слоев содержит газонефтяную залежь. Нефтяная оторочка очень узкая. Горизонт представлен известняками доломитизированными, кавернозными, трещиноватыми. Эффективная мощность горизонта $65,2$ м, эффективная пористость 20% , проницаемость 247 мд. Дебит нефти в скв. 21 $0,2$ м³/сутки, дебит воды $42,5$ м³/сутки. Абсолютно свободный дебит газа колеблется в пределах $295-1315$ тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 77$ ат. Контакт газ — нефть проводится по отметке -350 м. Высота газовой части залежи 140 м. Залежь пластовая сводовая.

Газ плотностью $0,602-0,624$ содержит (в %): CH_4 — $88,5-91,8$; C_2H_6 + тяжелых $0,8-3,8$; N_2 + редких — $4,2-10,2$; CO_2 — до $0,56$; H_2S — до $0,026$.

Нефть имеет плотность $0,959$ г/см³, вязкость при $70^\circ C$ — $13,1\%$ содержит (в %): парафина $4,9$, смол $30,5$, азота $0,19$, золы $0,06$, асфальта $5,7$, серы $4,46$, кокса по Конрадсону $7,45$. Залежи нефти в горизонтах I и II не имеют промышленного значения.

Горизонт IV датского яруса содержит газовую залежь. Представлен известняками серыми, слегка глинистыми. Продуктивная часть горизонта находится на глубине $890-910$ м. Эффективная мощность горизонта $22,5$ м, эффективная пористость $19,3\%$, проницаемость $25,1$ мд. Абсолютно свободный дебит газа составляет от 222 до 543 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 97,2$ ат. Контакт газ — вода имеет отметку -455 м. Высота газовой залежи 115 м.

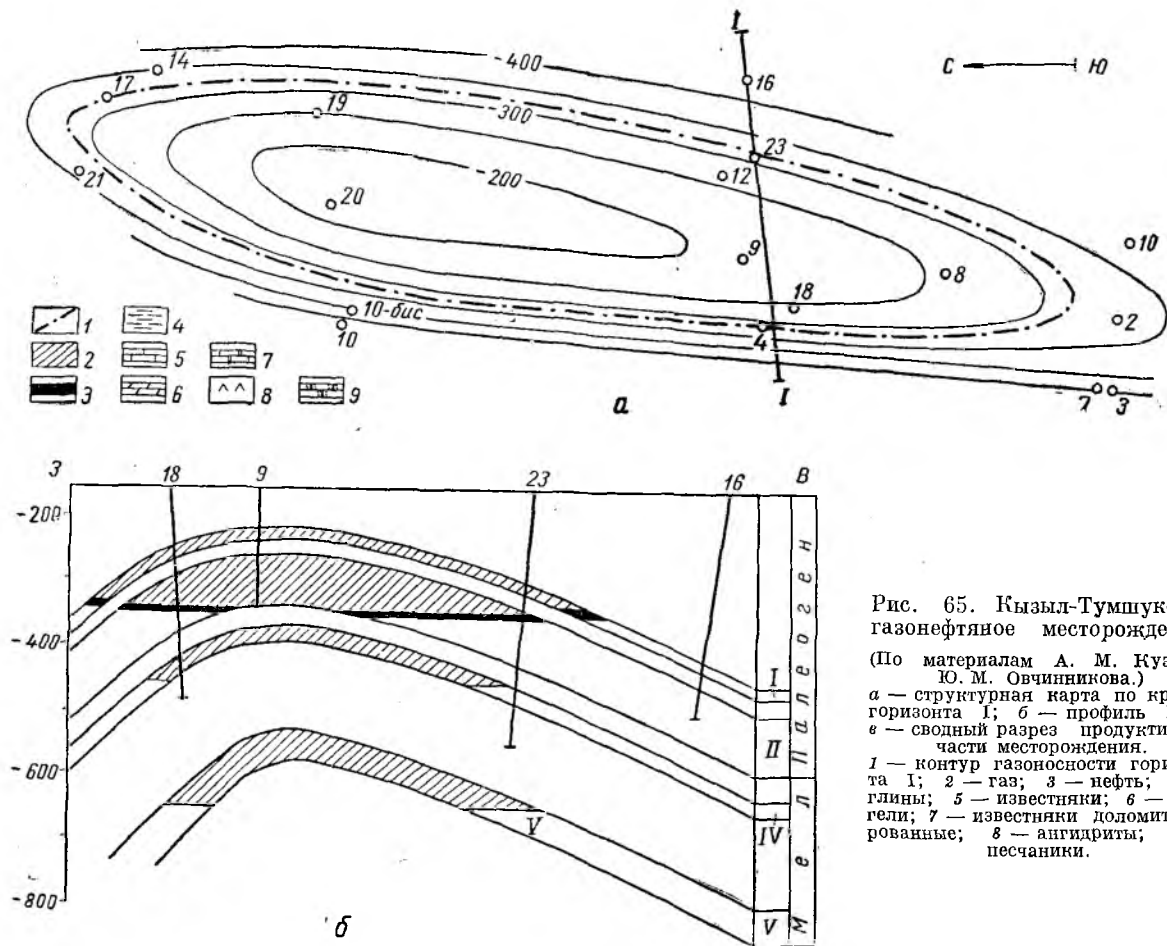
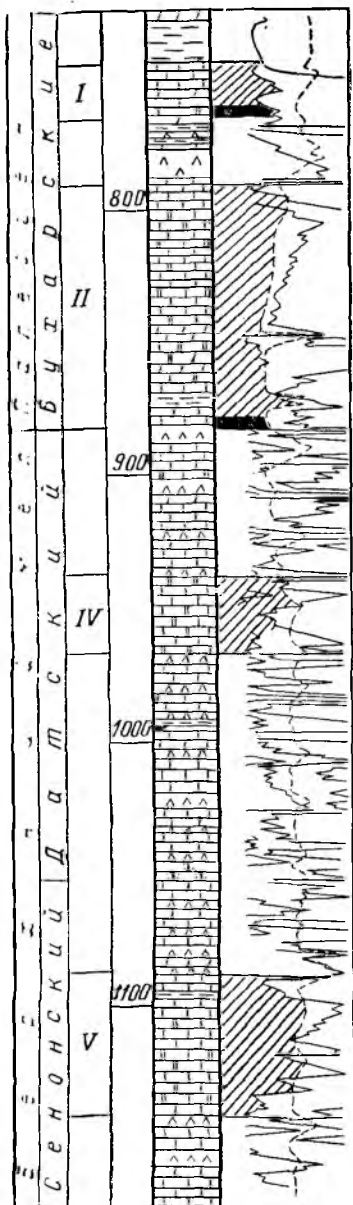


Рис. 65. Кызыл-Тумшукское газонефтяное месторождение.

(По материалам А. М. Кузина, Ю. М. Овчинникова.)

а — структурная карта по кровле горизонта I; *б* — профиль I—I'; *в* — сводный разрез продуктивной части месторождения.

I — контур газоносности горизонта I; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — глины; 5 — известняки; 6 — мергели; 7 — известняки доломитизированные; 8 — ангидриты; 9 — песчаники.



Газ плотностью 0,588—0,595 содержит (в %): CH_4 — 91,2—92,1, C_2H_6 + + тяжелых 0,84—3,8, N_2 + редких — 5,0—7,3, CO_2 — до 0,3. Залежь пластовая сводовая.

Горизонт V сенона содержит газовую залежь. Представлен известняками доломитизированными, трещиноватыми, зеленовато-серыми. Эффективная мощность горизонта 37,5 м. Эффективная пористость 19,3%, проницаемость 7,7 мд. Абсолютно свободный дебит газа достигает 950 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$. Контакт газ — вода проводится по изогипсе — 650 м. Высота газовой залежи 165 м. Залежь пластовая сводовая.

Воды продуктивных горизонтов относятся к III классу Пальмера. Тип вод хлоркальциевый, группа хлоридная, подгруппа натриевая, класс $\text{S}_1\text{S}_2\text{A}_2$. Минерализация высокая — от 1270,28 до 7076,88 мг-экв/л.

Перспективы месторождения связаны с разведкой меловых и юрских отложений, которая затруднена в связи с аномально высокими давлениями в меловых отложениях, а также со значительными поглощениями раствора в неогеновых и бурских породах.

Нефтяное месторождение Кичик-Бель

Расположено в южной части Вахшской долины, в 12 км к северо-востоку от населенного пункта Пяндж, на территории Пянджского района Таджикской ССР.

В 1937 г. в Вахшской долине была проведена вариометрическая съемка, в результате которой был выявлен ряд локальных гравитационных максимумов, в том числе и Кичикбельский. Было отмечено, что Кичикбельская зона является самостоятельным антиклинальным поднятием. В 1948 г. в Вахшской долине, в том числе и на Кичик-

Вале, были проведены гравиметрические работы, а в 1951 г. геологическая съемка, в результате которой детализировано строение Кичикбельской антиклинали. В 1957—1959 гг. на Кичикбельской площади проводилось структурное бурение.

В 1959 г. начато поисково-разведочное бурение, закончено в 1962 г., и выявлены две нефтяные залежи в бухарских слоях.

Вскрытый скважинами геологический разрез месторождения Кичик-Бель сложен породами верхнего мела, палеогена, неогена и четвертичными, аналогичными по литологическому составу разновозрастным породам месторождения Кызыл-Тумшук.

Вскрытая мощность верхнего мела на Кичикбельском месторождении 514—627 м, мощность палеогена 638—531 м, неогена — 590—719 м, четвертичных 10—100 м.

Структура Кичик-Бель расположена в юго-восточной части Вахшской мегаинклинали и входит в Кызылтумшукскую группу структур, представленную антиклинальными складками Кызыл-Тумшук, Акбашадыр, Кичик-Бель. Своим юго-восточным периклинальным окончанием Акбашадыр кулисообразно сочленяется с северо-западной частью куполовидной структуры Кичик-Бель. На структурной карте по горизонту II бухарских слоев вырисовывается почти симметричная брахиантиклинальная складка северо-западного простирания с несколько более крутым восточным крылом. Размер складки в пределах контура нефтеносности по горизонту II — $2,5 \times 1,7$ км (рис. 66). Сводовая часть пологая. Углы падения западного крыла достигают 8—9, восточного 12°. Отмечается небольшое смещение свода складки по сумсарским слоям вследствие сокращения мощности алайских слоев.

Нефтеносность месторождения Кичик-Бель связана с бухарскими слоями палеогена, где выделяются продуктивные горизонты I и II.

Горизонт I содержит нефтяную залежь и представлен известняками голубовато-серыми, глинистыми, очень плотными. Средняя глубина залегания продуктивной части горизонта 1150 м, общая мощность горизонта 17 м, эффективная мощность 6 м, средняя эффективная пористость 3,5%, эффективная емкость связана с трещиноватостью, проницаемость по данным промыслово-геофизических исследований 600 мд.

Дебит нефти в скв. 39 — 85 м/сутки, в скв. 34 — 3 м/сутки. Внешний контур нефтеносности проводится по изогипсе —698 м (на западе складки), несколько поднимается на востоке и северо-востоке. Этаж нефтеносности 35 м. Залежь сводовая пластовая.

Горизонт II содержит нефтяную залежь и сложен толщей известняков с пластами мергеля в кровле. Средняя глубина залегания продуктивной части горизонта порядка 1190 м, средняя эффективная мощность 21 м, пористость 19,5%, проницаемость 199 мд. Залежь имеет длину 2,5 км, ширину 1,7 км, высоту 55 м. Контакт нефть — вода проводится по изогипсе —720 м в юго-западной части складки, располагаясь несколько выше в северо-восточной части. Залежь сводовая пластовая.

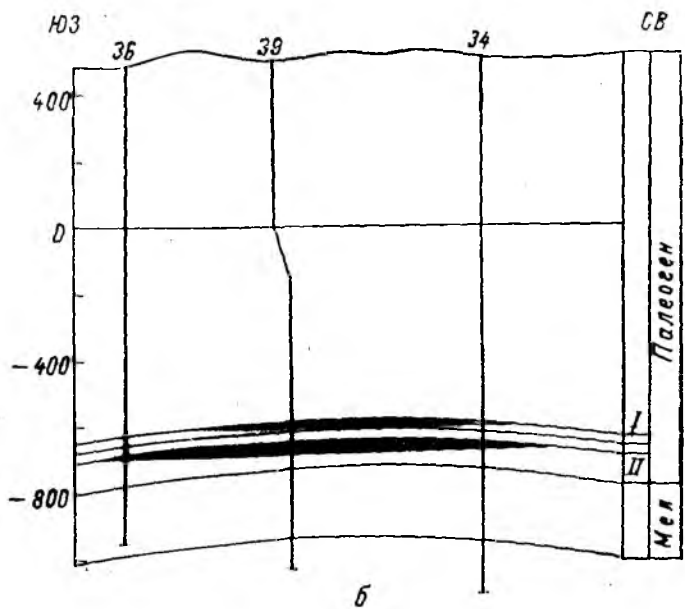
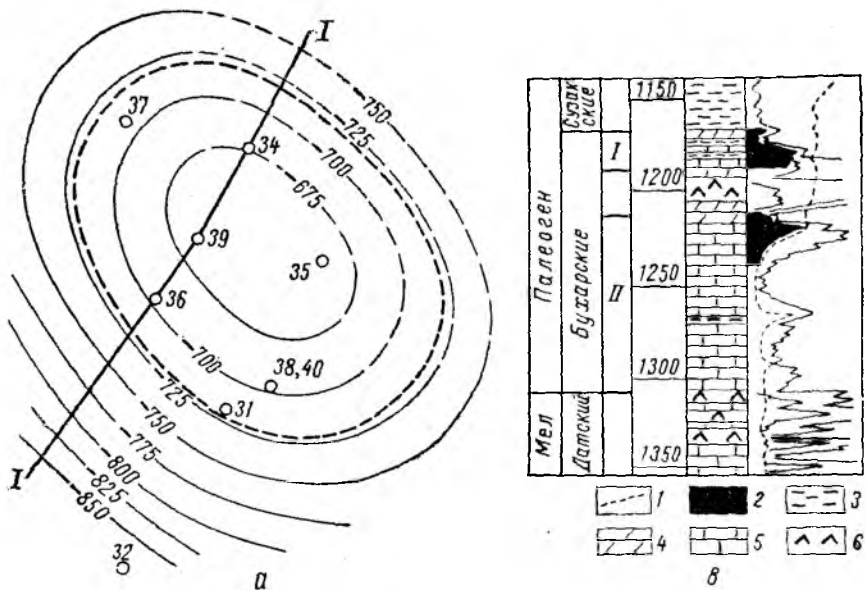


Рис. 66. Нефтяное месторождение Клячик-Бель.

(По материалам А. Г. Кузьмука, Ю. М. Овчинникова, А. Д. Драгунова.)

а — структурная карта по кровле горизонта II бухарских слоев; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности горизонта I; 2 — нефть; 3 — глины; 4 — мергели; 5 — известняки; 6 — ангидриты.

Дебит нефти колеблется в пределах от 1 до 150 *т/сутки* при среднем $\rho_{пл} = 119 \text{ ат}$. Газовый фактор 6 $\text{м}^3/\text{т}$.

Нефть обоих горизонтов бухарских слоев имеет плотность 0,9710—0,9815 $\text{г}/\text{см}^3$, высокосернистая (4—5%), высокопарафинистая (6—8%), высокосмолистая (более 50%). До 200° выкипает 3—4%, до 300° — 6—10%, до 450—500° — 27—35%. Остаток 60—70%.

Воды продуктивных горизонтов хлоркальциевого типа с минерализацией порядка 120,58—137,32 $\text{г}/\text{л}$. Характеризуются высокой сульфатностью — 2,6—4,7 $\text{г}/\text{л}$.

Перспективы месторождения связаны с разведкой меловых и юрских отложений.

Месторождения Душанбинского прогиба

Газовое месторождение Комсомольское

Месторождение расположено в Таджикской ССР, в 5 км к северу от г. Душанбе.

Структура Комсомольская известна с 1939 г. В 1957—1958 гг. на складке проводилась комплексная геологическая съемка. В 1959 г. при бурении гидрогеологической скважины были отмечены признаки газа и конденсата. В 1960 г. пробурена первая разведочная скважина, оказавшаяся законтурной.

В связи с недостаточной изученностью структуры наряду с разведочным бурением проводилось и структурное. В процессе бурения разведочных скв. 82, 83, 86 отмечались весьма бурные газоводяные выбросы, что не позволило довести скважины до проектных глубин.

Вскрытый разрез месторождения сложен породами мела, палеогена и неогена.

Нижний мел представлен чередованием красных, коричневых, малиновых глин, песчаников, алевролитов с пропластками плотных серых известняков и серых ангидритов. Вскрытая мощность 147 м.

Верхний мел представлен породами сеномана, турона и сенона.

Сенонан сложен в нижней части переслаиванием зеленовато-серых и серых глин, известковистых песчаников и песчаных известняков; выше отмечается чередование темно-серых известняков, мергелей, известняков-ракушников, темно-серых глин. Мощность 170—200 м.

Туронские отложения сложены чередованием серо-зеленых известковистых глин, песчаных известняков-ракушников и серо-зеленых известковистых песчаников. Мощность 250—300 м.

Сенонский надъярус представлен переслаиванием глин серо-зеленых, известковистых и известняков-ракушников. Мощность 160—180 м.

Акджарские и бухарские слои палеогена представлены известняками светло-серыми, серыми, доломитизированными, с ангидритами в подошве. Мощность 60—100 м.

Сузакские слои сложены глинами с мергелями в верхней части. Мощность 40—60 м.

Алайские слои выражены мергелями серо-зелеными, глинистыми, глинами серо-зелеными, известковистыми и известняками серо-зелеными. Мощность 60—70 м.

Туркестанские слои сложены глинами голубыми, вязкими, слабо песчанистыми. Мощность 40—70 м.

Верхний палеоген и неоген представлены переслаиванием песчаников голубовато-серых, серых, желто-серых и коричневых, глини голубовато-серых, коричневых, песчанистых. Мощность 200—400 м.

В структурном отношении Комсомольская антиклиналь представляет собой одну из складок, кулисообразно расположенных вдоль южного склона Гиссарского хребта. Протяженность складки по неогеновым отложениям 5—6 км, ширина 1 км. Ось ориентирована почти широтно. Углы падения на северо-западном крыле 30—40°, на юго-восточном 20°. Длина структуры по палеогеновым отложениям 3—3,5 км, ширина 1—1,2 км.

Северо-восточное погружение складки осложнено небольшой флексуобразной ступенью. С глубиной свод складки по палеогеновым отложениям несколько смещается в сторону более пологого юго-восточного крыла (рис. 67).

Газоносность месторождения Комсомольское связана с бухарскими, туронскими и сеноманскими отложениями.

Горизонт I бухарских слоев содержит газовую залежь и представлен известняками белыми доломитизированными, сильно кавернозными. Глубина залегания продуктивной части горизонта 450—500 м. Эффективная мощность горизонта 16,2 м, эффективная пористость 20,1%, проницаемость 7,21 мд.

Контакт газ — вода имеет отметку —404 м. Абсолютно свободный дебит газа в скв. 85 достигает 105 тыс. м³/сутки, $p_{пл} = 71,67$ ат.

Газ плотностью 0,618 содержит (в %): CH₄ — 86,6, C₂H₆ + тяжелых — нет, H₂S — 0,47, CO₂ — 0,13.

Горизонт II туронского яруса содержит газовую залежь и представлен переслаиванием серых, мелкозернистых, глинистых песчаников и песчанистых известняков-ракушнякав. Глубина залегания продуктивной части горизонта порядка 1010 м. Эффективная мощность 16,1 м, эффективная пористость 15%. Пластовое давление в залежи 149,16 ат. Контакт газ — вода имеет отметку —15 м.

Газ плотностью 0,616 содержит (в %): CH₄ — 86,76, C₂H₆ + тяжелых — 0,2, H₂S — 0,79, CO₂ — 0,6, O₂ — 0,3, N₂ — 4,38.

Горизонт III сеноманского яруса содержит газовую залежь и представлен серыми, мелкозернистыми, известковистыми песчаниками, переходящими в песчанистые известняки. Глубина залегания продуктивной части горизонта 1290 м. Эффективная мощность 30 м, эффективная пористость 15%, проницаемость 0,233 д. Пластовое давление в залежи 158,23 ат. Контакт газ — вода проводится по изогипсе —315 м.

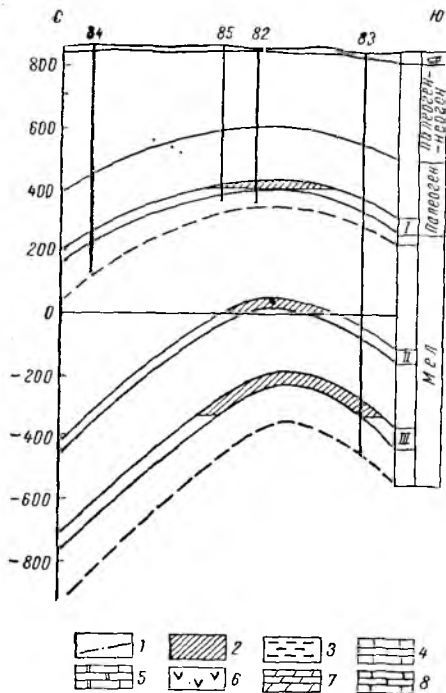
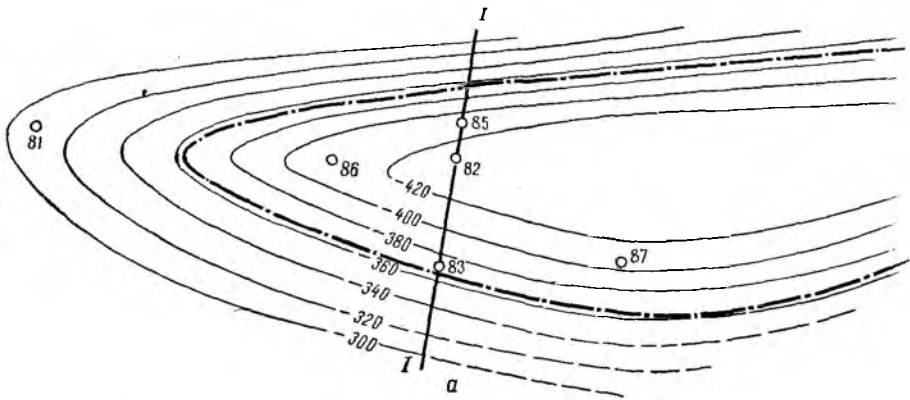


Рис. 67. Комсомольское газовое месторождение.

(По материалам В. З. Гомонова, 1962 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта III; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газопродуктивности горизонта III; 2 — газ; 3 — глины; 4 — известняки; 5 — известняки доломитизированные; 6 — гипсы; 7 — мергели; 8 — песчаники.

Газ плотностью 0,626 содержит (в %): CH_4 — 75, C_2H_6 + тяжелы — 2,1, N_2 — 19,49, CO_2 — 0,2, O_2 — 0,3.

Залежи месторождения пластовые, сводовые.

Воды бухарских слоев сульфатнонатриевого и хлоркальциевого типов с минерализацией 4—41 г/л. Воды туронских отложений не изучены. Воды сенманских отложений хлоркальциевого типа. Минерализация их достигает 250 г/л.

Перспективы месторождения связаны с разведкой нижнемеловых и юрских отложений.

Газовое месторождение Андыген

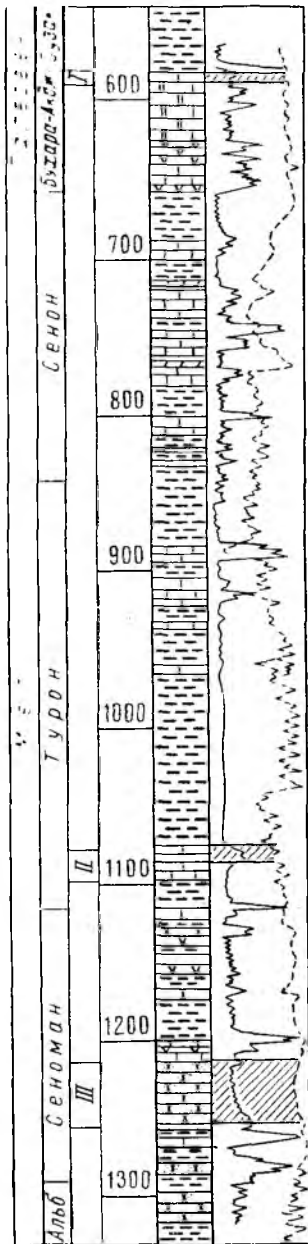
Расположено на территории Орджоникидзебадского района Таджикской ССР, в 30 км к востоку от г. Душанбе.

Структура Андыген выявлена в 1937 г. в результате геологической съемки района междуречья Кафирниган — Иляк. В 1943 г. производилась геологическая съемка, с 1940 по 1944 г. бурение с целью установления продуктивности бухарских и верхнемеловых отложений. Был получен азотный газ из бухарских слоев. В 1960 г. заложена разведочная скважина с целью разведки нефтегазосности меловых и юрских отложений. В 1962 г. в результате бурения скв. 100 получен приток газа из апт-альбских отложений. На месторождении Андыген отложения нижнего и среднего отделов юрской системы залегают на эродированной поверхности палеозоя и представлены лагунно-континентальными песчаниками, глинами, глинами с прослоями известняков и углей. Мощность 150—160 м. Верхний отдел представлен гипсами, известняками, ангидритами, песчаниками и глинами. Мощность 90—100 м.

Разрез мела и палеогена аналогичен разрезу соответствующих отложений месторождения Комсомольское. Мощность отложений мела на месторождении Андыген 1075—1240 м, палеогена 135—190 м.

Разрез палеогена на месторождении Андыген сокращен по сравнению с разрезом на Комсомольской площади и представлен акджарскими, бухарскими и сузакскими слоями, перекрываемыми четвертичными отложениями мощностью 20 м.

Андыгенская антиклиналь является крайним восточным звеном цепи складок, протягивающейся вдоль южного склона Гиссарского хребта. По неогеновым отло-



8

жениям складка имеет гораздо большие размеры, чем по палеогеновым и прослеживается от зоны разломов на востоке до Орджоникидзебада на западе. На северо-востоке Андыгенская антиклиналь отделена глубокой синклиналию от Файзабадской группы складок, на юго-западе — зоной глубоких разломов от структур собственно Южно-Таджикской депрессии.

По данным структурного бурения Андыгенская антиклиналь имеет асимметричное строение: северо-восточное крыло крутое ($60-70^\circ$), юго-западное относительно пологое ($20-30^\circ$). В продольном разрезе она также асимметрична — северо-западная часть ее более широкая и высоко поднятая, чем юго-восточная.

Длина складки по алайским слоям 6,8 км, ширина 1—1,2 км. Через среднюю часть складки в алайских слоях проходит взбросо-сдвиг, который простирается с юго-востока на северо-запад и делит структуру на две части. Свод складки по отложениям сеномана смещается на северо-восток, в сторону крутого крыла. Направление оси складки меняется от северо-западного по алайским слоям до широтного по сеноману (рис. 68).

Промышленные притоки газа на месторождении Андыген получены из неоком-аптских терригенных отложений в скв. 95 и 100 и из карбонатной толщи келловей-оксфорда в скв. 94.

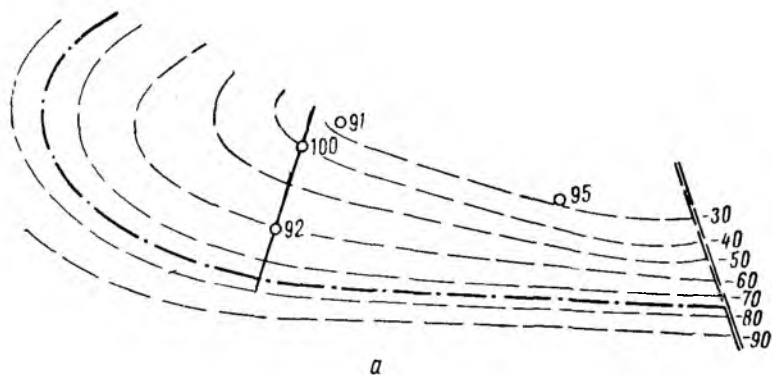
В скв. 95 в интервале 1200—1218 м получен приток газа с водой и небольшим количеством конденсата. Дебит газа через 19-мм диафрагму составил 323 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 136,7$ ат. Состав газа (в %): углекислого газа 0,3, метана 89,3, этана 5,3, пропана 1,2, азота + редких 4,7.

В 1964 г. получен непромышленный приток газа из юрских отложений дебитом 15 тыс. м³/сутки. Состав газа (в %): H₂S — 0,2, CO₂ — 0,3, CH₄ — 74,0, C₂H₆ — 10,3, C₃H₈ — 8,5.

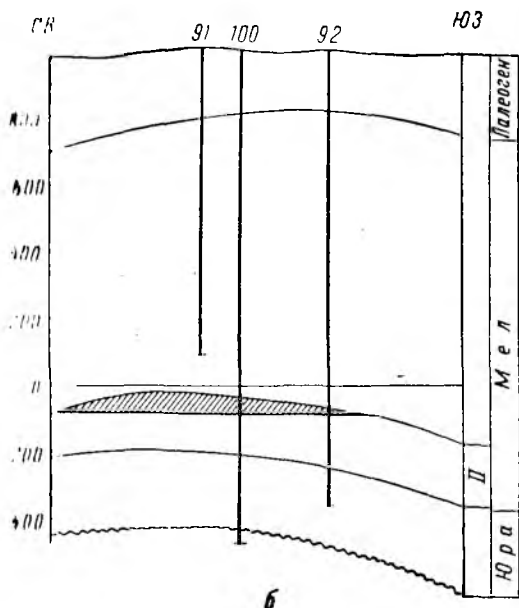
Разведочные работы продолжаются.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В Сурхан-Вахшской нефтегазонасной области до недавнего времени изучалось строение только верхнего структурного этажа, и поиски месторождений нефти и газа проводились в основном в палеогеновых и в меньшей степени в верхнемеловых отложениях. Только в последние годы разведочными работами, проведенными на мезозойские отложения, установлена промышленная газонасность нижних и верхнемеловых отложений, а также выявлен приток газа из келловей-оксфордских отложений верхней юры. Газонасность мезозойского комплекса доказана на структурах Душанбинского прогиба, а сенонских отложений верхнего мела также на площади Кызыл-Тумшук (Вахльская мегаинклиналь). Строение нижних частей мелового комплекса и особенно подсолевых юрских отложений изучено еще крайне слабо, и фактического материала по этому вопросу еще совершенно недостаточно.



a



б

Рис. 68. Андыгенское газовое месторождение.

(По материалам В. З. Гомонова, 1962 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта II; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газоносности горизонта II; 2 — газ; 3 — известняки; 4 — песчаники; 5 — алевролиты; 6 — глины.

Основные перспективы нефтегазоносности Таджикской депрессии связаны с мезозойским комплексом, где можно рассчитывать на открытие месторождений с большими запасами.

Крупные месторождения могут быть открыты в подсоловых юрских отложениях и в первую очередь в карбонатном комплексе. Как уже указывалось, имеющиеся ограниченные геофизические данные позволяют предполагать наличие в подсоловых отложениях крупных структур относительно спокойного строения. Такой вывод представляется вполне возможным в связи с тем, что на характер структур в надсоловых отложениях значительно влияло проявление соляной тектоники. По этому вопросу имеется некоторый фактический материал, относящийся к смежным территориям. На Репетекской структуре (Восточная Туркмения) разведочным бурением установлено наличие соляного купола, которым прорваны меловые и палеогеновые отложения. Последние вблизи соляного купола весьма интенсивно дислоцированы. По сейсмическим данным (включая метод РНП) в подсоловых отложениях установлена спокойная и пологая складка. Принципиально аналогичное положение отмечается и в других районах проявления соляной тектоники. Почти во всех случаях в подсоловом комплексе устанавливаются относительно крупные и пологие структурные формы, резко отличающиеся по своему строению от интенсивно дислоцированных и нарушенных надсоловых отложений.

В Таджикской депрессии, где весьма интенсивно проявились движения в неоген-четвертичное время, подсоловые структуры, по-видимому, более дислоцированы, чем в платформенных областях. Значительная интенсивность этих движений, естественно, обусловила проявление больших напряжений в процессе формирования структур, что должно было привести к развитию значительной трещиноватости в карбонатных отложениях келловей-оксфорда, а следовательно, к распространению хороших коллекторов.

Проведение разведочных работ на подсоловые отложения в Таджикской депрессии ограничено отсутствием сколько-нибудь достоверных сведений об их строении, слабой разработанностью методики выявления структур в подсоловых отложениях сейсморазведкой, а также глубоким залеганием этого комплекса на значительной территории, особенно в районах мегасинклиналей. В соответствии с этим выявление новых месторождений газа и нефти в подсоловых юрских отложениях имеет большое значение для Таджикской республики и должно быть в первую очередь осуществлено на поднятиях Кафирниганской и Обигармской мегантиклиналей, а также в Душанбинском прогибе.

С этой целью в указанных районах начаты разведочные работы. Для решения этого вопроса большое значение приобретает проведение комплексных региональных исследований. Возможность открытия крупных месторождений газа в подсоловых карбонатных отложениях юры в Таджикской депрессии обосновывается данными, полу-

выми в последние годы по прилегающим районам Узбекской ССР и Северного Афганистана.

Большие перспективы связаны также с отложениями мела. Их промышленная газоносность уже доказана на ряде площадей Таджикской депрессии. Помимо успешных поисков месторождений в Душанбинском прогибе проводятся работы в южных районах Кафирниганской и Обигармской мегантиклиналей, где в разрезе меловых отложений установлены интенсивные газопроявления и выявлены хорошие коллекторские толщи. Меловые отложения перспективны также на наиболее приподнятых структурах южных частей Вахшской и Сурхандарьинской мегасинклиналей, на складках типа Кызыл-Тумшук, Ляль-Микар и других.

Большой интерес представляют поиски залежей газа, а возможно, и нефти в нижней части разреза мела, где вероятно распространение тонкой толщи песчаников и разделяющих их пачек глин. К несогласным отложениям приурочены основные запасы газа месторождений Батынтаг и Ходжа-Гугердаг в Северном Афганистане, где эффективная мощность этих горизонтов достигает 90 м. Строение нижней части меловых отложений и характер их разреза на юге Таджикской депрессии изучены еще совершенно недостаточно, однако имеющиеся материалы позволяют высоко оценивать перспективы их нефтегазоносности.

Верхнемеловые отложения Таджикской депрессии регионально газоносны и, как уже указывалось, к ним приурочены продуктивные горизонты, уже давшие промышленные притоки газа на площадях Кызыл-Тумшук и Комсомольская. В отложениях сеномана выявлены газопроявления в южной части Таджикской депрессии на площади Кичик-Донгуз, а также на Андыгенской и Комсомольской структурах. Газопроявления выявлены и в породах турона. Перспективы нефтегазоносности верхнемеловых отложений связаны прежде всего с территориями Кулябской, Вахшской и Сурхандарьинской мегасинклиналей и Душанбинского прогиба. На многих структурах Кафирниганской и Обигармской мегантиклиналей меловые отложения выходят на поверхность и значительная верхняя часть их размыва. Естественно, что в этих условиях перспективы нефтегазоносности позднемеловых отложений крайне ограничены.

Нефтегазоносность палеогеновых отложений в Таджикской депрессии доказана на многих площадях. В последние годы появились данные о наличии в отложениях этого возраста не только нефтяных, но и газовых залежей. Основные запасы газа на месторождении Кызыл-Тумшук приурочены к бухарским слоям палеоцена. Интенсивные газопроявления из этих отложений установлены в процессе бурения на площади Карабура. В алайском горизонте эоцена выявлена залежь нефти на структуре Шаамбары в Душанбинском прогибе. Нефть оказалась хорошего качества и резко отличной по составу от нефтей бухарских слоев Сурхандарьинской и Вахшской мегасинклиналей.

Таким образом, в Таджикской депрессии представляется возможным открытие новых месторождений газа и нефти в палеогеновых отложениях, прежде всего на структурах Сурхандарьинской, Вахшской и Кулябской мегасинклиналей и в погруженных районах Душанбинского прогиба. Имеющиеся данные позволяют рассчитывать на выявление в палеогеновом комплексе газовых месторождений, а в ряде районов также залежей мало-сернистой нефти.

ФЕРГАНСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ОБЛАСТЬ

Ферганская нефтегазоносная область, одна из старейших в Средней Азии, приурочена к одноименной межгорной впадине, ограниченной с севера Кураминским и Чаткальским, с востока Ферганским, а с юга Алайским и Туркестанским хребтами. На западе впадина не замкнута и через узкий Ленинабадский проход соединяется с равниной Голодной степи. В указанных границах Ферганская впадина занимает площадь около 35000 км².

В административном отношении значительная часть площади входит в состав Узбекской ССР. Остальная часть территории относится к Киргизской и Таджикской союзным республикам.

В рельефе Ферганы, кроме обрамляющих ее гор, высоты которых достигают 6000 м, выделяется прерывистая зона предгорий и передовых гряд и концентрически расположенная зона адыров (пологих возвышенностей), окаймляющая внутреннюю равнинную часть впадины, называемую Центральной Ферганой.

Абсолютные высоты местности в наиболее пониженной части впадины составляют 300—500 м. На периферии они быстро увеличиваются и достигают 1000 м и более.

Климат района резко континентальный — средняя температура июля + (23—28°), максимальная +43°, в январе —13° с понижениями до —18° и даже —25°.

Главными водными артериями Ферганы являются реки Сыр-Дарья и ее притоки Карадарья и Нарын.

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕННОСТИ

Начало исследования Ферганы и главным образом ее горного обрамления относится к середине XIX в. Среди исследователей в первую очередь следует назвать крупнейшего русского географа П. П. Семенова.

Плодотворные геологические исследования были проведены в 1865—1900 гг. С этим периодом связаны имена известных исследователей А. П. Федченко, Н. А. Северцева, Д. К. Мышенкова, А. А. Кушакевича и др. Особое значение представляют многолетние работы Г. Д. Романовского и И. В. Мушкетова, начатые в 1874 г.

С этим же периодом связаны имена известных исследователей А. Ф. Миддендорфа, К. И. Богдановича и других.

Начиная с 1900 г. изучением геологии и нефтегазоносности Ферганы занимались В. Н. Вебер, А. П. Павлов, Д. В. Голубятников, В. Д. Соколов, В. А. Обручев и другие. Особенно плодотворными были многолетние работы В. Н. Вебера, который детально изучил южные районы Ферганы. Составленные им геологические карты сохраняют свое значение и до настоящего времени. Большое значение для развития нефтепоисковых работ имели исследования, проведенные К. П. Калицким. В 1912 г. он составил геологическую карту Майлисайского месторождения нефти, а позднее описал все известные к 1914 г. нефтеносные площади Ферганы и опубликовал геологические карты месторождений Риштан, Шорсу и Сельрохо с пояснительными записками.

Большое значение для познания геологии Средней Азии имели палеонтолого-стратиграфические исследования, проведенные А. Д. Архангельским по верхнемеловым и З. Ф. Гориздро по третичным отложениям Туркестана, в период с 1916 по 1921 г.

Работы по изучению геологии и нефтегазоносности Ферганской впадины получили широкий размах после национализации нефтяных промыслов. В этот период был организован трест Узбекнефть (впоследствии преобразованный в объединение Средазцефть), начавший планомерные работы по разведке и разработке нефтяных месторождений Ферганы.

В 1926 г. Д. В. Наливкин опубликовал работу «Очерк геологии Туркестана», в которой обобщил все накопленные к этому времени геологические данные.

С 1934 г. плодотворные работы по тектонике и стратиграфии проводил О. С. Вялов. Он разработал стратиграфическую схему палеогеновых отложений, которая до настоящего времени принята в Средней Азии. Большое значение имели исследования О. С. Вялова и группы геологов ВНИГРИ — В. Г. Клейнберга, Н. Б. Вассоевича, Н. Т. Линдтропа, К. С. Маслова и других, — проведенные в годы Великой Отечественной войны. На основании этих работ была составлена детальная геологическая карта Ферганы, структурные и тектонические карты, карты перспектив нефтегазоносности и разработаны направления дальнейших геологоразведочных работ.

Большой вклад в изучение стратиграфии, литологии и фаций мезозойских и палеогеновых отложений Ферганы внесли А. М. Акрамходжаев, А. М. Габрильян, Л. Б. Рухин, С. Н. Симмаков и другие.

Несмотря на трудности, связанные с особенностями геологического строения Ферганы, серьезные успехи были достигнуты благодаря применению геофизических методов. Работы Б. С. Вольвовского, И. С. Вольвовского, И. И. Крейнес, В. А. Пак, Б. Б. Тальвирского и других позволили изучить строение складок бортовых

частей впадины по горизонтам в палеогене и мезозое и получить сведения о глубинном строении ее внутренней погруженной зоны.

Многие годы изучением тектоники занимался О. А. Рыжков.

В 1957 г. была опубликована сводная работа «Геологическое строение и нефтеносность Ферганы», составленная коллективом сотрудников ВНИГРИ и объединения Средазнефть. В этой монографии подведены итоги многолетних научно-исследовательских и геологоразведочных работ в Ферганской впадине и дано их направление на ближайшие годы.

Большое значение для развития нефтедобычи имеют работы геологов производственных организаций — Н. Т. Линдтропа, П. Н. Еникеева, И. П. Зубова, А. М. Хуторова, П. К. Азимова, Э. В. Ляшевича, Ф. П. Зубова, Н. Я. Костогрыза, Е. А. Равикович, А. Х. Хаджиматова и других.

Научные исследования в последние годы проводят коллективы геологов ИГИРНИГМ и ВНИГНИ.

СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ РАЗРЕЗА

В пределах Ферганской впадины выделяются два крупных стратиграфических комплекса: палеозойский, входящий в складчатое основание, и мезо-кайнозойский осадочный чехол.

Палеозойские отложения обнажаются в горных хребтах, обрамляющих Ферганскую впадину. В Кураминском хребте палеозой в нижней части представлен песчаниками, конгломератами, сланцами, которые перемежаются с эффузивными породами. Вся толща сильно смята, метаморфизована и пронизана интрузиями диоритов, гранодиоритов и гранитов. Верхнепалеозойские отложения менее дислоцированы и сложены песчаниками, конгломератами и известняками, прорванными интрузиями. Замеренная мощность достигает здесь 14—15 км. В Туркестанском хребте палеозойские отложения представлены преимущественно песчаниками и сланцами с прослоями известняков. Отмечаются проявления магматизма. Мощность превышает 10 км.

Триасовые отложения известны в разрезе угольного месторождения Сулюкта, в урочищах Мадыген, Камышбаши. Представлен триас конгломератами, брекчиями, песчаниками, алевролитами и глинами, содержащими растительные остатки. Отложения триаса, общая мощность которых изменяется от 0 до 700 м, несогласно залегают на породах палеозоя.

Характеристика вскрытого бурением осадочного комплекса Ферганской нефтегазоносной области приведена в табл. 19. В основу расчленения палеогеновых и меловых отложений положена схема О. С. Вялова. Мощности отдельных комплексов мезозойских отложений показаны на рис. 69, 70, 71.

Группа	Система	Отдел	Ярус, надъярус, слой	Подъярус, свита	Литология
1	2	3	4	5	6
Кайнозой	Четвертичная			Сохская	Конгломераты, галечники, песчаники, глины. Мощность 0—1300 м
	Неоген	Плиоцен	Бакрийский		Конгломераты бурые, гравелиты, неотсортированные разнозернистые песчаники, алевролиты и глины. Размер обломков пород уменьшается от периферии к центральной части впадины, в этом направлении возрастает мощность, достигая 1300 м
				Миоцен	Массагетский
		Кирпично-красная	Глины кирпично-красные, алевролиты с прослоями песчаников, реже гравелитов. Местами в нижней части встречаются пласты гнесса. Мощность 180—1050 м		
		Палеоген	Олигоцен	Сумсарские	
	Хандабадские				Глины ярко-зеленые, зеленовато-серые, местами с включениями карбонатных конкреций. Мощность 16—46 м
	Эоцен		Исфаринские		Глины светло-бурые, палевые, кремнистые с чешуей рыб. Мощность 9—39 м
			Риштанские		Глины буровато-зеленые, в основании — пласт песчаника или мергеля. В западной Фергане в большинстве случаев риштанский ярус отсутствует. Мощность 10—45 м

1	2	3	4	5	6
Кайнозой	Палеоген	Эоцен	Туркестанские		Глины оливковые, зеленые, иногда красные, в средней части — пласты известняка. Иногда в нижней части — прослой известняка или ангидрита и песчаника. Присутствует морская фауна. В западной части Ферганской впадины отложения отсутствуют. Мощность 35—115 м
			Алайские		В центральной части Ферганы слои представлены тремя пачками: нижняя — доломиты или известняки с линзами и желваками гипса, средняя — переслаивание красных глин и зеленых гипсов, верхняя — в нижней части сложена глинами зелеными и красными с прослоями песчаников и гравелитов, а в верхней — известняками и доломитами. Встречается морская фауна. В западной и восточной Фергане нижняя и средняя пачки отсутствуют, а верхняя представлена красноцветными песчано-глинистыми породами. Мощность 10—160 м
			Сузакские		Глины серые, зеленовато-серые с прослоями песчаников, иногда гравелитов и известняков. Породы содержат морскую фауну. В западной Фергане сузакские отложения отсутствуют. Мощность 18—68 м
		Палеоцен	Бухарские		Гипсы белые с прослоями зеленовато-серых карбонатных глин. В северо-восточной и восточной частях Ферганы бухарские отложения представлены красноцветными грубозернистыми песчаниками с прослоями песчанистых глин. Мощность 20—70 м
				Гознау ¹	Гипсы белые с прослоями доломитов и известняков. Мощность 0—90 м
		Мезозой	Мел	Верхний	

¹ Некоторые исследователи относят свиту гознау к бухарским слоям палеогена.

1	2	3	4	5	6
Мезозой	Мел	Верхний		Яловач	Пески и песчаники розовые, красные, бурые с прослоями глин, реже мергелей. Мощность 20—140 м
				Устричная (экзогиш-ровая)	Глины красные, серые, зеленые, известняки, мергели, песчаники. Мощность 18—160 м
				Калачинская	Красноцветные глины, песчаники и конгломераты. В южной Фергане в основном карбонатные и сульфатные породы с песчано-глинистыми прослоями. Мощность 35—130 м
		Нижний		Кизыл-пияльская	Чередование глин красных, известковистых с песчаниками, иногда с конгломератами. Мощность 50—150 м
				Ляканская	В восточной Фергане известняки, мергели, песчаники и глины. В западной Фергане известняки постепенно замещаются терригенными породами, среди которых сохраняются маломощные прослой комковатых известняков и голубовато-зеленых песчаников. Мощность 25—175 м
				Муянская	В нижней части — конгломераты красные мелко- и среднегалечные. В верхней части — глины песчаные, известковистые и песчаники. Местами комковатые мергели и гипс. Мощность увеличивается с запада на восток от 30 до 300 м
	Юра	Верхний			Чередование глин и алевролитов с прослоями желваковидных глин и мергелей. Мощность до 110 м
		Средний			Чередование конгломератов, песчаников, алевролитов и глин с многочисленными растительными остатками и иногда с прослоями углей. Мощность до 235 м
		Нижний			Конгломераты и гравелиты с подчиненными прослоями песчаников, глин и углей. Мощность до 300 м

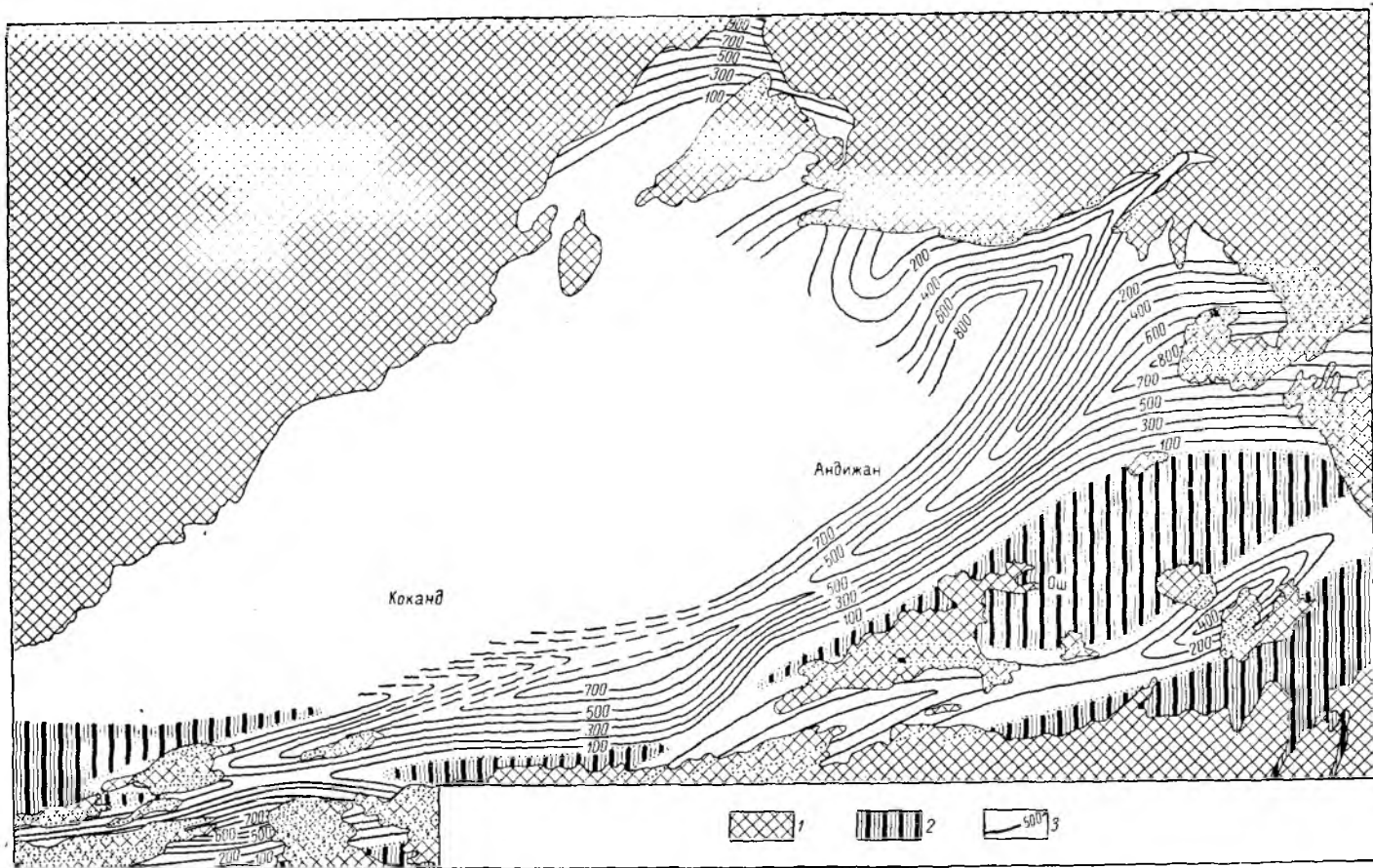


Рис. 69. Схематическая карта мощностей юрских отложений Ферганы.

(Составил Н. М. Розанов, 1963 г.)

1 — области распространения на поверхности палеозойских образований; 2 — области размыва; 3 — линии равных мощностей.

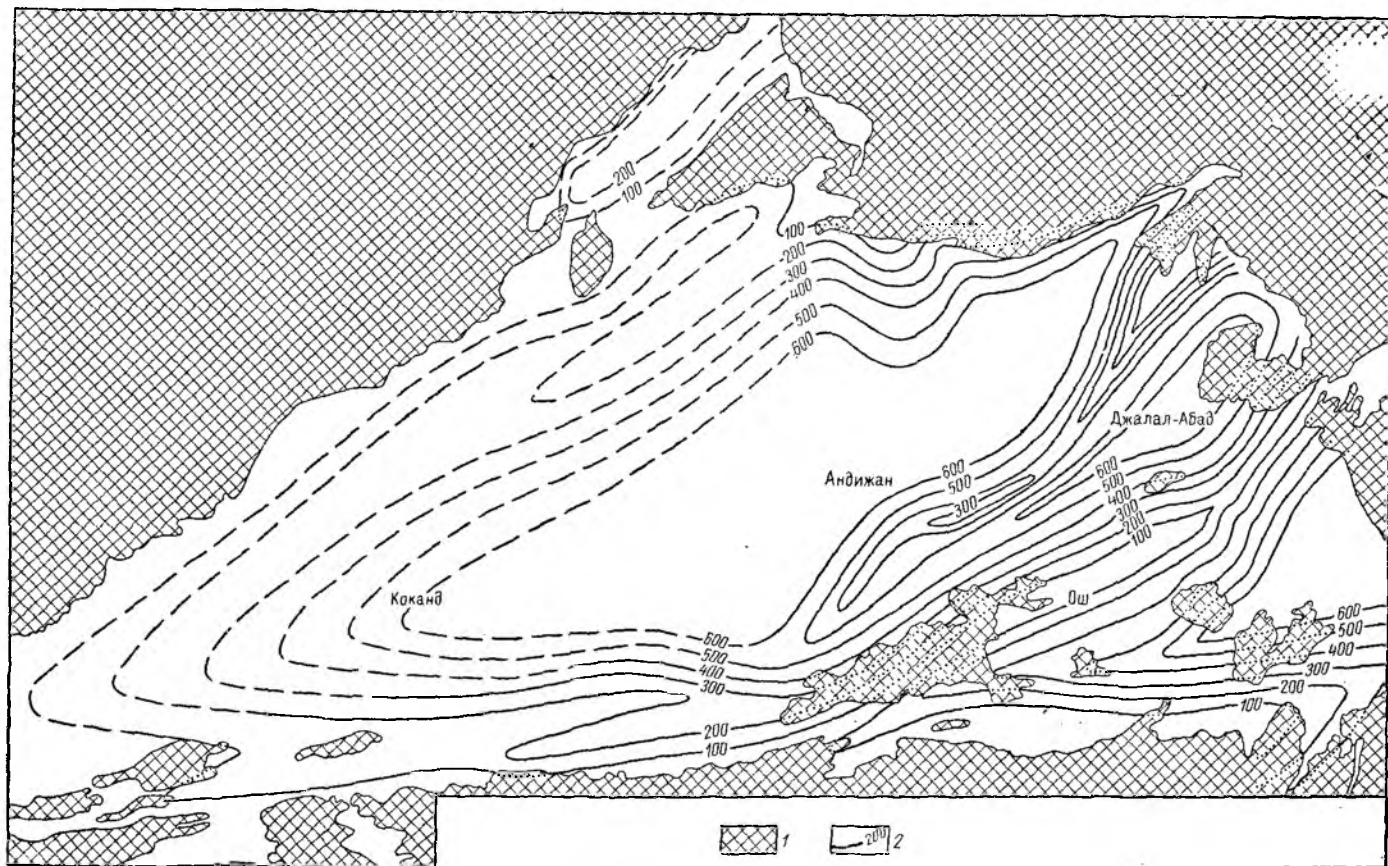


Рис. 70. Схематическая карта мощностей нижнемеловых отложений Ферганы.

(Составил Н. М. Розанов, 1963 г.)

1 — области распространения на поверхности палеозойских образований; 2 — линии равных мощностей.

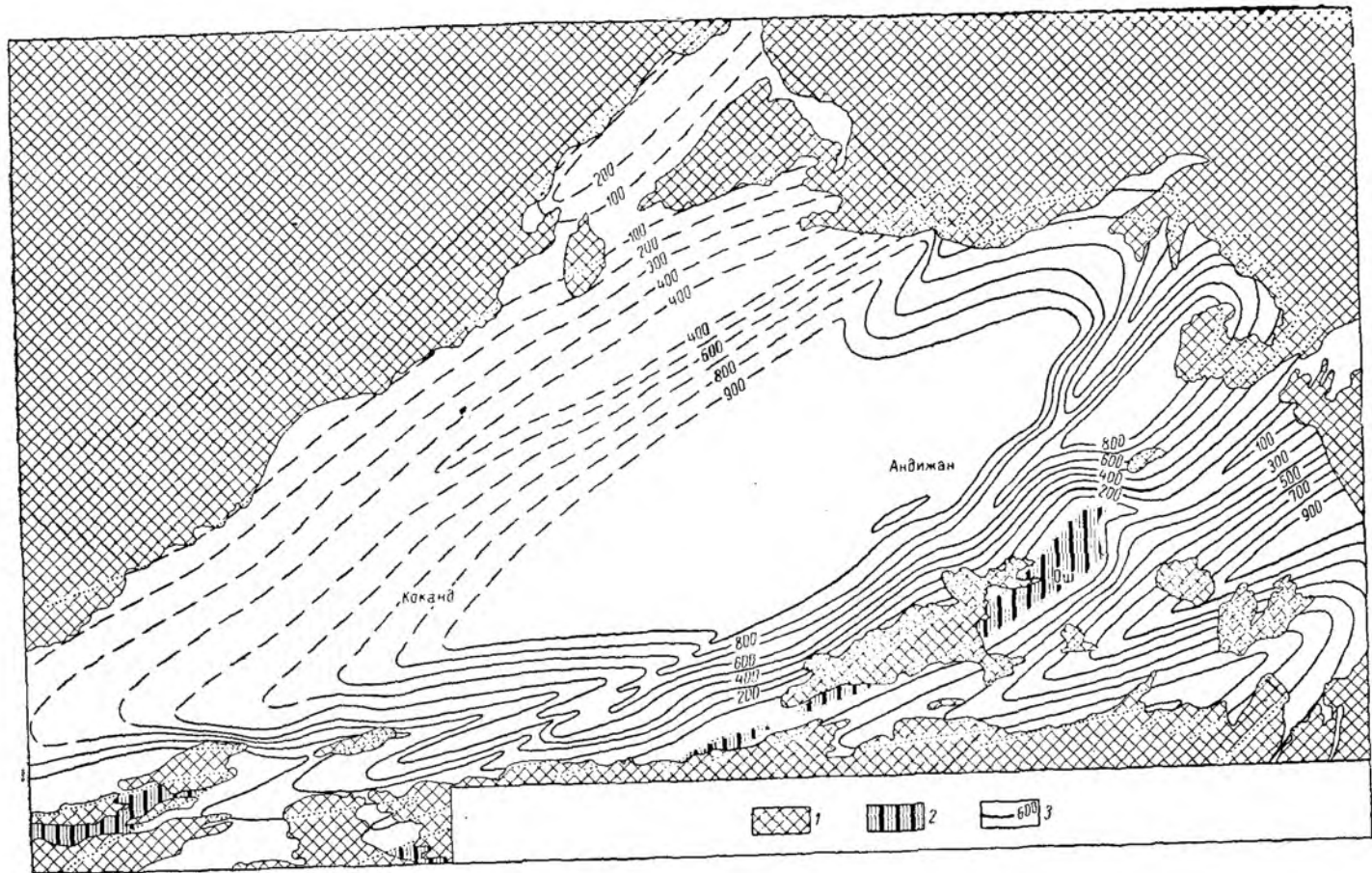


Рис. 71. Схематическая карта мощностей верхнемеловых отложений Ферганы.

(Составил Н. М. Розанов, 1963 г.)

1 — области распространения на поверхности палеозойских образований; 2 — области размыва; 3 — линии равных мощностей.

ТЕКТОНИКА

В тектоническом отношении Ферганская нефтегазоносная область приурочена к крупной геоструктурной форме — Ферганской межгорной впадине. С севера и юга впадину окаймляют горные хребты. Вдоль тектонических зон, параллельных простиранию основных горных хребтов, располагаются прибортовые складки Ферганы (рис. 72).

По дизъюнктивным нарушениям северный и южный борта впадины уступами погружаются к ее центральной части. К зонам этих уступов приурочено большинство развитых во впадине складок. Палеозойский фундамент в центральных частях впадины по данным геофизических исследований глубоко погружен и залегает на глубинах до 10 км.

Зародившаяся в конце палеозоя Ферганская впадина в мезозое и палеогене была весьма сходна с платформенной областью, а в неогене, в эпоху накопления мощной континентальной формации — моласс, приобрела типичные черты межгорной впадины. По истории развития Ферганская впадина является типичной эпиплатформенной орогенической областью.

В строении Ферганской впадины обособляются два структурных этажа. Нижний сложен интенсивно дислоцированными и метаморфизованными породами палеозоя. Верхний, включающий менее дислоцированные отложения мезокайнозоя, всюду залегает на палеозойском фундаменте с резким угловым несогласием. Внутри верхнего структурного этажа можно выделить три структурных яруса, каждый из которых характеризуется своим структурным планом: нижний включает толщу пород триаса и юры; средний — меловые и палеогеновые отложения; верхний состоит из преимущественно молассовых отложений массагетского, бактрийского ярусов и сохской свиты.

В настоящее время имеется несколько схем тектонического районирования. Наиболее проста и приемлема для практических целей схема В. Г. Клейнберга и С. Н. Симакова. Авторы выделяют четыре зоны: южную, северную, центральную и Куршабскую (рис. 73).

В южную зону включается полоса шириной 20—25 км и протяженностью около 350 км от западной границы Ферганской впадины до предгорий Ферганского хребта на востоке. В пределах южной зоны С. Н. Симаков и В. Г. Клейнберг выделяют группы антиклиналей: Наускую, Кайрагачскую, Каратаускую, Ольминскую, Гузанскую, Риштанскую, Чимионскую, Андижанскую и Сузакскую.

Основные нефтяные месторождения южной зоны приурочены к Гузанской, Риштанской, Чимионской и Андижанской группам.

Гузанская группа антиклиналей расположена между реками Исфарой и Сохом. Наиболее крупный тектонический элемент этой группы — Гузанская антиклиналь, остальные складки являются структурным осложнением последней. В этой группе антиклиналей нефтяные месторождения приурочены к Северо-Сохской и Чонгарской складкам. Гузанская антиклиналь представляет собой крупную

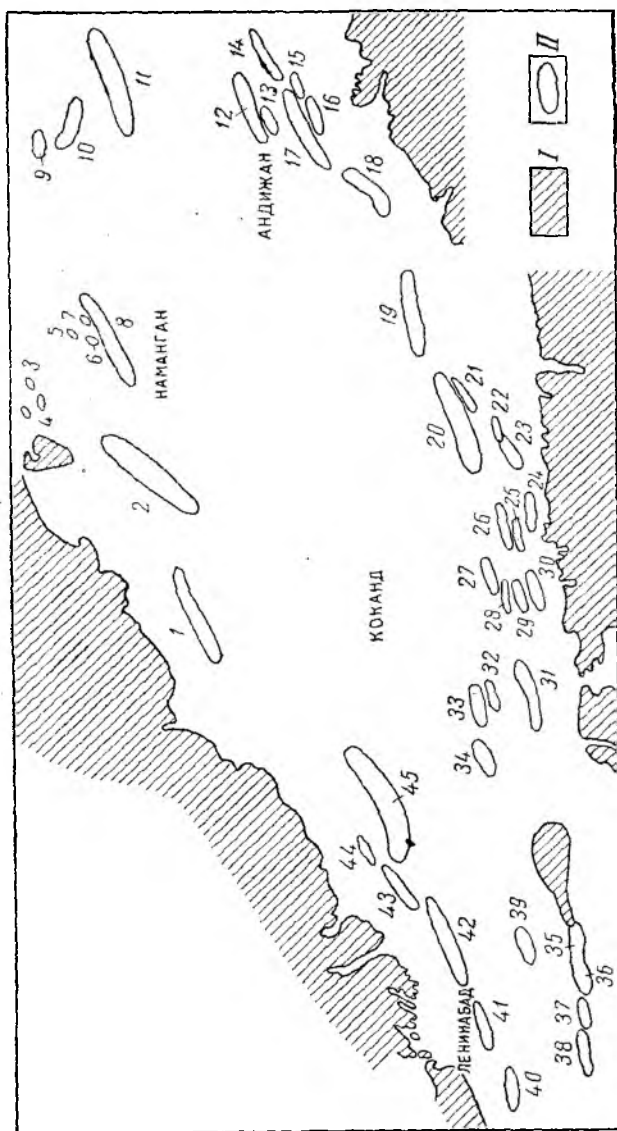


Рис. 72. Схема расположения антропогенных складок в Ферганской впадине.

I — палеозойское обрамление; II — антропогенные складки; 1 — Чуст-Палкская; 2 — Касансайская; 3 — Исковатская; 4 — Испаранская; 5 — Карабачская; 6 — Кушанская; 7 — Новомамганская; 8 — Наманганская; 9 — Кызылалминская; 10 — IV-Майлиуская; 11 — Изобаскская; 12 — Селево-Алматынская; 13 — Хартумская; 14 — Южно-Алматынская; 15 — Бостонская; 16 — Шарихан-Ховдиобдская; 17 — Алдынская; 18 — Цалватская; 19 — Лузинская; 20 — Колчагайская; 21 — Хавыская; 22 — Чимлонская; 23 — Даркутанская; 24 — Бельюстская; 25 — Сарыкамышская; 26 — Северо-Риштанская; 27 — Северо-Сокская; 28 — Чонгарская; 29 — Гальская; 30 — Актурнакская; 31 — Гузайская; 32 — IV-Шоруская; 33 — VI-Шоруская; 34 — Равайская; 35 — Бемсаянская; 36 — Ташравайтская; 37 — Тоғанская; 38 — Кабрагайская; 39 — Тузлуковская; 40 — Дигмайтская; 41 — Рухакская; 42 — Акчолская; 43 — Альбельская; 44 — Кызылдарская; 45 — Супегуская.

асимметричную складку, вытянутую в восток-северо-восточном направлении, северное крыло ее падает под углом $30-40^\circ$, большая часть южного срезана крупным разрывом. Северо-Сохская складка сложена на поверхности породами сохской свиты, вытянута в восток-северо-восточном направлении, породы северного крыла имеют углы падения $7-10$, южного $14-16^\circ$. Чонгарская складка также сложена на поверхности породами сохской свиты, углы падения крыльев

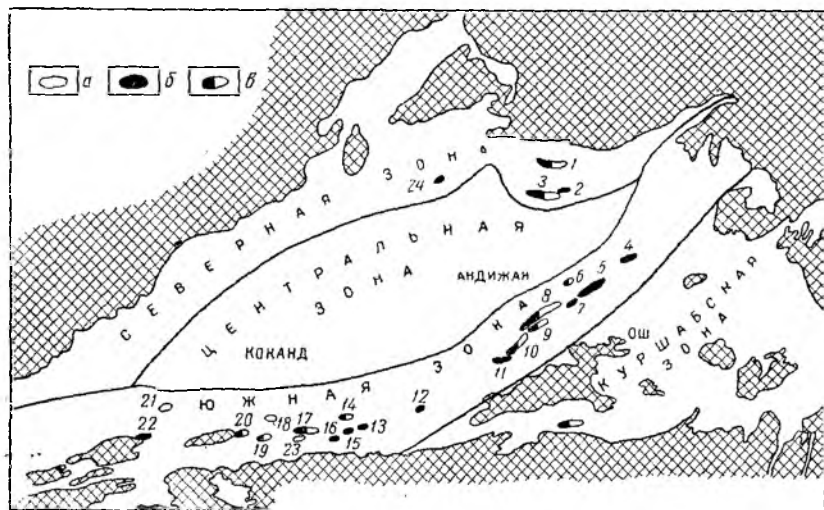


Рис. 73. Схема тектоники и расположения месторождений Ферганской нефтегазопосной области (по В. Г. Клейнбергу и С. Н. Симакову).

Месторождения: а — газовые; б — нефтяные; в — газонефтяные. 1 — Майлису-IV; 2 — Восточный Избаскент; 3 — Избаскент; 4 — Чапгырташ; 5 — Южный Аламышик; 6 — Хартум; 7 — Бостон; 8 — Андижан; 9 — Шарикан-Ходжиабал; 10 — Палванташ; 11 — Западный Палванташ; 12 — Ауваль; 13 — Чимион; 14 — Ханлыз; 15 — Яркутан; 16 — Чаур; 17 — Северный Риштан; 18 — Северный Сох; 19 — Гальча; 20 — Чонгара; 21 — Рават; 22 — Ким (Сель-Рохо); 23 — Сарыкамыш; 24 — Кушан.

достигают $10-25^\circ$, в палеогеновых отложениях отмечается большая дислоцированность слоев и углы падения соответственно возрастают до $50-85^\circ$.

К Гузанской группе антиклиналей, кроме того, приурочены Исфаринская, Секетинская, Шорсуйские (I, II, IV и VI) складки.

Риштанская группа складок расположена к юго-западу от г. Куйбышева. Этот район характеризуется пологим погружением палеозойского фундамента в северном направлении и общим наклоном покрывающего осадочного чехла в сторону центральной части Ферганской впадины. В соответствии с этим в южной части района на поверхность выходят юрские и меловые породы, сменяющиеся к северу отложениями палеогена и неогена. Нефтегазовые месторождения приурочены к Гальчинской, Северо-Риштанской и Сарыкамышской складкам этой группы.

Юго-западнее г. Ферганы выделяется зона антиклинальных складок, объединенных в Чимионскую группу. Нефтяные месторождения приурочены к Чаурской, Чимионской, Якутанской и Аувальской складкам. Большинство антиклиналей Чимионской группы сложено на поверхности породами сохской свиты, а на отдельных участках морскими отложениями палеогена. Складчатость в палеогеновых отложениях выражена значительно более резко, чем в сохских слоях, залегающих на различных горизонтах палеогена с резким угловым несогласием.

Наибольшее количество месторождений нефти и газа приурочено к Андижанской группе складок южной зоны. Здесь выявлены месторождения: Южный Аламышик, Андижап, Бостон, Палвантап, Западный Палвантап и Шарихан-Ходжибабад. К Андижанской группе антиклиналей относится ряд складок, протягивающихся на северо-восток от г. Ферганы. В рельефе они имеют вид увалов или адыров с ясно выраженным северо-восточным простиранием. Большинство складок этой группы кулисообразно заходят одна за другую. Все складки характеризуются пологим северо-западным крылом и более крутым, иногда подвернутым и разорванным юго-восточным. Складчатость в меловых и палеогеновых отложениях всегда интенсивней, чем в более молодых. Своды антиклиналей в мел-палеогеновых слоях несколько смещены относительно сводов в молассах.

В северную зону включена полоса складок, протягивающаяся примерно на 300 км вдоль северного борта впадины от г. Ленинабада на западе до р. Караунгур на востоке. Для этой зоны характерны максимальная мощность неогеновых отложений (до 3500 м) и наиболее полный их стратиграфический разрез. В северной зоне выделяются Ленинабадская, Наманганская и Майлисуйская группы антиклиналей.

Ленинабадская группа антиклиналей расположена в юго-западной части северной зоны (чаще ее называют северо-западной Ферганой). Здесь выделен ряд крупных складок, вытянутых в северо-восточном направлении и кулисообразно заходящих одна за другую. Для этого района характерно развитие соленосных отложений неогена. Во всех складках отмечается кругое, часто запрокинутое залегание слоев в сводовых частях и быстрое выполаживание на их крыльях.

Самой крупной складкой является Супетауская антиклиналь, имеющая длину 42 км. Наиболее дислоцирована центральная часть складки. Северное крыло нарушено серией поперечных сбросов, делящих его на блоки. Горизонтальная амплитуда нарушений достигает 200—250 м. По данным сейсморазведки восточная часть Супетауской складки выражена весьма слабым перегибом. Западная часть антиклинали по нарушению приподнята относительно восточной более чем на 2 км. Складка асимметрична: северо-западное крыло почти всюду круче юго-восточного. На северо-западном крыле углы падения слоев достигают 50—70°, а на юго-восточном 30—50°.

Наманганская группа антиклиналей расположена северо-западнее г. Намангана. Складки этой группы довольно пологие, углы падения слоев на крыльях не превышают 12° , все складки на поверхности сложены бактрийскими и сохскими отложениями. Для этой группы характерно глубокое залегание палеогеновых отложений (глубина более 3000 м).

Майлисуйская группа структур расположена в северо-восточной Фергане в центральной части Нарынской моноклинали (рис. 74). На основании последних данных в пределах Нарынской моноклинали выделяются три выступа палеозойского фундамента, перекрытые мощной толщей осадков мезо-кайнозоя — Майлисуйский, Карагундайский и Ачисайский, разделенные между собой Учкурганским и Гавайским прогибами.

Майлисуйский выступ имеет форму полуваля, вытянутого в юго-западном направлении. Поверхность складчатого основания его погружается к западу, югу и юго-востоку под углами от $5-7$ до $15-20^\circ$. Выступ осложнен двумя Избаскентскими и пятью Майлисуйскими складками.

Избаскентская складка по данным геологической съемки имеет длину по 35 км. В результате бурения установлено несоответствие структурных планов по молассам и палеогену и выделены самостоятельные Избаскентская, Восточно-Избаскентская и Алашская структуры. К Майлисуйской группе структур приурочены нефтегазовые месторождения Избаскент, Восточный Избаскент, Майлису-IV.

Центральная зона Ферганской впадины расположена в равнинной части области, покрытой мощным чехлом отложений. Она представляет собой глубокий прогиб. В наиболее погруженной его части по геофизическим данным мощность неогеновых и четвертичных пород достигает $5-6$ км, а глубина до фундамента оценивается в 10 км. Материалы сейсмических исследований позволяют предполагать наличие в отдельных участках Центральной Ферганы глубоко погруженных складок, более пологих и спокойных по сравнению с периферическими.

В Куршабскую зону входит юго-восточная часть Ферганы, ограниченная с юга и востока палеозойскими поднятиями, а с северо-запада южной зоной. Эта зона характеризуется минимальной мощностью палеогеновых отложений. Она представляет собой впадину, выполненную мезо-кайнозойскими образованиями, сильно эродированными в современном рельефе и местами размытыми до палеозойского фундамента. В пределах впадины воздымается ряд палеозойских выступов, выходящих на поверхность: Алдыярский, Намаздекский, Сугадинский, Кызылкунгейский, Акташский и другие. Выделяются здесь Карачатырская, Намазденская и Алдыярская зоны поднятий, разделенные между собой Узгенским, Наукатским и Гульчинским прогибами. В пределах указанных поднятий и прогибов на наиболее приподнятых и глубоко размытых участках палеозойский фундамент выходит на поверхность, в наиболее погруженных залегает на глубине $1000-2000$ м.

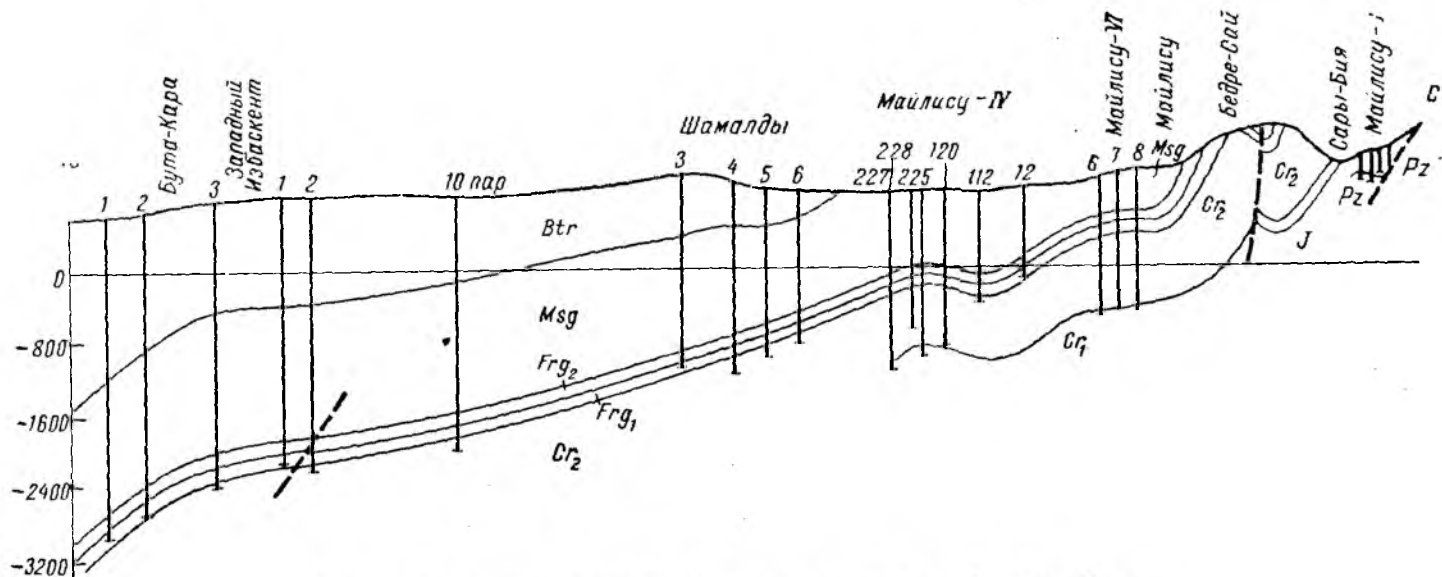


Рис. 74. Геологический профиль I—I по линии Майлису-I — Бута-Кара.

(Составили В. Л. Егоров, Д. С. Сулганов, 1963 г.)

Btr — бактрийские отложения; Msg — массагетские отложения; Frg₂ — сумсарские, ханабадские, исфаринские и рияштанские слои; Frg₁ — туркестанские, алайские, сузакские и бухарские слои.

Все складки, выявленные к настоящему времени в Ферганской впадине, приурочены главным образом к ее прибортовым частям. Они располагаются в основном параллельно простиранию основных горных хребтов палеозойского обрамления. В ядрах некоторых крупных антиклинальных складок южной зоны на дневную поверхность выходят породы палеозоя. Обычно такие антиклинали осложнены дополнительными складками на крыльях. В ядрах других складок обнажаются породы мела или палеогена. Структуры адырной полосы, более удаленные от палеозойского обрамления, сложены на поверхности кайнозойскими молассовыми образованиями.

Большинство складок имеет асимметричное строение. Складки Южной и Куршабской зон наклонены в сторону Алайского хребта, а Северной зоны — в сторону Чаткальского хребта. Крутые крылья складок обычно осложнены разрывами и надвигами. Встречаются складки с более крутыми крыльями, обращенными к оси Ферганской впадины.

Размеры антиклинальных складок Ферганы колеблются в широких пределах. Наряду с небольшими, карликовыми, складками длиной в несколько сотен метров встречаются и крупные складки, длина которых достигает 35—40 км.

ОБЩИЕ ДАННЫЕ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Выходы нефти в Ферганской нефтегазонасной области известны с глубокой древности. Издавна также известно о колодезной добыче нефти.

До Великой Октябрьской социалистической революции в Ферганской впадине разрабатывались только два месторождения нефти, с 1885 по 1917 г. было добыто всего 488 тыс. *т* нефти.

Наибольший рост нефтедобычи в Фергане наметился в годы Великой Отечественной войны. К настоящему времени выявлено 27 месторождений нефти и газа, 17 из которых разрабатываются, два (Нефтекабад и Шорсу) полностью выработаны, остальные восемь находятся в разведке или в консервации.

Промышленная нефтегазонасность в Ферганской нефтегазонасной области приурочена к юрским, меловым, палеогеновым и неогеновым отложениям (рис. 75).

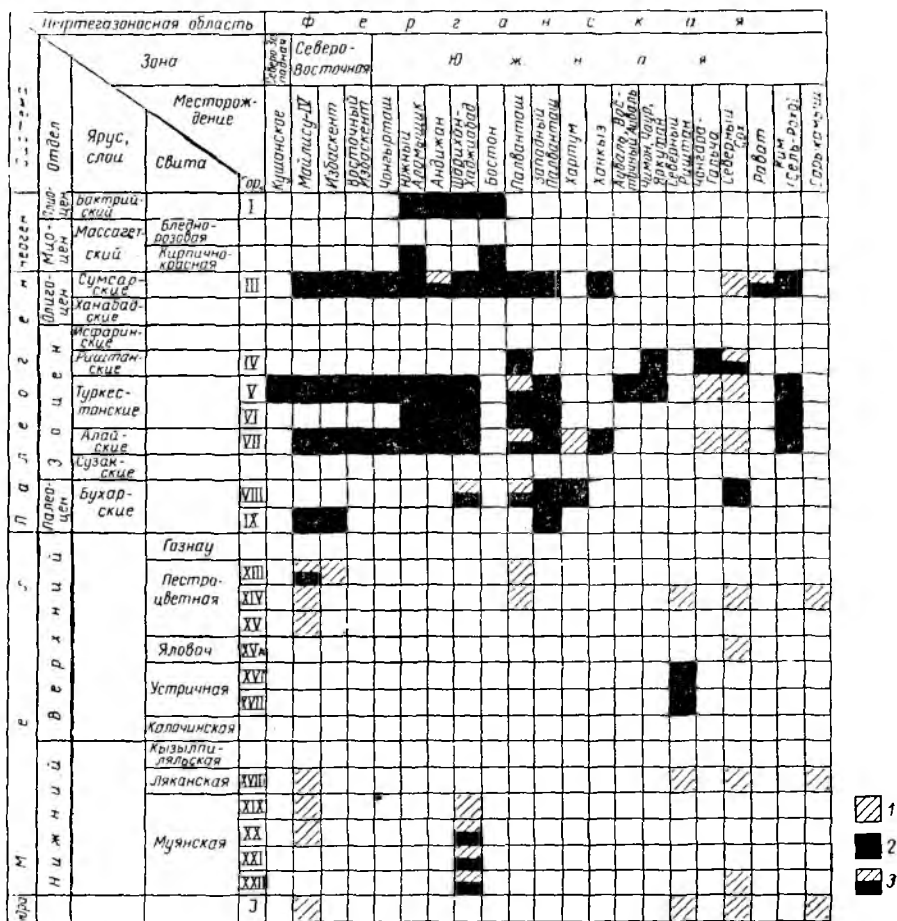
В юрских отложениях за последние годы установлены газовые залежи на месторождениях Майлису-IV, Северный Риштан, Северный Сох и Сарыкамьш. Выявление газовых залежей в юрских отложениях позволяет рассматривать их как новую продуктивную толщу Ферганы.

В ноябре 1964 г. на площади Кызыл-Алма в северо-восточной части Ферганской впадины (Киргизская ССР) был получен фонтанный приток нефти с глубины 2863 м из юрских отложений.

В меловых отложениях выявлено одиннадцать продуктивных горизонтов. В муянской свите выделяются горизонты XXII, * XXI,

* Н. М. Розанов горизонт XXII относит к юрским отложениям.

XX и XIX, в льянской — XVIII, в устричной (экзогировой) — XVII, XVI, XV-а, в пестроцветной свите — XV, XIV и XIII. К продуктивным горизонтам мела приурочены в основном газовые залежи, только в отдельных случаях встречены газовые залежи с нефтяными порочками и нефтяные залежи.



Ис. 75. Нефтегазопосные горизонты месторождений Ферганской нефтегазопосной области.

1 — газовые горизонты; 2 — нефтяные горизонты; 3 — нефтегазовые горизонты.

Газовые залежи в отложениях мелового возраста выявлены на месторождениях Майлису-IV (горизонты XIV, XV, XVIII, XX), Шарихан-Ходжабад (горизонт XIX), Северный Риштан (горизонты XIV и XVIII), Северный Сох (горизонты XV-а, XVIII и XXII), Сарыкамьш (горизонты XIV, XVIII). Газовые залежи с небольшими

нефтяными оторочками установлены в горизонте XIII месторождения Майлису-IV и в горизонтах XX, XXI и XXII Шарихан-Ходжабадского месторождения. Нефтяные залежи в разрезе мела выявлены только на месторождении Северный Риштан в горизонтах XVI и XVII устричной свиты.

В отложениях палеогена установлено девять продуктивных горизонтов: IX и VIII — в бухарских слоях ¹, VII — в алайских, VI и V — в туркестанских, IV — в риштанских, III и II — в сумсарских.

Выделение пластов II и III в сумсарских слоях довольно условно. В западной части южной Ферганы в их кровле нефтеносные песчаники выделяются как горизонт II, в восточной и северной частях Ферганы нефтеносные песчаники залегают внутри свиты малиновых глин сумсарских слоев на 15—20 м стратиграфически ниже их кровли и выделяются как горизонт III.

По-видимому, правильнее считать горизонты II и III единым продуктивным объектом, в связи с чем при описании месторождений они рассматриваются как пласт III.

Нефтегазоносность палеогеновых отложений в Ферганской нефтегазоносной области имеет региональное распространение. К продуктивным горизонтам палеогена в большинстве случаев приурочены нефтяные залежи, в отдельных случаях нефтяные залежи с газовыми шапками и чисто газовые залежи.

Нефтяные залежи в палеогене установлены на месторождениях Майлису-IV (горизонты III, V, VII, IX), Избаскент (III, V, VII, IX), Восточный Избаскент (III, V, VII), Чапгырташ (III, V, VII), Южный Аламышик (III, V, VI, VII), Андижан (V, VI, VII), Шарихан-Ходжабад (III, V, VI, VII), Бостон (III), Палванташ (III, IV, VI), Западный Палванташ (III, V, VI, VII, VIII, IX), Хартум (VIII), Ханкыз (III, VII), Ауваль и Восточный Ауваль (V), Чимпонской группы (IV, V), Чонгара-Гальча (IV), Северный Сох (VIII), Ким (Сельрохо) — горизонты III, V, VI, VII. Нефтяные залежи с газовыми шапками установлены на месторождениях Андижан (горизонт III), Шарихан-Ходжабад (VIII), Палванташ (V, VII, VIII), Северный Сох (IV) и Рават (III). Наконец, чисто газовые залежи приурочены к горизонту VII месторождения Хартум, к горизонтам V и VII месторождений Чонгара-Гальча и к горизонтам III, V и VII Северо-Сохского месторождения ².

В отложениях неогена нефтяные залежи выявлены в кирпично-красной свите на месторождениях Южный Аламышик и Бостон. На месторождениях Южный Аламышик, Андижан, Шарихан-Ходжабад и Бостон промышленно нефтеносна пачка песчаников и галечников, залегающая в основании бактрийского яруса и выделенная

¹ В пределах Нарынской моноклинали горизонт IX принято относить к сузакским слоям, а в бухарских выделяется горизонт X.

² В октябре 1964 г. на Кушанской складке (Намаганская группа складок) был получен высокодебитный приток нефти из пласта V палеогена.

как продуктивный горизонт I. Весь комплекс геологических данных позволяет считать залежи нефти в кирпично-красной свите и в отложениях бактрийского яруса вторичными.

Коллекторами в продуктивных горизонтах Ферганы являются карбонатные и терригенные породы. Карбонатные коллектора, представленные главным образом известняками, слагают все продуктивные горизонты палеогена, за исключением горизонта III, сложенного песчаниками.

Коллекторами продуктивных горизонтов мела, как правило, являются песчаники; газоносные пласты XIII и XIV месторождения Палванташ представлены известняками. Продуктивный пласт I неогена сложен конгломератами и брекчиями.

Мощность продуктивных горизонтов в основном колеблется в пределах 5—30 м, в отдельных случаях достигая 60 м и более, эффективная мощность изменяется от 3 до 18 м. Коллекторские свойства следующие: пористость 8—20%, проницаемость 30—300 мд.

К стратиграфически экранированным относятся залежи в палеогеновых отложениях месторождений Южный Аламышик, Бостон, Шарихан-Ходжибад (за исключением залежи горизонта VIII), Ким (Сельрохо), Чонгара, Чангырташ, Ауваль.

Нефтяные залежи продуктивных горизонтов III, V и VII отдельных блоков месторождения Андижан и залежи горизонтов VII и VIII Палванташского месторождения относятся к типу пластовых тектонически экранированных.

Примером пластовой литологически экранированной залежи может служить газонефтяная залежь продуктивного горизонта IV месторождения Гальча, связанная с выклиниванием песчаного пласта по восставанию.

По данным И. С. Старобинца и Ф. З. Сагидовой нефти Ферганской нефтегазоносной области в основном легкие (плотность 0,775—0,889 г/см³), малосернистые (серы 0,10—0,60%), парафинистые (парафина 3,3—8,7%), высокосмолистые (акцизных смол 14—40%) со значительным содержанием легких фракций (выход фракций до 300°—28—60%).

Для нефтей Ферганских месторождений характерно закономерное уменьшение с глубиной плотности, вязкости, содержания смол и асфальтенов и соответствующее увеличение содержания парафина и легких фракций.

Нефти юрско-мелового возраста резко отличаются по всем показателям от палеогеновых. Они более легкие, малосернистые, мало-смолистые, с низким содержанием асфальтенов и акцизных смол и высоким содержанием метановых углеводородов и парафинов.

Нефти неогеновых отложений по плотности, углеводородному составу и другим показателям близки к нефтям палеогеновых залежей, что указывает на их генетическое сходство.

Состав газов чисто газовых залежей характеризуется преобладанием метана (82—95%) и незначительным содержанием тяжелых углеводородов. Газы газовых шапок имеют более высокое содержа-

ние тяжелых углеводородов (25—30%) и меньшее количество метана (65—70%).

Пластовые воды меловых отложений Ферганы в большинстве случаев относятся к хлоркальциевому типу, реже встречаются сульфатно-натриевые и изредка гидрокарбонатнонатриевые. В верхней части меловых отложений отмечается присутствие всех указанных типов вод; со стратиграфической глубиной исчезают вначале сульфатно-натриевые воды, затем гидрокарбонатнонатриевые и в самых древних горизонтах мела встречаются только хлоркальциевые.

Минерализация меловых вод колеблется в широких пределах — от 3,3 до 711,1 мг-экв/л. Наиболее концентрированными являются воды хлоркальциевого типа.

Воды палеогеновых отложений Ферганской нефтегазоносной области характеризуются пестротой состава и минерализации. Встречаются воды всех типов: хлоркальциевые, хлормагниевые, гидрокарбонатнонатриевые и сульфатнонатриевые. Общая минерализация вод колеблется в широких пределах — от 4,1 до 756,9 мг-экв/л.

Месторождения Южной зоны

Газонефтяное месторождение Северный Сох

Северо-Сохское месторождение расположено в 30 км к югу от г. Коканда на границе Ферганской области Узбекской ССР и Ошской области Киргизской ССР.

Сохский район с хорошо выраженной складчатостью в конгломератовой толще, обнажающейся в долине р. Сох, давно привлекал внимание геологов-нефтяников. Впервые его описал В. Н. Вебер в 1909 г. В 1933 г. была составлена геологическая карта района. В 1934—1937 гг. на соседней Чонгарской площади проводилось картировочное бурение, в результате которого была установлена нефтеносность отложений сумсарских и риштанских слоев палеогена. В 1946 г. в результате детальной геологической съемки было выявлено Северо-Сохское поднятие.

В 1950 г. Северо-Сохская площадь была введена в разведку. Вследствие смещения свода палеогеновой складки к югу на 2,8 км (что было установлено сейсмическими исследованиями) первые три скважины, заложенные вблизи оси складки на основании данных геологической съемки, результатов не дали. Дальнейшее бурение с учетом смещения свода привело к открытию залежей газа: в 1955 г. — в горизонтах V и VII, в 1956 г. — в горизонте III и залежей нефти в горизонтах IV и VIII. В дальнейшем была установлена газоносность отложений мела и юры.

Северо-Сохская антиклиналь сложена породами юры, мела, палеогена и неогена.

Юрские осадки представлены в основном глинистой толщей с прослоями песчаников. Содержат газоносный горизонт песчаников мощностью 10 м. Вскрытая мощность 100 м.

Нижнемеловые отложения представлены муянской, ляканской и кызылпиляльской свитами. Муянская свита сложена в нижней части грубообломочными породами — песчаниками и конгломератами (продуктивный горизонт XXII), в верхней части в основном глинами с прослоями алевролитов. Мощность свиты 125 м. Ляканская свита выражена известняками и имеет мощность 25 м. Кызылпиляльская свита представлена глинами с прослоями песчаника. Мощность 40 м.

Верхний мел представлен свитами: калачинской, устричной, яловач, пестроцветной и гознау. Калачинская свита сложена в основном конгломератами мощностью 30 м. Устричная свита выражена известняками с прослоями глин. Мощность свиты 60 м. Яловачская свита представлена глинами с редкими прослоями песчаника. Выделяется продуктивный горизонт XV-а. Мощность свиты 100 м. Пестроцветная свита представляет собой чередование песчаников и глин. В верхней части имеются редкие прослойки доломита и гипса. Здесь выделяется продуктивный горизонт XIV. Мощность свиты 150 м. Заканчивается разрез мела свитой гипсов гознау мощностью 60 м.

Выше залегают породы палеогена, разрез которых идентичен разрезу Шарихан-Ходжабадского месторождения. Мощность палеогена 550 м. Здесь выделяются продуктивные горизонты III, IV, V, VII, VIII.

Еще выше по разрезу залегают континентальные отложения неогеновой и четвертичной систем мощностью порядка 1700 м.

В тектоническом отношении Северо-Сохская структура представляет собой антиклинальную складку почти широтного простирания. На поверхности складка выражена очень слабым антиклинальным перегибом конгломератов, обнаженных в бортах Сохской долины. К востоку и западу от долины конгломераты скрываются под наносами, маскирующими геологическое строение района. В отложениях палеогена имеется четко выраженная обособленная антиклинальная складка, расположенная под поверхностным сводом собственно Северо-Чонгарской складки. Ось складки по отложениям палеогена прослеживается на 9 км, ширина не превышает 2 км. В долине р. Сох наблюдается ундуляция оси, обусловившая наличие двух небольших поднятий — восточного и западного. Складка имеет асимметричное строение. Углы падения на южном крыле 18—25°, на северном 33—38°. Восточная и западная периклинали погружаются соответственно под углами 10—12° и 6—7°. С юга складка ограничена узким и неглубоким синклиналильным прогибом, отделяющим ее от Чонгарской антиклинали, к северу отложения палеогена погружаются на большую глубину (рис. 76).

На месторождении Северный Сох горизонты III, V, VII палеогена содержат газовые залежи с очень небольшими скоплениями нефти на отдельных участках. В присводовой части горизонта IV развита газовая шапка с оторочкой нефти, ширина которой в пределах того южного крыла достигает 750 м. Горизонт VIII является нефтеносным.

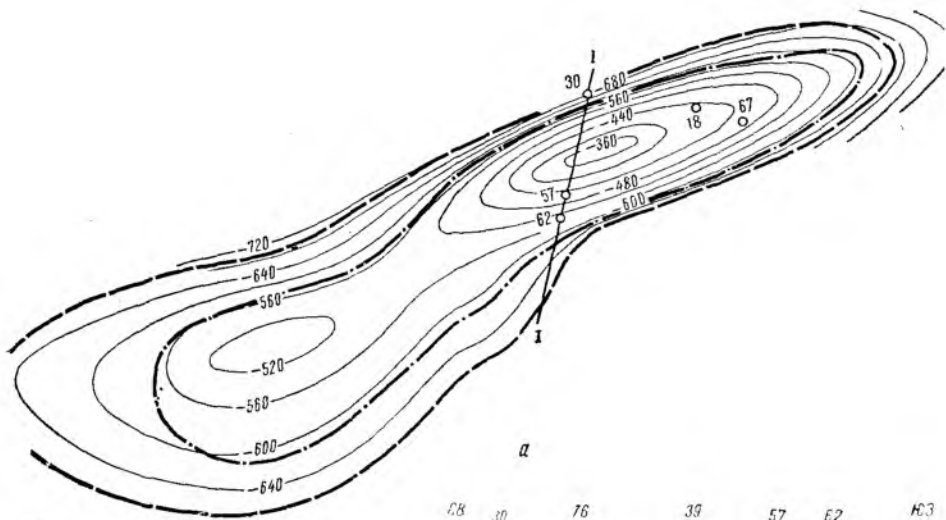
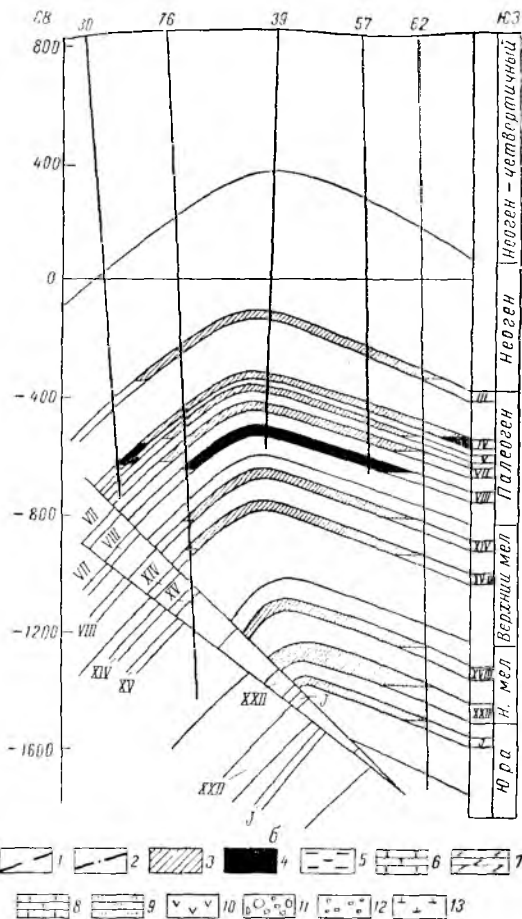
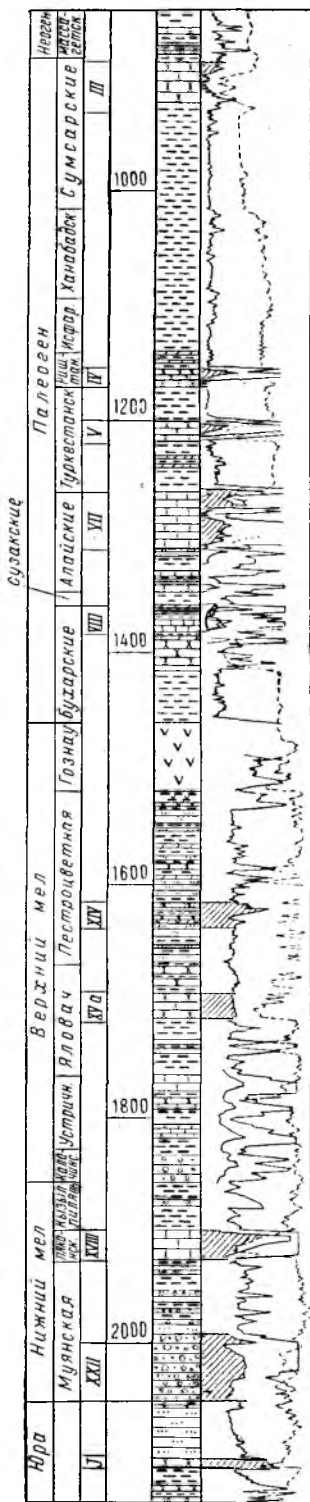


Рис. 76. Северо-Сохское газонефтяное месторождение.

(По материалам П. К. Азимова и др. 1962 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта IV рифтанских слоев; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности горизонта IV; 2 — контур газоносности горизонта IV; 3 — газ; 4 — нефть; 5 — глины; 6 — песчаники; 7 — мергели; 8 — известняки; 9 — алевролиты; 10 — ангидриты; 11 — конгломераты; 12 — гравелиты; 13 — глины известковистые и мергелистые.





Наибольшую площадь нефтегазоносности имеет залежь горизонта IV. Длина залежи 8 км, ширина 1,8 км, высота 320 м; размеры газовой шапки составляют соответственно: 5,5 км, 0,6 км, 240 м. Площадь газоносности горизонтов III, V и VII примерно одинакова и составляет $7 \times 1,1$ км, высоты соответственно равны 240, 180, 140 м. Еще меньшую площадь (5,8 \times 0,8 км) занимает залежь нефти горизонта VIII. Высота залежи 160 м.

Залежи газа в меловых отложениях (горизонты XIV, XV-а, XVIII и XXII) занимают наиболее высокую часть структуры и имеют незначительные размеры. Открытая в последнее время залежь газа в юрских отложениях не оконтурена.

Все залежи месторождения пластовые, сводовые.

Горизонт III залегает в кровле сумсарских слоев на глубине 1070—1350 м. Представлен серыми мелкозернистыми кварцевыми песчаниками с прослоями малиновых глин. Общая мощность горизонта 24,5 м, суммарная мощность продуктивных прослоев 14 м. Пористость колеблется от 9 до 38% и в среднем составляет 20%, проницаемость в среднем равна 86 мд. Начальное пластовое давление 129 ат, начальный дебит газа 580—900 тыс. м³.

Горизонт IV в верхней части представлен серыми плотными известняками, а в нижней — серыми мелкозернистыми песчаниками с прослоями зеленых глин и мергелей. Общая мощность горизонта 10,4 м, эффективная — 3 м. Средняя пористость составляет 16%, глубина залегания горизонта 1300—1420 м. Начальное пластовое давление в газовой шапке 149, в нефтяной залежи 156 ат.

Горизонт V сложен серыми и зеленовато-серыми известняками с прослоями зеленых глин и мергелей. Общая мощность горизонта 11 м, эффективная мощность 5 м. Пористость в среднем составляет 10%, проницаемость в исследованных образцах не превышает 136 мд. Глубина залегания продуктивной части горизонта 1370—

1450 м, пластовое давление 148 ат. Начальный дебит газа по скважинам колеблется в пределах 80—420 тыс. м³/сутки.

Горизонт VII представлен серыми доломитизированными известняками с 3-м прослоем зеленых глин, разделяющим горизонт на две части. Известняки содержат прослой темно-зеленых мергелей и голубовато-серых ангидритов. Поскольку коллекторские свойства обеих частей горизонта идентичны, они рассматриваются совместно. Общая мощность горизонта VII 34 м, эффективная мощность 15,3 м, средняя пористость 12,5%, глубина залегания в пределах залежи 1380—1520 м. Начальное пластовое давление 150 ат, начальный дебит 190—420 тыс. м³/сутки.

Горизонт VIII залегает на глубине 1470—1590 м. Сложен серыми и белыми песчанистыми известняками с прослоями зеленых и коричневых глин, голубовато-серых ангидритов и серых песчаников. Общая мощность горизонта 33 м, суммарная мощность продуктивных прослоев не превышает 16 м. Пористость 15—21%, средняя пористость 18%, проницаемость 160—180 мд. Нижняя песчанистая часть горизонта выделяется как горизонт IX, но ввиду отсутствия непроницаемой перемычки оба горизонта в промышленной практике объединяются в один объект. Начальное пластовое давление в нефтяной залежи 144 ат, начальный дебит при 6-мм штуцере 35—40 т/сутки, при 10-мм штуцере 70—90 т/сутки.

В меловом комплексе установлено четыре газоносных горизонта, коллекторские свойства которых изучены плохо.

Горизонт XIV залегает в средней части пестроцветной свиты верхнего мела. Коллектором являются песчаники, содержащие газовую залежь. При испытании скв. 12 получен газовый фонтан с абсолютно свободным дебитом 1130 тыс. м³/сутки.

Горизонт XV-а приурочен к средней части свиты яловач, представленной песчаниками. Содержит газовую залежь. В скв. 18 в 1958 г. получен газовый фонтан с абсолютно свободным дебитом 1280 тыс. м³/сутки.

Горизонт XVIII льяканской свиты сложен известняками с прослоями глин. Эффективная мощность 17 м, эффективная пористость 12%. Абсолютно свободный дебит достигает 500 тыс. м³/сутки при $p_{пл} = 234$ ат.

Горизонт XXII приурочен к отложениям муянской свиты нижнего мела, сложенной известняками. Содержит газовую залежь. Дебит газа в скв. 18 в 1959 г. достигал 252 тыс. м³/сутки.

Горизонт юрских отложений содержит газовую залежь. Коллектором являются известняки, из которых в 1959 г. в интервале 2030—2040 м в скв. 67 был получен газ с абсолютно свободным дебитом 40 тыс. м³/сутки.

В табл. 20 приведена характеристика нефтей горизонтов I и VIII.

Среди газов месторождения Северный Сох особое место занимает газ горизонта VII, содержащий большое количество сероводорода. Характеристика газов отложений палеогена приведена в табл. 21

Таблица 20

Горизонт	Плотность при 20° С, г/см ³	ВУ ₂₀	Содержание, %				Выход фракций, %		
			серы	парафина	активных смол	асфальтенов	до 100° С	до 200° С	до 300° С
IV	0,839	2,5	0,08	7,4	12	1,1	6,5	27	49
VII	0,840	1,8	0,12	5,5	16	0,9	7,0	28	50

Таблица 21

Горизонт	Плотность	Содержание, %						
		H ₂ S	CO ₂	N ₂ + редкие	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
III	0,672	—	0,4	3,3	86,2	5,3	3,2	1,6
IV	0,642	0,002	0,10	1,5	86,9	9,7	1,2	0,6
V	0,652	0,28	1,52	1,7	87,0	7,2	1,4	0,9
VII	0,695	2,25	1,35	2,8	82,4	7,6	2,3	1,3

Характеристика газов меловых отложений следующая: плотность 0,645—0,687 г/см³, содержание сероводорода незначительное, метана 93—96%, азота + редких 3—5%.

Воды продуктивных горизонтов палеогена в основном хлоркальциевого типа, высокоминерализованные. Как правило, с глубиной минерализация возрастает от 32 до 120 г/л. Воды меловых и юрских отложений не изучены.

Перспективы месторождения связаны с доразведкой юрских и меловых отложений.

Газонефтяное месторождение Северный Риштан

Расположено в южной части Ферганской долины на территории Ошской области Киргизской ССР, в 12 км к югу от районного центра Куйбышево Ферганской области Узбекской ССР.

В связи с обильными нефтепроявлениями Северо-Риштанская структура издавна привлекала внимание нефтепромышленников, которые в 1906—1907 гг. пробурили в восточной части складки три скважины глубиной до 380 м, однако ни одна из них не дала положительных результатов.

Геологические исследования на площади в 1914 г. производил К. П. Калицкий. В 1927 г. по его рекомендации на восточном погружении складки вдоль ее оси были пробурены две разведочные скважины глубиной до 453 м, в одной из которых получены газопроявления из горизонта III сумсарских слоев палеогена.

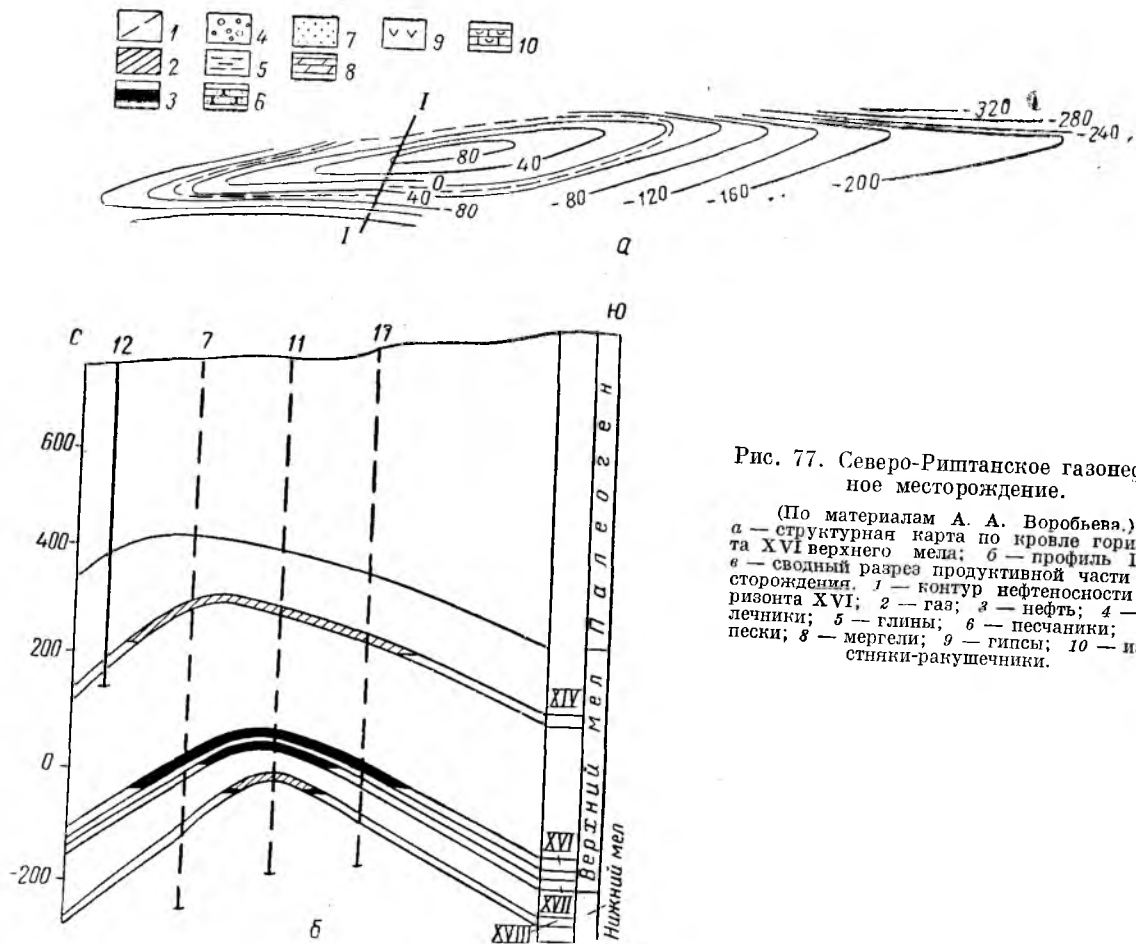
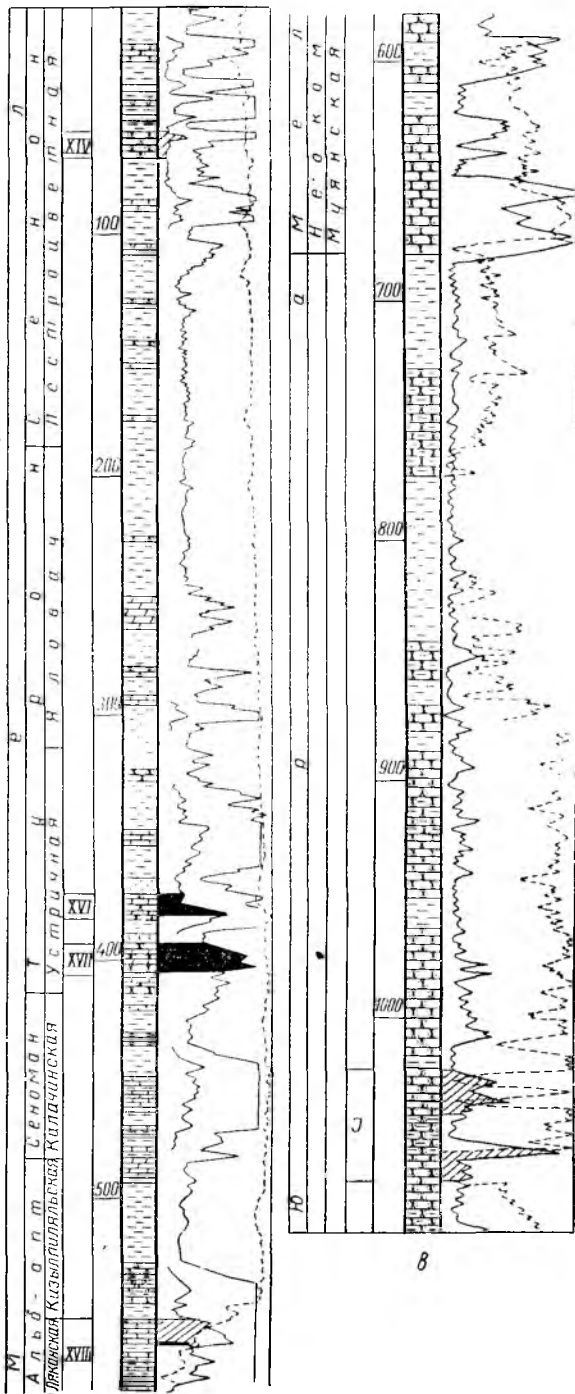


Рис. 77. Северо-Риптанское газонефтяное месторождение.

(По материалам А. А. Воробьева.)
 а — структурная карта по кровле горизонта XVI верхнего мела; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности горизонта XVI; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — галечники; 5 — глины; 6 — песчаники; 7 — пески; 8 — мергели; 9 — гипсы; 10 — известняки-ракушечники.



В 1941 г. на складке проводилась геологическая съемка. По материалам съемки в 1950 г. было начато структурное бурение с целью подготовки структуры к промышленной разведке на меловые отложения. В одной из скважин, пробуренных на южном крыле структуры, из отложений пестроцветной свиты верхнего мела с глубины 471 м был получен газовый фонтан с суточным дебитом 120—150 тыс. м³, что послужило основанием для постановки на площади промышленной разведки. Разведочное бурение начато в 1951 г.

Разрез Северо-Риштанского месторождения слагают породы юры, мела и палеогена, аналогичные развитым на Северо-Сохском месторождении. Палеогеновые отложения размыты до алайских слоев. Вскрытая мощность юрских пород 410 м. Мощность меловых отложений 710 м, палеогеновых 595 м.

В тектоническом отношении Северо-Риштанская структура представляет собой асимметричную антиклинальную складку широтного простирания длиной 10,5 км, шириной 1,5 км. Углы падения на южном крыле изменяются от 15 до 35°, северное крыло более крутое, местами подвернутое. Бурением установлено, что глубинное строение складки в меловых отложениях в основном соответствует поверхностному строению, но свод складки в силу ее асимметрии смещается в сторону пологого южного крыла (рис. 77).

Промышленная нефтеносность Северо-Риштанского месторождения приурочена к горизонтам XVI и XVII меловых отложений, промышленная газоносность — к горизонтам XIV, XVIII меловых и к двум горизонтам юрских отложений.

Кроме того, при бурении были отмечены обильные проявления в горизонте XIII верхнего мела, однако промышленных скоплений нефти не установлено. Отложения палеогена не содержат залежей нефти и газа. Залежи месторождения пластовые, сводовые.

Газоносный горизонт XIV, залегающий в средней части пестроцветной свиты верхнего мела, сложен серовато-зелеными разнородными песчаниками с прослоями зеленых и коричневых глин. Общая мощность 10—12 м, эффективная мощность 5 м, пористость коллекторов 12,8%, проницаемость — несколько десятков миллиардов.

Газовая залежь горизонта XIV приурочена к своду складки и вытянута в виде узкой полосы. Длина залежи 4,5 км при максимальной ширине 650 м, высота 110 м. Глубина залегания горизонта в пределах контура газоносности составляет 430—500 м. Начальный дебит газа 250—750 тыс. м³/сутки, пластовое давление 52—60 ат.

Нефтеносный горизонт XVI относится к устричной свите верхнего мела и представлен зеленовато-серыми песчаниками с прослоями зеленых глин и серых известняков. Средняя мощность 14 м (от 8 до 22 м), эффективная мощность 5 м, пористость 13%, проницаемость составляет несколько десятков миллиардов.

Нефтяная залежь приурочена к своду складки. Глубина залегания горизонта в контуре нефтеносности от 750 до 940 м. Начальный дебит нефти от 0,5 до 28 т/сутки, газовый фактор 295 м³/т, пластовое давление 86 ат.

Плотность нефти 0,772—0,794 г/см³, содержание (в %): серы 0,4—0,12, асфальтенов 0,03—0,107, акцизных смол 4—6, кокса 0,55—0,66, парафина 3,12—4,78. Выход легких фракций до 200°—34—55%, до 300°—75—83%.

Нефтеносный горизонт XVII залегает в устричной свите верхнего мела и представлен коричневыми разнородными песчаниками с прослоями известняков, глин и ангидритов. Общая мощность 19 м, эффективная мощность 11 м, средняя пористость не превышает 8%, проницаемость — несколько десятков миллидарси.

Нефтяная залежь приурочена к своду складки. Длина залежи — 3,9 км при ширине 450 м и высоте 40 м. Глубина залегания горизонта в пределах контура нефтеносности от 760 до 950 м. Начальный дебит нефти до 35 т/сутки; газовый фактор, пластовое давление и физико-химическая характеристика нефтей такие же, как и в горизонте XVI.

Горизонт XVIII, приуроченный к ляканской свите, сложен известняками с прослоями зеленых глин. Общая мощность 49 м, эффективная мощность 5 м, пористость 8%, проницаемость 80 мд.

Горизонт XVIII газоносен и имеет небольшую нефтяную оторочку непрямоугольного значения. Длина залежи 2,5 км при максимальной ширине 250 м и высоте 30 м. Глубина залегания горизонта в контуре газоносности 960—1070 м. Начальный свободный дебит газа 30—123 тыс. м³/сутки. Пластовое давление 112 ат. Газ в основном метановый.

При разведочном бурении на юрские отложения в 1961 г. выявлены два газоносных горизонта, залегающие в подошве юры. Глубина залегания горизонтов 1340—1370 и 1321—1305 м. При испытании нижнего горизонта получен промышленный приток газа с абсолютно свободным дебитом 240 тыс. м³/сутки при пластовом давлении 140 ат. При испытании второго горизонта (1321—1305 м) также получен промышленный приток газа со свободным дебитом 125 тыс. м³/сутки, пластовое давление 148 ат. Плотность газа 0,71 г/см³, содержание (в %): метана 86,6, C₂H₆ + тяжелых 11,0, азота + редких 2,2.

Пластовые воды нефтяных и газовых залежей верхнего и нижнего мела относятся к сульфатнонатриевому типу. Воды юрских отложений на месторождении изучены недостаточно, но по характеру и минерализации близки к водам мела. Перспективы месторождения связаны с доразведкой юрских отложений.

Газовое месторождение Сарыкамыш

Месторождение Сарыкамыш находится на территории Ошской области Киргизской ССР, на расстоянии 18 км к северу от населенного пункта Куйбышево (Риштан).

В 1946—1947 гг. в районе Сарыкамышских структур были пробурены три скважины до глубины 383 м, лишь в одной получены признаки нефти.

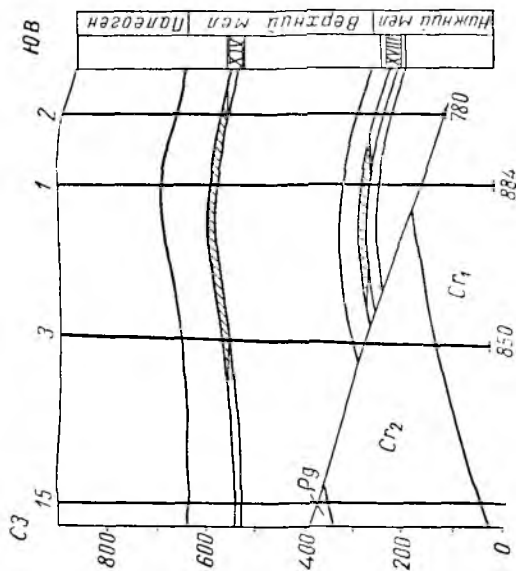
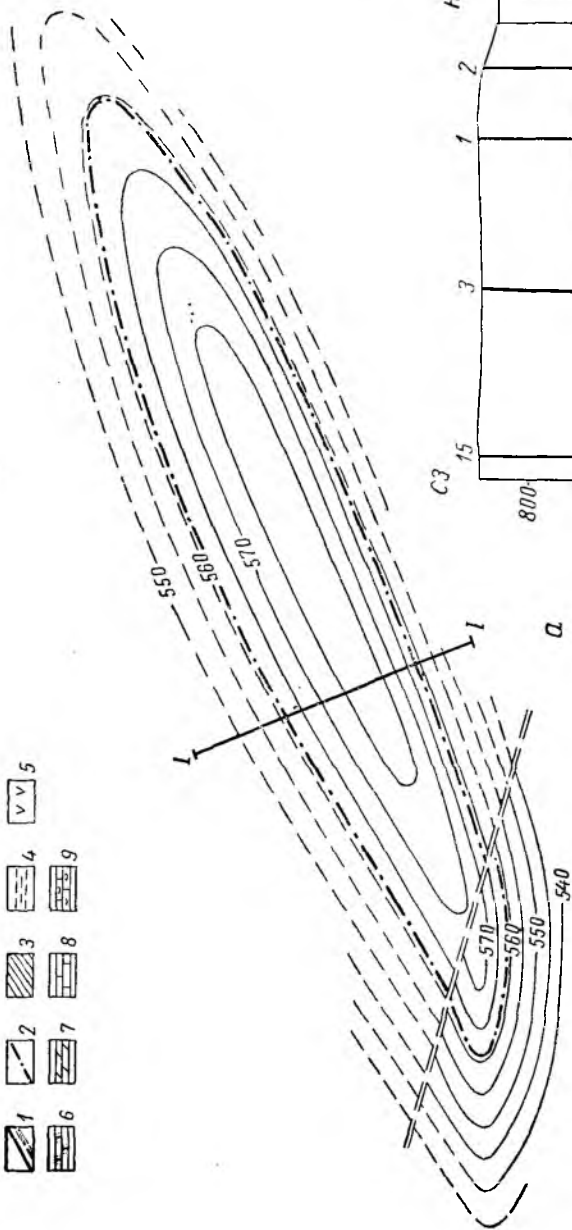
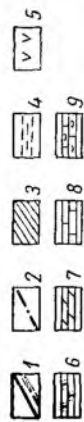
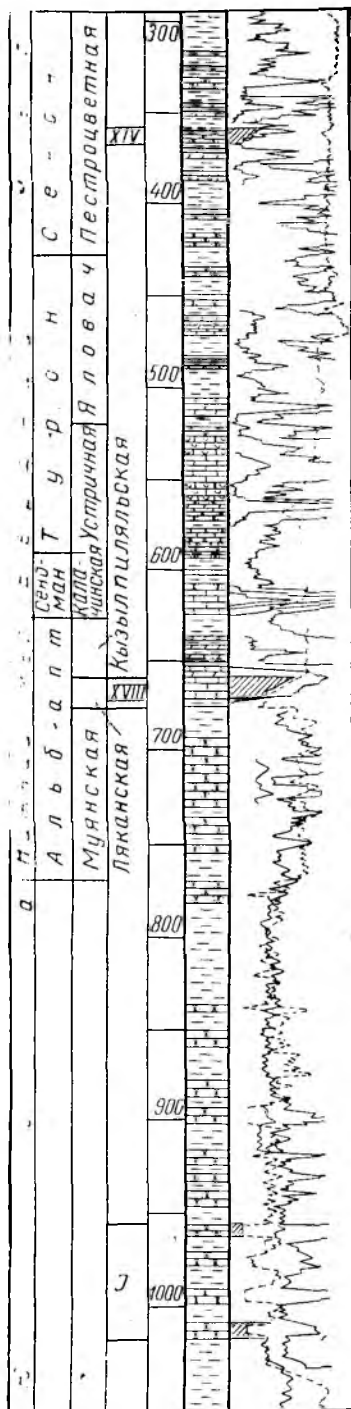


Рис. 78. Сарыкамьшское газовое месторождение.

(По материалам объединения Ферганафнегаз.)
 а — структурная карта по кровле горизонта XIV пестроцветной свиты; б — профиль I—I; в — сквозной разрез продуктивной части месторождения; I — линии нарушения; 2 — коллур газонасыщенности горизонта XIV; 3 — газ; 4 — глина; 5 — гипсы; 6 — песчаники; 7 — мергели; 8 — известняки; 9 — известняки-ракушечники.



Впервые описал район К. П. Кадлицкий в 1915 г., а в 1927 г. проводилась структурная съемка. Геологическое изучение продолжалось в 1933, 1934 и в 1941 гг. В 1952 г. на площади было начато структурное бурение, в результате которого была рекомендована к разведке Первая Сарыкамьшская антиклиналь.

Разведочным бурением на Первой Сарыкамьшской антиклинали вскрыт разрез отложений неогена, палеогена, мела и юры, аналогичный разрезу Северо-Сохского месторождения.

Сарыкамьшская складка относится к группе структур Риштанско-Бельчустского района южной Ферганы. По данным геологической съемки, проведенной в 1955 г., Н. Я. Костогуз выделяет шесть складок, составляющих Сарыкамьшскую группу структур. Все они имеют незначительные размеры. Наибольшей является Первая Сарыкамьшская антиклиналь, в центре которой на поверхность выходят известняки горизонта VII. Длина складки по обнажающимся отложениям туркестанского яруса 3—3,5 км. В присводовой части падение пород на южном крыле достигает 70° , а на северном крыле пласты поставлены на голову и выволаживаются к югу и северу. Установлено нарушение типа надвига, приуроченное к юго-западной части складки (рис. 78).

Залежи нефти промышленного значения на площади не обнаружены. Незначительное количество нефти было получено из сенонских известняков и из горизонтов XVI и XVII надвинутой части структуры. Промышленные притоки газа получены из отложений ляканской (горизонт XVIII) и пестроцветной (горизонт XIV) свит.

Горизонт XIV представлен серыми, зеленовато-серыми и розовыми песчаниками с прослоями зеленых и светло-серых глин. Песчаники разнозерни

стые, кварцевые. Длина залежи 2,5 км, ширина 0,5 км, высота 20 м. Общая мощность горизонта 9 м, эффективная мощность 6 м. Пористость колеблется от 7 до 29%, проницаемость 70—90 мд. Глубина залегания горизонта 310—360 м, пластовое давление 39 ат, дебит газа до 350—400 тыс. м³/сутки.

Горизонт XVIII представлен серыми и светло-серыми плотными известняками с прослоями глин и мергелей. Общая мощность горизонта 48 м, эффективная мощность 8 м. Пористость 6—10%. Глубина залегания 630—660 м. Пластовое давление 65 ат, дебит газа достигает 250 тыс. м³/сутки. Из горизонта XVIII в поднадвиге в одной из скважин была получена нефть с водой. Дебит нефти переливом составлял около 30 т/сутки. Длина залежи 2 км, ширина 0,2 км, высота 15 м.

Залежи сводовые, пластовые, осложненные тектоническими нарушениями.

Сарыкамьшское месторождение по меловым отложениям не имеет большого промышленного значения ввиду незначительных запасов газа.

В настоящее время получен приток газа из юрских отложений дебитом от 100 до 700 тыс. м³/сутки. Результаты анализа газа приведены в табл. 22.

Таблица 22

№ св.	Интервал, м	Горизонт	Плотность	Содержание, %						Более тяжелые
				H ₂ S	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	
5	640—648	XVIII	0,681	0,3	1,05	4,2	82,75	7,15	—	4,55
3	317—328	XIV	0,696	Нет	Нет	11,2	76,4	5,58	3,7	1,8
4	347—356	XIV	0,674	Нет	0,3	4,95	83,95	6,52	7,4	0,65

Воды горизонтов XIII и XIV слабо минерализованы и относятся к сульфатнонатриевому типу. Воды горизонтов XVI и XVII и известняков ляганской свиты относятся к хлоркальциевому типу.

Перспективы месторождения связаны с дальнейшей разведкой юрских отложений.

Нефтяное месторождение Рават

Месторождение расположено на территории Ферганской области Узбекской ССР и Ленинабадского района Таджикской ССР, южнее пос. Рават.

Геологическое строение района впервые было изучено К. П. Клициким и В. Н. Вебером, проводившими геологическую съемку в 1909—1914 гг.

Геофизические исследования на площади проводятся с 1930 г. В 1946—1949 гг. была проведена магниторазведка. Сейсморазведоч

ными работами 1957 г. было установлено, что Раватская структура представлена двумя поднятиями, имеющими как бы общее основание. В 1962 г. при испытании интервала 3009—3019 м в первой разведочной скважине был получен фонтан нефти из горизонта III сумсарских слоев.

Раватская структура представляет собой брахиантиклиналь широтного простирания длиной (по изогипсе 2700 м) 5 км, шириной 2,5 км.

Брахиантиклиналь симметричная, углы падения пород на крыльях 10—12°, на периклиналях 6° (рис. 79).

Вскрытый разрез месторождения слагают породы четвертичного, неогенового и палеогенового возрастов. Разрез аналогичен разрезу Северо-Сохского месторождения.

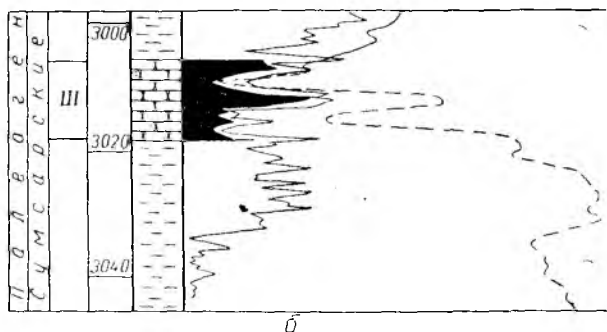
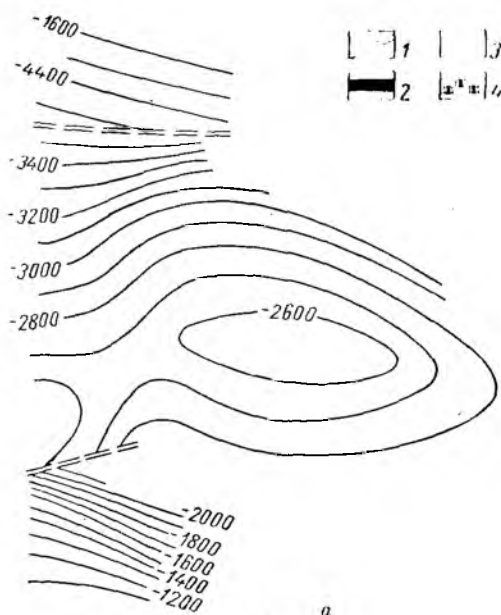


Рис. 79. Нефтяное месторождение Рават.

(По материалам объединения Фергананефтегаз, 1963 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта III сумсарских слоев; б — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — линии нарушений; 2 — нефть; 3 — глины; 4 — песчаники.

Продуктивным на месторождении является горизонт III сумсарских слоев палеогена, сложенный песчаниками. Общая мощность горизонта 12,5 м. Глубина залегания продуктивного горизонта 3000 м. Дебит нефти достигает 34,6 т/сутки при 7,4-мм штуцере, $p_{пл} = 302 \text{ ат}$. Газовый фактор 350 м³/т. Высокий газовый фактор

указывает на возможность существования на месторождении газовой шапки.

Состав нефти (в %): серы 1,049, асфальтенов 0,0885, акцизных смол 24, парафинов 6,08, разгонка до 300° — 42%.

Состав газа (в %): CH_4 — 77,5, C_2H_6 — 10,05, C_3H_8 — 4,35, более тяжелых — 4,1, N_2 + редких — 4,0.

Разведка месторождения продолжается.

Нефтегазовое месторождение Шарихан-Ходжибад

Расположено на территории Андижанской области Узбекской ССР в 16 км к юго-востоку от г. Андижана.

Месторождение приурочено к антиклинальной складке, на которой обособляются два тектонических поднятия — Шариханское и Ходжибадское. Сначала была обнаружена и разведана лишь Шариханская антиклиналь, которая рассматривалась в качестве отдельной складки. Затем было выявлено Ходжибадское поднятие. В дальнейшем, в ходе детальной разведки установлено, что обе тектонические формы являются элементами одной крупной структуры — Шарихан-Ходжибадской.

Первые геологические и геофизические исследования связаны с Шариханской площадью, на которой проводилась геологическая съемка в 1934 г. В 1937 г. проводились гравиметрические исследования, а в 1945 г. детальная геологическая съемка.

С целью выяснения взаимосвязи Андижанской и Шариханской структур и поисков нефти и газа на Шариханской площади в 1945 г. была пробурена скважина, не давшая положительных результатов. Дальнейшая разведка поднадвига Андижанской структуры и получение нефти из горизонта III вновь привлекли внимание к выяснению нефтегазоносности Шариханской складки. В 1948 г. в одной из скважин был получен фонтан нефти из горизонта VIII дебитом свыше 40 т/сутки, а в 1952 г. были открыты залежи нефти в горизонтах V, VI и VII палеогена и залежи газа в нижнемеловых отложениях. В 1957 г. обнаружены залежи нефти в нижнемеловых отложениях и в горизонте I неогена. Месторождение разрабатывается с 1946 г.

В 1949—1950 гг. при разведке северо-восточной части Шариханского поднятия рядом скважин было установлено новое тектоническое поднятие, названное Ходжибадским. Разрез месторождения слагают породы юры, мела, палеогена и неогена.

Юрские отложения в верхней части представлены глинами мощностью 170 м, ниже следует в основном песчанистая толща мощностью 210 м.

В разрезе отложений нижнего мела выделяются муянская, ляканская и кызылпиляльская свиты, сложенные песчаниками и глинами. В разрезе муянской свиты преобладают песчанистые породы. Здесь выделяются горизонты XIX, XX, XXI, XXII. Мощность муянской свиты 340, ляканской 140, кызылпиляльской 110 м. Общая мощность отложений нижнего мела 590 м.

В отложениях верхнего мела выделяются свиты: гознау, пестроцветная, яловач, устричная и калачинская. Калачинская свита выражена переслаивающимися песчаниками и глинами. Мощность 100 м. Устричная свита представлена известняками с редкими пластинами глин. Мощность 80 м. Разрез свиты яловач сложен чередующимися песчаниками и глинами. Мощность 110 м. Пестроцветная свита представлена в нижней части мощной пачкой глин, выше следуют чередующиеся песчаники и глины. Заканчивается разрез пестроцветной свиты загипсованными песчаниками с глинами. Мощность свиты 305 м. Выше залегает 50-м толща белых ангидритов с прослоями гипсов, относимая к свите гознау. Мощность отложений верхнего мела 645 м.

Общая мощность отложений мела 1250 м.

Палеогеновые отложения представлены бухарскими, сузакскими, алайскими, туркестанскими, риштанскими, исфаринскими, ханабадскими и сумсарскими слоями.

Бухарские слои сложены глинами и известняками (продуктивный горизонт VIII). Мощность 40 м. Сузакские слои представлены глинами шоколадного цвета. Мощность 20 м. Алайские слои выражены в основном известняками (горизонт VII) с прослоями известковистых глин. Мощность 80 м. Туркестанские слои представлены зеленоватыми глинами, известняками и доломитами. Здесь выделяются продуктивные горизонты V и VI. Мощность 70 м. Ханабадские, исфаринские и риштанские слои сложены зеленовато-серыми глинами с тонкими прослоями мергелей. Мощность 106 м. Сумсарские слои представлены малиновыми глинами с прослоями песчаников (продуктивный горизонт III). Мощность 98 м.

Общая мощность палеогеновых отложений составляет 420 м.

Неоген представлен отложениями бактрийского и массагетского ярусов.

Массагетский ярус представлен породами кирпично-красной свиты — глинами с редкими и маломощными прослоями бурых песчаников и пропластками гипсов (мощность до 160 м) — и бледно-розовой свиты, состоящей из бледно-розовых глин с прослоями песчаников (мощность до 80 м). Бактрийский ярус выражен чередованием конгломератов, глин и песчаников общей мощностью 635 м. В западной части складки породы бактрийского яруса залегают на отложениях массагетского яруса, а в восточной части несогласно на более древних отложениях вплоть до низов туркестанских слоев. В бактрийском ярусе выделяется продуктивный горизонт I.

Общая мощность неогеновых отложений достигает 875 м.

В результате бурения установлено несоответствие структурных планов мел-палеогеновых и неоген-четвертичных отложений. Шариханский увал отвечает асимметричной антиклинальной складке широтного простирания длиной по отложениям бактрийского яруса до 5 км и шириной 1,5 км, углами падения северного крыла 18—20°, южного 25—28° и более. На востоке складка погружается и затухает с глубиной, а на западе примыкает к южному крылу Андизаканской

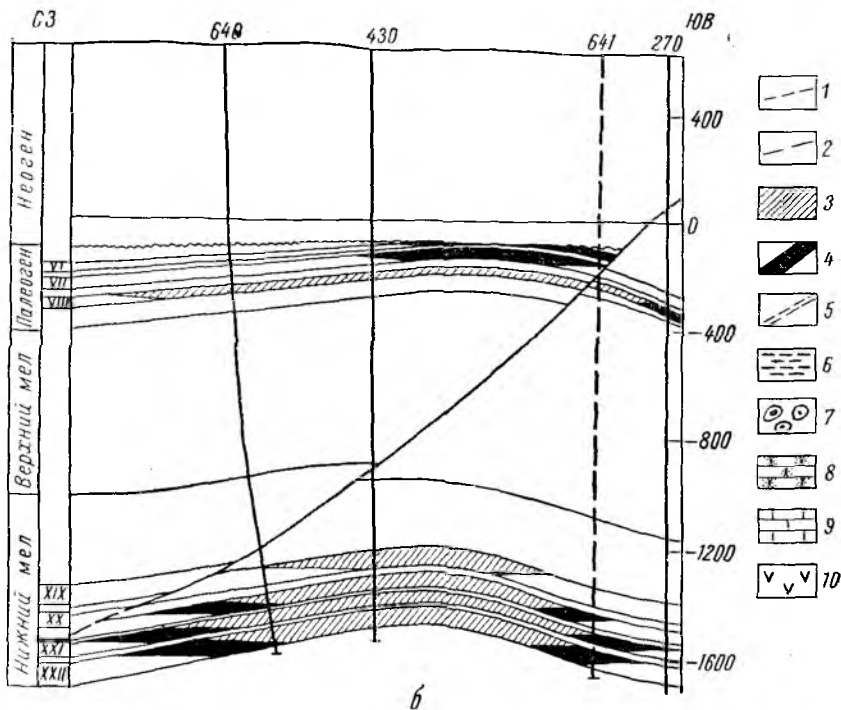
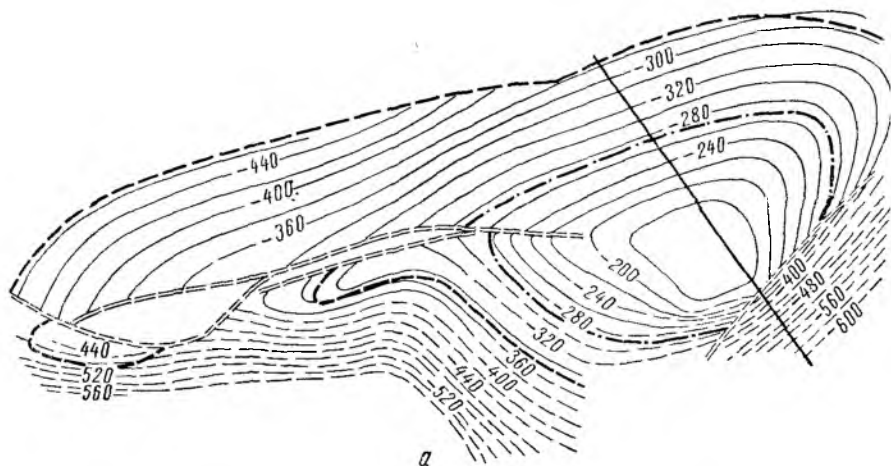


Рис. 80. Шарихан-Ходжибадское газонефтяное месторождение.

(По материалам А. М. Хуторова, А. И. Зернова, Б. В. Чевурахина.)
 а — структурная карта по кровле горизонта VIII бухарских слоев; б — профиль I—I; а — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур газоносности горизонта VIII; 2 — контур нефтеносности горизонта VIII; 3 — газ; 4 — нефть; 5 — линии парусности; 6 — глины; 7 — конгломераты; 8 — песчаники; 9 — известняки; 10 — гипсы.

залежь имеет незначительные размеры и ее образование связано с миграцией нефти из нижележащих горизонтов V и VI. Происхождение второй залежи связано с миграцией нефти по плоскости нарушения, проходящего по своду Шариханской структуры.

Горизонт I представлен разнородными песчаниками с прослоями конгломератов, алевролитов и глин. Мощность горизонта I резко изменяется по площади, достигая на некоторых участках 30 м и более. В пределах нефтяных залежей мощность горизонта составляет 35 м. Подстилающие породы мессопалеогенового яруса представлены мелкозернистыми песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Песчаники бледно-розовой свиты, объединенные в один объект с горизонтом I, к востоку сокращаются в мощности и на своде Ходжибадской структуры полностью размыты. Основная залежь нефти приурочена к Шариханской структуре, длина ее превышает 5 км, максимальная ширина 0,5 км. Положение нефтяной залежи не соответствует структурным условиям горизонта, и на западном и восточном окончаниях контакт нефть — вода сечет изогнись, спускаясь на более низкие гипсометрические отметки и соединяясь в западной части с контуром залежи нефти, приуроченной к своду восточного поля месторождения Андижан. Современный дебит нефти изменяется в пределах 0,1—17 т/сутки, составляя в среднем 2,2 т/сутки. Средняя эффективная мощность горизонта составляет 11 м для основной залежи и 3 м для восточного участка. Средняя пористость 18%, проницаемость 54 мд, коэффициент нефтенасыщенности 0,5, глубина залегания 380—720 м.

Нефть основной залежи имеет плотность 0,853 г/см³, ВУ₂₀ — 2,7, содержит (в %): серы 0,25, асфальтенов 0,60, акцизных смол 23,1, кокса 4,7, парафина 7,7. До 300° отгоняется 36%. Нефть аналогична нефти горизонта III.

Нефть залежи, приуроченной к восточной части площади, отличается по своим качествам и является аналогом нефтей горизонтов V и VI. Залежь пластовая, сводовая, частично литологически экранированная.

Горизонт III сумсарских слоев сложен мелкозернистым сильно известковистым песчаником с прослоями глин. Общая мощность 16—25 м, эффективная — 7—10 м, пористость 16%, проницаемость 80 мд. Нефтяная залежь приурочена к своду Шариханского поднятия, с юга ограничена нарушением, а с севера контурными водами. Длина залежи 3 км при максимальной ширине 450 м и высоте 60 м. Разрабатывается залежь при режиме растворенного газа. В процессе эксплуатации наблюдается продвижение контурных вод. Благодаря нарушению в некоторых скважинах горизонт III повторяется дважды и трижды, основным эксплуатационным объектом является часть горизонта III, расположенная на приподнятом блоке нижележащего горизонта. Плотность нефти 0,876 г/см³, ВУ₅₀ — 2,0, содержание (в %): серы 0,50, асфальтенов 2,20, акцизных смол 45, кокса 4,84, парафина 6,62. До 300° отгоняется 36%. Средняя глубина залегания горизонта III 520 м. Современный дебит достигает 0,2—3 т/сутки,

составляя в среднем 1,37 *т/сутки*. Залежь пластовая, сводовая, частично тектонически экранированная.

Горизонты V и VI залегают среди глин туркестанских слоев. Горизонт V представлен светло-серыми, местами доломитизированными известняками мощностью 9—10 м. Эффективная мощность 5 м, пористость 16%, проницаемость 260 *мд*. Горизонт VI представлен известняками. Мощность изменяется от 5 до 17 м, в контуре нефтеносности мощность 5 м, эффективная мощность 3 м, пористость 16%, проницаемость 400 *мд*. В большинстве скважин залежи нефти горизонтов V и VI, имеющие незначительные размеры (длина 1 км, ширина 750 м, высота 50 м), разрабатываются совместно. Залежи приурочены к сводовой части Ходжабадской структуры и экранируются ссадками бактрия. Залежи пластовые, сводовые, стратиграфически экранированные в своде структуры. Глубина залегания горизонтов порядка 700 м.

Плотность нефти 0,836 *г/см³*, ВУ₅₀ — 1,26, содержание (в %): серы 0,27, асфальтенов 0,77, акцизных смол 16, кокса 2,4, парафина 6,66. До 300° отгоняется 48%. Современный дебит составляет около 10 *т/сутки*.

В настоящее время залежи нефти горизонтов V и VI почти полностью выработаны.

Горизонт VII алайских слоев сложен известняками с прослоями глин. Общая мощность горизонта достигает 40 м, эффективная 18 м. Нижняя часть более продуктивна. Площадь залежи несколько превышает 1 км². Современный дебит колеблется в пределах 0,4—3,2 *т/сутки* и в среднем составляет 3,9 *т/сутки*. Режим залежи упруго-водонапорный. Средняя глубина залегания продуктивного горизонта 750 м. Плотность нефти 0,836 *г/см³*, ВУ₅₀ — 1,31, содержание (в %): серы 0,26, асфальтенов 0,82, акцизных смол 16, кокса 2,09, парафина 7,39. До 300° отгоняется 46%. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт VIII бухарских слоев представлен светло-серыми сильно песчанистыми известняками с прослоями глин, переходящими к северо-востоку в плотные доломиты. В связи с этим резко падает продуктивность скважин в северо-восточной части складки залежь отсутствует. Мощность 22—30 м, эффективная мощность 9 м к востоку уменьшается до 4 м. Средняя пористость известняков 17%, ангидритов 10%. Глубина залегания в среднем 1050 м, проницаемость в западной части 375 *мд*. Длина нефтяной залежи по северному крылу 5 км при ширине 1 км и высоте 200 м. Свод структуры занимает газовая шапка размером 2 × 2 км. Первоначально залежь разрабатывалась при режимах растворенного газа и газовой шапки. С 1956 г. применяется законтурное заводнение и залежь разрабатывается при смещенном режиме. Первоначальный дебит нефти по западной части складки достигал 100 *т/сутки* и более, постепенно снижаясь к востоку до нескольких сот килограммов; в настоящее время дебит составляет приблизительно 1,5 *т/сутки*. Плотность нефти 0,857 *г/см³*, ВУ₅₀ — 1,53, содержание (в %): серы 0,26,

асфальтенов 1,30, акцизных смол 27, кокса 3,65, парафина 7,09. До 300° отгоняется 43%.

Залежь пластовая, сводовая, осложненная тектоническими нарушениями.

В нижнемеловых отложениях на Ходжибадской структуре продуктивными являются горизонты XIX, XX, XXI и XXII, содержащие газовые залежи, причем горизонты XX, XXI и XXII имеют небольшие нефтяные оторочки. Структурный план отложений мела несколько отличается от структурного плана отложений палеогена. В плане складка имеет форму гриши с узким северо-восточным окончанием. Длина складки 5 км, ширина 2,5 м. Юго-восточное крыло более крутое. Продуктивные горизонты представлены мощными пачками средне- и крупнозернистых песчаников, разделенных глинистыми прослоями. Глубина залегания 2100—2300 м. Залежи имеют следующие размеры: XIX — длина 3 км, ширина 1,2 км, высота 65 м; XX — 3,5 км × 1,5 км × 150 м; XXI — 3,1 км × 2,1 км × 200 м; XXII — 3,5 км × 1,9 км × 180 м. Нефтяные оторочки в горизонтах XX, XXI и XXII соответственно имеют высоты 40, 50 и 60 м. Мощности горизонтов XXII, XXI, XX и XIX соответственно равны 60, 50, 48 и 50 м. Нефтяные оторочки горизонтов XXII и XXI приурочены к наиболее пологой юго-западной периклинали, а горизонта XX — к северо-восточной периклинали. Дебит нефти по скважинам составляет 40—80 т/сутки при 6—8-мм штуцерах, дебит газа 60—100 тыс. м³/сутки при штуцерах 8—10 мм. В настоящее время в связи с резким снижением пластового давления наблюдается снижение дебитов газа и нефти и прекращение фонтанирования нефтяных скважин. Характеристика нефти и газа по горизонтам XX, XXI и XXII приведена соответственно в табл. 23 и 24.

Таблица 23

Горизонт	Плотность, г/см ³	ВУ ₂₀	ВУ ₅₀	Содержание, %					Выход фракции до 300° С, %
				серы	асфаль- тенов	акцизных смол	кокса	парафина	
XX	0,809	1,2	1,01	—	0,49	16	1,5	8,0	63
XXI	0,820	1,3	1,00	—	0,26	17	1,7	8,1	62
XXII	0,818	1,3	1,01	—	0,29	16	1,61	8,2	61

Залежи в меловых отложениях пластовые, сводовые.

Пластовые воды по химическому составу весьма разнообразны, причем их солевой состав не выдерживается даже в пределах одного горизонта. В большинстве случаев это высоко- и среднеминерализованные хлоркальциевые воды. Они залегают во всех горизонтах палеогена и мела. В меловых отложениях встречаются воды, относящиеся к карбонатнонатриевому и сульфатнонатриевому типам.

Горизонт	Плотность	Содержание, %						
		H ₂ S	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ + высшие	N ₂ + редкие
XX	0,656	—	0,33	81,55	6,63	1,92	0,78	8,79
XXI	0,675	0,010	0,22	84,46	7,11	1,85	1,36	4,50
XXII	0,695	—	0,14	82,80	6,18	—	5,40	5,48

В палеогеновых отложениях, вблизи их контакта с осадками бактрийского яруса, воды сильно опреснены. В бактрийском ярусе воды также слабоминерализованы и относятся к карбонатнонатриевому типу.

Месторождение Шарихан-Ходжибад в настоящее время полностью разбурено и его разведка прекращена.

Нефтяное месторождение Южный Аламышик

Месторождение Южный Аламышик расположено на территории Джалалкудукского района Андижанской области Узбекской ССР, в 7 км к югу от ст. Грунч-Мазар и в 27 км к востоку от г. Андижана.

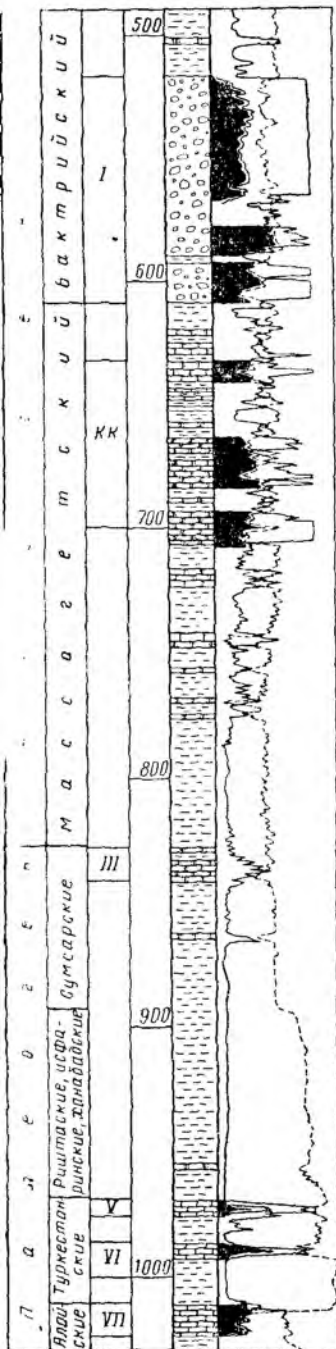
В 1933 г. на Южно-Аламышикской площади была проведена рекогносцировочная геологическая съемка, в результате которой было установлено наличие складки в отложениях бактрийского яруса. В 1934 г. проводилась глазомерная съемка и в 1937 г. — инструментальная съемка. В 1939 г. была проведена более детальная инструментальная съемка.

Разведочное бурение на Южно-Аламышикской площади было начато в 1943 г. В скв. 1 в 1944 г. получена нефть из горизонтов VII, VI и V палеогена.

Разрез идентичен разрезу месторождения Шарихан-Ходжибад и представлен породами неогена, палеогена, мела и юры. Мощность неогеновых пород достигает 750 м, палеогена 450 м, мела 1626 м. Вскрытая мощность юры составляет 300 м.

Свод складки размыт до верхов устричной свиты, окаймленной породами верхнего мела, палеогена и массагетского яруса.

Южно-Аламышикская складка представляет собой асимметричную антиклиналь северо-восточного простирания. Весьма отчетливо фиксируется несоответствие структурных планов неогена и палеогена. В отложениях бактрийского яруса углы падения северо-западного крыла составляют 5—6°, юго-восточного 12—15°, увеличиваясь с удалением от свода до 35°. Юго-западное крыло выполаживается. Размер складки в бактрийских отложениях 15 × 6,5 км. Углы падения пород северо-западного крыла в палеогеновых отложениях 20—28°, юго-восточного 40—45°. Вдоль осевой линии проходит нарушение, по которому северное крыло приподнято и несколько надвинуто на южное (рис. 81).



Промышленно нефтеносными на Южно-Аламышыкском месторождении являются горизонт I, песчаники кирпично-красной свиты неогена и горизонты III, V, VI, VII палеогена. Кроме того, небольшие газонефтяные залежи не промышленного значения имеются в горизонтах XX, XXII меловых и в горизонте XXIII юрских отложений. Залежь горизонта I пластовая, сводовая. Остальные залежи, имеющие промышленное значение, относятся к типу пластовых, стратиграфически экранированных. Кроме того, залежь горизонта III литологически экранирована на востоке.

Горизонт I приурочен к неогеновым отложениям и представлен светло-серыми песчаниками, мелко-галечными конгломератами с прослоями светло-бурых глин. Сильная литологическая изменчивость горизонта обусловила резкие колебания коллекторских свойств по площади и неравномерность нефтенасыщения. Современный дебит нефти в среднем составляет 2 т/сутки. Средняя эффективная пористость 18%, проницаемость 78 мд, эффективная мощность 14 м. Общая мощность изменяется в широких пределах — от 20 на западе до 100 м на востоке.

Длина залежи 12,5 км при максимальной ширине 1,4 км, высота 140 м. Глубина залегания горизонта I 380—520 м. Нефть плотностью 0,830 г/см³ содержит (в %): серы 0,27, асфальтенов 0,20, акцизных смол 8,20, кокса 2,4, парафина 6,3. Выход светлых фракций до 300° составляет 50%.

Горизонт I непосредственно в своде структуры (по бактрийским отложениям) несогласно залегает на отложениях кирпично-красной свиты, представленной переслаиванием глин и песчаников. Среди отложений кирпично-красной свиты условно выделено шесть пачек песчаников, которым в промышленной практике присвоены наименования

А

(сверху вниз): КК-1, КК-2, КК-3, КК-4, КК-5, КК-6. Во всех пачках, кроме КК-1, обнаружены промышленные скопления нефти. В связи с тем, что горизонт I залегает на кирпично-красной свите с угловым несогласием, размер залежи уменьшается снизу вверх от $9 \times 0,6$ км² по залежи КК-6 до $1,5 \times 0,3$ км² по залежи КК-2. Средняя эффективная пористость коллекторов 15%, проницаемость 105 мд, нефтенасыщенность 0,6, эффективная мощность по пачкам снизу вверх: 4,2; 7,2; 11,1; 11,6; 8 м. Глубина залегания продуктивных пластов 400—550 м. Нефть аналогична нефти горизонта I. Высота залежей кирпично-красной свиты 240 м.

Горизонт III сложен светло-бурыми песчаниками с прослоями малиновых глин. Общая мощность 26 м, эффективная не превышает 5 м, пористость 12—20%, проницаемость 30—50 мд. Залежь нефти приурочена к западной части северного крыла складки. Длина залежи 9 км, ширина 1 км, высота 540 м. Начальный дебит нефти 3—12 т/сутки при $p_{пл} = 48$ ат. Современный дебит 0,5 т/сутки. Плотность нефти 0,858 г/см³, содержание (в %): серы 0,13, асфальтенов 2,50, акцизных смол 44, кокса 4,2, парафина 8,3. Выход светлых фракций до 300° — 44%.

Горизонт V, как и III и нижележащий VI, нефтеносен в зоне контакта с отложениями бактрийского яруса. Горизонт сложен светло-серыми песчанистыми известняками мощностью 7 м, эффективная мощность около 6 м, пористость 16—18%, проницаемость 110—120 мд.

Горизонт VI сложен известняками. Общая мощность 4, эффективная — 2,5 м. Свойства коллектора аналогичны описанным для горизонта V. В промысловой практике горизонты V и VI объединены в один объект и разрабатываются совместно. Средняя глубина залегания горизонта 570 м.

Длина залежей нефти горизонтов V и VI 9 км, ширина 700 м, высота 300 м. Начальное $p_{пл} = 40$ ат. Нефть V и VI горизонтов V и VI имеет плотность 0,823 г/см³, содержит (в %): серы 0,15, асфальтенов 0,60, акцизных смол 15, кокса 1,06, парафина 8,7. Выход светлых фракций до 300° — 58%.

Горизонт VII представлен светло-серыми и белыми известняками, переслаивающимися с зелеными глинами. Верхняя часть горизонта плотная, непроницаемая, к низу коллекторские свойства улучшаются. Общая мощность 30 м, эффективная — 10—12 м. Пористость сверху вниз изменяется от 3—7% до 16—18%, проницаемость продуктивной части 180—240 мд. Залежь нефти вытянута узкой полосой и имеет длину 7,5 км при ширине 400 м и высоте 200 м. Начальное $p_{пл} = 50$ ат. Плотность нефти 0,828 г/см³, содержит (в %): серы 0,16, асфальтенов 0,35, акцизных смол 14, кокса 1,30, парафина 7,0. Выход светлых фракций до 300° — 51%. Современный дебит скважины 2 т/сутки.

Все описываемые залежи палеогена имеют смешанный режим — растворенного газа и водонапорный. В меловых (горизонты XX, XXI, XXII) и юрских отложениях содержатся неболь-

ные залежи нефти и газа, не представляющие промышленного интереса.

Месторождение разрабатывается с 1945 г.

Химический состав пластовых вод месторождения Южный Аламышник весьма разнообразен. Наряду с типичными для Ферганы водами хлоркальциевого типа встречаются воды гидрокарбонатно-натриевые и другие. По горизонту III минерализация вод резко уменьшается с запада на восток в связи с близостью области питания.

Воды нижнемеловых отложений хлоркальциевые, среднеминерализованные. Воды верхнего мела почти пресные, гидрокарбонатно-натриевые. Воды неогена слабоминерализованные, почти пресные, преимущественно хлоркальциевого типа, встречаются также сульфатнонатриевые.

Нефтяное месторождение Ханкыз

Месторождение расположено в южной части Ферганской долины на территории Ферганской области Узбекской ССР, в 7 км к юго-западу от г. Ферганы.

Ханкызская погребенная структура выявлена электроразведкой, а затем детализирована и подготовлена к разведке глубоким бурением в 1954 г.

Разведочные работы на площади были начаты в 1956 г. Разведка меловых отложений продолжается. Скважинами вскрыт разрез неогеновых, палеогеновых и меловых отложений, аналогичный разрезу месторождения Шарихан-Ходжиабад.

По результатам бурения Ханкызская структура представляет собой антиклинальную складку почти широтного простирания, с углами падения северного и южного крыльев 28—32°. Восточное и западное периклинальные окончания складки погружаются под углами 18—20° (рис. 82).

Южное крыло складки осложнено нарушением типа взброса с амплитудой до 30 м. Плоскость нарушения имеет северное падение.

Промышленная нефтеносность Ханкызского месторождения приурочена к горизонтам III и VI₁ палеогена. Остальные горизонты палеогена промышленных скоплений нефти и газа не содержат. В 1961 г. одной разведочной скважиной установлена промышленная газоносность отложений верхнего мела. Залежь не околнута.

Горизонт III залегает в кровле сумсарских слоев палеогена и сложен бурными тонкозернистыми песчаниками с прослоями малиновых и серых песчанистых глин. Общая мощность 18 м, эффективная — не превышает 7 м, пористость колеблется от 6 до 24% (средняя 15%), проницаемость составляет несколько десятков миллидарси. Длина залежи 2 км, ширина 500 м, высота 40 м. Залежь пластовая, сводовая, смещенная к западу в результате напора пластовых вод. Глубина залегания горизонта в пределах контура нефтеносности колеблется от 1360 до 1400 м.

Начальный дебит по скважинам составлял от 7,5 до 24 т/сутки, газовый фактор около 50 м³/т и пластовое давление 167 ат. Плот-

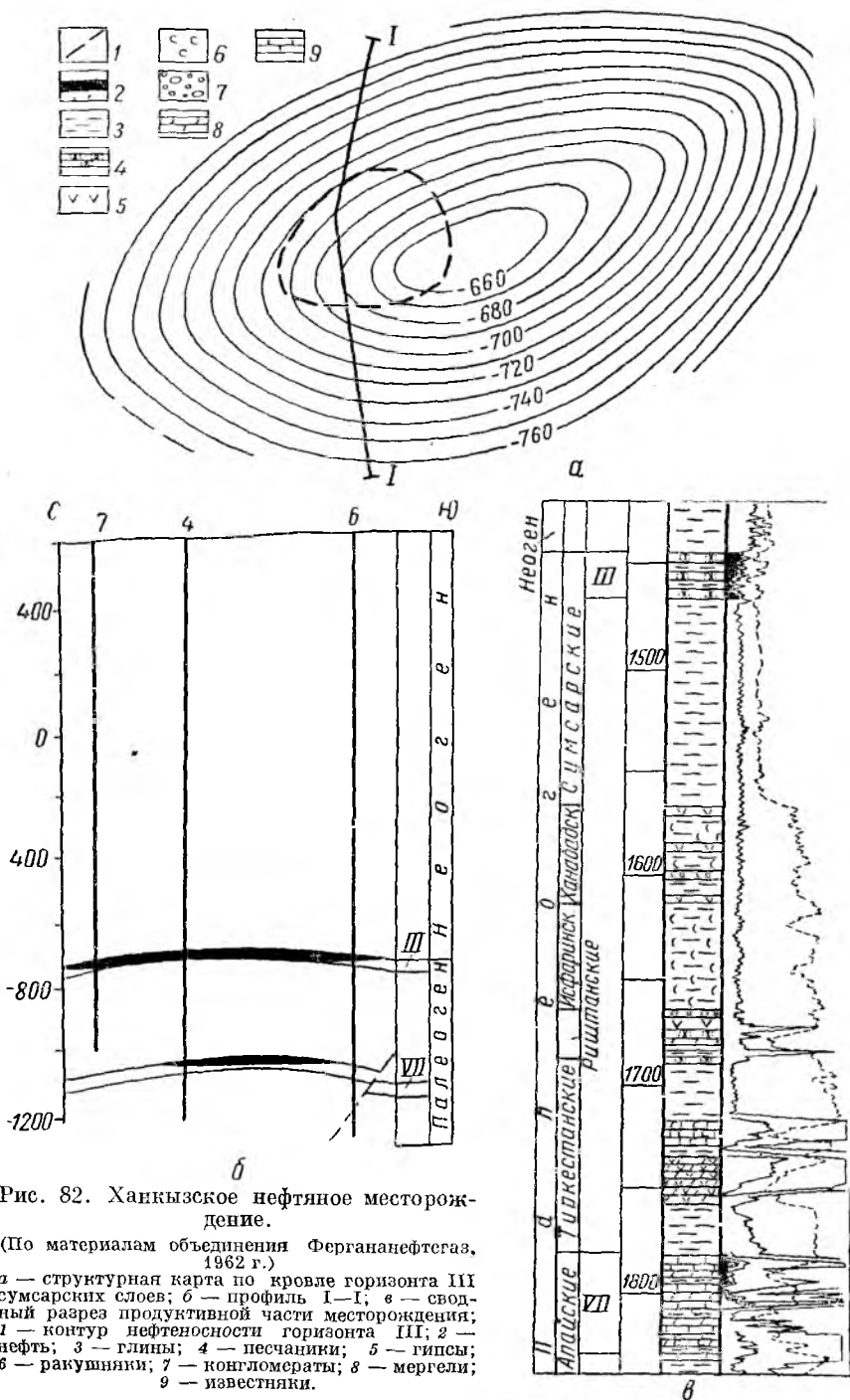


Рис. 82. Ханкизское нефтяное месторождение.

(По материалам объединения Фергананефтегаз, 1962 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта III сумсарских слоев; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения; 1 — контур нефтеносности горизонта III; 2 — нефть; 3 — глины; 4 — песчаники; 5 — гипсы; 6 — ракушники; 7 — конгломераты; 8 — мергели; 9 — известняки.

ность нефти $0,883 \text{ г/см}^3$, ВУ₂₀ — 10,5, содержание (в %): серы 0,3, асфальтенов 0,29, акцизных смол 12,7, кокса 5,6, парафина 7,7, содержание фракций до 315° —37%.

Горизонт VII алайских слоев палеогена представлен светло-серыми и белыми известняками с прослоями зеленых глин и ракушечников. В верхней части известняки очень плотные, практически непроницаемые, в нижней — рыхлые, пористые. Общая мощность горизонта 37 м, эффективная мощность 14 м, средняя пористость 14%. Длина залежи 1,5 км, ширина 0,5 км, высота 50 м. Залежь пластовая, сводовая, смещена к западу.

Глубина залегания горизонта в контуре нефтеносности от 1700 до 1800 м. Начальный дебит нефти достигал 15 т/сутки , газовый фактор $60 \text{ м}^3/\text{т}$.

Физико-химическая характеристика нефти: плотность $0,876 \text{ г/см}^3$, ВУ₂₀ — 6,1, содержание (в %): серы 0,4—0,5, асфальтенов 2,05, акцизных смол 41, кокса 2,96, парафина 7,5—9,85. Содержание фракций (в %): при 100° —1,5, при 200° —18, при 300° —32.

При разведке меловых отложений в 1961 г. в подошве калачинской свиты верхнего мела выявлен один газоносный горизонт, залегающий на глубине 2350—2475 м. Эффективная мощность горизонта не превышает 15 м, пористость 18—25%, проницаемость 35 мд, пластовое давление 280 ат.

Свободный дебит газа составляет 140 тыс. $\text{м}^3/\text{сутки}$, плотность газа 0,738, содержание метана 76,5%, азота + редких 2%.

Пластовые воды продуктивных горизонтов относятся к хлор-кальциевому типу с большой минерализацией и небольшим содержанием йода и брома.

Перспективы месторождения связаны с разведкой меловых и юрских отложений.

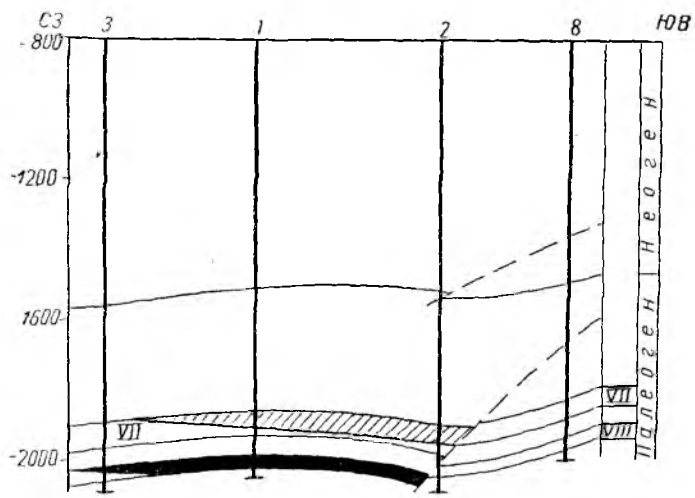
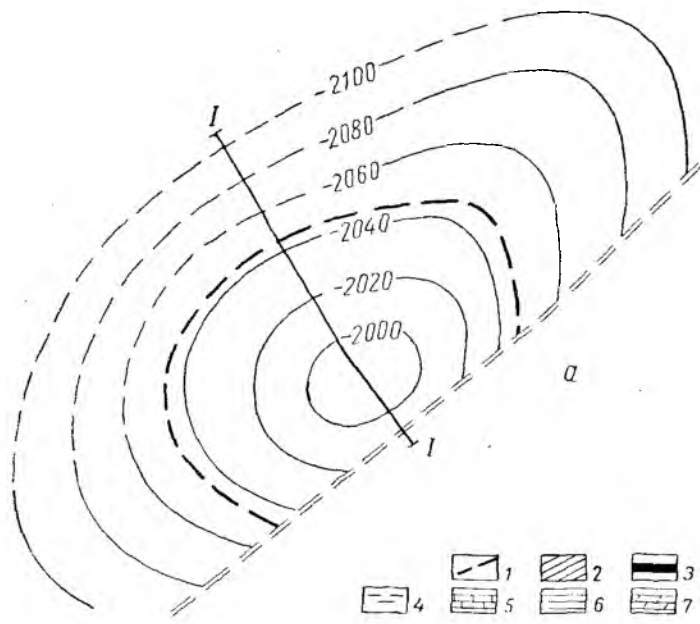
Газонефтяное месторождение Хартум

Месторождение Хартум расположено в 9 км к востоку от г. Андижана.

Хартумская складка выявлена в 1954—1955 гг. сейсмическими исследованиями. Ее длина по отражающему горизонту (глины газонау) составляет 5 км, ширина 2,5 км. Северное крыло более пологое, с углами падения до 20° . Углы падения в присводовой части — $5-6^\circ$. Южное крыло по сейсмическим данным не фиксируется, что, по видимому, связано с наличием нарушения.

Промышленная разведка площади началась в 1956 г. В первой же скважине из горизонта VIII был получен приток нефти дебитом 60 т/сутки , а во второй — промышленный приток газа из горизонта VII палеогена.

Разрез месторождения представлен породами неогена и палеогена. По сравнению с разрезом Шарихан-Ходжибабадского месторождения здесь резко возрастают мощности бактрийского и массагетского ярусов, а также несколько увеличивается мощность палеогена.

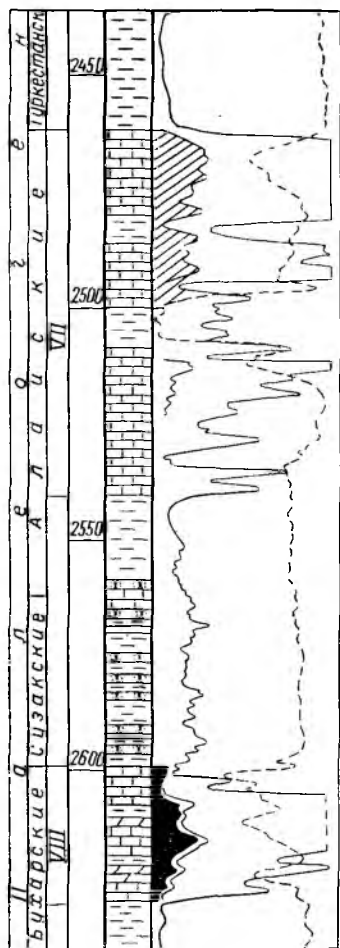


б

Рис. 83. Хартумское газонефтяное месторождение.

(По материалам объединения Феррет)
 а — структурная карта по кровле горизонта VII алайских слоев; б — профиль I—I; в — сторожждения. 1 — контур нефтеносности горизонта VII; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — глина, мергель; 5 — известняк; 6 — известняк; 7 — известняк.

По данным бурения Хартумская складка представляет собой брахиантиклиналь, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Северное крыло имеет углы падения 12—14°, южное вблизи осевой плоскости осложнено продольным нарушением, по которому породы надвинуты с севера на юг (рис. 83). Кроме указанных выше небольших промышленных залежей, обильные нефтепроявления получены при испытании горизонтов III, V, VI палеогена. Глубины залегания продуктивных горизонтов составляют 2450—2600 м.



6

ное месторождение.

нефтегаз, 1961 г.)

водный разрез продуктивной части ме-
 4 — известняки; 6 — песчаники; 7 —
 гли.

Горизонт VII алайских слоев представлен серыми пористыми известняками с прослоями глин. Мощность 79 м, эффективная мощность продуктивной части 14 м, эффективная пористость 19,4%, средняя проницаемость 32 мд. Продуктивной является средняя часть горизонта VII, свободный дебит газа 653 тыс. м³. Газ плотностью 0,758 содержит (в %): CH₄ — 76,2, C₂H₆ + высших — 21, H₂S — 0,02, N₂ + редких — 2,8.

Длина залежи 2,5 км, ширина 0,6 км, высота 100 м. Залежь вследствие движения пластовых вод в значительной степени смещена на юго-восточное крыло и удерживается в ловушке тектоническим экраном, находящимся на юго-восточном крыле.

Горизонт VIII бухарских слоев представлен известняками светло-серыми, местами плотными, заглинованными, с прослоями мергелей и зеленых глин. Общая мощность 30 м, эффективная мощность 8 м, пористость 10%, коэффициент нефтенасыщенности 0,6. Нефть имеет плотность 0,826 г/см³, содержит (в %): серы 0,10, асфальтенов 0,15, акцизных смол 9, кокса 1,74, парафина 6,43. До 100° выкипает 6,5%, до 200° — 32%, до 300° — 55%.

Начальное давление в горизонтах VII и VIII высокое и составляет соответственно 312 и 295 ат.

Воды месторождения Хартум хлоркальцевого типа различной минерализации.

Газонефтяное месторождение Палванташ

Палванташское месторождение расположено на территории Андижанской области Узбекской ССР, в 12 км к югу от г. Ленинска.

Первые геологические исследования были проведены в 1934 г. Детальная геологическая съемка 1939 г. послужила основанием для постановки глубокого разведочного бурения. В 1942 г. в своде центральной части структуры была пробурена первая разведочная скважина, давшая фонтан нефти из горизонта V палеогена дебитом 110 т/сутки. Месторождение разрабатывается с 1943 г.

На поверхности Палванташская антиклиналь сложена бактрийскими конгломератами, несогласно залегающими на породах массагетского яруса и сумсарских слоев палеогена.

Разрез месторождения Палванташ аналогичен разрезу Шарихан-Ходжабадского месторождения и представлен породами неогена, палеогена, мела и юры. Мощность отложений неогена на крыльях достигает 500 м, палеогена 450 м, мела 1200 м, вскрытая мощность юрских отложений 300 м.

По палеогеновым отложениям структура представляет собой узкую и крутую антиклинальную складку, размытую предбактрийской эрозией до сумсарских слоев. Северо-западное крыло характеризуется углами падения 25—30°, а юго-восточное 45—70°, местами породы поставлены на голову.

Структурные формы в отложениях палеогена и мела не совпадают со складкой в неогеновых отложениях. Ось складки по отложениям палеогена смещена относительно поверхностной оси на 120—150 м к юго-востоку в сторону крутого крыла. Длина складки 6 км, ширина 1 км.

Складка осложнена нарушениями, разделяющими ее на несколько полей. Основные нарушения взбросового характера проходят в при-сводовой части структуры на ее юго-восточном крыле почти параллельно простиранию складки. На периклинальных погружениях разрывные линии, принимая диагональное направление, пересекают свод складки и переходят на северо-западное крыло. Плоскости нарушений падают на северо-запад под углом 65—70° с амплитудой от 15 до 50 м (рис. 84).

Палванташское месторождение является многопластовым и содержит залежи нефти в горизонтах III, IV, V, VI, VII, VIII палеогена и небольшую залежь непромышленного характера в горизонте I неогена. Нефтяные залежи в горизонтах V, VII и VIII имеют газовые шапки. Кроме того, в горизонтах XIII и XIV верхнего мела имеются промышленные скопления свободного газа. В горизонтах XX и XXI нижнего мела отмечены нефтепроявления, но промышленные залежи нефти и газа здесь отсутствуют. Слабые выделения газа были получены в горизонтах XII и XV верхнего мела. Наиболее продуктивными являются горизонты V, VI, VII и VIII, дающие свыше 80% всей добычи.

Несмотря на дизъюнктивные нарушения, обусловившие расчлененность площади на отдельные блоки, водо- и газонефтяные консуры по всем горизонтам имеют строго выдержанные отметки и для каждого горизонта в отдельности проходят по одной и той же изолинии. Залежи пластовые, сводовые, осложнены нарушениями. Исключение составляет залежь горизонта III, являющаяся пластовой, стратиграфически экранированной.

Горизонт III залегает в малиновых глинах сумсарских слоев палеогена, представлен бурими тонкозернистыми песчаниками, чередующимися с малиновыми глинами. Общая мощность его достигает 20 м, эффективная мощность 4 м. В своде структуры горизонт размыт и сохранился лишь на крыльях и периклинальных погружениях, где остались небольшие локальные залежи нефти. Высота залежи 80 м.

Средняя глубина залегания горизонта 555 м. Начальный дебит нефти 0,5—1,5 т/сутки, текущий 0,4 т/сутки. Плотность нефти 0,877 г/см³, ВУ₂₀ — 6,35, содержание (в %): серы 0,24, асфальтенов 2,32, акцизных смол 34, кокса 7,07, парафина 7,6. Выход легких фракций (в %): до 100° — 2,5, до 200° — 18, до 300° — 38.

Горизонт IV залегает в подошве рипшанских слоев, сложен чередованием серых песчаников, светло-серых известняков, светло-зеленых мергелей и зеленых песчанистых глин. Общая мощность горизонта 14, эффективная не превышает 5 м. Ввиду неравномерной проницаемости горизонта нефтяная залежь имеет локальный характер. Глубина залегания продуктивной части горизонта 420—650 м.

Начальный дебит нефти 4—8 т/сутки, текущий 0,4 т/сутки. Плотность нефти 0,861 г/см³, ВУ₂₀ — 4,95, содержание (в %): серы 0,31, асфальтенов 1,5, акцизных смол 31, кокса 4,15, парафина 7,4. Выход легких фракций (в %): до 100° — 3, до 200° — 19 и до 300° — 37.

Горизонт V туркестанских слоев представлен серыми песчанистыми известняками с тонкими прослоями зеленых глин. В сводовой части складки имеется газовая шапка, ниже которой располагается нефтяная залежь, подпираемая кднтурными водами. Размер залежи 5 × 0,9 км, высота 240 м. Длина газовой шапки 2,5 км, ширина 0,4 км, высота 80 м. Средняя пористость 23%, проницаемость 180—360 мд.

Начальный дебит нефти в среднем 20 т/сутки при $p_{пл} = 64$ ат, текущий 2,0 т/сутки. Средняя глубина залегания горизонта 680 м, плотность нефти 0,848 г/см³, ВУ₂₀ — 2,17, содержание (в %): серы 0,27, асфальтенов 0,6, акцизных смол 22, кокса 2,84, парафина 5,5. Выход легких фракций (в %): до 100° — 3,5, до 200° — 24, до 300° — 45.

Горизонт VI сложен голубовато-серыми очень плотными ангидридами, переходящими в нижней части в сильно известковистые песчаники. Общая мощность 18, эффективная не превышает 3 м. Коллекторские свойства изучены недостаточно, но, судя по низким

Горизонт VIII, залегающий в бухарских слоях, сложен серыми песчаниками и известняками с прослоями зеленых глин. Общая мощность 18, эффективная — 9 м.

Нефтяные залежи горизонта располагаются узкими полосами, окаймляющими газовые шапки в двух обособленных нарушениях блока. Размеры нефтяных и газовых залежей весьма незначительны. Пористость коллектора колеблется от 7 до 26%, проницаемость 62 мд.

Средняя глубина залегания 850 м. Начальный дебит нефти в среднем 30 т/сутки при $p_{пл} = 80$ ат, текущий 3,0 т/сутки. Плотность нефти 0,834 г/см³, ВУ₂₀ — 1,96, содержание (в %): серы 0,18, асфальтенов 0,7, акцизных смол 13, кокса 2,03, парафина 6,8. Выход легких фракций (в %): до 100° — 3,7, до 200° — 27, до 300° — 50.

Горизонты XIII и XIV пестроцветной свиты верхнего мела содержат газовые залежи, приуроченные к сводовой части складки. Горизонты представлены чередованием песчаников и зеленых глин. Общая мощность горизонта XIII 14,5 м, горизонта XIV — 31 м. Эффективные мощности равны соответственно 5 и 12 м. Глубина залегания горизонтов в пределах газовых залежей 1250—1400 м. Начальный дебит газа по скважинам при свободном истечении колеблется от 0,4 до 1,2 млн. м³/сутки, начальное пластовое давление в горизонте XIII достигает 125 и в горизонте XIV — 130 ат. Газ в основном представлен метаном (80—90%), имеет плотность 0,63—0,68, содержит азота + редких до 13%, газобензина 70—80 см³/м³.

Газ газовых шапок более тяжелый плотностью 0,71—0,73, содержит (в %): метана 78—82, сероводорода 0,02—0,04 и азота 3,5—4.

Растворенный в нефти газ содержит (в %): метана 70, сероводорода 0,1—0,2, азота 2—6.

Горизонты нижнемеловых отложений залежей нефти и газа не содержат.

Воды палеогеновых отложений относятся к хлоркальциевому типу с высокой минерализацией, увеличивающейся от верхних горизонтов к нижним (от 85 до 217 г/л). Сульфатность их уменьшается в этом же направлении от 2,24 до 0,03 г/кг. В водах горизонта VIII сульфатность несколько возрастает и составляет 0,46—0,51 г/л. Сероводород обнаружен только в горизонте VIII в количестве до 108 мг/л.

Воды меловых отложений относятся к хлоркальциевому типу, минерализация их колеблется в довольно широких пределах от 200 до 7000 мг-экв/л.

Дальнейшие перспективы месторождения связаны с разведкой отложений юры, где возможно открытие залежей газа.

Нефтяные месторождения Ауваль и Восточный Ауваль

Месторождения расположены в южной части Ферганской долины на территории Ферганской области Узбекской ССР, в 15 км к югу от г. Ферганы.

Лувальская погребенная структура выявлена электроразведкой в 1953—1954 гг., по результатам которой она представляется обособленной антиклинальной складкой почти широтного простирания.

Сейсморазведочными работами (МОВ и КМПВ), проведенными в 1954 г., подтвердился антиклинальный перегиб пород палеогена, но не было установлено западное погружение складки. По отражающему горизонту (гипсы гоэнау) Аувальская структура рисуется как восточное погружение Кызыларчинской антиклинали.

Разноречивые данные электро- и сейсморазведки обусловили целесообразность заложения оценочно-параметрической скважины, бурение которой было начато в апреле 1955 г. В июле в этой скв. из горизонта V палеогена был получен нефтяной фонтан дебитом до 40 *м³/сутки*, что послужило основанием для дальнейшего разведочного бурения. В результате разведочного бурения площадь была оконтурена и подготовлена к разработке горизонта V палеогена.

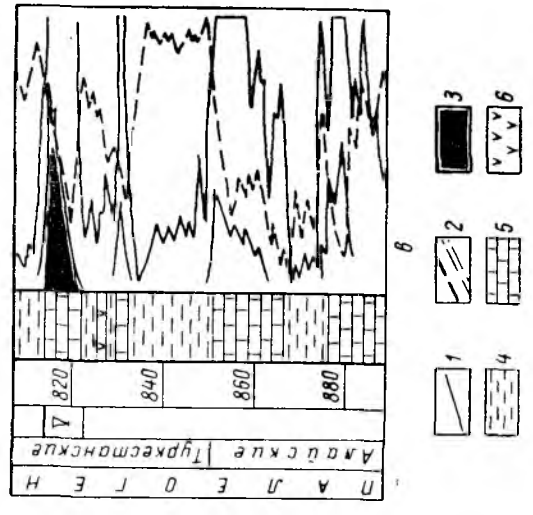
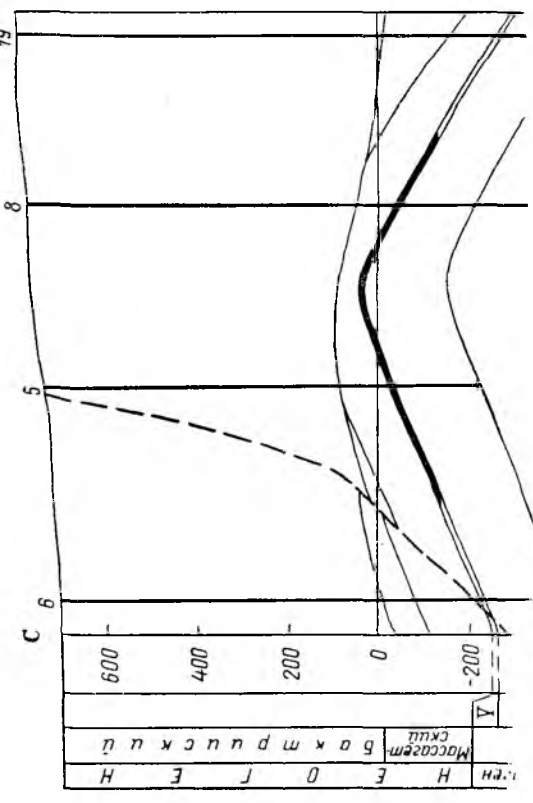
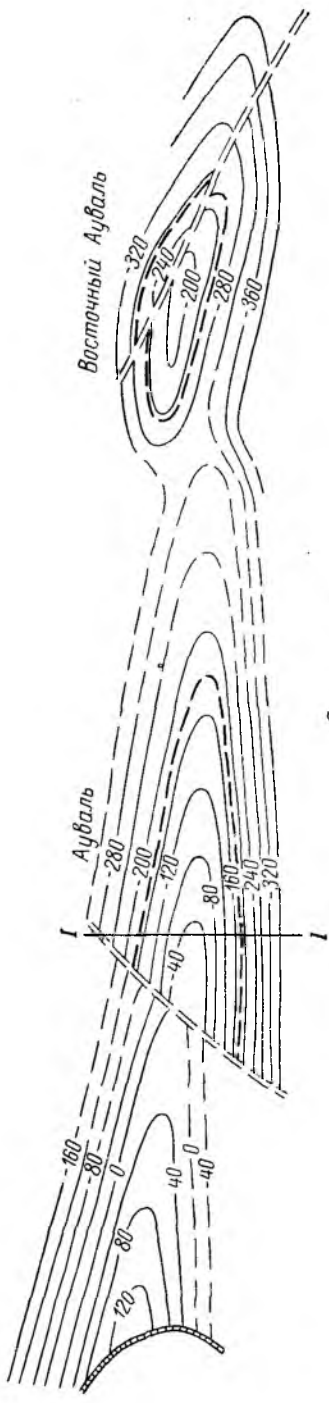
В 1954 г. при производстве сейсморазведочных работ к востоку от собственно Аувальской структуры было выявлено новое поднятие, обособленное от названной структуры неглубоким синклиналильным прогибом. Это поднятие получило название Восточный Ауваль. Ось складки Восточного Ауваля смещена к северу от осевой линии Аувальской структуры. Длина структуры не превышает 2,5 км при ширине 1,2 км. Разрез месторождения сложен породами палеогена и неогена. В предбактрийское время структура была размыта до верхов палеогена, в связи с чем бактрийские отложения на своде несогласно залегают на породах палеогена. Разрез аналогичен разрезу разновозрастных отложений месторождения Шарихан-Ходжиабат. Мощность палеогена 250, неогена в своде 700 м.

По результатам разведочного бурения и сейсмических исследований Аувальская и Восточно-Аувальская структуры являются восточным периклинальным окончанием большой Кызыларчинской складки, размытой в предбактрийское время до низов верхнего мела.

Ось Аувальской структуры на расстоянии 7 км погружается под углом 7—10°. Северные крылья обеих складок падают под углом 32—35, а южные, более крутые, под углом 38—40°. Структуры осложнены нарушениями надвигового типа. Первое нарушение пересекает Аувальскую структуру вкрест ее простирания. Плоскость нарушения падает на северо-запад под углом 40° с амплитудой смещения 30—35 м. Второе нарушение сечет по диагонали Восточно-Аувальскую складку и имеет амплитуду 25—30 м (рис. 85).

На Аувальском месторождении промышленная залежь нефти содержится лишь в горизонте V туркестанских слоев палеогена. При испытании горизонтов IV, VI, VII и VIII палеогена незначительные притоки нефти получены только из горизонтов VI и VIII, в горизонтах IV и VII признаков нефти и газа не обнаружено.

Горизонт V туркестанских слоев палеогена сложен серыми и светло-бурыми трещиноватыми известняками с прослоями зеленых



глин и темно-серых песчаников. Общая мощность 16, эффективная — 7 м, пористость коллекторов варьирует в пределах от 6 до 34% (в среднем 16%).

Нефтяная залежь приурочена к восточной периклинали и с запада экранируется нарушением. Глубина залегания горизонта в контуре нефтеносности колеблется от 750 до 1090 м. Начальный дебит нефти по скважинам 1,5—3,7 т/сутки, газовый фактор до 48 м³/т, пластовое давление до 78 ат.

Плотность нефти 0,860—0,870 г/см³, ВУ₂₀ — 2,5—2,8, содержание (в %): серы — 0,23, кокса 3,09—4,77, асфальтепов 2,3—3,87, акцизных смол 25—56, парафина 6,1. Выход светлых продуктов до 300° достигает 44%.

Залежь пластовая, тектонически экранированная.

На Восточно-Аувальском месторождении промышленная нефтеносность установлена также в горизонте V палеогена. Залежь пластовая, сводовая, осложненная тектоническим нарушением.

Воды горизонта V палеогена относятся к хлоркальциевому типу с высокой минерализацией — от 40 до 146 г/л. Минерализация вод уменьшается с востока на запад, что, вероятно, связано с их опреснением атмосферными водами в районах выхода горизонта на дневную поверхность.

Нефтяное месторождение Бостон

Месторождение Бостон расположено на территории Андижанской области, в 15 км к восток-юго-востоку от г. Андижан.

Бостонская структура выявлена в 1934 г. В 1937 г. на площади проводились гравиметрические исследования, а в 1944—1945 гг. геологическая съемка.

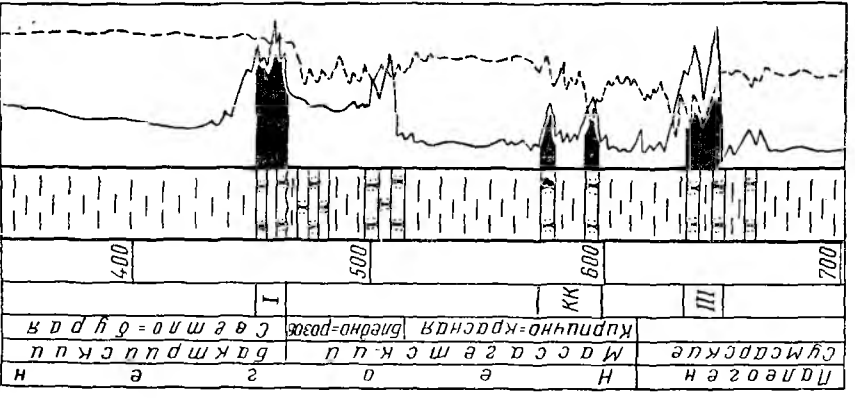
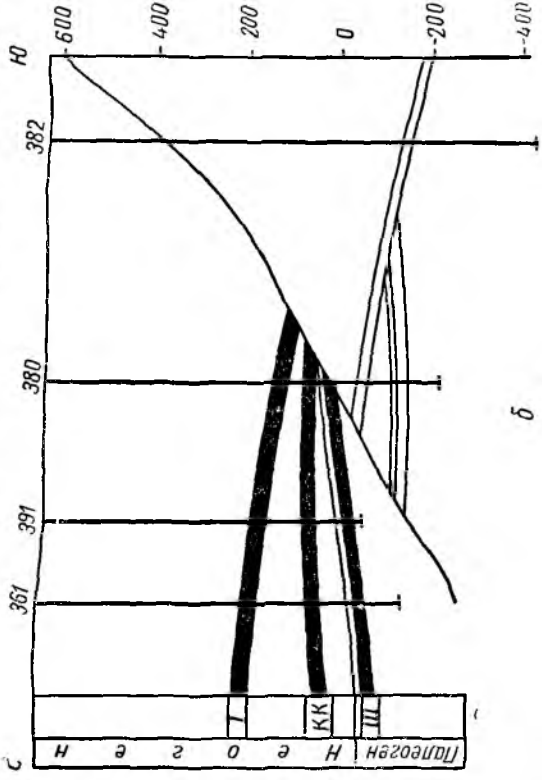
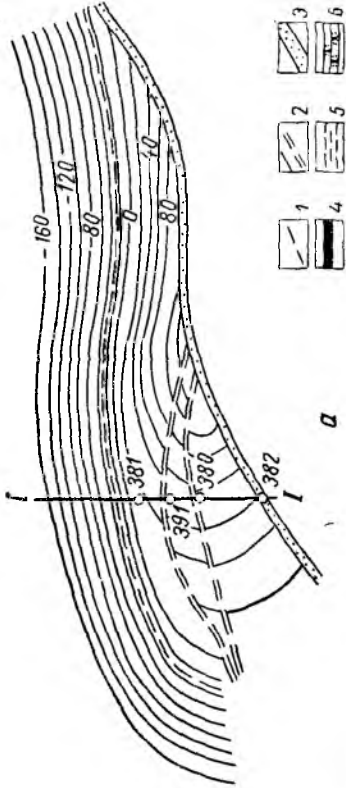
В 1948—1949 гг. было пробурено три скважины, которыми не было обнаружено залежей нефти и газа. Бурением установили перегиб пластов палеогена, совпадение структуры по палеогену и неогену, а также глубокий разрыв отложений палеогена в своде складки (до гипсов гознау). Разведочное бурение на площади было возобновлено в 1951 г., в конце 1952 г. была получена нефть из горизонта III сумсарских отложений на северном крыле складки. В 1958 г. на Бостонской площади были выявлены залежи нефти в горизонте I бактрийского яруса, а затем в кирпично-красной свите массагетских отложений. Разработка месторождения начата в 1952 г.

На поверхности Бостонской складки развиты неогеновые отложения, представленные светло-бурыми песчанистыми глинами с прослоями конгломератов и песчаников. Эти породы с резким угловым несогласием залегают на отложениях массагетского яруса и палеогена. Разрез аналогичен разрезу Шарихан-Ходжибадского

Рис. 85. Нефтяные месторождения Ауваль и Восточный Ауваль.

(По материалам объединения Фергананефть, 1959 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта V туркестанских слоев; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности горизонта V; 2 — линии нарушений; 3 — нефть; 4 — глины; 5 — известняки; 6 — гипсы.



Палеозен	Н	III
Сурская	е	III
Масгашки	о	KK
Куршано-Красная	а	KK
Бледно-розовая	2	I
Семло-буря	е	I

месторождения и представлен породами неогена мощностью до 760, палеогена 416, мела 1400 и юры — вскрытая мощность 20 м.

По бактрийским отложениям Бостонская структура представляет собой небольшую антиклиналь, вытянутую с юго-запада на северо-восток. Углы падения пород северного крыла 8—12, южного 18—25, периклиналей 6—7°. В палеогеновых и меловых отложениях складка имеет более значительные размеры. Длина складки по кровле сумсарских слоев достигает 5,5, а по бактрийским отложениям — только 3,5 км. Ширина соответственно 3,5 и 1,5 км. Падение пород сумсарского яруса на северном крыле 18—25, на южном до 40°. К западу складка погружается под углом 5—7° и кулисообразно примыкает к восточному погружению Андижанской структуры, на востоке она небольшим прогибом отделяется от Южно-Аламышикской структуры. Складка осложнена двумя нарушениями взбросо-надвигового характера. Первое, более крупное, имеет почти широтное простирание. По плоскости нарушения, имеющей северное падение, происходит надвиг пород с севера на юг. Углы падения плоскости надвига в бактрийских отложениях составляют 40—45°, выходясь с глубиной до 20—25°, амплитуда смещения пластов по вертикали достигает 140, по горизонтали 300 м. В меловых отложениях нарушение не прослежено. Второе нарушение проходит вкрест простирания складки, пересекая ее в центральной части. Здесь отмечается надвижение пластов с запада на восток с амплитудой смещения 85—100 по вертикали и 50—60 м по горизонтали. Это нарушение прослеживается только в меловых отложениях (рис. 86).

Промышленно нефтеносны на Бостонском месторождении отложения горизонта I и песчаников кирпично-красной свиты неогена, а также горизонта III палеогеновых отложений. Обнаруженные скопления нефти и газа в нижнемеловых отложениях промышленного значения не имеют. Залежи пластовые, стратиграфически экранированные, осложненные тектоническими нарушениями.

Горизонт I, залегающий в основании бактрийского яруса, сложен крупнозернистыми сильно известковистыми неотсортированными песчаниками с прослоями глины и мелких галечников.

Песчаники кирпично-красной свиты на Бостонском месторождении представлены в основном пачкой пород, именуемой КК-6.

Средняя пористость горизонта I и песчаников кирпично-красной свиты 15%, проницаемость 40 мд, общая мощность в пределах нефтяных залежей колеблется от 19 до 40 м, средняя эффективная мощность составляет 13 м. Глубина залегания продуктивных частей горизонта I и песчаников кирпично-красной свиты 300—750 м.

Нефти обеих залежей близки по составу и характеризуются следующими свойствами: плотность 0,852 г/см³, содержание (в %):

Рис. 86. Бостонское нефтяное месторождение.

(По материалам объединения Ферганасфтегаз)
а — структурная карта по кровле горизонта III сумсарских слоев; б — профиль I—I; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности горизонта III; 2 — линии нарушений; 3 — эродированная поверхность горизонта III в предбактрийское время; 4 — нефть; 5 — глины; 6 — песчаники.

серы 0,19, асфальтенов 0,90, акцизных смол 33,6, парафина 7,7, выход легких фракций до 300° составляет 30%. Дебит нефти в среднем 1,1 *т/сутки*.

Горизонт III сумсарских слоев представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями глин. Средняя глубина залегания продуктивной части горизонта 640 м. Средняя общая мощность 18—30, эффективная — 6—8 м, пористость 16%. Залежь нефти горизонта III приурочена к северному крылу складки и экранируется на юге несогласно залегающими осадками бактрийского яруса, на севере она подпирается контурными водами. Нарушением залежь разбита на два блока. Размер залежи 5 × 1,2 км. Этаж нефтеносности 140 м. Начальное пластовое давление 52 ат.

Плотность нефти 0,854 г/см³, содержание (в %): серы 0,23, асфальтенов 2,13, акцизных смол 41, кокса 5,37, парафина 6,42. Выход легких фракций до 300° составляет 41%. Залежь нефти горизонта III эксплуатируется при режиме растворенного газа, переходящем в гравитационный. Залежи горизонта I и песчаников кирпично-красной свиты имеют, по-видимому, смешанный режим — водонапорный и растворенного газа.

Небольшие скопления газа в горизонте XIX и нефти в горизонте XX промышленного значения не имеют.

Как и на всех месторождениях юго-западной Ферганы, на Бостонской площади преобладают воды хлоркальциевого типа.

Нефтяное месторождение Андижан

Андижанское месторождение входит в группу месторождений юго-восточной Ферганы и расположено на территории Андижанской области Узбекской ССР, в 14 км к югу от г. Андижан.

Первые рекогносцировочные исследования района были проведены в 1932 г. В 1934 г. на площади проводилась геологическая съемка, а в 1936 г. структурное бурение и одновременно детальная геологическая съемка центральной части структуры. В 1937 г. площадь была охвачена гравиметрическими исследованиями, а в 1938 г. проводилась детальная геологическая съемка западной и центральной частей структуры. Завершающим этапом подготовки площади к разведочному бурению явилась геологическая съемка восточной части (1945 г.) и западной периклинали (1947 г.).

Разведочное бурение начато в 1935 г., а в 1937 г. в одной из скважин был получен фонтан нефти из горизонта III дебитом 35 *т/сутки*. В результате дальнейшей разведки были открыты залежи нефти в горизонте V (1940 г.), а впоследствии в горизонте I и в песчаниках бледно-розовой и кирпично-красной свит. Месторождение разрабатывается с 1937 г.

В ядре Андижанской складки обнажаются песчаники бледно-розовой свиты неогена. Вскрытый разрез месторождения аналогичен разрезу месторождения Шарихан-Ходжибад и сложен породами неогена, палеогена и мела. Мощность отложений неогена на крыльях

достигает 1470, палеогена 430 м. Вскрытая мощность отложений верхнего мела 713 м (вскрыт одной скважиной).

Месторождение приурочено к антиклинальной складке, вытянутой с юго-запада на северо-восток. Длина складки по выходящим на поверхность отложениям бактрийского яруса 23 км при максимальной ширине 6 км. Углы падения пород северо-западного крыла не превышают 10, а на юго-восточном местами достигают 30—35°. Поперечными нарушениями складка разбита на ряд блоков, часть из которых прослеживается на поверхности.

Амплитуда поперечных нарушений не превышает 150 м. Кроме крупных нарушений, бурением установлено большое количество мелких сбросов и надвигов, являющихся в основном осложнениями крупных разрывов. Вдоль южного крыла всей структуры прослеживается надвиг, захватывающий на отдельных участках и сводовую часть складки. Плоскость надвига падает в северном направлении под углом 60—70° в бактрийских отложениях и до 25° в породах палеогена и мела. Амплитуда вертикального смещения пород по надвигу достигает на юго-западном окончании складки 800 м и более, постепенно уменьшаясь к востоку. Смещение пород по горизонтали достигает в юго-западной части складки 700—800 м. На востоке надвиг переходит на Шарихан-Ходжибадское поднятие и затухает в его своде (рис. 87). Данные бурения свидетельствуют о блоковом строении поднадвиговой части складки.

Месторождение Андижан многопластовое, залежи нефти находятся в отложениях неогена и палеогена. Промышленные залежи нефти содержатся в горизонте I бактрийских отложений неогена, в горизонтах III, V, VI, VII палеогена. В горизонте IV установлены непромышленные скопления нефти. Почти во всех нефтяных залежах в отложениях палеогена имеются небольшие по размерам газовые шапки. Залежи пластовые, сводовые, осложненные тектоническими нарушениями.

Горизонт I, залегающий в основании бактрийского яруса, представлен чередованием крупнозернистых песчаников, мелких галечников и глин серых, бурых, известковистых. Мощность его резко изменяется по площади от 7—12 на южном крыле до 40 м и более на северном. Горизонт I ложится с несогласием на песчаники бледно-розовой свиты массагетского яруса. Песчаники бледно-розовой свиты в основном среднезернистые с прослоями глин. Общая мощность свиты изменяется от 7 до 180 м, однако песчаники преобладают только в верхней части. Скопления нефти содержатся как в горизонте I, так и в песчаниках бледно-розовой свиты, которые в промысловой практике рассматриваются как один объект. Залежи нефти в горизонте I и в песчаниках бледно-розовой свиты распространены на центральном и восточном блоках и на восточном поле. Первые две залежи имеют незначительные размеры. Залежь нефти восточного поля приурочена к своду структуры и имеет длину 2,5 км при ширине 1 км. Эффективная мощность горизонта 12 м, средняя пористость 16%, средняя нефтенасыщенность 60%, проницаемость 238 мд.

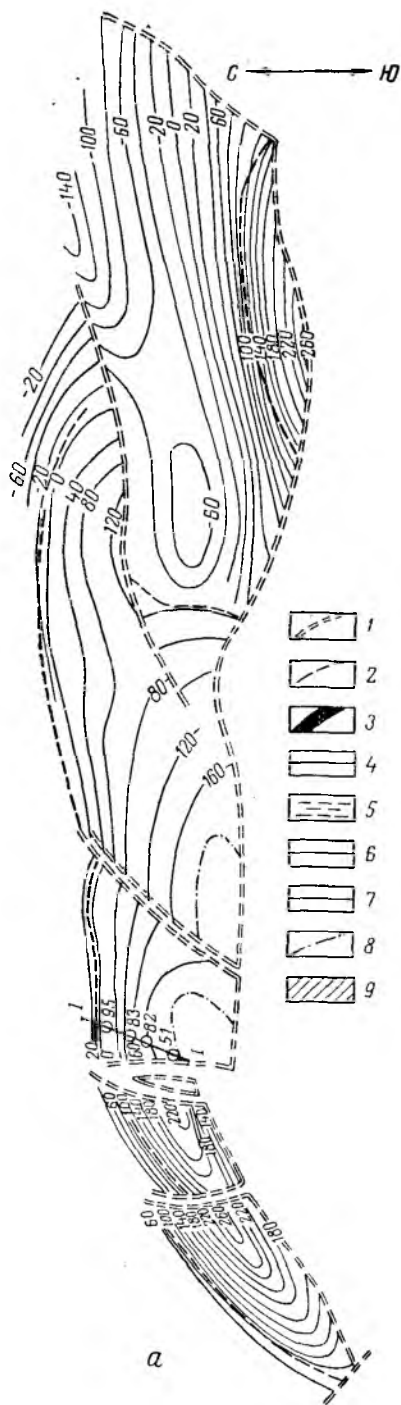
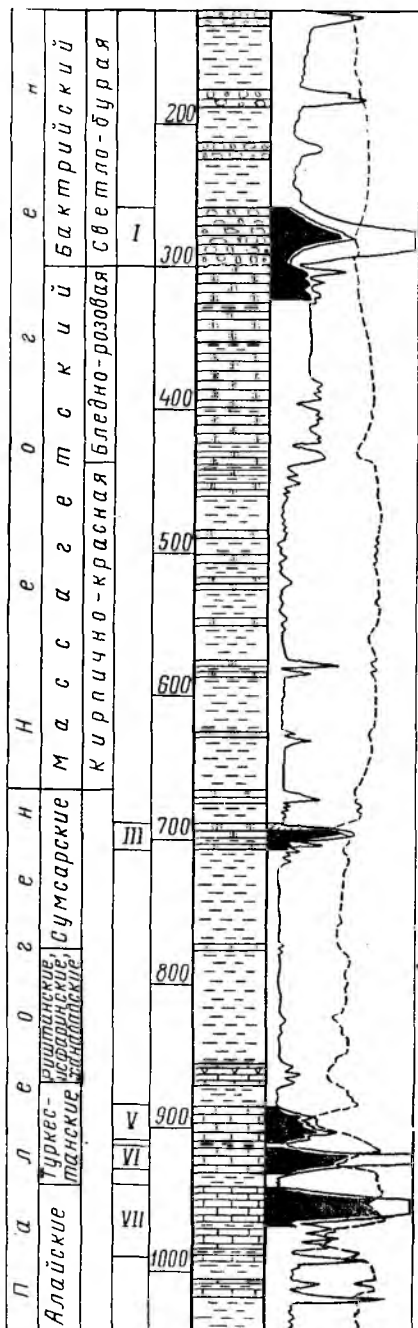


Рис. 87. Андижанское нефтяное месторождение.

(По материалам объединения Фергананефтегаз, 1960 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта III бухарских слоев; б — профиль 1—1; в — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — линии нарушителей; 2 — контур нефтеносности горизонта III; 3 — нефть; 4 — брекчии; 5 — глины; 6 — песчаники; 7 — известняки; 8 — контур газоносности горизонта III; 9 — газ.



Глубина залегания горизонта 70 м на центральном и восточном блоках и 565 м на восточном поле. Современный суточный дебит нефти в среднем составляет 3,6 т/сутки. Режим залежи упруговодонапорный.

Плотность нефти 0,866 г/см³, содержание (в %): серы 0,30, асфальтенов 1,03, акцизных смол 31,1, кокса 5,7, парафина 5,2. Выход легких фракций до 300° — 42—44%.

В поднадвиговой части структуры из песчаников бледно-розовой свиты получен фонтан нефти плотностью 0,83 г/см³, но залежь по размерам незначительна. В ряде скважин на различных блоках, в том числе и в поднадвиговых частях, были получены притоки нефти из песчаников кирпично-красной свиты массагетского яруса. Скопления нефти локальные. Нефть имеет пестрый состав — от светлой, плотностью 0,745 г/см³, до несколько окисленной, плотностью 0,880 г/см³.

Горизонт III залегает в толще малиновых глин сумсарских слоев и представлен песчаниками кварцевыми светло-бурыми, мелкозернистыми с прослоями малиновых глин. Общая мощность 18—21, эффективная не превышает 10 м, проницаемость 48 мд. Нефтеносность горизонта III прослеживается на всех блоках. Общая длина залежей 9 км. Небольшие газовые шапки в наиболее повышенных частях залежей промышленного значения не имеют. Нефтяные залежи подируются контурными водами только с северной стороны и на периклиналях, а между блоками экранируются нарушениями. Глубина залегания горизонта изменяется

от 420 до 850 м. Начальный дебит нефти 14—70 *т/сутки* при $r_{пл} = 53 \text{ ат}$, современный — в среднем 1,8 *т/сутки*. Плотность нефти 0,859 *г/см³*, содержание (в %): серы 0,89, асфальтенов 1,77, акцизных смол 32, кокса 4,02, парафина 6,69. Выход легких фракций до 300° — 39%.

Скопления нефти содержатся также в поднадвиге на юго-западном блоке и в восточной части структуры. Залежи нефти на юго-западном блоке приурочены в поднадвиге к пластам III-2 и III-3 и имеют незначительные размеры. В восточной части структуры длина залежи в поднадвиге составляет 2,5 км при ширине 0,7 км.

Горизонт V туркестанских слоев, сложенный песчанистыми известняками, переходящими книзу в известковистые песчаники, содержит залежи нефти в отдельных блоках. Общая мощность 14, эффективная — 9 м, пористость 18%, проницаемость 360 *мд*. Глубина залегания 640—820 м. Начальный дебит скважин 15—120 *т/сутки* при $r_{пл} = 67 \text{ ат}$, современный в среднем 1,3 *т/сутки*. Режим залежей газовый, переходящий в водонапорный. Общая длина залежей — 5,5 км, максимальная ширина 0,6 км. Физико-химическая характеристика нефтей следующая: плотность 0,844 *г/см³*, содержание (в %): серы 0,80, асфальтенов 1,64, акцизных смол 22, кокса 2,89, парафина 6,44. Выход легких фракций до 300° — 49%.

Горизонт VI представлен ангидритами, книзу сменяющимися песчаниками. Нефть из горизонта VI получена в одной скважине в западной части площади из поднадвига. По составу она аналогична нефти горизонта V. Дебит нефти 5,5 *т/сутки*.

Горизонт VII, представленный доломитизированными известняками с прослоями глин и устричников, содержит незначительные скопления нефти, в настоящее время почти выработанные на западном, центральном и восточном блоках. Общая мощность горизонта 42, эффективная 20 м, средняя пористость 18%. Начальный дебит нефти 40—90 *т/сутки* при $r_{пл} = 70 \text{ ат}$, современный в среднем 0,9 *т/сутки*. Первоначальная длина залежи по всем блокам не превышала 3 км при максимальной ширине по западному блоку 0,4 км. Залежи горизонта VII разрабатываются при водонапорном режиме, средняя глубина залегания 850 м.

Плотность нефти 0,846 *г/см³*, содержание (в %): серы 0,17, асфальтенов 1,60, акцизных смол 23, кокса 2,31, парафина 7,50. Выход легких фракций до 300° — 43%. Залежи пластовые, тектонически экранированные.

Воды продуктивных горизонтов палеогена относятся к хлоркальциевому типу, минерализация их достигает 100 *мг/л*. В продуктивных горизонтах бледно-розовой и кирпично-красной свит воды также хлоркальциевого типа, но имеют низкую минерализацию. Воды бактрийских отложений в основном карбонатнонатриевого типа, слабо минерализованные.

Дальнейшие перспективы Андijanского месторождения связаны с разведкой меловых и палеогеновых отложений поднадвиговой части структуры.

Нефтяное месторождение Западный Палванташ

Месторождение расположено к юго-западу от собственно Палванташского месторождения, на территории Ферганской и Андижанской областей Узбекской ССР, в 5 км к югу от районного центра Кува.

Западно-Палванташская структура была выявлена геофизическими методами — электро- и сейсморазведкой в 1953 г. и по этим данным представляет собой структурный нос Палванташской антиклинали. В 1955 г. площадь была введена в разведочное бурение, а в декабре 1955 г. из первой разведочной скважины с глубины 2162—2176 м из горизонта V получен нефтяной фонтан дебитом 110 *т/сутки* при 10-мм штуцере. При дальнейшем разведочном бурении были открыты и введены в разработку горизонты VI (1955 г.), III, IX (1958 г.), VIII (1959 г.) и VII (1961 г.).

Разрез месторождения слагают породы неогена и палеогена, аналогичные одновозрастным отложениям месторождения Шарихан-Ходжибад.

По данным разведочного бурения в тектоническом отношении Западно-Палванташская структура представляет собой самостоятельную асимметричную антиклинальную складку северо-восточного простирания с более крутым юго-восточным крылом, падающим под углом 40°, углы падения пород на северо-западном крыле достигают 16°. Периклинальные окончания складки погружаются под углами 8—12°. Юго-восточное крыло осложнено нарушением амплитудой 10—50 м. Длина складки по кровле горизонта V палеогена 3,5 км, ширина 1,5 км, высота 120 м (рис. 88).

Западно-Палванташское месторождение является многопластовым и содержит промышленные залежи нефти в горизонтах III, V, VI, VII, VIII и IX палеогена. Залежи пластовые, сводовые. Залежь горизонта III осложнена тектоническим нарушением. Размеры залежей не превышают в длину 3 км, в ширину 1,2 км.

Горизонт III, залегающий в малиновых глинах сумсарских слоев палеогена, представлен бурыми мелкозернистыми песчаниками, чередующимися с глинами.

Общая мощность горизонта 8, эффективная не превышает 4,3 м. Глубина залегания в пределах контура нефтеносности варьирует от 1800 до 1950 м. Начальный дебит нефти по скважинам составлял 20—28 *т/сутки*, газовый фактор 48 *м³/т*, пластовое давление 186,5 ат. Пористость коллекторов колеблется от 6 до 29% (средняя 10%), проницаемость низкая, не превышает нескольких десятков миллидарси.

Плотность нефти 0,872 *г/см³*, ВУ₂₀ — 7,3, содержание серы — 0,35%. Выход легких фракций до 200° — 19%, до 300° — 37%.

Горизонт V туркестанских слоев палеогена сложен светло-серыми известняками. Общая мощность 15—16, эффективная 11 м, пористость 14%, проницаемость 110—400 *мд*.

Глубина залегания горизонта в контуре нефтеносности 2150—2250 м. Начальный дебит нефти по скважинам 35—60 *т/сутки* при

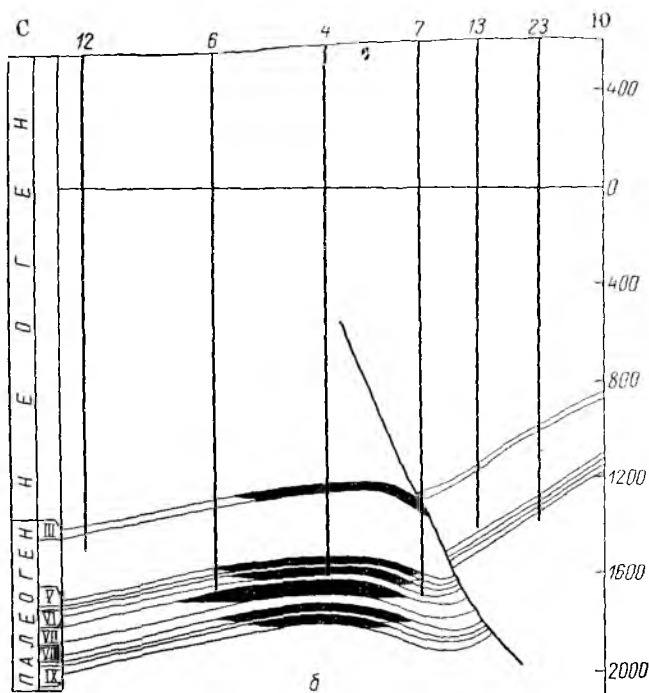
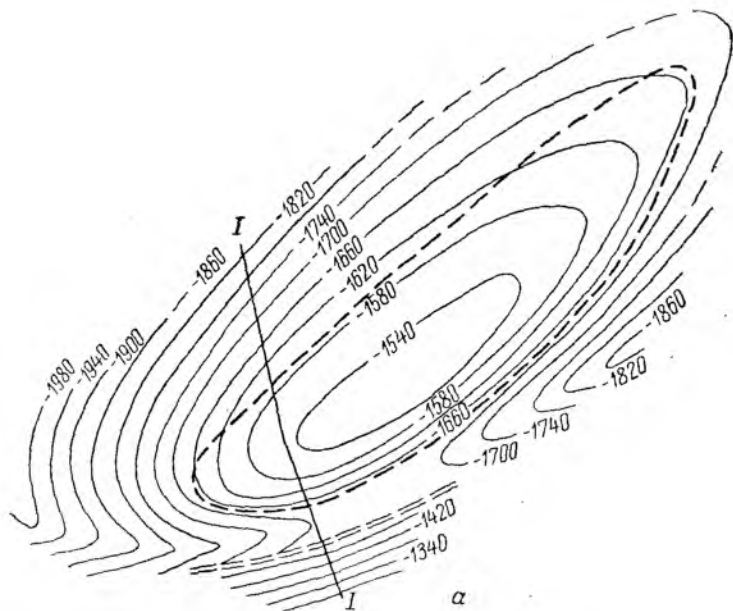
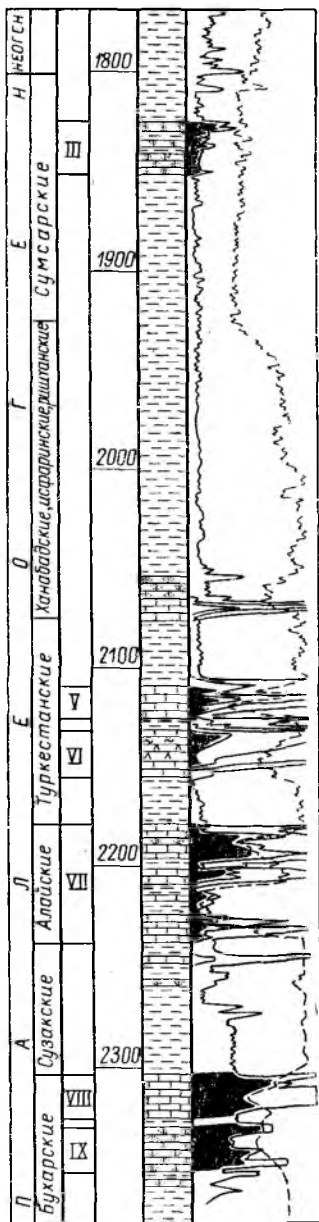


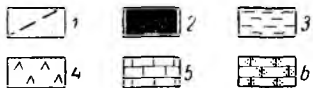
Рис. 88. Заадно-Палванташское нефтяное месторождение.

(По материалам объединения Фергана-нефтегаз.)

a — структурная карта по кровле пласта V;
b — профиль I—I;
c — сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности пласта V; 2 — нефть; 3 — глины; 4 — ангидриты; 5 — известняки; 6 — песчаники.



6



6-мм штуцере, газовый фактор $85 \text{ м}^3/\text{т}$ и пластовое давление 216 ат .

Плотность нефти $0,835 \text{ г}/\text{см}^3$, $\text{ВУ}_{20} - 3,05$, содержание (в %): серы $0,17-0,13$, асфальтенов $1,32$, акцизных смол 18 , кокса $2,45$, парафина $6,35$.

Выход легких фракций (в %): до $200^\circ - 29$, до $300^\circ - 48$.

Горизонт VI туркестанских слоев палеогена залегает в 7 м от подошвы горизонта V и представлен белыми ангидритами с прослоями светло-серых известняков. Общая мощность 22 м , эффективная мощность 9 м , пористость $12-18\%$, проницаемость $150-250 \text{ мд}$.

Глубина залегания горизонта в пределах контура нефтеносности $2160-2260 \text{ м}$. Начальный дебит нефти $40-50 \text{ т}/\text{сутки}$ при 6-мм штуцере с газовым фактором $85-90 \text{ м}^3/\text{т}$ и пластовым давлением 208 ат .

Плотность нефти $0,830 \text{ г}/\text{см}^3$, $\text{ВУ}_{20} - 2,14$, содержание (в %): серы $0,27$, асфальтенов $1,9$, акцизных смол $12,8$, кокса $3,8$, парафина $4,95$.

Выход легких фракций (в %): до $200^\circ - 29$ и до $300^\circ - 49$.

Горизонт VII алайских слоев палеогена в 1961 г. дал промышленную нефть дебитом $30 \text{ т}/\text{сутки}$ при 6-мм штуцере с газовым фактором $50 \text{ м}^3/\text{т}$ и пластовым давлением 211 ат . Горизонт представлен светло-серыми и белыми известняками с прослоями глин, разделяющих его на две почти равные части. Общая мощность горизонта 72 м , эффективная мощность 18 м , пористость нижней части горизонта высокая, проницаемость до 405 мд . Глубина залегания — $2185-2257 \text{ м}$.

Плотность нефти $0,840 \text{ г}/\text{см}^3$, $\text{ВУ}_{20} - 7,76$, содержание (в %): серы $0,183$, асфальтенов $0,85$, акцизных смол 26 , кокса $1,8$, парафина $6,3$. Выход легких фракций (в %): до $100^\circ - 7,0$, до $250^\circ - 33$, до $300^\circ - 46$.

Горизонт VIII приурочен к бухарским слоям палеогена и сложен серыми песчаниками и известняками с прослоями

зеленых глин. Общая мощность 21 м, эффективная — 8 м, пористость от 0,7 до 6%; проницаемость 120 мд.

Глубина залегания горизонта 2347—2368 м. Текущий дебит нефти 17 т/сутки, газовый фактор 100 м³/т, пластовое давление 17,2 ат.

Плотность нефти 0,870 г/см³, содержание (в %): серы 0,12, асфальтенов 2,88, акцизных смол 36, кокса 4,8, парафина 4,9. Выход легких фракций (в %): до 200° — 22, до 300° — 38.

Горизонт IX бухарских слоев палеогена залегает в 4 м от подошвы горизонта VIII и представлен серыми сильно известковистыми песчаниками с прослоями зеленых глин. Общая мощность до 17 м, эффективная не превышает 8 м, пористость 6—24% (средняя 12%). Глубина залегания горизонта в контуре нефтеносности 2300—2400 м.

Начальный дебит нефти по скважинам 20—45 т/сутки при 6-мм штуцере, газовый фактор 120 м³/т, пластовое давление 268 ат.

Текущий дебит до 30 т/сутки, газовый фактор 78—90 м³/т, пластовое давление 250 ат.

Физико-химическая характеристика нефти аналогична характеристике нефти горизонта VIII.

На Западно-Палванташском месторождении воды продуктивных горизонтов палеогена относятся к хлоркальциевому типу со значительным диапазоном солености (22,2—200 г/л).

Перспективы месторождения связаны с разведкой газонефтеносности меловых и юрских осадков.

Месторождения северной зоны

Газонефтяное месторождение Майлису-IV

Месторождение расположено на территории Ленинского района Ошской области Киргизской ССР. Ближайшим населенным пунктом является г. Майли-Сай, расположенный к северу от месторождения на расстоянии 6 км.

Первые данные о геологическом строении района были получены в 1934 г. в результате проведения геологической съемки. Разведка площади глубоким бурением начата в сентябре 1944 г. В 1948 г. из скважины-первооткрывательницы из горизонта III получен фонтан нефти. С января 1950 г. месторождение введено в разработку. Разведка мезозойских отложений начата в 1955 г., в том же году с глубины 2120 м получен открытый фонтан газа. Промышленная разведка газовых залежей меловых отложений закончена в 1963 г. Они разрабатываются с 1960 г.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения мезо-кайнозойского возраста — от юры до неогена.

Юрские отложения представлены серыми и кирпично-красными песчаниками, алеврититами, аргиллитами с прослоями коричневых и зеленоватых глин. Общая мощность 200 м.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами. В разрезе нижнего мела выделяются муянская, ляканская и кызыл-

пиляльская свиты, сложенные преимущественно глинами и алевролитами с редкими и сравнительно маломощными прослоями песчаников и конгломератов. Здесь выделяются продуктивные горизонты XIX и XX. Мощность нижнего мела 255 м.

В разрезе верхнего мела выделяются калачинская, устричная, яловачская и пестроцветная свиты.

Калачинская свита представлена чередованием гравийников песчаников рыхлых, кирпично-красного цвета и песчаных глин. В этой свите выделяется горизонт XVIII. На месторождениях Южной Ферганы горизонт XVIII относится к льяканской свите. Такое несоответствие объясняется отсутствием в настоящее время удовлетворительного сопоставления подустричной толщи меловых отложений месторождений южной и северо-восточной Ферганы. Общая мощность свиты 112 м. Устричная свита сложена глинами, песчаниками, песчаными известняками. В ее пределах выделяются горизонты XVII и XVI. Общая мощность свиты 108 м. Свита яловач представлена чередованием пластов песчаников, гравийников буровато-красного цвета и пестроцветных глин. Общая мощность свиты 174 м. Пестроцветная свита сложена глинами кирпично-красного цвета с прослоями буровато-красных разномощных песчаников, гравийников, известняков. Выделяются горизонты XIII, XIV и XV. Общая мощность свиты 204 м.

Палеогеновые отложения представлены 235-м толщиной зеленых и малиновых глин, чередующихся с пачками известняков и песчаников, являющихся продуктивными пластами. В разрезе палеогена выделяются сузакские и бухарские слои общей мощностью 46 м, алайские слои (30 м), туркестанские слои (43 м), сумсарские слои (60 м).

Неоген представлен породами массагетского и бактрийского ярусов общей мощностью около 900 м. Массагетский ярус подразделяется на отложения кирпично-красной и бледно-розовой свит. Кирпично-красная свита сложена песчаными глинами кирпично-красного цвета с прослоями крупнозернистых песчаников. В основании свиты выделяется горизонт Ц. Общая мощность свиты 102 м. Отложения бледно-розовой свиты представлены в основном грубозернистыми песчаниками, мелкогалечными конгломератами с прослоями бледно-розовых сильно песчаных глин. Общая мощность свиты 732 м. Бактрийский ярус представлен отложениями светлой свиты, сложенной плотными песчаными глинами с прослоями серого крупнозернистого песчаника и мелкогалечного конгломерата. Общая мощность отложений свиты 140 м.

Структура Майлису-IV расположена между поднятиями Избаскент и Майлису-III и представляет собой асимметричную складку брахиантиклинального типа, осложненную двумя куполами. Ось складки выгнута к югу. Длина складки 10 км, ширина 3,5 км. Северное крыло складки крутое, с углами падения 9—11°, южное сравнительно пологое, с углами падения 5—9°. Резкого несоответствия между структурными планами по различным горизонтам не наблю-

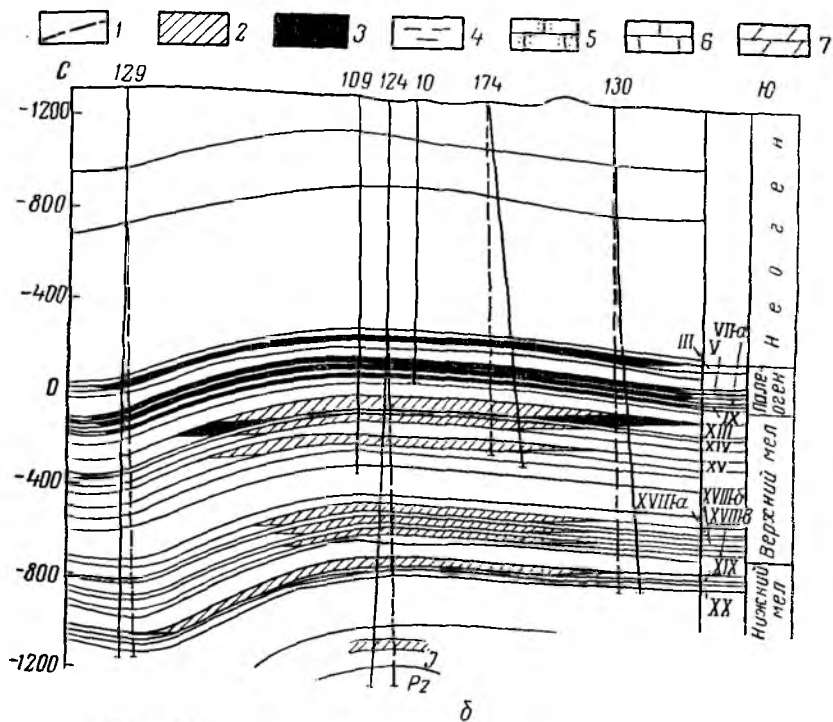
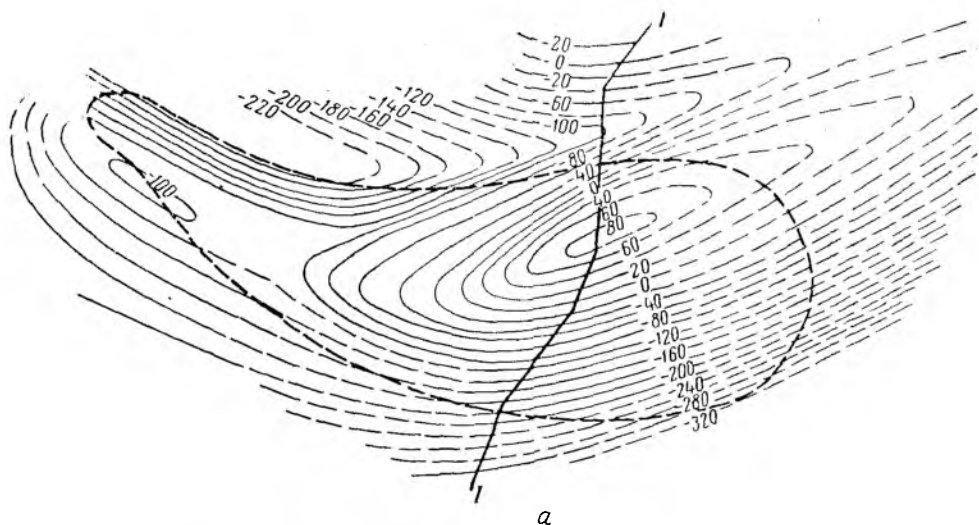


Рис. 89. Газонефтяное месторождение Майлису-IV.

(По материалам Б. А. Филиппука, А. М. Хуторова, 1962 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта VIIa алайских слоев; б — профиль I—I; « сводный разрез продуктивной части месторождения. 1 — контур нефтеносности по кровле VIIa горизонта VIIa; 2 — газ; 3 — нефть; 4 — глины; 5 — песчаники; 6 — известняки; 7 — мергели.

щен в северном направлении. Отметки его на южном крыле складки составляют —100, на северном —200 м. Этаж нефтеносности 300 м.

Горизонт VII-а находится в кровле алайских слоев и представлен известняками серыми, светло-серыми, крепкими, трещиноватыми, иногда песчанистыми. Общая мощность горизонта 14, эффективная — 4 м, средняя эффективная пористость 8,1%. Проницаемость по промышленным данным составляет 40 мд. Средняя глубина залегания горизонта 1165 м. Начальный дебит нефти 0,2—20 т/сутки, начальное пластовое давление 160 ат. Режим залежи упруго-водонапорный с незначительной активностью контурных вод, в процессе эксплуатации переходит в режим растворенного газа. Тип залежи сводовый, пластовый. Контур залежи горизонта VII-а смещен, отметки его на северном крыле колеблются от —220 м на западе до 0 на востоке структуры, на южном соответственно от —100 до —300 м, на западной периклинали составляют —120, на востоке —40 м. Этаж нефтеносности 380 м.

Горизонт IX* залегает в кровле сузакских слоев и представлен песчаным известняком, желтовато-серым, крепким. Общая мощность горизонта 9 м, эффективная мощность 3 м. Средняя пористость 12,0%. Проницаемость незначительная — несколько миллиарди. Средняя глубина залегания пласта 1180 м. Начальный дебит нефти 0,5—2,0 т/сутки. Залежь горизонта IX приурочена к литологической ловушке, расположенной на восточном поднятии. Размеры залежи незначительны.

Нефти перечисленных залежей имеют сходный физико-химический состав (табл. 25). Они тяжелые, парафинистые, высокосмолистые.

Таблица 25

Горизонт	Плотность, г/см ³	ВУ ₂₀	ВУ ₅₀	Содержание, %					Выход фракций, %		
				аклизиных смол	асфальтенов	кокса	парафина	серы	до 100°С	до 200°С	до 300°С
III	0,870	9,30	1,88	62	3,12	5,66	6,18	0,23	4,25	23	40,5
V	0,865	3,09	1,51	33	2,4	4,6	5,95	0,34	4,9	23	43,1
VII-а	0,864	3,58	1,71	45,6	2,77	4,9	6,64	0,33	4,5	23,4	42,0

Давление насыщения нефти газом изменяется от 27 (горизонт III) до 45 ат (горизонт V). Газовый фактор 17—46 м³/т. Компонентный состав попутного газа приведен в табл. 26.

Воды продуктивных горизонтов палеогена по классификации В. А. Сулина относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе,

* Горизонт IX на месторождениях южной и юго-западной Ферганы относится к бухарским слоям. Различная трактовка возраста вызвана отсутствием удовлетворительных сопоставлений данных отложений.

Таблица 26

Горизонт	Содержание, %								Плотность, вычисленная по составу
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	СО ₂	Н ₂ + редкие	Н ₂ S	
III	36,4	19,7	21,2	10,4	7,1	0,46	4,69	0,013	1,16
V	43,7	23,2	17,6	7,7	4,8	0,25	2,72	0,004	1,054
VII-a	70,6	15,6	7,2	3,69		0,17	2,72	—	0,774

натриевой подгруппе. Минерализация вод горизонта III изменяется в пределах 1—33, горизонта V — 2—44; горизонта VII — 15—30 г/кг. В западной части структуры воды более минерализованы. В пределах восточного погружения степень минерализации их уменьшается.

Горизонт XIII залегает в верхах пестроцветной свиты верхнего мела на глубине 1300—1450 м в пределах восточного поднятия и 1100—1300 м на западном поднятии. Содержит две самостоятельные газовые залежи на обоих поднятиях, причем на восточном газовая залежь имеет небольшую нефтяную оторочку, располагающуюся только на южном крыле. Нефть легкая, бессернистая, сильно парафинистая, смолистая. Плотность ее 0,812 г/см³, температура застывания без термической обработки +23°. Содержание (в %): асфальтенов 0,59, акцизных смол 21, парафина 15,5. Выход светлых погонов составляет (в %): при 100° — 2, при 200° — 26 и при 300° — 53.

Средняя мощность пласта 82 м. Средневзвешенная эффективная мощность 16,9 м, средняя эффективная пористость 13,7%, средняя газопроницаемость 603 мд.

Дебит газа 20—200 тыс. м³/сутки при 11—15-мм штуцерах, дебит нефти 15—40 т/сутки. Размер газовой залежи восточного поднятия 5,8 × 1,3 км, этаж газоносности 130 м, размер западного поднятия 3,5 × 1,4 км, этаж газоносности 60 м.

Контур газоносности расположен на восточном поднятии на разных отметках: на северном крыле — 145, на южном — 180 м, на восточной периклинали — 115, на западной — 194 м. Залежь пластовая, сводовая, смещена на юго-запад. На западном поднятии контур газоносности проводится на изогипсе — 290 м. Начальное пластовое давление на западном поднятии 153,1 ат, на восточном 118 ат.

Горизонт XIV залегает на глубине 1400—1570 м и 1190—1310 м в пределах западной части месторождения. От горизонта XIII отделяется глинисто-алевролитовой пачкой мощностью от 4 до 23 м.

Этот горизонт газоносен только на восточном поднятии. Представлен частым переслаиванием красных мелкогалечных конгломератов, разномерных глинистых песчаников, розовых глинистых известняков и кирпично-красных песчаных глин. Мощность в среднем составляет 30, эффективная 6,1 м, средняя открытая пористость 10,2%. Начальный дебит газа по скважинам 2—244 тыс. м³/сутки при 7—11-мм штуцерах. Начальное пластовое

давление 168,3 ат. Газовая залежь имеет длину 5,2 км, ширину 1,7 км, этаж газоносности 123 м. Тип залежи сводовый, пластовый. Залежь смещается с востока на запад в связи с тем, что на востоке структуры она литологически экранирована.

Горизонт XV расположен также в пестроцветной свите верхнего мела в 50 м от подошвы горизонта XIV. Залегает на глубине 1470—1600 м. Газоносен только в пределах восточного поднятия. Содержит непромышленную оторочку нефти. Горизонт представлен песчаниками, чередующимися с мелкогалечными конгломератами, глинистыми известняками и глинами. Средняя мощность 32, средняя эффективная — 5,7 м, средняя пористость 10,2%. Начальное пластовое давление 134,0 ат. Длина газовой залежи 5,3 км, ширина 1,5 км, этаж газоносности 110 м. Тип залежи пластовый, сводовый. Дебит газа достигает 40 тыс. м³/сутки через 10-мм штуцер.

В качестве **горизонта XVIII** выделяется 178-м песчаная толща калачинской свиты сеномана. Сверху она перекрыта 35-м пачкой глин этой же свиты, подстилается 82-м толщиной глин нижнего мела. Средняя глубина залегания горизонта 1850 м.

В промысловой практике **горизонт XVIII** подразделяется на три пласта: XVIII-а, XVIII-б, XVIII-в. Пласты сложены песчаниками с прослоями глин, встречаются небольшие прослои мелкогалечных конгломератов и глинистых известняков. Литологическая характеристика пластов непостоянна. Общая мощность пластов составляет: XVIII-а — 40, XVIII-б — 52, XVIII-в — 31 м; соответственно эффективные мощности пластов равны: 7,2, 10,1, 7,5 м по восточному поднятию и 8,7, 9,9, 4,0 м по западному поднятию. Среднее значение эффективной пористости пластов следующее (в %): XVIII-а 18,5, XVIII-б — 15,3, XVIII-в — 11,0. Газопроницаемость соответственно равна: 996 мд, 997 мд, по XVIII-в газопроницаемость не определялась.

Дебит скважин составляет по XVIII-а 75—350 тыс. м³/сутки через 10—15-мм штуцер. Начальное пластовое давление пласта XVIII-а 115 ат. Размер залежи XVIII-а пласта на западном поднятии 4,3 × 2,1 км, высота 145 м. На восточном 6,3 × 1,4 км, высота 195 м. Тип залежи пластовый, сводовый.

Пласт XVIII-б залегает в средней части калачинской свиты. Начальный дебит скважин составляет 70—350 тыс. м³/сутки через 10—16-мм штуцер. Начальное пластовое давление 27 ат. Размер залежи на восточном поднятии 5,5 × 1,2 км, высота 150 м; на западном поднятии 3,5 × 1,5 км при этаже газоносности 105 м. Залежь пластовая, сводовая.

Пласт XVIII-в залегает на 10—15 м ниже пласта XVIII-б на глубине 1640—2150 м. Начальный дебит газа 5—350 тыс. м³/сутки через 10—12-мм штуцер. Начальное пластовое давление 218 ат. Размеры газовой залежи на восточном поднятии 4,3 × 1,2 км, на западном — 2,0 × 0,5 км, высота 22 м. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт XIX залегает в средней части нижнего мела. Сверху он перекрывается 80-м пачкой глин и глинистых песчаников. Гори-

зонт представлен песчаниками, чередующимися с коричневыми алевритами и алевролитами. Средняя мощность горизонта 14, эффективная — 3,7 м, среднее значение эффективной пористости 10,0%, газопроницаемость по керну 45 мд. Средняя глубина залегаания 2000 м. Горизонт газосен на восточном и западном поднятиях. Начальный дебит газа 10—50 тыс. м³/сутки через 10—12-мм штуцер. Начальное пластовое давление 323 ат. Размер залежи газа в пределах восточного поднятия 4,5 × 1,7 км, высота 330 м; на западном поднятии размер залежи 3,5 × 1,4 км, высота 90 м. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт XX залегает на 14 м ниже подошвы горизонта XIX. Представлен мелкозернистыми песчаниками, переслаивающимися с алевритами и алевролитами. Средняя мощность по площади 3,7 м, эффективная пористость 7,2%, газопроницаемость по керну 20 мд. Горизонт газосен на восточном и западном поднятиях. Начальный дебит составляет 77—523 тыс. м³/сутки через 12-мм штуцер. Начальное пластовое давление 332 ат. Размер газовой залежи в пределах восточного поднятия 3,1 × 1,1 км, высота 170 м; на западном поднятии размер залежи 2,3 × 1,0 км, высота 60 м. Залежь пластовая, сводовая.

Состав газа меловых отложений на месторождении Майлису-IV приводится в табл. 27.

Таблица 27

Горизонт	Плотность (по воздуху)	Содержание, %				
		CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀
XIII	0,687	0,051	93,6	3,36	1,11	0,71
XIV	0,626	0,1	95,9	2,12	0,55	0,63
XV	0,670	0,37	94,6	2,96	0,73	0,55
XVIII-а	0,630	0,08	96,3	2,36	0,72	0,26
XVIII-б	0,632	0,08	96,4	2,05	0,79	0,33
XVIII-в	0,629	0,07	96,4	2,34	0,63	0,32
XIX	0,633	0,2	96,8	1,61	0,77	0,42
XX	0,637	0,1	95,35	2,6	0,44	0,23

Сероводород в газе меловых отложений не обнаружен.

В конце 1963 г. из юрских отложений в скважине, пробуренной на восточном поднятии, получен газовый фонтан со свободным дебитом 0,5 млн. м³/сутки.

Пластовые воды меловых отложений по химическому составу в минерализации отличаются друг от друга.

Воды горизонта XIII преимущественно пресные, сульфатнонатриевого типа, минерализация их составляет 2,3—14 г/л. Однако в отдельных скважинах встречаются воды сильно минерализованные, хлоркальциевого типа, что свидетельствует о наличии небольших участков с застойным режимом.

Воды горизонтов XIV, XV, XVIII верхнего мела относятся к хлоркальциевому типу и имеют более высокую минерализацию (28—90 г/л).

Постоянным солевым составом и высокой минерализацией характеризуются воды горизонта XIX нижнего мела. Тип вод хлоркальциевый, содержание хлора составляет 63—79 г/л, общая минерализация 105—120 г/л.

Перспективы месторождения связаны с разведкой юрских отложений, а также с доразведкой восточной периклинали и южного крыла, где могут быть обнаружены литологически экранированные залежи нефти в отложениях палеогена. Небольшие притоки нефти (1,5—2,0 т/сутки) уже получены из горизонтов IX и III в двух скважинах, расположенных на далеком южном погружении крыла складки.

Газонефтяное месторождение Избаскент

Месторождение Избаскент расположено в Киргизской ССР на территории Ленинского района Ошской области. Ближайшими населенными пунктами (10—15 км) являются районный центр Ленин-Джол и пос. Кочкор-Ата.

Избаскентская антиклиналь (Майлису-V) впервые была описана в 1933 г. Глубокое разведочное бурение начато в августе 1946 г. на основании этих работ. Открывательницей месторождения является скв. 3, в которой при опробовании горизонта III сумсарских слоев (июнь 1950 г.) была получена фонтанная нефть дебитом 10 т/сутки. В 1957 г. начата разведка меловых отложений. В 1963 г. при опробовании верхнего мела (горизонт XIII) получен фонтан газа со свободным дебитом 1,0 млн. м³/сутки. Промышленная разработка месторождения начата с 1956, а опытная эксплуатация отдельных разведочных скважин с 1951 г.

Геологический разрез месторождения представлен породами верхнего мела, палеогена и неогена. Верхний мел сложен глинами светло-серыми, песчанистыми с прослоями песчанистого мергеля, красноцветными песчаниками разнозернистыми, местами рыхлыми. Общая вскрытая мощность верхнего мела составляет 300 м. В разрезе выделяется газоносный горизонт XIII мощностью 60 м.

Палеоген представлен бухарскими, сузакскими, алайскими, туркестанскими, риштанскими, исфаринскими, ханабадскими и сумсарскими слоями.

Бухарские слои сложены светло-серыми известняками с прослоями красно-бурых глинистых песчаников, белого ангидрита, серого доломита и зеленой плотной глины. Мощность 70 м.

Сузакские слои по составу слагаемых пород подразделяются на три пачки, представленные: глиной зеленой, плотной, мощностью 10—20 м; известняком желтовато-серым, доломитизированным с прослоями песчанистого кавернозного доломита и песчаника (эта пачка выделяется как горизонт IX мощностью 15—20 м); глинистым песчаником на других площадях, замещающимся карбонатными породами.

В кровле алайских слоев залегают известняки (горизонт VII) с прослоями зеленых и коричневых глин мощностью 25—40 м. Нижняя часть слоев сложена коричневыми глинами, плотными, песчанистыми. Мощность нижней части 20—30 м. Общая мощность 50—70 м.

Туркестанские слои представлены тремя пачками: глиной зеленой, известковистой; известняком светло-серым, плотным с прослоями зеленых глин (горизонт V) и глиной зеленой, плотной с прослоями зеленого мергеля. Мощность 16—26 м.

Ханабадские, исфаринские и риштанские слои в промысловой практике рассматриваются как единый литологический комплекс, представленный зелеными глинами. В подошве толщи выделяется горизонт мощностью 14—16 м, сложенный песчаником зеленовато-серым с прослоями известковистых глин. Общая мощность 65—95 м.

Сумсарские слои представлены малиновыми глинами, местами песчанистыми. В кровле выделяется глинистый песчаник (горизонт III). Общая мощность сумсарских слоев 80—110 м.

Палеогеновые отложения перекрываются мощным чехлом неогеновых континентальных образований — моласс, которые представлены чередованием глин, песчаников и конгломератов и делятся на два яруса — массагетский и бактрийский. Общая мощность неогеновых отложений составляет в среднем 2000 м.

В тектоническом отношении Избаскентская антиклиналь (Майлису-V) входит в майлисуйскую группу складок. По поверхностным данным она прослеживается на расстояние 30—35 км, ширина ее достигает 6—7 км. Ось складки вытянута в широтном направлении. Длина складки по палеогену составляет 10 км, ширина 1,5 км.

Складка представляет собой брахиантиклиналь, углы падения северного крыла 30—35, южного 15—18°. Структура осложнена тремя основными нарушениями взбросового характера широтного простирания. В центральной части структуры нарушения проходят по своду, к востоку расходятся. Плоскости их имеют южное падение, амплитуда составляет 20—25 м. В западной части складки встречено нарушение с амплитудой 120 м. Кроме основных нарушений, выявлен целый ряд локальных, образующих небольшие блоки. Установлено, что почти все нарушения затухают в глинистых отложениях сузакских слоев, не затрагивая горизонты IX и X.

К востоку и западу от центрального поднятия гипсометрически ниже его расположены два обособленных поднятия. Западное поднятие выше восточного на 40 и ниже центрального на 45 м (рис. 90).

Промышленно нефтеносными являются горизонты III, V, VII, IX палеогеновых отложений, газоносен горизонт XIII верхнего мела. Залежи пластовые, сводовые, осложненные тектоническими нарушениями.

Горизонт III представлен мелкозернистыми известковистыми песчаниками с прослоями малиновых глин. Литология горизонта по площади не выдержана, песчаные пропластки местами замещаются

поиски на всех трех поднятиях, но в пределах контура нефтеносности встречаются обводненные поля, связанные с тектоническими нарушениями. Начальный контур нефтеносности центрального поднятия имел отметку —1460 м. На западном поднятии отметка контура нефтеносности —1410, на восточном по южному крылу —1480 м, с севера залежь ограничивается нарушением.

Нефть горизонта V плотностью $0,864 \text{ г/см}^3$ содержит (в %): акцизных смол до 35, парафина 6, серы 0,33, легких фракций 40—50. Растворенный в нефти газ состоит (в %): CH_4 — 50, более тяжелые углеводороды 48,8, CO_2 — 12,6.

Горизонт VII сложен массивными известняками с прослоями глин зеленого цвета и песчаников. Общая мощность 30, эффективная — 8 м. Средняя глубина залегания горизонта 2320 м. Дебит нефти изменялся от 1 до 150 *т/сутки*. Начальное пластовое давление 300 ат.

Размер залежи центрального поднятия $4 \times 0,8 \text{ км}$. Контур нефтеносности совпадает с изогипсой —1480 м. Этаж нефтеносности 140 м. Размер залежи западного поднятия $1,5 \times 0,5 \text{ км}$, отметка контура нефтегазоносности —1430 м, высота залежи 30 м. Залежь нефти на восточном поднятии отсутствует. Нефти так же, как и в нижележащем горизонте IX, аналогичны нефтям горизонта V.

Горизонт IX представлен известняками сильно доломитизированными, перекристаллизованными, пористыми. Мощность горизонта 15, эффективная — 8 м. Горизонт характеризуется однородностью литологического состава. Средняя пористость 18%. Проницаемость по промысловым данным составляет в среднем 410 *мд*. Средняя глубина залегания горизонта IX 2400 м. Начальный дебит нефти 40—180 *т/сутки* фонтанным способом. Начальное пластовое давление 350 ат. Нефтеносными являются центральное и западное поднятия, которые имеют единый контур, расположенный на отметке —1520 м. Длина залежи 6,8 км, ширина 0,9 км, этаж нефтеносности 100 м.

Горизонт XIII выделяется в разрезе меловых отложений в средней части пестроцветной свиты и представлен буровато-красными среднезернистыми сцементированными песчаниками. Общая мощность горизонта 60, эффективная — 15 м.

Полная пористость колеблется в пределах 23,7 — 25%, эффективная — 20%, газопроницаемость 310—3360 *мд*, газонасыщенность 0,82. Средняя глубина залегания горизонта 2550 м. Начальный свободный дебит газа 0,5—1,0 млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$. Начальное пластовое давление 280 ат. Размеры залежи небольшие — длина 2 км, ширина 0,5 км.

Контур газоносности имеет отметку —1640 м, высота залежи 30 м. Залежь сводовая, неполного контура.

Газ характеризуется исключительным преобладанием метана — 86,7%, неуглеводородные компоненты практически отсутствуют. Плотность газа 0,621.

Пластовые воды палеогеновых отложений принадлежат к хлор-кальциевому типу. В солевом составе преобладают хлориды натрия. Степень изменения минерализации невелика.

Воды меловых отложений горизонта XIII отличаются значительно меньшей минерализацией. Средние значения общей минерализации по горизонтам следующие.

Горизонты	III	V	VII	IX	XIII
Средняя минерализация, г/л	71,0	64,0	69,0	83,0	38,8

Перспективы месторождения Избаскент связаны с разведкой меловых и юрских отложений в центральном и западном поднятиях.

По аналогии с соседним месторождением Майлису-IV в указанном комплексе могут быть выявлены высокопродуктивные залежи газа. Глубина до поверхности палеозойского фундамента оценивается в 4000 м.

Нефтяное месторождение Восточный Избаскент

Нефтяное месторождение Восточный Избаскент расположено в 3 км к северо-востоку от месторождения Избаскент.

Структура Восточный Избаскент как самостоятельная антиклинальная складка была выявлена в процессе глубокой разведки Избаскентской антиклинали. Поисково-разведочные работы на месторождении производятся с 1951 г. Открывательницей месторождения явилась скв. 27, давшая в 1956 г. фонтан нефти из горизонта V туркестанских слоев со свободным дебитом 70 т/сутки. В этом же году начата промышленная разработка. Разведка меловых отложений началась в 1957 г. При опробовании горизонтов мела XIX, XVIII, XVI, XV, XIV, XII получены отрицательные результаты.

В геологическом строении месторождения принимают участие меловые, палеогеновые, неогеновые отложения. Разрез аналогичен разрезу месторождения Избаскент.

Складка Восточный Избаскент представляет собой широкую террасообразную структуру. Южное крыло складки пологое и длинное, с углами падения 5—7°; в южном направлении крыло становится более крутым, переходя во флексуру. Северное крыло складки короткое и пологое, углы падения 1—2°. Амплитуда складки 10—20 м. Длина в пределах контура нефтеносности по горизонту III составляет 10 км, ширина 3,5 км.

В северо-восточной части складки по палеогеновым отложениям прослеживается нарушение сбросового типа амплитудой 70 м. Нарушение имеет широкое простирание (рис. 91).

На месторождении Восточный Избаскент выявлено три залежи нефти в горизонтах III, V и VII палеогеновых отложений.

Горизонт III залегает в сумсарских слоях. Представлен песчаниками разнородными, серыми, коричнево-серыми, бурыми, часто глинистыми с прослоями малиновой глины. Общая мощность горизонта 22 м, средняя эффективная мощность 6,4 м, эффективная пористость 12,5%. Проницаемость пласта низкая и колеблется в пределах 0—50 мд. Средняя глубина залегания горизонта 1880 м. Начальный дебит нефти по скважинам колеблется в пределах 0,2—20 м³/сутки. Начальное пластовое давление 240 ат. В северной части площади за пределами синклинали прогиба залежь литологически экранится. С запада и востока она не оконтурена. Контур нефтеносности на южном крыле проходит по отметке —1020 м. В северной части площади граница проводится условно по отметке —800 м. Этаж нефтеносности 220 м. Залежь пластовая, литологически экранированная.

Горизонт V приурочен к туркестанским слоям. Он выражен известняком серым, серо-зеленым, крепким, трещиноватым. Общая мощность горизонта 13, эффективная — 4 м. Проницаемость по промысловым данным 10—60 мд. Средняя глубина залегания горизонта 1990 м. Начальный дебит скважин 2—40 м³/сутки. Начальное пластовое давление 250 ат. Залежь нефти приурочена к сводовой части складки, имеет небольшие размеры. Она характеризуется водонапорным режимом с незначительной активностью контурных пород. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт VII залегает в верхней части алайских слоев. Представлен известняками серыми, крепкими, трещиноватыми. Горизонт делится глинистым прослоем на два пропластка VII-а и VII-б. Общая мощность горизонта 30 м. Нефтенасыщена только верхняя часть (VII-а). Эффективная мощность 5,0 м, эффективная пористость 12%, проницаемость по промысловым данным 5—40 мд. Средняя глубина залегания горизонта 1950 м. Начальное пластовое давление 250 ат. Залежь сводовая, неполного контура.

Размер залежи 1,3 × 0,8 км. Она занимает сводовую часть складки и снизу подстилается водой. Контур нефтеносности имеет отметку —968 м, этаж нефтеносности 4 м.

Нефти продуктивных горизонтов характеризуются значительным содержанием асфальтеново-смолистых веществ, они малосернистые, парафинистые. Плотность нефти с глубиной уменьшается от 0,873 в горизонте III до 0,862 г/см³ в горизонте VII. Характеристики нефтей приводятся в табл. 28.

В пластовых условиях нефти имеют следующую характеристику: горизонт III — давление насыщения 61,2 ат, плотность 0,758 г/см³, газовый фактор 67,7 м³/т; горизонт V — давление насыщения 61,5 ат, плотность 0,778 г/см³, газовый фактор 53,9 м³/т.

Растворенный в нефти газ по своим свойствам аналогичен газам месторождения Избаскент, он содержит (в %): метана 50, более тяжелых углеводородов 48, 2% приходится на неуглеводородную часть.

Пластовые воды палеогеновых отложений относятся к хлоркальциевому типу. В солевом составе преобладают хлориды натрия

Горизонт	Плотность, г/см ³	Вязкость	Содержание, %					Выход фракций, %		
			серы	асфаль- тенов	акцизных смол	конса	зола	до 100° С	до 200° С	до 300° С
III	0,873	14,3	0,34	1,25	62	5,6	0,03	3,6	19	37,2
V	0,869	9,1	0,27	1,6	44,5	4,97	0,25	3,7	20	38,8
VII	0,862	8,4	0,25	0,8	50,0	4,93	0,08	3,9	22	39,5

Количество хлорида натрия составляет 70—83, кальция и магния — 4—15 мг-экв. Степень изменения минерализации вод по площади незначительна.

Среднее значение общей минерализации по горизонтам следующее.

Горизонт	III	V	VII
Средняя минерализация, г/л	38,4	61,8	64,9

Перспективы месторождения связаны с возможностью обнаружения литологически экранированной залежи нефти в горизонте IX восточной части площади, где в последнее время из разведочной скважины получен небольшой приток нефти. Кроме того, залежи нефти типа литологически экранированных могут быть обнаружены и в меловых отложениях, где из горизонта XVI верхнего мела в разведочной скв. 131 был получен незначительный приток нефти.

Нефтяное месторождение Кушан

Месторождение расположено на территории Андижанской области, в 17 км к северо-востоку от г. Наманган.

Кушанская структура была выявлена в результате сейсмических исследований в 1958 г. В 1962 г. при испытании интервала 3675—3673 м в разведочной скв. 5 был получен приток нефти из горизонта V туркестанских слоев палеогена.

Вскрытый разрез месторождения слагают породы четвертичного, неогенового и палеогенового возрастов. Разрез аналогичен разрезу Избаскентского месторождения.

В тектоническом отношении Кушанская структура по отражающему горизонту в палеогене представляет собой брахиантиклинальную складку меридионального простирания длиной 5 км, шириной 2 км, амплитудой порядка 120 м. Углы падения пород на восточном крыле 8, на западном 9, на периклиналях 4° (рис. 92).

Продуктивным на месторождении является горизонт V туркестанских слоев, представленный известняками. Общая мощность горизонта 15 м. Глубина залегания продуктивной части 3680 м. Дебит нефти 12—15 т/сутки при 4-мм штуцере.

Плотность нефти 0,8657 г/см³, содержание (в %): серы 0,902, асфальтенов 1,85, акцизных смол 2,6, силикагелевых смол 10,9, парафина без деструкций 5,08. До 100° выкипает 6%, до 200° — 23%, до 315° — 47%.

В конце октября 1964 г. при опробовании этого горизонта в скв. 8 получен приток нефти дебитом 220 т/сутки при 6-мм штуцере.

При испытании горизонтов VII и VIII был получен приток воды с пленкой нефти.

Разведка месторождения продолжается.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

В первый период развития нефтедобычи в Фергане залежи нефти и газа были установлены только в палеогеновых отложениях. В настоящее время выявлены залежи газа в породах юрского и мелового возраста, а также промышленные скопления нефти в континентальных неогеновых образованиях.

Запасы большинства месторождений Ферганской области невелики. Наиболее крупными нефтяными месторождениями являются Избаскентское, Восточно-Избаскентское, Западно-Шалванташское и

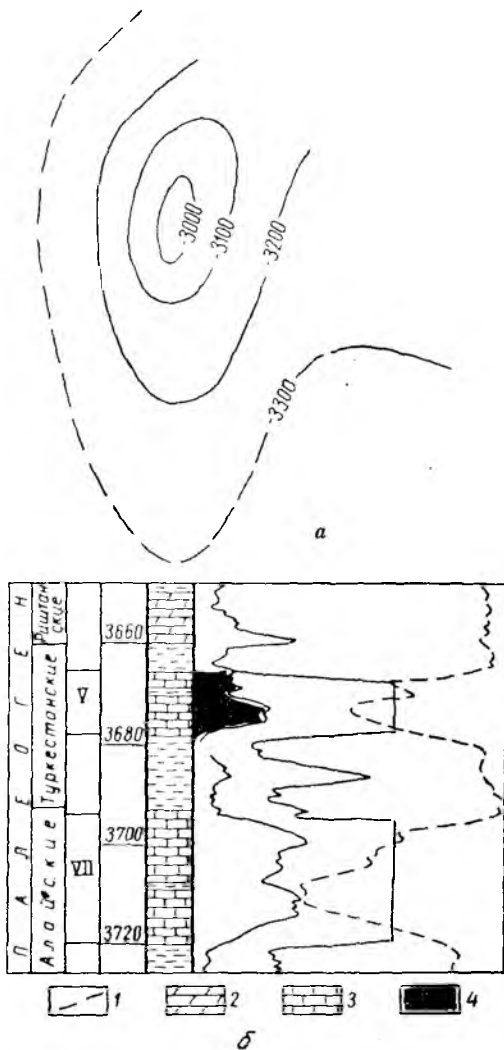


Рис. 92. Кушанское нефтяное месторождение. (По материалам объединения Ферганапетнегаз, 1964 г.)

а — структурная карта по кровле горизонта V туркестанских слоев; б — сводный разрез продуктивной части месторождения; 1 — глины; 2 — мергели; 3 — известняки; 4 — нефть.

Южно-Аламышкское. Максимальные запасы газа сосредоточены в месторождениях Майлису-IV, Северный Сох и Шарихан-Ходжиабад. Распределение запасов показано на рис. 93.

Запасы промышленных категорий Ферганской нефтегазоносной области по газу составляют 3,0% от соответствующих запасов по всем

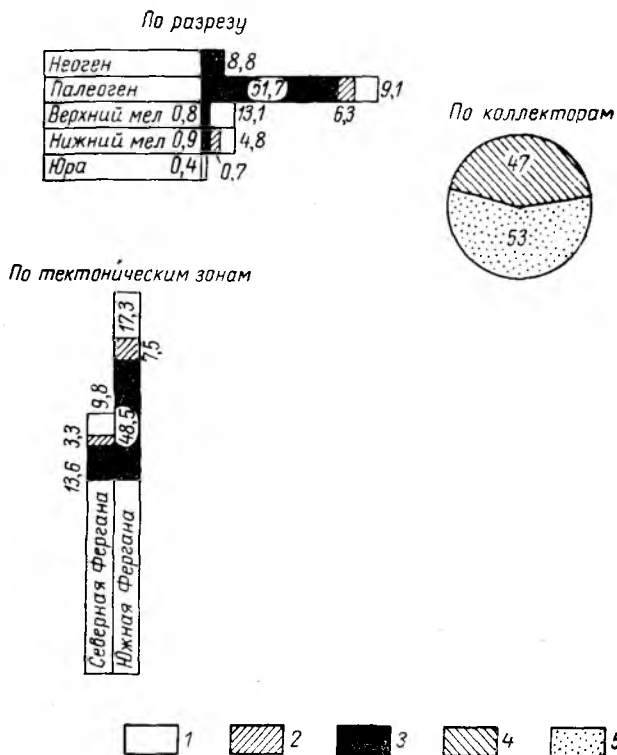


Рис. 93. Характеристика промышленных запасов нефти и газа Ферганской нефтегазоносной области на 1 января 1964 г. (в %).

1 — запасы свободного газа; 2 — запасы растворенного газа; 3 — запасы нефти; 4 — известковые коллектора; 5 — песчаные коллектора.

республикам Средней Азии. В 1963 г. в Ферганской нефтегазоносной области добыча нефти составляла 19 и газа 16% по отношению к общей добыче всех республик Средней Азии.

В дальнейшем, в связи с планируемым значительным увеличением добычи нефти и газа в основных нефтегазодобывающих районах Средней Азии роль ферганских месторождений еще более снизится. Однако, учитывая геологические предпосылки, высокое качество добываемых нефтей, наличие благоустроенных промысловых баз и центров нефтепереработки, благоприятные условия освоения новых

площадей, следует отметить, что перспективы Ферганской нефтегазоносной области далеко не исчерпаны.

Получение промышленных притоков нефти из палеогеновых отложений на площадях Рават и Кушан расширяет перспективы открытия залежей нефти в этих отложениях и на других неразведанных структурах западной части южного борта и северо-западного борта Ферганы.

Промышленная нефтегазоносность молассовых образований (пласт I бактрийского яруса) впервые установлена в 1956 г. на месторождении Южный Аламышик. В последующие годы залежи нефти в пласте I установлены на Андижане, Шарихан-Ходжибаде, Бостоне и Палванташе. В настоящее время в Андижанской группе месторождений 45% всей нефти добывается из отложений неогена. В связи с этим вполне обоснованы поиски неогеновых залежей и на других месторождениях Ферганы, особенно в ее восточной части.

Большой интерес представляют поиски и разведка погребенных поднятий в приадырной, центральной и северной зонах Ферганской впадины. Однако разведка указанных складок связана с бурением скважин глубиной порядка 4—7 км.

Представляет интерес разведка меловых и юрских отложений на поднятиях, расположенных между обрамлением впадины и адырной зоной, где глубины скважин будут небольшими, порядка 1—2 тыс. м.

Наконец, большое практическое значение имеют поиски литологически и стратиграфически экранированных залежей в зонах выклинивания отдельных горизонтов в прибортовых частях Ферганской впадины.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕЙ АЗИИ И НАПРАВЛЕНИЕ ДАЛЬНЕЙШИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Среднеазиатские республики и прилегающие районы Казахстана (Южный Мангышлак и Устюрт) по потенциальным ресурсам нефти и газа представляют один из богатейших регионов нашей страны. Уже в настоящее время на этой территории открыто 72 нефтяных, газонефтяных и газовых месторождения (включая месторождение Жетыбай и Узень). Кроме того, во второй половине 1964 г. установлены промышленные притоки газа на площадях Кульбешкак (Западный Узбекистан), Майская, Кабаклы (Восточная Туркмения), Тенгинская (Южный Мангышлак) и нефти — Кызыл-Алма (Северо-Восточная Фергана — Киргизская ССР).

Распределение месторождений по основным геотектоническим элементам приведено в табл. 29.

Таблица 29

Структурный элемент	Месторождения		
	нефтяные	газовые	газо- нефтяные
I. Южно-Каспийская впадина (Турк- менская часть)	5	—	3 *
II. Эпигерцинская платформа:	3	17	11
Амударьинская впадина	1	12	11
Байрамалийский вал	—	1	—
Рецетек-Келифская зона подня- тий	—	1	—
Кушкинская зона поднятий	—	2	—
Центрально-Каракумский свод	—	1	—
Южно-Мангышлакский прогиб	2	—	—
III. Эпиplatformенная орогениче- ская область:	21	5	7
Ферганская впадина	16	1	7
Таджикская депрессия	5	3	—
юго-западные отроги Гиссара	—	1	—

* Месторождение Кызыл-Кум — газоконденсатное.

Нефтяные и газовые залежи приурочены к юрским, меловым, палеогеновым и неогеновым отложениям. Их распределение по стратиграфическим комплексам показано в табл. 30.

Таблица 30

Стратиграфический комплекс	Залежи (месторождений)			Итого залежей
	нефтяные	газовые	газо-нефтяные	
I. Юрский:	15 (6)	23 (16)	1 (1)	39
нижне-среднеюрский	11 (3)	7 (5)	1 (1)	
верхнеюрский	4 (4)	16 (15)	9 (8)	
II. Меловой:	2 (1)	78 (27)	7 (5)	87
нижнемеловой	—	56 (24)	6 (4)	
верхнемеловой	2 (1)	22 (11)	1 (1)	
III. Палеогеновый	62 (22)	10 (6)	7 (4)	79
IV. Неогеновый:	59 (11)	13 (4)	4 (1)	70
бактрийский + массагетский ярусы	5 (4)	—	—	
красноцветная толща	27 (7)	9 (2)	2 (1)	
акчагыл	15 (3)	3 (1)	1 (1)	
ашшерон	12 (3)	1 (1)	1 (1)	

Среди выявленных нефтяных и газовых месторождений имеются месторождения с большими запасами. К ним относятся: Жетыбайское и Узеньское нефтяные месторождения на Южном Мангышлаке, Газлинское газовое месторождение — наиболее крупное в Советском Союзе, в Западном Узбекистане, Ленинское (Котур-Тепе) нефтяное месторождение в Западной Туркмении, Учкырское, Уртабулакское газовые месторождения в Западном Узбекистане, Байрамалийское и Зеаглидарвазинское газовые месторождения в Восточной и Центральной Туркмении.

Открытие Ленинского (Котур-Тепе) месторождения позволило значительно увеличить добычу нефти в Туркменской ССР и по существу дать принципиально новую оценку перспектив нефтегазоносности Западной Туркмении как в пределах суши, так и для прилегающей акватории Каспийского моря.

Крупным открытием в Средней Азии и прилегающих районах Казахстана является установление промышленной нефтегазоносности мезозойского комплекса. К настоящему времени в юрских отложениях уже выявлено 39 залежей, в меловых — 87. Промышленная нефтегазоносность мезозойского комплекса по рассматриваемой территории имеет региональное распространение.

Нефтегазоносность юрских отложений установлена в Ферганской впадине, Таджикской депрессии, юго-западных отрогах Гиссара, на обширной территории эпигерцинской платформы Средней Азии — в Амударьинской, Мургабской, Южно-Мангышлакско-Устюртской нефтегазоносных областях.

Продуктивные горизонты в юрских отложениях приурочены к терригенной толще нижней и средней юры (Бухарская ступень Аму-

дарьинской впадины, Южно-Мангышлакский прогиб), карбонатной и терригенной толщам верхней юры (Южно-Мангышлакский прогиб, Амударьинская впадина, Кушкинская зона поднятий, юго-западные отроги Гиссара, Таджикская депрессия и Ферганская впадина). К юрским отложениям приурочены многопластовые залежи нефти на месторождениях Южно-Мангышлакского прогиба и газа с большими запасами на Чарджоуской ступени Амударьинской впадины и в юго-западных отрогах Гиссара.

Геологоразведочными работами установлены интенсивные нефтегазопроявления из юрских отложений на северном борту Ассаке-Ауданского прогиба (Шахпахты), в восточной прибортовой зоне Барсагельмесского прогиба (Аламбек), в Мары-Байраматийском районе (Шарапли, Кели, Майская). Приток газа получен в Таджикской депрессии из верхнеюрских отложений на Андыгенской площади. Региональная газоносность юрского комплекса установлена в Ферганской впадине, а в конце 1964 г. получен фонтанный приток нефти из этих отложений на площади Кызыл-Алма в северо-восточной части Ферганской впадины на территории Киргизской ССР.

Регионально нефтегазоносны в Средней Азии также меловые отложения. Особый интерес в этом отношении представляет обширная территория эпигерцинской платформы, где крупные газовые месторождения в меловых отложениях открыты в Амударьинской впадине, в Байрамалийском районе и в Центральных Каракумах. Нефтегазоносность мелового комплекса установлена в Кушкинской зоне поднятий на крайнем юге Туркменской ССР, в северной части Таджикской депрессии, в Ферганской впадине, в северной части Южно-Мангышлакского прогиба. Ряд открытых месторождений является многопластовыми с высокой продуктивностью скважин.

Наличие нефтяных и газовых месторождений в мезозойском комплексе в различных геотектонических условиях Средней Азии и прилегающих районов Казахстана, многочисленные нефтегазопоявления, благоприятные геологические условия (наличие крупных структур, коллекторских толщ и покрышек в разрезе мезозоя, большие мощности осадков этого возраста, связанные со значительным прогибанием отдельных частей территории), соответствующие фациальные условия — позволяют высоко оценивать перспективы нефтегазоносности мезозойского комплекса Средней Азии и прилегающих районов Западного Казахстана. С этим комплексом связаны основные прогнозные запасы газа и нефти на описываемой территории.

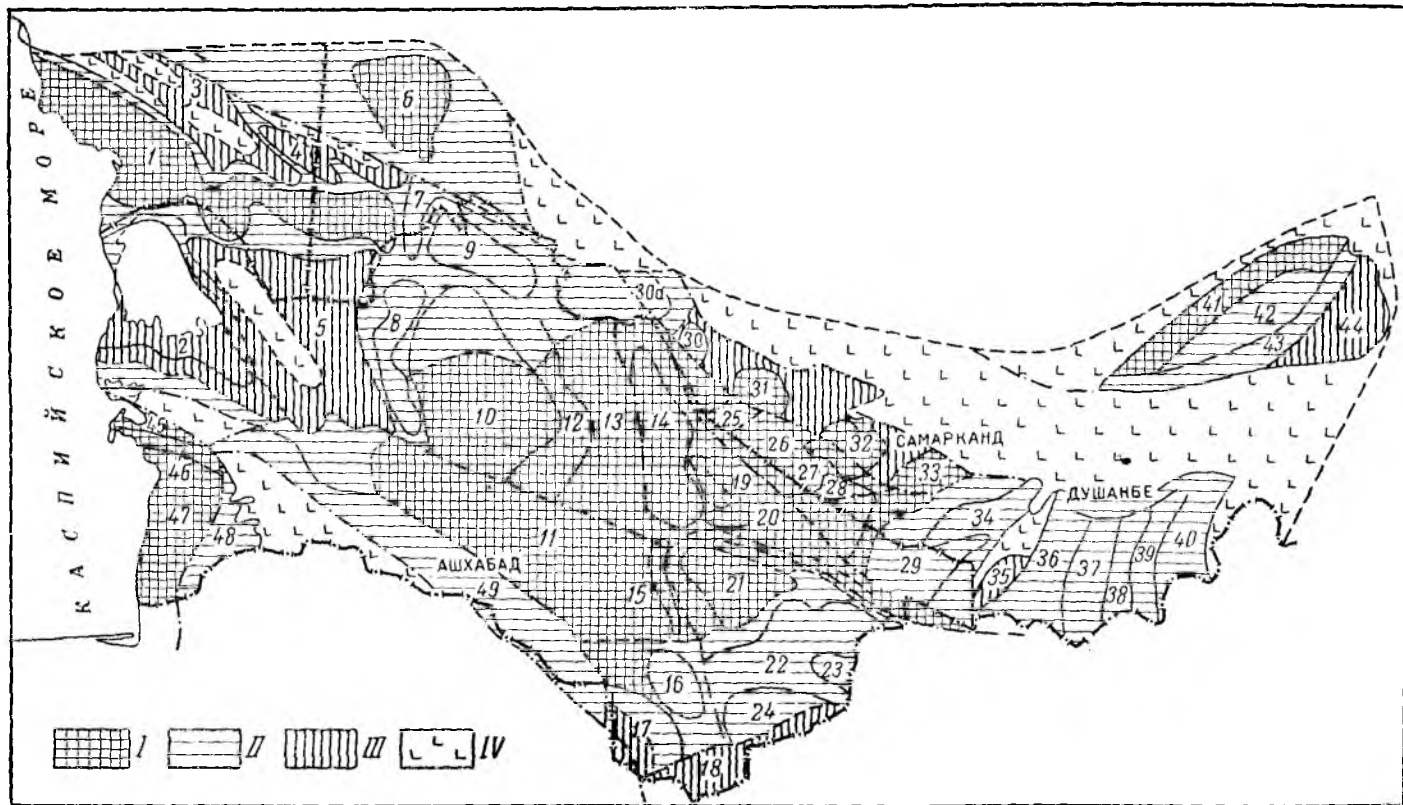
Отложения палеогена, широко развитые на территории Средней Азии, нефтегазоносны в Ферганской впадине и Таджикской депрессии. С этим комплексом связано 79 залежей, в том числе 62 нефтяных, 10 газовых и 7 газонефтяных. В 1964 г. в северной части Ферганской впадины в Наманганском районе на Кушанской площади был получен высокодебитный приток нефти (суточный дебит до 200 т) из палеогеновых отложений. Основные перспективы нефтегазоносности рассматриваемого комплекса Ферганской впадины связаны с разведкой глубокопогруженных структур в северной и централь-

ной зонах. Учитывая их крупные размеры, можно рассчитывать на открытие нефтяных и газовых месторождений со значительными запасами. Палеогеновые отложения перспективны также в Таджикской депрессии, где в настоящее время выявлено значительное количество нефтяных и газовых месторождений. Однако вновь открытые месторождения, очевидно, будут иметь небольшие запасы.

В 1964 г. были получены промышленные притоки газа из эоценовых отложений на северном Устюрте. В процессе бурения были выявлены слабые газопроявления в Предкопетдагском прогибе на Изгантской площади. Имеющиеся материалы позволяют считать перспективными для поисков залежей газа и нефти районы Северо-Устюртской впадины, Предкопетдагского прогиба и погруженных частей Мургабской впадины, где в разрезе палеогеновых отложений имеются коллектора, перекрытые глинистыми толщами. Следует подчеркнуть, что перспективы нефтегазосности палеогенового комплекса в пределах эпигерцинской платформы Средней Азии ограничены и значительно ниже, чем в мезозойских отложениях.

Промышленная нефтегазосность неогеновых отложений установлена в юго-западной части Туркменской ССР и в Ферганской впадине. В Ферганской впадине залежи нефти вторичного характера выявлены в бактрийских отложениях. Основные перспективы нефтегазосности неогеновых отложений связаны с огромным нефтегазосным бассейном — Южно-Каспийской впадиной, восточная часть которой расположена в пределах Туркменской ССР на суше и в акватории Каспийского моря. В настоящее время эта территория является основным нефтедобывающим районом Средней Азии, а перспективы ее дальнейшего развития весьма значительны. В неогеновых отложениях Западно-Туркменской нефтегазосной области в настоящее время выявлено 54 нефтяных, 13 газовых и 4 газонефтяные залежи. Нефтегазосность приурочена к красноцветной толще среднего плиоцена, ачкагыльскому и апшеронскому ярусам верхнего плиоцена. Продуктивными оказались и отложения, подстилающие красноцветную толщу и предположительно отнесенные к палеоцену. Выявленные нефтяные месторождения являются многопластовыми, содержат высокопродуктивные залежи. Подробная характеристика нефтегазосности неогеновых отложений Западной Туркмении дана при описании этой территории.

Рассматривая относительные перспективы нефтегазосности различных стратиграфических комплексов Средней Азии и прилегающих районов Казахстана, следует считать наиболее перспективным мезозойский комплекс, содержащий максимальные потенциальные ресурсы газа и нефти. Большое значение имеет также нефтегазосность неогенового комплекса в пределах юго-западной части Туркменской ССР и акватории Каспийского моря. Вследствие особо благоприятных геологических условий на этой территории в плиоценовом комплексе, а также в подстилающих отложениях могут быть открыты новые крупные нефтяные и газонефтяные месторождения.



Более ограничены в Средней Азии перспективы нефтегазоносности палеогенового комплекса, однако в Ферганской впадине они значительны. В погруженных структурах северной и центральной зон этой впадины можно рассчитывать на открытие новых нефтяных месторождений.

На карте (рис. 94) показаны перспективы нефтегазоносности Средней Азии и прилегающих районов Казахстана.

Рассмотрим основные направления геологоразведочных работ на ближайшие годы по нефтегазоносным областям.

Западно-Туркменская нефтегазоносная область

Необходимо проведение разведочных работ на структурах Прибалханской и Гограньдаг-Окаремской зон поднятий с целью выявления новых залежей нефти и газа.

На структурах Прибалханской зоны большой интерес для разведки представляют отложения, подстилающие красноцветную толщу. Однако, учитывая, что красноцветные отложения, по-видимому, с размывом залегают на различных горизонтах (от понтических до палеогеновых, а возможно, и более древних), можно предполагать, что структурный план подстилающего комплекса будет отличаться от строения по горизонтам в средне- и верхнеплиоценовых отложениях. В связи с этим важное значение приобретает разработка методики сейсмических исследований для картирования нижних стратиграфических комплексов.

Большие возможности открытия новых крупных нефтяных месторождений связаны с разведкой морских площадей, в первую очередь на продолжении Прибалханской зоны — Губкинской, Ждаювской, ЛАМ (Лаборатория аэрометодов) и других.

Важное значение имеет разведка нефтегазоносности зон выклинивания красноцветных отложений в восточном направлении, в

Рис. 94. Карта перспектив нефтегазоносности Средней Азии (1964 г.)

I — высокоперспективные территории; II — перспективные территории; III — малоперспективные территории; IV — бесперспективные территории.

Основные структурные элементы. Эпигерцинская платформа. 1 — Южно-Мангышлакско-Устьюртская впадина; 2 — Карабогазский свод; 3 — Мангышлакская зона поднятия; 4 — Центрально-Устьюртская зона поднятия; 5 — Туаркырская зона поднятия; 6 — Барсагельмеский прогиб; 7 — Шорджа-Айбугирский выступ; 8 — Верхнеузбойский прогиб; 9 — Дарьялык-Дауданский прогиб; 10 — Центрально-Каракумский свод; 11 — Южный склон платформы; 12 — Беурдешийская ступень; 13 — Хивинская ступень; 14 — Зангузский прогиб; 15 — Байрамалийский вал; 16 — Северо-Бадахызский прогиб; 17 — Бадахызский выступ; 18 — Каламторский прогиб; 19 — Багаджинский вал; 20 — Малайский вал; 21 — Учаджинский выступ; 22 — Северо-Карабильский прогиб; 23 — Андхойский вал; 24 — Карабильская зона поднятия; 25 — Гургуртинский вал; 26 — Каракумский прогиб; 27 — Испанлы-Чандырский выступ; 28 — Денгизкульский вал; 29 — Бешкентский прогиб; 30 — Мешектинский выступ; 31 — Янгиказганский выступ; 32 — Карапский выступ; 33 — Мубарекский выступ. Эпи платформенная орогеническая область. Зеравшано-Гиссарская мегантиклиналь; 34 — Мегантиклиналь юго-западных отрогов Гиссара; 35 — Байсунийский прогиб. Таджикская впадина; 36 — Сурхандарьинская мегасинклиналь; 37 — Кафирниганская мегантиклиналь; 38 — Вахшская мегасинклиналь; 39 — Оби-Германская мегантиклиналь; 40 — Кулабакая мегасинклиналь; Ферганская впадина; 41 — Северная зона; 42 — Центральная зона; 43 — Южная зона; 44 — Курашакская зона. Геосинклинальная область. Южно-Каспийская впадина; 45 — Кусарско-Келькорский прогиб; 46 — Прибалхано-Амшеронская зона поднятия; 47 — Гограньдаг-Окаремская зона поднятия; 48 — Алмади-Месаррианская зона поднятия.

сторону Аладаг-Мессарианской группы складок, и в северном направлении, к Большому Балхану и Куба-Дагу. С этой целью необходимо провести специальные сейсмические исследования в сочетании с параметрическим бурением по определенным профилям.

Западно-Туркменская нефтегазоносная область в настоящее время является основным нефтедобывающим районом Средней Азии и это ее значение сохранится в ближайшие годы. Имеются все основания предполагать открытие на этой территории также газовых месторождений, так как уже в настоящее время здесь выявлено 13 газовых и 4 газонефтяные залежи, в том числе газоконденсатное месторождение Кызыл-Кум.

Амударьинская нефтегазоносная область

Основной задачей является разведка газоносности подсолевых юрских отложений в пределах Чарджоуской ступени, Бешкентского и Заунгузского прогибов. В первую очередь разведочные работы должны быть направлены на поиски новых крупных месторождений газа, а возможно, и нефти в карбонатных отложениях келловей-оксфорда, промышленная газоносность которых уже доказана на ряде площадей. Одновременно необходимо дать оценку нефтегазоносности терригенного комплекса нижней и средней юры. С этими отложениями связаны нефтяные и газовые залежи на некоторых структурах Бухарской ступени (Каганский и Мубарекский выступы). Разведка нефтегазоносности юрских отложений связана со значительными трудностями, которые объясняются отсутствием надежной методики сейсмических работ для картирования структур в подсолевом комплексе.

Амударьинская нефтегазоносная область рассматривается как высокоперспективная территория в смысле нефтегазоносности. Здесь выявлены структуры крупных размеров (Гагаринская, Багаджинская, Уртабулакская и многие другие), благоприятные для скопления нефти и газа. Они приурочены к крупным зонам нефтегазонакопления — валам и выступам — Испанлы-Чандырскому, Денгизкульскому, Сундуклинскому, Чарджоускому, Кабаклинскому, Гугуртлинскому, Багаджинскому, Восточно-Унгузскому и другим. Эти структурные элементы представляют большой интерес для разведки мезозойских и прежде всего подсолевых юрских отложений. Они расположены в весьма благоприятных тектонических условиях и примыкают к значительным по размерам прогибам — Заунгузскому, Карабекаульскому, Каракульскому.

Мургабская нефтегазоносная область

Основные разведочные работы на ближайшие годы должны быть сосредоточены в северной части Мургабской нефтегазоносной области для поисков газовых, а возможно, и нефтяных залежей в меловых отложениях в пределах Байрамалийского вала, Учаджинского

и Марыйского выступов и западной части Ренетек-Келифской зоны поднятий. В этом районе уже открыты газовые месторождения Байрамалийское, Шараплинское и Майское, где продуктивными являются песчаники неокома. Перспективы нефтегазоносности связываются также с другими частями разреза мела.

Большой интерес представляет разведка нефтегазоносности подсолевых юрских отложений, которые залегают в этом районе на глубине порядка 4—4,5 тыс. м. Учитывая большие размеры структур рассматриваемого района и возможность открытия крупных нефтяных и газовых месторождений в юрских отложениях, дорогостоящие работы по бурению глубоких скважин следует считать экономически весьма эффективными.

Перспективы нефтегазоносности связываются также с Кушкинской зоной поднятий, где уже выявлено два газовых месторождения — Ислимское и Карачопское. Геолого-поисковыми работами в этих районах выявлено большое количество локальных структур, которые представляют интерес для разведки.

Крупными структурными элементами Мургабской нефтегазоносной области являются Бадхызский выступ, его склоны и Карабильская зона поднятий. Их глубинное геологическое строение изучено очень слабо, здесь необходима постановка региональных работ и в первую очередь параметрического бурения. Основной задачей этих исследований должно являться изучение разреза мезозойских отложений и выяснение характера выклинивания юрского комплекса. Со склонами названных структурных элементов могут быть связаны крупные нефтяные и газовые месторождения. Значительная часть Мургабской нефтегазоносной области занята Северо-Карабильским, Обручевским, Калаиморским и Северо-Бадхызским прогибами, глубинное строение которых изучено совершенно недостаточно. Региональными сейсмическими работами установлено глубокое залегание и большая мощность мезозойского комплекса. Эти районы, несомненно, представляют большой интерес для разведки. Однако в первую очередь здесь необходимо продолжить региональные и рекогносцировочные геофизические исследования в сочетании с параметрическим бурением с целью выявления благоприятных структур для последующей постановки на них поисковых работ.

Центрально - Каракумская нефтегазоносная область

Центрально-Каракумская нефтегазоносная область, так же как Мургабская и Амударьинская, имеет большое значение с точки зрения открытия новых крупных газовых, а возможно, и нефтяных месторождений в мезозойском комплексе. Помимо разведки выявленных структур в пределах Зеагли-Дарвазинского поднятия основной задачей геолого-поисковых и разведочных работ являются поиски благоприятных структур и постановка на них бурения на склонах Центрально-Каракумского свода, в первую очередь на южном и

восточном, а также на обширной территории южного склона эпигерцинской платформы. В этих районах отмечено увеличение мощности меловых отложений, в разрезе выделяется большое количество пачек несчаников, перекрытых глинами. По имеющимся геофизическим данным и материалам бурения здесь также значительно увеличивается мощность юрских отложений по сравнению с Зеагли-Дарвазинским выступом — наиболее приподнятой частью Центрально-Каракумского свода. Увеличение мощности происходит за счет появления более древних горизонтов юрских отложений, кроме того, за счет увеличения мощности отдельных пачек. В связи с этим на склонах свода помимо разведки нефтегазоносности меловых отложений большое значение приобретают поиски в юрских отложениях залежей нефти и газа не только структурного, но также литологического и стратиграфического типов.

На южном склоне платформы разведочные работы проводятся на Сансызской площади. Однако в целом эта территория изучена еще слабо, и главной задачей геофизических исследований, которые необходимо комплексировать с параметрическим бурением, являются поиски благоприятных структур для последующей их разведки.

Южный и восточный склоны Центрально-Каракумского свода, а также южный склон платформы весьма благоприятны для формирования крупных газовых, а возможно, и нефтяных месторождений. Это связано с тем, что они примыкают к областям глубоких прогибаний (Предкопетдагский и Заунгузский прогибы), которые могут рассматриваться как области нефтегазообразования. В течение мезозоя и кайнозоя сохранилась общая направленность тектонических движений, что обеспечивало хорошие условия для миграции углеводородов.

В ближайшие годы необходимо дать оценку перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений северного склона Центрально-Каракумского свода.

Южно - Мангышлакско - Устьюртская нефтегазоносная область

Геологопоисковые и разведочные работы на этой весьма перспективной территории необходимо продолжать, включая в поисковое бурение значительное количество площадей, расположенных в различных геотектонических условиях. Наибольшие перспективы связаны с Жетыбай-Узенской (Южный Мангышлак) и Шахпахтинской (Ассак-Ауданский прогиб) ступенями. Кроме того, весьма перспективны центральные и южные части Южно-Мангышлакского, Учкудукского и Ассак-Ауданского прогибов, а также структурные перегибы, разделяющие их. Имеющиеся данные, в частности, обнаружение газовых залежей на Тенгинской площади, расположенной южнее Узеньской, а также наличие газонефтяных залежей в ряде горизонтов в юрских отложениях на Жетыбайском месторождении, позволяют рассчитывать на открытие в Южно-Мангышлакском про-

гибе помимо крупных нефтяных месторождений типа Жетыбайского и Узеньского, месторождений со значительными запасами газа. Наименее изученными являются центральные наиболее погруженные части Южно-Мангышлакско-Устюртской впадины. Здесь необходима постановка параметрического бурения на большие глубины с целью изучения нефтегазоносности наиболее полного разреза юрских отложений.

Районы Северного Устюрта

В пределах Каракалпакской части Устюрта геологоразведочные работы должны быть сосредоточены в восточной прибортовой части Барсагельмеского прогиба с целью разведки нефтегазоносности юрских и нижнемеловых отложений на Аламбекской группе поднятий. Здесь в процессе бурения были получены интенсивные газопроявления из юрских отложений, в разрезе которых выявлены коллектора и покрышки. Повышенные газопроявления установлены также по газовому каротажу в нижнемеловом комплексе.

Крупным структурным элементом является Актумсукский выступ. Наибольшие перспективы здесь связаны с северной Касарминской зоной поднятий (площади Чурук и другие), более погруженной, чем центральная часть Актумсукского выступа. Касарминская зона примыкает к Северо-Устюртской впадине и располагается в ее южной приподнятой бортовой части, что повышает перспективы ее нефтяной газоносности, на основании имеющихся данных можно рассчитывать на открытие в районах Северного Устюрта (в пределах Каракалпакской АССР) в ближайшие годы газовых месторождений с крупными запасами, что особенно важно в связи с расположением здесь газопровода Бухара — Урал.

Юго-западные отроги Гиссарского хребта

Район рассматривается как высокоперспективный с точки зрения газоносности подсолевых юрских отложений. Крупное газовое месторождение, связанное с этими отложениями, открыто на площади Адамташ. Интенсивные газопроявления из надсолевых юрских отложений получены на площади Кокмияр.

Основной задачей разведочных работ в ближайшие годы является открытие новых газовых месторождений в юрских отложениях. Для этой цели район юго-западных отрогов Гиссарского хребта весьма благоприятен в связи с неглубоким залеганием возможно продуктивных горизонтов (до 2000—2500 м).

Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область

Основными задачами геолого-поисковых работ в этой области являются поиски залежей нефти и газа в мезозойском комплексе, а также в палеогеновых отложениях. С этой целью разведочные

работы должны проводиться в различных геотектонических условиях в Душанбинском прогибе, Вахшской и Сурхандарьинской мегасинклиналях, Кафирниганской и Обигармской мегантиклиналях.

Наиболее крупные по запасам месторождения, очевидно, будут связаны с подсолевыми юрскими отложениями. Однако строение этих отложений изучено совершенно недостаточно. Для решения этой задачи необходимо провести комплексные геофизические работы и параметрическое бурение. Главной целью этих исследований должно быть выявление и картирование структур в подсолевых юрских отложениях. Большие перспективы связаны также с разведкой меловых отложений. Залежи газа и нефти с относительно небольшими запасами могут быть выявлены также в палеогеновом комплексе.

Ферганская нефтегазоносная область

Основной задачей разведочных работ в этой области является выявление залежей нефти и газа на структурах северной зоны Ферганской впадины — Наманганской группе структур, площадях Чустцап, Сунетау и других. Возможно продуктивные горизонты залегают здесь на глубине около 4000 м и более. Тем не менее, крупные размеры складок и возможное наличие значительных запасов нефти и газа делают эффективным проведение разведочных работ. Об этом свидетельствует получение значительных притоков нефти (до 200 т/сутки) из палеогеновых отложений на Кушанской площади. Поиски новых месторождений и залежей газа, а возможно, и нефти в мезозойских отложениях следует проводить также на площадях, которые ранее разведывались на палеоген. Эти площади находятся в южной зоне Ферганской впадины и в северо-восточной ее части. О больших возможностях мезозойских отложений свидетельствует фонтанный приток нефти из юрских отложений на площади Кызыл-Алма.

В Средней Азии и прилегающих районах Казахстана необходимо продолжить комплексные региональные исследования малоизученных территорий. Эти работы имеют очень большое значение и их постановка полностью себя оправдала. Комплексные региональные исследования должны быть поставлены в первую очередь в районах южного склона платформы, в центральных частях Мургабской впадины, на Устюрте, в Заунгузском прогибе, в Таджикской депрессии и в Ферганской впадине.

Приведенные материалы показывают, что в ближайшие годы основные разведочные работы с целью поисков новых нефтяных и газовых месторождений должны быть поставлены в восточной (Туркменской) части Южно-Каспийской впадины и прилегающей акватории Каспийского моря, в Южно-Мангышлакско-Устюртской впадине, Барсагельмесском прогибе, Амударьинской впадине, Мары-Байрамалийском тектоническом районе, в юго-западных отрогах Гис-

сара, Таджикской депрессии и в северных районах Ферганской впадины.

В развитии нефтяной и газовой промышленности Средней Азии и прилегающих районов Западного Казахстана, особенно за последние семь лет, достигнуты значительные успехи. Однако потенциальные возможности рассматриваемой обширной территории с точки зрения открытия крупных нефтегазоносных областей, районов и месторождений настолько велики, что представляется вполне реальным создание уже в ближайшие годы новых мощных нефтегазодобывающих баз.

ЛИТЕРАТУРА

1. Акрамходжаев А. М. Литология нефтегазоносных меловых отложений Ферганской депрессии. Изд. АН Узб. ССР, 1960.
2. Алексейчик С. Н. Геологическое строение и нефтеносность полуострова Мангышлак. Труды ВНИГРИ, нов. сер., вып. 16. Гостоптехиздат, 1961.
3. Бабаев А. Г. Литология, палеогеография и нефтегазоносность меловых отложений Западного Узбекистана. Ин-т геологии АН Узб. ССР, 1959.
4. Бабаев А. Г., Лебзин Е. В., Симоненко А. Н., Кушниров И. В. Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область. Изд. АН Узб. ССР, 1963.
5. Бакиров А. А. О региональных геотектонических предпосылках для поисков новых крупных нефтегазоносных областей на территории Туркменской ССР. Задачи и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Средней Азии. Изд. АН Туркм. ССР, 1959.
6. Борисов А. А., Васильев В. Г. и др. Очерки геологического строения и нефтегазоносности Средней Азии. Гостоптехиздат, 1960.
7. Брод И. О. Материалы по геологии и нефтегазоносности Восточного Предкавказья. Гостоптехиздат, 1960.
8. Брод И. О., Злизина А. Г. Основные элементы области Северокаспийского прогибания в связи с перспективами нефтегазоносности Узени-Ичкинского кряжа. КЮГЭ сб. материалов, вып. 8. Гостоптехиздат, 1962.
9. Габрильян А. М. Литология, палеогеография и вопросы нефтеносности верхнемеловых и палеогеновых отложений Ферганской депрессии. Изд. АН Узб. ССР, 1958.
10. Габриэлянц Г. А., Дикенштейн Г. Х., Семенович В. В. Центральные Кара-Кумы — новая крупная газонефтеносная область Средней Азии. Сов. геология, № 9, 1960.
11. Годин Ю. Н. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Туркмении. Изд. АН Туркм. ССР, 1961.
12. Годин Ю. Н., Денисевич В. В. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Каракумской платформы Средней Азии. Межд. геол. конгр., XXI сер., пробл. 11. Региональные и структурные проблемы геологии нефти. Изд. АН СССР, 1960.
13. Дикенштейн Г. Х., Габриэлянц Г. А., Калугин П. И., Кравченко Н. Е., Семенович В. В., Смирнов Л. Н. Основные черты тектоники западных районов Средней Азии и дна Каспийского моря. Межд. геол. конгр. XXII. Изд. «Наука», 1964.
14. Дикенштейн Г. Х., Жукровский Л. Г. и др. Газлинское нефтяное месторождение. Гостоптехиздат, 1959.
15. Захаров С. А. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Таджикской депрессии. Вопросы тектоники нефтегазоносных областей. Изд. АН СССР, 1962.
16. Ильин В. Д. Стратиграфия верхнемеловых отложений Западного Узбекистана и сопредельных районов Туркмении. Труды ВНИГНИ, вып. 23. Гостоптехиздат, 1959.

17. К а л и н и н Н. А. Основные черты геологического строения и нефтегазоносности Западного Казахстана. Труды ВНИГГИ, вып. 213. Гостоптехиздат, 1963.

18. К о з л о в А. Л. Проблемы геохимии природных газов. Гостоптехиздат, 1950.

19. К о р д е н ш т е й н В. Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. Гостоптехиздат, 1963.

20. Л у п п о в Н. П. Геологическое строение и палеогеографические условия западной области Средней Азии. Изд. АН Туркм. ССР, 1959.

21. М а ш р ы к о в К. К. Юрские угленосные отложения Северо-Западной Туркмении и их положение в Крымо-Кавказо-Прикаспийской угленосной провинции. Изд. АН Туркм. ССР, 1958.

22. Н е в о л и н Н. В. Тектоника Западного Казахстана и перспективы его нефтегазоносности. Гостоптехиздат, 1961.

23. С и м а к о в С. Н., К л е й н б е р г В. Г. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность Ферганы. Гостоптехиздат, 1957.

24. С м и р н о в Л. Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Юго-Восточного Туркменистана. Изд. АН Туркм. ССР, 1959.

25. С т а р о б и н е ц И. С., С а г и д о в а Ф. З. Геохимия нефтей и газов Ферганской депрессии. Изд. АН Узб. ССР, 1963.

26. Тектоника и нефтегазоносность западных районов Средней Азии (под ред. Г. Х. Дикенштейна). Гостоптехиздат, 1963.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Введение	5
Характеристика структурных элементов Средней Азии и основные черты истории геологического развития	10
Характеристика основных структурных элементов	11
Платформенная область	12
Эпициклоформенная орогеническая область	17
Краевые прогибы	17
Альпийская геосинклинальная область	18
Основные этапы истории геологического развития в мезозое и кайнозое	19
Западно-Туркменская нефтегазоносная область	33
История изученности	34
Стратиграфическое расчленение разреза	34
Тектоника	39
Общие данные по нефтегазоносности	49
Характеристика месторождений	53
Месторождения Прибалхаской зоны	53
Нефтяное месторождение Челекен	53
Нефтяное месторождение Ленинское (Котуртепинское)	60
Нефтяное месторождение Барса-Гельмес	66
Нефтяное месторождение Небит-Даг	69
Нефтяное месторождение Кум-Даг	75
Газоконденсатное месторождение Кызыл-Кум	82
Месторождения Гограньдаг-Окаремской зоны	85
Газонефтяное месторождение Окарем	85
Газонефтяное месторождение Камышджа	89
Перспективы нефтегазоносности	91
Центрально-Каракумская нефтегазоносная область	93
История изученности	93
Стратиграфическое расчленение разреза	94
Тектоника	101
Общие данные по нефтегазоносности	107
Характеристика месторождений	108
Газовое месторождение Зеагли-Дарваза	108
Перспективы нефтегазоносности	114
Южно-Мангышлакско-Устюртская нефтегазоносная область	116
История изученности	117
Стратиграфическое расчленение разреза	120
Тектоника	131
Общие данные по нефтегазоносности	141
Характеристика месторождений	142

	Стр.
Газонефтяное месторождение Узень	142
Газонефтяное месторождение Жетыбай	148
Перспективы нефтегазоносности	153
Мургабская нефтегазоносная область	155
История изученности	155
Стратиграфическое расчленение разреза	157
Тектоника	157
Общие данные по нефтегазоносности	170
Характеристика месторождений	173
Газовое месторождение Байрам-Али	173
Газовое месторождение Карачоп	175
Газовое месторождение Ислим	178
Перспективы нефтегазоносности	181
Амударьинская (Бухаро-Хивинская) нефтегазоносная область	183
История изученности	184
Стратиграфическое расчленение разреза	185
Тектоника	185
Общие данные по нефтегазоносности	211
Характеристика месторождений	215
Месторождения Газлинского выступа	215
Газонефтяное месторождение Газли	215
Газовое месторождение Ташкудук	221
Месторождения Каганского выступа	224
Газонефтяное месторождение Караулбазар-Сарыташ	224
Газонефтяное месторождение Джаркак	230
Газовое месторождение Мама-Джургаты	231
Газовое месторождение Сеталаи-Тепе	235
Газонефтяное месторождение Юлдузкак	238
Газонефтяное месторождение Шурчи	242
Газонефтяное месторождение Акджап	245
Месторождения Мубарекского выступа	250
Газовое месторождение Южный Мубарек	250
Газонефтяное месторождение Северный Мубарек	255
Газонефтяное месторождение Шур-Тепе	257
Газовое месторождение Хаджихайрам	260
Газонефтяное месторождение Карактай	261
Месторождения Чарджоуской ступени и Бешкентского прогиба	265
Газовое месторождение Учкыр	265
Газонефтяное месторождение Кемачи-Зекры	268
Газонефтяное месторождение Фараб	271
Газовое месторождение Култак	274
Газовое месторождение Уртабулак	275
Месторождения Янгиказганского выступа	278
Газовое месторождение Янгиказган	278
Месторождения Юго-западных отрогов Гиссара	280
Газовое месторождение Адамташ	280
Перспективы нефтегазоносности	284
Сурхан-Вахшская нефтегазоносная область	288
История изученности	289
Стратиграфическое расчленение разреза	289
Тектоника	290
Общие данные по нефтегазоносности	301
Характеристика месторождений	304
Месторождения Сурхандарьинской мегасинклинали	304
Газонефтяное месторождение Ляль-Микар	304
Нефтяное месторождение Кокайты	308
Месторождения Вахшской мегасинклинали	309
Газонефтяное месторождение Кызыл Тумшук	309
Нефтяное месторождение Кичик Вель	315

Месторождения Душанбинского прогиба	
Газовое месторождение Комсомольское	
Газовое месторождение Андыген	
Перспективы нефтегазоносности	
Ферганская нефтегазоносная область	
История изученности	
Стратиграфическое расчленение разреза	
Тектоника	
Общие данные по нефтегазоносности	
Месторождения Южной зоны	
Газонефтяное месторождение Северных Сох	
Газонефтяное месторождение Северный Риштан	
Газовое месторождение Сарыкамыш	
Нефтяное месторождение Рават	
Нефтегазовое месторождение Шарихан-Ходжибад	
Нефтяное месторождение Южный Аламышик	
Нефтяное месторождение Ханкыз	
Газонефтяное месторождение Харгум	
Газонефтяное месторождение Палванташ	
Нефтяные месторождения Ауваль и Восточный Ауваль	
Нефтяное месторождение Бостон	
Нефтяное месторождение Андижан	
Нефтяное месторождение Западный Палванташ	
Месторождения Северной зоны	
Газонефтяное месторождение Майлису-IV	
Газонефтяное месторождение Избаскент	
Нефтяное месторождение Восточный Избаскент	

*Григорий Хаимович Дикенштейн,
Герман Айзикович Аржевский и др.*

**НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
СРЕДНЕЙ АЗИИ**

Редактор издательства *Т. А. Деметьева*
Технический редактор *В. В. Воронова*
Корректоры: *М. П. Курьлева, Т. Я. Хомутова*

Сдано в набор 20/V 1965 г.

Подписано к печати 11/VIII 1965 г.

Формат 60×901/16. Печ. л. 28,0 с 4 вкл.

Уч.-изд. л. 29,50 с вкл. Т-10947.

Тираж: 2000 экз. Зак. № 730/226-3.7.

Цена 2 р. 22 к.

Объявлено в Сводном темплапе
изд-ва «Недра» 1965 г. № 143.

Индекс 1-4-1.

Издательство «Недра», Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19.
Ленинградская типография № 14
«Красный Печатник» Главполиграфпрома
Государственного Комитета
Совета Министров СССР по печати.
Московский проспект, 91.