

**НЕФТЯНЫЕ  
И ГАЗОВЫЕ**

**МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
УЗБЕКИСТАНА**

**I**

УДК 553.981/982(575.1)

Коллектив. **Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана.** Табл. 1, Рис. 94, Библи. 82 назв.

Предлагаемая работа — первая книга двухтомной монографии «Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана». Она содержит наиболее полное описание всех нефтяных и газовых месторождений каждого региона республики. В монографии приводится сводная характеристика геологического строения Ферганского нефтеносного региона и описание месторождений в последовательности, соответствующей времени их открытия.

Работа рассчитана на специалистов, изучающих региональную геологию, нефтяные и газовые месторождения Средней Азии.

**Коллектив.**

**Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана**

*Утверждено к печати Ученым советом Института геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений.*

Редактор *Р. Б. Якубович*  
Технический редактор *В. Тарахович*  
Корректор *Е. Р. Галстян*

Р-05325. Сдано в набор 4/XI-72 г. Подписано к печати 8/V-73 г. Формат 70×108<sup>1/16</sup>. Бумага типографская № 1. Бум. л. 5,88. Печ. л. 16,45. Уч.-изд. л. 15,5. Изд. № Н-1168. Тираж 1000. Цена 1 р. 90 к. Заказ 1345.

Отпечатано с набора ордена Трудового Красного Знамени типографии издательства ЦК КП Белоруссии, Минск, Ленинский проспект, 79, в типографии им. Франциска (Георгия) Скорины издательства «Наука и техника» АН БССР и Госкомитета СМ БССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли, Минск, Ленинский проспект, 68. Зак. 759.

Адрес издательства: г. Ташкент, ул. Гоголя, 70.

© Издательство «ФАН» УзССР, 1973 г.

## ВВЕДЕНИЕ

В Узбекской ССР разведано 73 месторождения нефти, природного газа и газоконденсата. По наиболее крупным классификационным критериям тектонического районирования территорию Узбекистана следует разделить на два региона: восточный, или эпиплатформенный орогенный, и западный, или платформенный.

В пределах эпиплатформенного орогена располагается Ферганская межгорная впадина, нефтегазоносная область Юго-Западного Гиссара (мегантиклиналь) и Сурханская газонефтеносная область (мегасинклиналь) Афгано-Таджикского нефтеносного бассейна. В ферганском бассейне выявлено 34 месторождения, из которых 20 находятся на территории Узбекской ССР, 9 — на землях Киргизии и 5 — в Таджикистане. Все они изучены детально и, хотя некоторые из них уже полностью выработаны, материал, накопленный по этим месторождениям, имеет большое значение для раскрытия закономерностей формирования и размещения залежей, для выработки высокоэффективной системы поисково-разведочных работ.

Для месторождений Ферганской впадины характерны широкий стратиграфический диапазон продуктивности и преобладание нефтяных ресурсов над газовыми. На основании этого, а также геологического сходства всех месторождений бассейна целесообразно в предлагаемой монографии рассмотреть месторождения Киргизии и Таджикистана. Многие особенности, свойственные месторождениям Ферганы, отчетливо выражены и на месторождениях Сурханской газонефтеносной области. Наиболее важной из них следует считать региональную нефтеносность палеогеновых отложений. В то же время очевидно, что с мезозоем Сурханской впадины можно связывать гораздо большие перспективы запасов нефти и газа, чем в Фергане.

В Сурханской впадине выявлено 6 месторождений, из них одно газонефтяное (Ляльмикар), а остальные нефтяные. Преобладание нефтяных ресурсов над газовыми в палеогеновых отложениях характерно и для других областей Афгано-Таджикского бассейна. В его советской части (на территории Таджикистана) открыто 7 мелких месторождений, причем прогноз о возможной продуктивности мезозойских отложений подтвержден промышленными запасами нефти и газа на месторождениях Душанбинского прогиба (Курганча, Комсомольское, Андыген и др.) и за его пределами.

Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область и юго-западные отроги Гиссара имеют иные особенности. Прежде всего, обе эти области пре-

восходят ранее отмеченные по возможности выявления крупных и уникальных месторождений природного газа. Кроме того, здесь продуктивность связана только с меловыми и юрскими образованиями. И именно в этих областях имеется значительный резерв для геологоразведочных работ.

На территории нефтегазоносной области Юго-Западного Гиссара выявлено 2 месторождения (Гумбулак и Адамташ), однако это не является признаком низкой эффективности геологоразведочных работ. Во-первых, здесь разведывалось ограниченное число площадей, а, во-вторых, уже в процессе разведки выяснилось, что все они имеют очень сложное строение.

В пределах Бухаро-Хивинской области выявлено 43 месторождения. Хотя в целом для области стратиграфический диапазон продуктивности охватывает интервал от среднеюрских до сеноманских отложений, большинство залежей сосредоточено в нижнемеловой и верхнеюрской секции продуктивной толщи.

На территории Устьуртского региона открыто три месторождения. Два из них (Куаныш, Аламбек) размещаются в Северо-Устьуртской области, одно (Шапахты) — в Южно-Устьуртской. На всех этих месторождениях продуктивны юрские образования.

Таким образом, между месторождениями эпиплатформенной и платформенной нефтегазоносных областей имеются существенные различия. В связи с этим необходимо рассмотрение материалов по месторождениям всех продуктивных регионов республики.

Предлагаемая работа содержит наиболее полное описание всех месторождений нефти и газа и может явиться ценным источником для специалистов, изучающих геологию республики или занятых в сфере добычи нефти и газа. Кроме того в монографии сделана попытка показать специфические особенности месторождений каждой области, что в немалой степени может способствовать выбору наиболее эффективных методов поисков новых месторождений. В ней также обоснованы перспективы поисков новых месторождений, что может быть использовано при планировании объемов геологоразведочных работ на ближайшие 5—10 лет.

В процессе подготовки материала по месторождениям Ферганской впадины авторам большую помощь оказали Т. Таджикиев, Р. Э. Браун, Т. И. Исмаилов, В. К. Волков, О. А. Горностаева.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Ферганская межгорная впадина в нефтегеологическом отношении представляет собой нефтеносный бассейн, сформировавшийся на последних этапах развития этого региона (неоген—антропоген). Будучи по всему периметру опоясанной горным обрамлением, она предстает в качестве автономной области длительного прогибания, в пределах которой располагаются хорошо выраженные области нефтегазообразования и нефтегазонакопления (Акрамходжаев и др. 1966, Акрамходжаев, Сайдалиева, 1974). Здесь разведано 34 месторождения, в основном нефтяных (рис. 1). Из них 20 находится на территории Узбекистана, 5 — в Таджикистане, 9 — в Киргизии. В настоящее время разрабатывается 27 месторождений, остальные или выработаны, или находятся в разведке. Продуктивные горизонты отмечаются по всему разрезу осадочного чехла.

Ниже приводится систематическое описание всех месторождений бассейна независимо от их административно-территориального расположения. Это обусловлено тем, что в Фергане они находятся в пределах одной крупной структуры, и только совместное рассмотрение всего материала позволит выяснить историю ее геологического развития, закономерностей формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений.

Поисковые и разведочные работы в Фергане начаты в 1902 г. на площади Майлисай. Вначале они проводились в полосе предгорий, в непосредственной близости от выходов нефти на поверхность. Очевидно, что выявленные на таких участках месторождения были мелкими, содержащими остаточные залежи нефти. В конце 30-х годов в разведку введены некоторые структуры адырной зоны. Именно здесь открыто одно из самых крупных для Ферганы месторождение Андиджан, а затем Палванташ, Южный Аламышик, Избаскент и многие другие. С конца 30-х годов стали высказываться мнения о возможной продуктивности и допалеогеновых отложений, но лишь в 1946—1950 гг. это было установлено. Позже выявлено, что в Фергане промышленно продуктивные горизонты располагаются и в неогеновых периодах. Таким образом, за последние годы не просто открыты новые месторождения, а, что особенно важно, установлен гораздо более широкий, чем ранее считалось, стратиграфический диапазон нефтегазонасности, подтверждена продуктивная ценность структур, расположенных в глубоко погруженных зонах Ферганской впадины.

Большинство выявленных и разрабатываемых месторождений расположено в зоне адыров, протягивающейся вдоль бортов впадины. Остальная часть Ферганы изучена недостаточно и перспективы ее в отношении нефтегазонасности нуждаются в дальнейшем уточнении. В настоящее время основные перспективы выявления новых месторождений в Ферга-

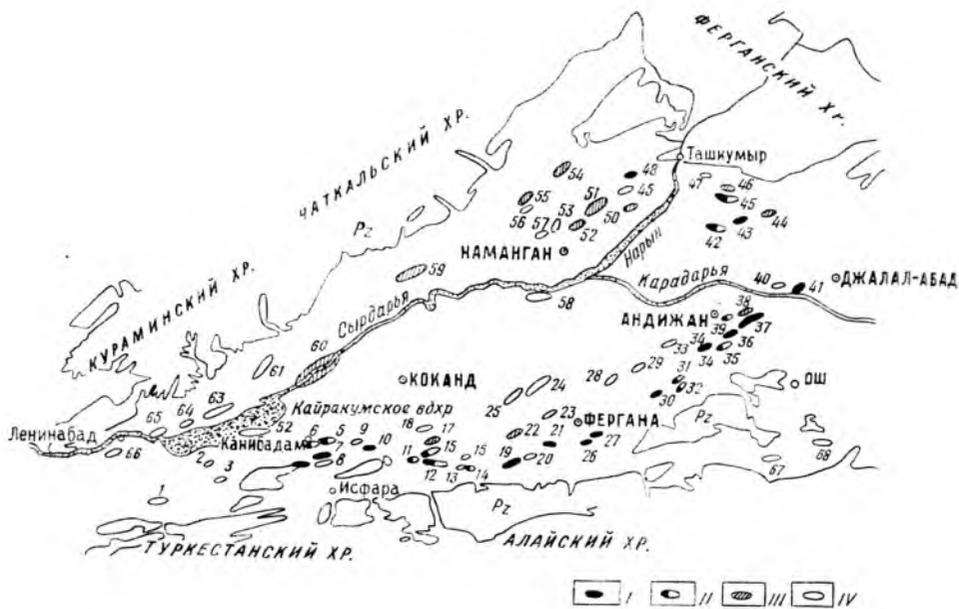


Рис. 1. Обзорная карта Ферганской нефтегазоносной области.

I — нефтяные месторождения; II — газо-нефтяные; III — разведочные площади; IV — перспективные структуры с глубоким залеганием продуктивных горизонтов.

- 1 — Тогап; 2 — Тузулук; 3 — Аксарай; 4 — Ким; 5 — Канибадам; 6 — Рават; 7 — Айритан; 8 — Нефтебад; 9 — Шорсу-VI; 10 — Шорсу IV; 11 — Чонгара; 12 — Гальча; 13 — Сарыкамыш; 14 — Сарыток; 15 — Сев. Риштан; 16 — Сев. Сох; 17 — Зап. Бурдалык; 18 — Сарыкурган; 19 — Якутан; 20 — Чимюн; 21 — Ханкыз; 22 — Алтыарык; 23 — Актепе; 24 — Караджидин; 25 — Ванновская; 26 — Авваль; 30 — Зап. Палванташ; 31 — Палванташ; 32 — Ходжосман; 33 — Таштепе; 34 — Андижан; 35 — Ходжибад; 36 — Бостон; 37 — Юж. Аламышик; 38 — Сев. Аламышик; 39 — Хартум; 40 — Акмечеть; 41 — Чангырташ; 42 — Избаскент; 43 — Вост. Избаскент; 44 — Алаш; 45 — Майлису-IV; 46 — Майлису-VI; 47 — Кызыллама; 48 — Майлисай; 49 — Ржильтин; 50 — Учкурган; 51 — Наманган; 52 — Шорбулак; 53 — Кукумбай; 54 — Исковат; 55 — Касансай; 56 — Терганчи; 57 — Тюрякурган; 58 — Мингбулак; 59 — Чустпан; 60 — Супетау; 61 — Кызылджар; 62 — Махрам; 63 — Акбель; 64 — Акчоп; 65 — Рухак; 66 — Дигмай; 67 — Киркаль; 68 — Папан.

не связаны со структурами, залегающими на больших глубинах (5000 м и более). Поиски и разведка таких структур сопряжены с большими трудностями и требуют крупных капиталовложений.

Естественно, что в процессе разведки и разработки месторождений нефти и газа непрерывно накапливаются новые геологические данные и имеющиеся обобщения уже не охватывают значительной их части. Особенно следует отметить тот факт, что в этих обобщениях самим месторождениям уделялось второстепенное значение. Со времени публикации последнего такого обобщения геологических материалов по Фергане, выполненного коллективом авторов ВНИГРИ и объединения «Средне-нефть» (ныне «Узбекнефть»), прошло 15 лет.

В предлагаемой книге содержатся сведения по нефтяной геологии Ферганы, полученные на основе новейших данных как по всей Ферганской впадине, так и по отдельным месторождениям. В ней описана стратиграфия, тектоника, история геологического развития Ферганы, дается классификация залежей, оцениваются общие перспективы нефтегазоносности Ферганы, обосновывается направление геологоразведочных работ в целом по всей Ферганской впадине на ближайшие годы. Большую часть книги составляет подробное описание месторождений, включающее характеристику коллекторских свойств продуктивных горизонтов, физико-химических особенностей нефти и газов и пластовых вод, проводится также анализ разработки месторождений.

## Глава I.

# ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ФЕРГАНСКОЙ ВПАДИНЫ

### КРАТКИЙ ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

В формировании современной морфологии Ферганской межгорной впадины основную роль сыграл альпийский этап развития, когда Ферганская впадина оказалась элементом огромного пояса интенсивнейшей постплатформенной активизации, и, конечно, экзогенные процессы.

В пределах Ферганы выделяются горное обрамление, предгорье, полоса адыров и равнинное пространство.

Ферганская межгорная впадина ограничена на северо-западе Кураминским, на севере — Чаткальским, на востоке — Ферганским, на юге — Алайским и Туркестанским хребтами!

Кураминский хребет (юго-западное окончание — горы Моголтау), имеет максимальную высоту на вершине Бабайоб 3325 м. В общем абсолютные отметки хребта постепенно снижаются в юго-западном направлении. Южный склон Кураминского хребта расчленен многочисленными оврагами; некоторые из них являются руслами рек. Кураминский хребет сложен магматическими породами — гранитами, гранодиоритами, в меньшей мере пирокластическими и вулканогенными образованиями.

Чаткальский хребет имеет извилистый гребень, причем на западе он характеризуется мягкими очертаниями, а на востоке зубчатыми. Высотные отметки возрастают с запада на восток от 3200 до 4000 м, а некоторые вершины достигают 4500 м. Чаткальский хребет также сложен в основном магматическими образованиями. Только северо-восточное горное обрамление — Ферганский хребет состоит из осадочных и метаморфических пород.

Ферганский хребет протягивается с северо-запада на юго-восток и имеет более мягкие очертания. Резкие контуры наблюдаются лишь в местах развития палеозойских известняков. Там же, где он сложен песчано-сланцевыми породами палеозоя и песчано-глинистой толщей юрского возраста, рельеф его сглаженный. Западный склон хребта сложен песчано-глинистыми толщами мезозоя и палеозоя, здесь во многих местах рельеф сравнительно расчлененный. В юго-восточной части хребта гребень достигает отметки 4500 м, покрыт сплошными ледниками и фирновыми полями.

Северо-западная часть хребта имеет более сложное морфологическое строение и изучена мало.

На юге Ферганскую долину обрамляют вытянутые широтно Алайский и Туркестанский хребты, причем они сходятся в высокогорной стране, расположенной в районе левых истоков р. Сох на меридиане г. Исфа-

ра, где высота отдельных вершин достигает 5400 м. Здесь наблюдаются ледники и фирновые поля. С юго-запада сюда примыкает восточная оконечность Зарафшанского хребта

Алайский хребет долинами рек Акбуры и Сох разделен на цепи: на юге — Большой Алай, на севере — Малый Алай.

Алайский и Туркестанский хребты сложены осадочными, метаморфическими и карбонатными породами, прорванными интрузиями, а на участках, сложенных известняками, развиты узкие каньоны. Расширенные долины и мягкие формы рельефа выветривания наблюдаются на площадях развития сланцев.

Палеозойские хребты окаймляют Ферганскую межгорную впадину и ступенчато погружаются к ее центральной части.

У подножий хребтов располагается система мелких внешних впадин. Так, перед Алай-Туркестанским хребтом с запада на восток тянутся узкие впадины, названные В. Н. Вебером (1934) котловиной 40-й параллели. С севера они ограничиваются грядами палеозойских образований: Каратау, Гузан, Карачатыр.

В Северной Фергане в полосе южных предгорий Чаткальского хребта располагается сравнительно обширная Нанайская впадина, ограниченная с юга массивом Бозбутау, сложенным палеозойскими породами.

Холмистое предгорье с многочисленными уваловидными поднятиями — «адырами» — образует как бы переходную зону от высокогорных хребтов к равнине. В пределах этого района почти повсеместно развиты мезозойские, палеогеновые и неогеновые отложения.

Холмистое предгорье Южной Ферганы тянется почти широтно полосой в 20—25 км. В районе р. Сох оно разветвляется на две цепи гряд: Гальча-Чимионскую на юге и Северо-Сох-Капчигайскую на севере, которые вновь сливаются в районе Кувы и продолжают на северо-восток под названием Андijanских адыров. Высотные отметки этих адыров колеблются в пределах 600—800 м.

В Северной Фергане полосу адыров составляют гряды Дигмай-Акбель-Акчоп-Супетау, которые западнее меридиана г. Коканда затухают. В районе сел. Пап прослеживаются Чустпапская, Кассансайская и Наманганская гряды. Затем после небольшого перерыва они переходят в Избаскентские и Алашские адыры.

Полоса адыров, постепенно выходящая к центру впадины, переходит в равнинное пространство, сложенное в основном современными образованиями — суглинками, песками и галечниками — общей мощностью до 400 м и более. Абсолютные отметки рельефа равнинной части впадины не превышают 300—500 м.

Собственно Ферганская впадина разделена на две неравные части р. Сырдарьей. Правобережная часть представляет узкую полого всхолмленную равнину с общим уклоном в сторону реки. Она рассекается реками Гавасай, Кассансай и другими, впадающими в Сырдарью. Левобережная — это обширная равнина, значительная часть которой ранее представляла собой озера и болота. Наиболее крупным было оз. Дамкуль. В настоящее время озера осушены, и эти места осваиваются сельскохозяйственными культурами.

В левобережной части впадины протекают реки (с запада на восток): Аксу, Ходжабақырган, Исфара, Сох, Шахимардан, Исфайрам, Куршаб и Акбура. Они текут с юга на север, беря начало у северных склонов Туркестанского и Алайского хребтов. Воды этих рек используются на орошение полей и не доходят до Сырдарьи.

## КРАТКАЯ ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ФЕРГАНЫ, ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Богатство полезными ископаемыми и многообразие природных условий Ферганской межгорной впадины обусловили высокую степень ее геологической изученности. Первые маршрутные геологические описания Ферганы, главным образом ее горного обрамления, выполнены по второй половине XIX века Н. А. Северцевым (1873), А. П. Федченко (1871), И. В. Мушкетовым (1876), Г. Д. Романовским (1876), А. Ф. Миддендорфом (1882) и др.

Геология Ферганы и ее нефтеносность начали исследоваться в 1900 г. В. Н. Вебером, Д. В. Голубятниковым, В. Д. Соколовым, В. А. Обручевым, К. П. Калицким и др. Юг Ферганы детально изучен В. Н. Вебером.

В 1912—1914 гг. К. П. Калицкий описал все известные в то время нефтяные месторождения Ферганской впадины, составил и опубликовал геологические карты отдельных площадей (Майлисай, Риштан, Шорсу, Сельрохо), разработал первую стратиграфическую схему палеогеновых отложений, не утратившую значения и в настоящее время.

После национализации нефтяных промыслов в 1919 г. был организован трест «Узбекнефть» (ныне объединение «Узбекнефть»), который начал планомерные нефтеразведочные работы и освоение нефтяных месторождений Ферганской впадины.

Огромный вклад в изучение тектоники и стратиграфии мезозойских, палеогеновых и неогеновых отложений Ферганы внес О. С. Вялов. Его схема стратиграфического подразделения палеогена используется геологами Узбекистана и соседних республик до настоящего времени.

Изучением геологического строения и нефтегазосности Ферганской впадины в годы Великой Отечественной войны занималась группа геологов ВНИГРИ (В. Б. Порфирьев, В. Т. Клейнберг, С. Н. Симаков и О. С. Вялов). В результате проведенных работ была составлена детальная геологическая, структурные и тектоническая карта, дано первое сводное описание Ферганы, опубликованное в 1947 г. В течение ряда лет важные литологические и ритмостратиграфические исследования палеогеновых и меловых отложений Ферганы в связи с их нефтегазосностью проводил А. М. Габрильян. Его свободная работа, опубликованная в 1957 г., и сейчас остается наиболее полным обобщением по этим вопросам.

В 1948—1951 гг. систематические минералого-петрографические исследования верхнемеловых отложений Южной и Юго-Восточной Ферганы выполняли А. М. Акрамходжаев и А. Г. Бабаев. К 1949 г. геологической съемкой была покрыта вся Ферганская впадина. В этот период в изучении отдельных площадей Ферганы принимали участие И. П. Зубов, А. М. Хуторов, О. А. Рыжков, А. М. Акрамходжаев, А. Г. Бабаев, Г. М. Аладатов, А. А. Воровьев, И. П. Соколов, В. А. Бабахян и др.

В 1957 г. вышла сводная работа коллектива геологов ВНИГРИ и объединения «Средазнефть» под редакцией С. Н. Симакова «Геологическое строение и нефтеносность Ферганы». В ней содержатся результаты многолетних научно-исследовательских и нефтеразведочных работ в Ферганской впадине.

В 1959 г. опубликована монография О. А. Рыжкова «Тектоника меловых и кайнозойских отложений Ферганской депрессии», в которой обобщены результаты его многолетних исследований.

Изучение глубинного строения Ферганы с помощью сейсморазведочных работ начато в 1947 г. В настоящее время они являются основным методом поисков погребенных структур.

Геофизические исследования Б. С. Вольвовского, И. Н. Крейнса, В. А. Пака, А. И. Харитоновой, Б. Б. Таль-Вирского и др. дали много новых ценных сведений о глубинной тектонике центральной части впадины Ферганы и ее бортов.

В 1960 г. вышла монография А. М. Акрамходжаева «Литология нефтегазоносных меловых отложений Ферганской депрессии». Эта работа — наиболее крупное обобщение по литологии и перспективам нефтегазоносности меловых отложений Ферганы. Позднее под его руководством и при непосредственном участии осуществлены еще более обширные исследования, направленные на раскрытие генетических предпосылок нефтегазообразования и нефтенакпления в Фергане.

Работа А. М. Акрамходжаева не ограничивается анализом литологических проблем, она насыщена практическими рекомендациями по поискам тектонических и литологических экранированных залежей нефти, содержит ряд заключений, касающихся направления геологоразведочных работ на ближайшие годы.

В изучении геологии и нефтегазоносности как всей Ферганы, так и ее отдельных площадей, важную роль сыграли исследования А. Р. Ходжаева, П. К. Азимова, И. П. Зубова, А. М. Хуторова, И. П. Соколова, Г. А. Аладатова, А. А. Воробьева, В. А. Бабахяна, Н. Я. Костогрыза, Л. Г. Штейнберга, М. С. Сайдалиевой, З. М. Машрапова, А. Акрамова и др. Они способствовали выбору наиболее рационального комплекса геологоразведочных работ, что в конечном счете привело к открытию новых месторождений нефти и газа.

В 1950 г. начаты углубленные промыслово-геологические исследования месторождений Ферганы. В их проведении большую роль сыграли работы И. П. Зубова, А. М. Хуторова, П. К. Азимова, С. Н. Назарова, Г. А. Алиджанова, В. Е. Нарижной и многих других.

Промышленная нефть в Ферганской межгорной впадине открыта в районе Чимнона еще в 1900 г., а промышленная разработка месторождений начата в 1904 г. В 1909—1910 гг. начинают разрабатываться месторождения Сельрохо и Якутан. В первые годы освоения нефтяных месторождений разведочные скважины закладывались вблизи естественных выходов нефти, структурные особенности площадей изучались далеко не полно, в результате велик был процент «сухих» скважин, следует учесть также малый объем буровых работ и низкий уровень техники. Разбуривание месторождений и разработка нефтяных месторождений Чимнон, Сельрохо, Якутан велась почти кустарным способом, бессистемно и неравномерно. При этом бурились в основном неглубокие скважины. В дореволюционный период добыча нефти по Ферганской впадине колебалась в пределах 12—55 тыс. т.

После национализации нефтяных промыслов начались планомерные геологоразведочные работы. В 1927 г. была получена промышленная нефть на структуре Шорсу IV. В 1932 г. начаты разведочные работы на площади Нефтебад, и в 1933 г. здесь получен промышленный приток нефти из палеогена. Дальнейшие разведочные работы привели к открытию в 1937—1938 гг. месторождений Чаур, Андижан, Чангырташ.

Уровень добычи нефти не превысил 50 тыс. т в год, что составило 0,23% всесоюзной добычи.

К концу первой пятилетки в Фергане резко возрос объем геологосъемочных и геофизических исследований. Были выявлены структуры Палванташ, Южный Аламышик, Шарихан, Ходжибад и Бостон. С. А. Ковалевский первый предложил ввести в разведку адырные структуры, полагая, что именно в них могут быть открыты месторождения. Его прогноз полностью подтвердился. Первой же скважиной, пробуренной

на Андижанской складке в 1937 г., установлена нефтеносность III горизонта, позже крупные притоки нефти получены и из более нижних слоев.

В 1942 г. открыто месторождение Палванташ, в 1944 — Южный Аламышик, в 1947 — Ходжибабад, в 1950 — Чонгара и Майлису IV. В связи с открытием этих месторождений общая добыча нефти резко возросла. К 1950 г. разрабатывается уже 13 месторождений, расположенных в основном на юге Ферганы.

Если до 1948 г. вся добыча нефти и газа по Фергане осуществлялась из палеогена, то на структурах Палванташ, Ходжибабад, Южный Аламышик, Северный Риштан с 1948 г. — из меловых отложений. Суммарная добыча нефти достигла почти 1200 тыс. т.

С 1950 г. добыча нефти в Фергане начала снижаться.

В последующие годы в результате большого разворота разведочных работ, эксплуатационного бурения, а также усиления геолого-поисковых и геофизических работ выявлены промышленные залежи нефти и газа на площадях Избаскент (1951), Бостон (1952), Северный Риштан (1954), Западный Палванташ (1955), Авваль (1955), Северный Сох (1956), Восточный Избаскент (1956), Сарыкамыш (1956), Ханзык (1957), Хартум (1957), Восточный Авваль (1957), Гальча (1959), Ходжаосман (1961). Начали широко использоваться вторичные методы интенсификации (кислотная и термокислотная обработка, повторная перфорация) добычи нефти.

В результате таких организационно-технических мероприятий и ввода новых месторождений добыча нефти в целом по Ферганской впадине к 1962 г. возросла почти на 30%. К этому времени разрабатывается уже 22 месторождения. В дальнейшем, несмотря на выявление новых месторождений (Рават — 1963 г., Наманган — 1964 г., Канибабад — 1966 г., Айритан — 1967), годовая добыча нефти вновь стала снижаться. Объясняется это в первую очередь тем, что на самых крупных месторождениях, таких как Палванташ, Южный Аламышик добыча резко снизилась, а вновь открываемые месторождения были мелкие.

Анализ многолетней эксплуатации нефтяных залежей Ферганы позволяет выделить три этапа в разработке каждого месторождения.

Первый этап характеризуется интенсивным ростом добычи нефти, достижением максимальной величины годовой добычи за все время разработки залежи. За короткий отрезок времени извлекаются основные запасы нефти, которые колеблются от 12 до 52%, а в среднем составляют 32% от геологических запасов. В этом же этапе обводненность очень незначительна. Продолжительность этапа зависит от темпа разбуривания.

Второй этап — резкое снижение добычи нефти, увеличение процента обводненности скважин. Продолжительность этапа 9—21 год, извлекается 20—28% нефти, а в среднем 24% от геологических запасов.

Третий этап (заключительный) характерен низкой годовой добычей нефти при высокой степени обводненности продукции скважин (70—98%). В течение третьего, наиболее длительного этапа разработки, достигающего по отдельным залежам до 30 лет, извлекается от 2,7 до 7% нефти, а в среднем 3,8% от геологических запасов.

Таким образом, видно, что основное количество нефти (более 56%) извлекается в течение первого и второго этапов разработки.

## СТРАТИГРАФИЯ

Изучением стратиграфии пород палеозойского возраста, которыми сложен складчатый фундамент Ферганской впадины, занимались: А. С. Аделунг, О. А. Сергунькова, М. Н. Соловьева, Ф. Р. Бенш, Е. А. Кочнев, Ю. В. Станкевич, Т. А. Сикстель, Н. М. Сеницын и другие.

Стратиграфию покровных отложений изучали Н. В. Шабаров, Ю. В. Станкевич, Т. А. Сикстель, Н. М. Розанов, Ю. М. Кузичкина, К. А. Алимов, П. А. Шехтман, В. И. Огнев, И. А. Симоненко и др. (юра); О. С. Вялов, С. Н. Симаков, Л. Б. Рухин, А. М. Акрамходжаев, А. Г. Бабаев и др. (мел); О. С. Вялов, К. П. Калицкий, А. М. Габрильян, Р. Ф. Геккер, А. И. Осипова, Н. Е. Минакова и др. (палеоген); О. С. Вялов, К. П. Калицкий, В. И. Попов, Н. П. Васильковский, В. Г. Клейнберг, М. Н. Грамм и др. (неоген).

### Палеозой

Отложения палеозоя выходят на поверхность в горном обрамлении, где слагают Кураминский, Чаткальский, Ферганский, Алайский и Туркестанский горные хребты. Кроме того, они выступают на поверхность в прибортовых частях впадины в виде отдельных массивов среди мезозойских отложений, а в ряде случаев вскрыты скважинами.]

В Кураминском хребте нижняя часть палеозоя представлена сильно перемятыми метаморфизованными песчаниками, сланцами, конгломератами, перемежающимися с эффузивными породами. Вся эта толща прорвана крупными телами гранодиоритов и гранитов. Отложения верхнего палеозоя менее дислоцированы и сложены песчаниками, конгломератами и известняками, прорванными интрузиями. Общая мощность их 15 км.

В Туркестанском хребте палеозойские отложения представлены преимущественно песчаниками и сланцами с прослоями известняков. Мощность их более 10 км.

В пределах Ферганской впадины отложения палеозоя вскрыты скважинами на промысловых и разведочных площадях Чонгара-Гальча, Северный Сох, Северный Риштан, Сарыкамыш, Сарыток, Восточный Авваль, Чимион, Палванташ, Шуркакыр, Ходжаосман, Ходжабад, Южный Аламышик, Избаскент, Майлису II и III, Кызылалма, Майлисай и др.

По данным бурения вскрытая часть отложений палеозоя на площадях, расположенных на юге Ферганской впадины (Чонгара-Гальча, Северный Сох, Северный Риштан, Сарыкамыш, Восточный Авваль, Чимион), представлена черными аргиллитами, оскольчатými глинами, среди которых присутствуют очень крепкие серые и светло-зеленые песчаники с прожилками кальцита. На площадях Юго-Восточной Ферганы (Палванташ, Шуркакыр, Ходжаосман, Ходжабад, Южный Аламышик) палеозой сложен осадочными и эффузивными породами, среди которых преобладают сланцы черного и темно-зеленого цвета с многочисленными прожилками кальцита. Присутствуют также прослой аргиллитов, алевролитов, плотных песчаников, реже галечников.

На площадях Северо-Восточной Ферганы (Избаскент, Майлису II, III и IV, Кызылалма, Майлисай) палеозойские отложения представлены аргиллитами темно-серого, черного цвета, глинистым и серицит-хлоритовыми сланцами, туфоконгломератами, реже серыми метаморфизованными известняками. На всех этих площадях палеозойские отложения вскрыты от нескольких десятков до 1500 м.

На дислоцированных породах палеозоя спорадически залегает нерасчлененная толща песчано-глинистых отложений, условно выделяемых как пермо-триас. Эти отложения изучены в ур. Мадыген, в районе Гузанской антиклинали, в Сулюкте и в районе бассейнов рек Яссы и Зергер.

На промыслово-разведочных площадях по материалам бурения их очень трудно определить из-за малого выхода kernового материала. По предварительным данным отложения пермо-триаса прослеживаются на промысловых площадях Ходжабад, Бостон и др.

## Мезозойская группа

### Юрские образования

Там, где отсутствуют отложения пермо-триаса, юрские отложения залегают с размывом и с угловым несогласием на породах палеозоя. На тех же участках, где развиты триасовые отложения, юрские накопления перекрывают их без видимых следов несогласия. Эти отложения отдельными изолированными участками выходят на поверхность вдоль южного и северного бортов Ферганской впадины. В депрессионной ее части юрские отложения залегают на глубине свыше 7 км.

В разрезе юрских отложений выделяются все три отдела.

**Нижняя юра (лейас).** В основании нижнеюрских отложений залегают грубообломочные породы — гравелиты и песчаники, образующие базальные слои.

В районе Сулюкты, Гарма и Шураба нижнеюрские отложения представлены конгломератами и гравелитами с прослоями песчаников, глин и углей. К востоку от Шураба эти отложения прослежены в пределах Гузанской антиклинали, где постепенно увеличивается насыщенность разреза глинами и уменьшается содержание конгломератов, гравелитов и песчаников. Такое же строение имеют юрские отложения на площадях Северный Сох, Северный Риштан, Сарыкамыш, Сарыток, Бельчуст, Чимион, Кашкакыр, Кызыларча, Акпиляль. Мощность этих отложений составляет от 120 до 130 м.

В районе Чаарташского перевала, Маркая и Кокянгака нижнеюрские отложения представлены песчано-глинистыми породами с тонкими прослоями углей. Мощность нижнеюрских отложений здесь от 110 до 800 м.

На площадях Кызылкия и Абшир, а также в районе Сарыбия, Ташкумыра и Падшааты нижнеюрские отложения представлены глинами с прослоями песчаников.

**Средняя юра (доггер).** Среднеюрские отложения распространены более широко. Они развиты как в предгорных зонах впадины (Сулюкта, Гарм, Мадыген, Гузан, Кокянгак, Чаарташ, Караунгур, Ташкумыр), так и на многих промысловых и разведочных площадях (Нефтеабад, Северный Сох, Северный Риштан, Сарыкамыш, Сарыток, Кызыларча, Бельчуст, Акпиляль, Найман, Палванташ, Ходжаосман, Ходжиабад, Бостон, Южный Аламышик, Майлису II, Майлису III, Майлису IV, Кызылалма, Избаскент, Алаш, Майлисай и др.).

В районе Сулюкты среднеюрские образования представлены мощными толщами конгломератов и глин, в районе Гарма в разрезе преобладают песчано-глинистые образования, а в районе Шураба прослеживаются конгломераты, чередующиеся с гравелитами, песчаниками, алевролитами, глинами и пластами углей. В пределах Гузанской площади описываемая часть разреза сложена глинами с прослоями песчаников.

В Алдыяре, на пер. Чаарташ. Маркай и Кокянгак среднеюрский разрез сложен песчаниками и глинами, содержащими отпечатки листьев и коры растений. В Караунгуре, Майлису, Ташкумыре, Падшаате, среднеюрские отложения сложены глинами с прослоями углей.

Отложения средней юры, вскрытые на промысловых и разведочных площадях, представлены песчано-глинистыми осадками с преобладанием песчаников. Мощность их колеблется от 70 до 240 м.

**Верхняя юра (мальм).** Отложения верхней юры установлены в районах Гарма, Шураба, Гузана, Кана, Кокянгака, Караунгура, Майлису

и Ташкумыра; они в основном представлены глинами с прослоями гравелитов, конгломератов и песчаников.

Границу между средней и верхней юрой проводят условно, палеонтологически или палеофитологически она не установлена, нет и резкой смены литологического состава в разрезе отложений. Заметим, что некоторые разрезы сложены преимущественно конгломератами. В Гарме и Шурабе описываемые отложения представлены конгломератами и гравелитами, а в пределах Гузанской антиклинали — сильно загипсованными глинами с прослоями мергелей и гравелитов.

В районе Ташкумыра к верхнеюрским образованиям отнесены пачки чередующихся алевролитов, мергелей и гравелитов. В Майлису отложения сложены в основном гравелитами с прослоями конгломератов и сильно песчанистых глин. Мощность колеблется в пределах 50—110 м.

В Южной и Юго-Западной Фергане, на площадях Северный Сох, Северный Риштан, Сарыток, Сарыкамыш, Бельчуст, а также в районах Сулюкты и Аркита отложения верхней юры либо имеют небольшие мощности, либо отсутствуют. Здесь меловые отложения залегают на размытой поверхности средней юры.

#### Меловые образования

Меловые отложения обнажаются в пределах горных сооружений, со всех сторон обрамляющих Ферганскую впадину. Особенно широко эти отложения распространены в восточной, юго-восточной и южной частях долины.

Составлено много стратиграфических меловых отложений, среди которых наиболее широко распространены схемы О. С. Вялова, Л. Б. Рухпана и А. М. Акрамходжаева. Приведенное ниже описание меловых отложений дается по схемам этих авторов.

**Муянская свита (неоком-апт).** Отложения свиты трансгрессивно залегают на породах юры и палеозоя с базальным конгломератом в основании, а местами и с угловым несогласием.

Почти во всех разрезах Ферганской впадины свита четко расчленяется на две части, которые в соответствии со слагающими их породами названы (снизу вверх): подсвитой конгломератов и подсвитой преимущественно мелкообломочных пород (А. М. Акрамходжаев).

Базальный конгломерат в разрезах выделяется довольно хорошо по всей Фергане. Мощность его изменяется в больших пределах (от 10 до 200 м). Выше залегают толща красно-бурых глин и песчаников. Общая мощность муянской свиты колеблется от 5 до 300 м.

Пачки песчаников выделены на промысловых и разведочных площадях как XIX, XX, XXI горизонты, а базальный конгломерат — как XXII горизонт.

**Льяканская свита (нижний альб).** Отложения свиты в пределах южного борта от Сулюкты до Ятана представлены серыми и розовыми однородными известняками. В сторону Алайского хребта мощность известняков быстро уменьшается, а в северном направлении, по данным бурения, остается 30—80 м. В Восточной Фергане и Куршабской впадине свита сложена голубовато-серыми глинами и песчаниками, а вдоль северного и северо-восточного борта — песчаниками с прослоями комковатых известняков и мергелей и выделяется как XVIII горизонт.

**Кызылпиляльская свита (верхний альб).** Отложения свиты представлены красными песчаниками и глинистыми породами с прослоями конгломерата и местами карбонатов.

Вдоль южного борта впадины разрез состоит из красных глин с прослоями серых известняков и мергелей.

В восточной части Ферганской впадины (Куршабская впадина) свита представлена переслаивающимися красными глинами, мелкозернистыми рыхлыми песчаниками. В разрезах кызылпияльской свиты встречаются прослои конгломератов. В Караалме, Караунгуре, Сарыбне глины преобладают над песчаниками, в Ташкумыре и Варзыке нижняя часть сложена конгломератами, а верхняя — глинистыми породами. Мощность их колеблется от 5 до 400 м.

**Калачинская свита (сеноман).** Хорошо выделена в Юго-Западной Фергане, от Сулюкты до Кана. Эта часть разреза представлена сплошной толщей конгломератов. Далее на восток они переходят в грубозернистые песчаники с базальными конгломератами в основании.

В пределах Куршабской впадины и Андижанской группы складок эти отложения сложены грубозернистыми песчаниками с прослоями конгломератов, переходящих к западу в сплошную толщу конгломератов. На восточной и северной окраинах впадины свита выражена конгломератами с прослоями гравелитов и песчаников. Местами (Наукатская котловина) конгломераты замещаются гипсами. Мощность толщи описываемых образований изменяется от 5 м на западе до 480 м на востоке (Южный Аламышик).

**Устричная свита (нижний турон).** Отложения этой свиты, в отличие от нижележащих, представлены сероцветными, в значительной мере карбонатными породами. В верхней и нижней частях они сложены известняками с пропластками глин. По всему разрезу встречается обильная фауна. Наиболее четко устричная свита выражена в юго-восточной части впадины, а в северном и западном направлениях ее характерные особенности постепенно ослабевают и по мере приближения к областям сноса обломочного материала она переходит в красноцветные песчано-глинистые и конгломерато-гравелитовые образования.

В кровле этой свиты выделяется пачка известняков, которая прослеживается в ряде разрезов южных районов Ферганы, на промысловых площадях Андижанской группы структур и выделяется как XVI и XVII горизонты.

Общая мощность устричной свиты изменяется от 30—40 м на бортах впадины до 160 м в наиболее прогнутых ее частях.

**Свита яловач (верхний турон — сенон).** Почти повсеместно эта свита представлена пестроцветными чистыми песками и глинистыми песчаниками (XVa горизонт), местами загипсованными или несколько обогащенными мелкими галечками. Мощность свиты колеблется от 15—20 м на бортах впадины до 250 м в депрессионной части.

**Пестроцветная свита (сенон).** Наиболее ярко выражена в пределах Гузанской антиклинали, где она представлена чередующимися загипсованными мергелями различной окраски. В восточной части Ферганской впадины встречаются прослои известняков и песчаников. В свите выделяется пять горизонтов: XI, XII, XIII, XIV, XV, которые отделяются друг от друга красными глинами различной мощности.

Изучение меловых отложений по скважинам показало, что разрезы мела периферийных районов Ферганы не могут быть эталоном для всего бассейна, поскольку литолого-фациальный состав меловых отложений крайне изменчив. Но эта изменчивость, как показал А. М. Акрамходжаев (1960), хорошо совмещается со структурно-тектонической зональностью Ферганы. По мере удаления от палеозойского обрамления, сначала коллекторские свойства горизонтов улучшаются, а затем ухудшаются за счет обогащения разреза глинистыми породами.

## Палеогеновая группа

**Палеоцен (верхний).** В основании залегают белые гипсы — «Гознау» (X горизонт) с прослоями глин, доломитов, а иногда мергеля. Мощность гипсов колеблется от 2—10 м на западе, до 80—100 на востоке. Гипсы перекрыты зеленовато-бурыми известковистыми глинами с тонкими прослоями мелкозернистого песчаника (бухарские слои).

В районах Сулюкты, Нефтеабада, Гузана, Палванташа, Чимнона в верхней части глин залегают серые кварцевые пески, известные в литературе как сулюктинские пески (IX горизонт). В кровле содержатся серые известняки (VIII горизонт), а иногда загипсованные доломиты.

Многие исследователи считают, что в северных районах Ферганы гипсы «Гознау» замещаются разномернистыми бурыми песчаниками, но существует и представление о том, что здесь аналоги гипсов «Гознау» отсутствуют, а палеоцен выражен только зелеными загипсованными глинами и серыми известняками бухарской свиты, которые местами залегают с разрывом на разных горизонтах верхнего мела. Мощность пород 20—70 м.

**Сузакские слои (нижний эоцен).** В районе Исфары сузакские слои представлены серыми глинами с прослоями песков и алевролитов, а в верхней части — пачкой известковых глин и доломитов с прослоями гипсов; к западу роль глин в разрезе уменьшается, он становится более песчаным; а прослой гипса в районе Ташравата исчезают. К востоку в описываемых слоях преобладают песчаники с тонкими прослоями карбонатных алевролитов и зеленых глин. Мощность этой толщи меняется от 10 м на западе до 90 м на востоке.

В Чангырташском разрезе слои представлены зелеными глинами, известняками и доломитами, в верхней части встречаются прослой белых гипсов.

В группе Майлисуйских структур преобладают красноцветные песчаники и глины, переходящие по мере удаления от обрамления к впадине в известняки.

На Наманганской площади описываемые слои в нижней части сложены грубыми песчаниками мощностью около 50 м, а в верхней — светлыми доломитизированными известняками мощностью 12 м, залегающими на пачке зеленых карбонатных глин.

**Алайские слои (средний эоцен).** Внизу состоят из глин, а сверху из известняков (VII горизонт), которые тонкими прослоями глин подразделены на две-три пачки.

Глины зеленые, желтовато-зеленые, известковистые, слабопесчаные, иногда с прослоями мергеля.

Известняки серые, пористые, иногда рыхлые, на востоке Ферганы массивные, плотные, а в северных районах обогащены терригенным материалом. Повсеместно в верхней части разреза известняки доломитизированы. Мощность 10—160 м.

**Туркестанские слои (верхний эоцен).** Сложены зелеными глинами, содержащими в средней части прослой известняков (V горизонт). Глины плотные, слабопесчаные, известковистые; известняки серые, светло-серые, плотные, иногда переходят в устричник.

На востоке Ферганы под известняками появляется пачка серых крепких доломитов (VI горизонт), а сами известняки разделены на две пачки пластом зеленой глины. На площади Ким (Сельрохо) в 8 км от подошвы туркестанских слоев залегают пачка песчаных глин с прослоями бурых алевролитов (VIa горизонт).

**Риштанские слои (верхний эоцен).** Представлены глинами табачно-

зеленого цвета с включениями гипса. В подошве риштанских слоев залегают (IV горизонт) мелко- и среднезернистые серые песчаники, местами замещающиеся мергелями и известняками.

**Исфаринские слои (верхний эоцен).** Состоят в основном из зеленовато-серых, буровато-серых, местами песчаных и кремнистых глин.

**Ханабадские слои (нижний олигоцен).** Почти на всех площадях Ферганской впадины представлены зелеными глинами.

Отложения риштанских, исфаринских, ханабадских слоев образуют как бы единую толщу зеленых и табачно-зеленых глин. В ряде случаев точную границу составляющих их слоев провести трудно, в связи с чем при описании на промысловых площадях эти отложения объединены и характеризуются как единый комплекс. Мощность от 35 до 130 м.

**Сумсарские слои (средний олигоцен).** Состоят из плотных жирных на ощупь глин густого малинового цвета, содержащих прослой алевролитов. В верхней части среди глин залегают пачка мелкозернистых серых, зеленовато-серых известковистых песчаников, выделяемых как III горизонт. На западе Ферганы эта пачка обнаружена в кровле сумсарских слоев и выделяется как II горизонт.

## Неоген

Континентальные отложения неогена, известные в литературе под названием кайнозойских моласс, широко распространены в адырных зонах Ферганской впадины. Эти отложения имеют весьма изменчивый состав и фаунистически почти не охарактеризованы, вследствие чего стратиграфия неогеновых отложений разработана недостаточно. Важно иметь в виду, что ни одна из них не может рассматриваться в качестве общей для всей Ферганской впадины.

Наиболее широким признанием у геологов пользуется схема О. С. Вялова, предложенная им в 1936 г. Он весь комплекс неогеновых отложений объединяет в чагатайский отдел, разделив его на массагетский и бактрийский ярусы, а также на сохскую свиту.

В массагетский ярус О. С. Вялов включает кирпично-красную и бледно-розовую свиты, а в бактрийский — светло-бурые глины и песчаники тогапской и конгломераты андижанской свит.

Неогеновые отложения описываются по О. С. Вялову с учетом данных В. И. Попова, В. Г. Клейнберга.

Кирпично-красная свита сложена глинисто-песчанистой толщей кирпично-красного цвета. Глины кирпично-красные, шоколадно-красные, красно-бурые, песчаные с прослоями песчаников, алевролитов и гравелитов.

В северо-западной части впадины терригенные породы описываемой свиты замещаются пестрой соленосно-гипсоносной толщей. На юге и юго-западе Ферганы отложения размывы предбактрийской денудацией. Мощность отложений кирпично-красной свиты колеблется от нескольких десятков до 400 м, на площади Андижан достигает 750 м.

Бледно-розовая свита состоит из песчаников и глин бледно-розового цвета с прослоями алевролитов. Бледно-розовые песчаники иногда переходят в гравелиты, а к периферии впадины замещаются конгломератами. На промысловых площадях южного борта Ферганской впадины эти отложения размывы. Они наблюдаются в Шорсу IV, Северном Сохе, Ханкызе, Западном Палванташе, Андижане, Ходжибаде, Бостоне, Хартуме, где их мощность не превышает 310 м.

Бактрийская серия сложена песчаными и глинистыми породами се-

рой и бурой окраски. Состав их весьма изменчив. На периферии впадины преобладают гравийники и конгломераты с прослоями плохо отсортированных песчаников и серых песчаных глин. В основании бактрийской серии залегает пачка конгломератов с прослоями песчаников, выделяемая на некоторых площадях по такому важному показателю, как насыщенность ее нефтью (Палванташ, Андижан, Ходжабад, Бостон и Южный Аламышик), в I горизонт. Мощность бактрийских отложений в районе Канибадама 1700 м, в Чимионе 400, в Андижане 600, в Избаскенте и Намангане 1000 м.

Бактрийские отложения часто залегают с разрывом и угловым несогласием на различных горизонтах нижележащих пород, вплоть до верхов нижнего мела (Ходжаосман).

На некоторых месторождениях Ферганы бактрийские слои описываются совместно с серыми конгломератами, гравелитами и крупнозернистыми песчаниками сохской свиты.

В центральных частях Ферганской впадины выделяются четвертичные отложения ташкентского голодностепского и сырдарьинского комплексов. Так, в Центрально-Ферганской опорной скважине мощность отложений сырдарьинского комплекса доходит до 500 м.

## ТЕКТНИКА

Литература по тектонике Ферганы очень обширна (Х. М. Абдуллаев, А. С. Аделунг, А. Д. Архангельский, Н. П. Васильковский, В. Н. Вебер, О. С. Вялов, И. П. Зубов, И. В. Мушкетов, Д. И. Мушкетов, Д. В. Наливкин, В. А. Николаев, В. Н. Огнев, А. В. Пейве, В. А. Петрушевский, В. И. Попов, Д. П. Резвой, О. А. Рыжков, Н. М. Сеницын, А. И. Суворов, Н. С. Шатский, С. С. Шульц и многие другие), но среди ученых нет единого мнения о глубинном строении, истории формирования и современной структуре Ферганской впадины. На разных этапах геологической изученности предлагались различные тектонические схемы, многие из них сыграли определенную роль в совершенствовании представлений о геологическом строении Ферганской межгорной впадины, а также в открытии месторождений различных полезных ископаемых.

Ферганская впадина пережила два главных этапа в истории своего развития. Первый из них — геосинклинальный — закончился в конце палеозоя. Второй — платформенный — длился от начала верхней перми до конца палеогена. Третий этап — орогенный — начался в конце палеогена и длится до наших дней. На третьем этапе сформировалось высокогорное обрамление Ферганы, а центральная часть впадины прогнулась на 6—8 тыс. м. В это же время возникли крупные складчато-глыбовые структуры в обрамлении и системы различных типов структур в пределах впадины.

В соответствии с указанными этапами развития в разрезе Ферганской впадины отчетливо обособляются три резко различных между собой структурно-тектонических этажа. Нижний представлен палеозойскими образованиями, интенсивно смятыми в сложную систему складок, характеризующимися метаморфизмом слагающих их пород. Породы этого этажа формировались в геосинклинальных условиях и ныне составляют фундамент. На них с разрывом и угловым несогласием залегают мезозойские и палеогеновые отложения, которые сформировались в течение платформенного этапа развития края. Это второй структурно-тектонический этаж. Мощная толща неогеновых моласс, как и перекрывающие их сохские отложения, составляет третий структурно-тектонический этаж, отражая этап эпиплатформенной активизации края.

## Тектоническое районирование Ферганской впадины и характеристика основных структурных элементов

### Некоторые особенности строения фундамента

Строение складчатого фундамента в значительной мере обуславливает не только структуру покрова, но и систему размещения пород, накопившихся за платформенный период развития впадины.

А. Р. Ходжаев и П. К. Азимов (1965) в основу схемы тектонического районирования Ферганской впадины положили особенности строения палеозойского фундамента, выходящего на поверхность в области обрамления и залегающего под покровом осадочного чехла в депрессионной области.

Границы впадины по этой схеме проводятся, как и у предыдущих исследователей, по внешнему контуру распространения покровных отложений. Ферганская межгорная впадина окаймлена складчатыми горными сооружениями Кураминского, Чаткальского, Ферганского, Алайского и Туркестанского хребтов.

На северо-западе впадины палеозойское обрамление представлено главным образом магматическими образованиями, имеющими глыбовые структуры, а к востоку осадочными и осадочно-метаморфическими комплексами пород палеозойского возраста, образующими линейновытянутые складчатые структуры.

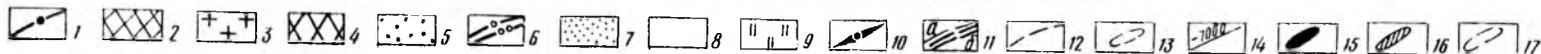
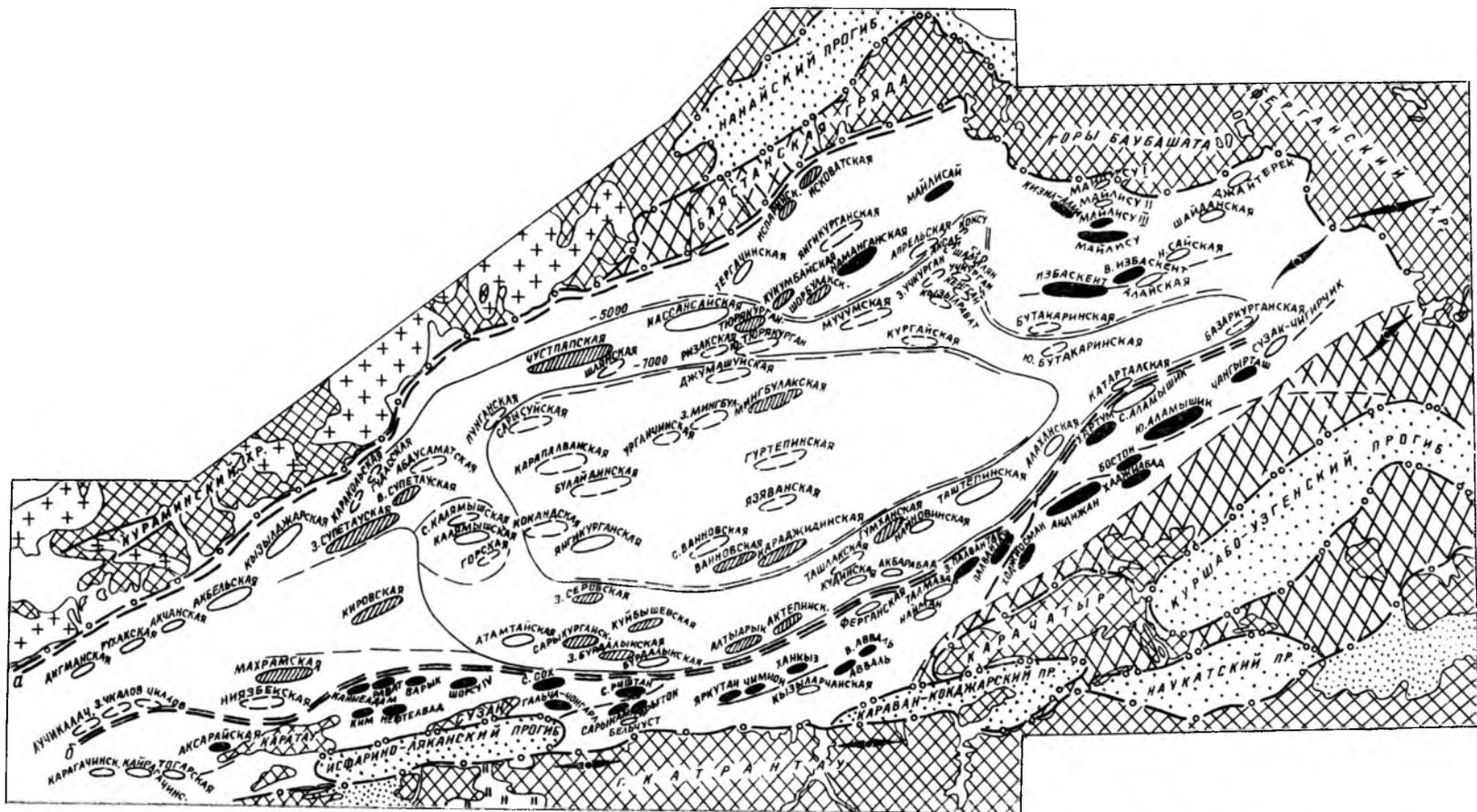
На юге впадины палеозойское обрамление состоит также из линейновытянутых складчатых структур, сложенных метаморфизованными толщами палеозойских отложений. И для северной, и для южной частей палеозойского обрамления характерны многочисленные дизъюнктивные нарушения, обуславливающие ступенчатое погружение их в сторону впадины.

В результате изучения глубинного строения впадины геофизическими методами разведки и глубокого бурения установлено, что в пределах самой впадины складчатый фундамент также имеет ступенчатое строение (рис. 2). На севере впадины на значительной ее части прослеживается крупный Северо-Ферганский разлом с амплитудой более чем 3000 м. На юге протягивается линейная зона системы разломов с амплитудой смещения не более 1500—2000 м, выделяемая как главная южная зона разломов.

Помимо главных разломов, геофизическими методами и глубоким бурением установлены многочисленные разломы меньшей амплитуды, простирающиеся, как правило, параллельно разломам, располагающимся в примыкающем к данной зоне впадины палеозойском обрамлении. Таким образом, складчатый фундамент от борта к центру погружается ступенчато. При этом отдельные блоки погружались, вероятно, как по зонам региональных разломов, так и по разломам более низких порядков. В настоящее время фундамент залегают на различных глубинах.

В связи с изложенным, в пределах Ферганской впадины целесообразно выделить: 1) области выходов складчатого фундамента на поверхность; 2) области внутренних выступов и неглубокого залегания поверхности фундамента; 3) область максимального погружения складчатого фундамента или центральный грабен.

Область выходов складчатого фундамента на поверхность образует обрамление впадины. Породы сильно дислоцированы и смяты в крупные положительные структуры — антиклинории, образующие высокогорные, сильно расчлененные хребты — Кураминский на северо-западе, Чаткальский на севере, Туркестанский на юге и юго-востоке.



Южную часть восточного обрамления впадины составляет Ферганский хребет, а юго-восточную — Алайский. В строении Ферганского хребта огромную роль играют юрские среднетемпературные отложения, а Алайский хребет сложен в основном осадочными образованиями мелового возраста. Однако и в пределах этих хребтов палеозойские отложения по отношению к впадине высоко приподняты. За исключением Алайского и Ферганского хребтов, почти на всей территории обрамления отложения покрова размыты. Кроме того, наблюдаются следы более древних денудационных процессов.

Область внутренних выступов и неглубокого залегания поверхности фундамента занимает значительную часть впадины между горным обрамлением и областью максимального погружения складчатого фундамента. Как от первой, так и от второй области отделяется разломом.

По сходству в геологическом строении, глубине залегания складчатого фундамента, а также литофациальной характеристике пород прослеживается пять тектонически однородных зон, выделенных в данной работе в качестве ступеней.

Область максимального погружения складчатого фундамента занимает почти всю центральную часть впадины и выделена как центральный грабен. Его длина 120—125 км, максимальная ширина — 50 км.

В пределах центрального грабена геофизическими методами выявлено несколько выступов фундамента. Наиболее крупный — Дамкульский. Кроме того, выделяется Минбулакский и Ванновский. Складчатый фундамент залегает здесь на глубине от 7 до 11 км.

Анализ имеющихся материалов показывает, что для Ферганской впадины характерна прямая связь между строением складчатого фундамента и отложениями покрова.

#### Основные особенности структуры осадочного чехла

Строение покровных отложений иллюстрируется структурно-тектонической схемой Ферганской впадины (рис. 3). В качестве опорной поверхности избрана кровля V продуктивного горизонта палеогена. При этом принимается во внимание, что опорно-отражающий горизонт связан с карбонатной толщей палеогена (V+VII горизонты). Как видно (рис. 3), отложения покрова расчленяются на области поднятий и прогибов, которые соответствуют, хотя и в более укрупненной форме, структурным единицам фундамента (рис. 3).

На юге впадины хорошо прослеживается приподнятая зона, соответ-

Рис. 2. Тектоническая карта фундамента.

1 — граница Ферганской межгорной впадины; 2 — палеозойское или мезозойское обрамление впадины, сложенное осадочными породами, метаморфизованными и выведенными на дневную поверхность; 3 — палеозойское обрамление впадины, сложенное магматогенными образованиями и выведенное на дневную поверхность; 4 — зоны залегания фундамента на небольших глубинах, перекрытые маломощным чехлом мезокайнозойскими отложениями; 5 — окраинные прогибы Ферганской межгорной впадины, заполненные мезокайнозойскими отложениями; 6 — границы крупных преимущественно палеозойских выступов границы окраинных прогибов; 7 — прогибы в пределах палеозойского обрамления, заполненные мезокайнозойскими отложениями; 8 — прогибы в пределах палеозойского обрамления, заполненные только юрскими отложениями; 9 — прогибы в пределах палеозойского обрамления, заполненные только негенерными отложениями; 10 — простирающие крупные антиклинорны в пределах палеозойского обрамления впадины; 11 — главные разломы фундамента в пределах впадины: а) северный, б) южный; 12 — разломы, нарушения фундамента; 13 — глубоко погребенные выступы фундамента: а) кокандский; б) дамкульский; 14 — изогипсы поверхности фундамента (по Б. Б. Таль-Вирскому); 15 — складки по осадочному чехлу, к которым приурочены месторождения нефти и газа; 16 — антиклинальные складки (подготовленные структуры), по которым проводились подсчеты перспектив запасов нефти и газа по категории С<sub>2</sub>; 17 — антиклинальные складки (выявленные структуры).

ствующая южной ступени. На отложениях покрова она имеет сложное строение.

На севере впадины наблюдаются Нарынская, Чустпап-Наманганская и Супетауская ступени.

Южная ступень по отложениям покрова осложнена рядом прогибов и поднятий, которые соответствуют опущенным и приподнятым блокам фундамента.

Блоковое строение фундамента обусловлено разломами, многие из которых прослеживаются и по отложениям осадочного чехла. Эти разрывные нарушения контролируют по существу пространственное расположение структурных элементов, их амплитуду и отчасти формирование. Они то омолаживались, временами развивались очень интенсивно, а временами движения вдоль них затухали. На крайнем западе южной ступени по отложениям покрова выделяется Аксарай-Тогапская зона террас и моноклиналей. Далее к востоку строение южных ступеней осложняется и в районе Нефтеабада, Равата, Северного Соха обособляется Южно-Ферганская ступенчато-разрывная зона.

Характерная особенность этой зоны — наличие системы крупных эшелонированных разломов с амплитудами смещения до 1500—2000 м. Восточнее располагается Чимшонская зона поднятий и террас, где разрывные нарушения затухают и складок становится меньше. Здесь, как и в Аксарай-Тогапской зоне, широко развиты так называемые «неполноценные» складки, т. е. выраженные на поверхности, но отсутствующие на глубине (Капчагай, Талмазар и т. д.). На востоке южной ступени выделяется Андижанская зона поднятий, а также зоны, где складчатый фундамент выходит (Гузан-Каратауский и Суганде-Карачатырский выступы) на дневную поверхность.

К северу от южной ступени, отделяя ее от центрального грабена, прослеживается Маргиланская ступень, в пределах которой выделяются Махрамская, Хамерджуйская, Сарыкурганская, Алтыарыкская и Гумланская зоны поднятий.

Нарынская ступень характеризуется достаточно сложным строением. Углы падения пород здесь достигают 30—40°. По своей форме она напоминает полусферу. Размеры ее 50×40 км. Ступень осложнена Майлисуйским погребенным выступом, к которому приурочены локальные складки Майлису I, II, III, IV, Бедре, Кызылалма. Размеры выступа 20×10 км, глубина залегания складчатого фундамента 2500 м. Складки этого выступа имеют конседиментационное развитие.

Южнее прослеживается Избаскент-Карабулакская зона поднятий, приуроченная к разлому фундамента такого же наименования (по О. А. Рыжкову). Здесь развиты следующие локальные складки: Избаскент, Восточный Избаскент, Алаш, Карабулак и др. Они также осложнены разломами и большинство из них развивалось постконседиментационно. К югу от этой зоны выделяется Маданиятская моноклираль размером 40×10 км.

Чустпап-Наманганская ступень отделяется от Нарынской Учкурганским прогибом (рис. 3). По форме ступень напоминает треугольник, обращенный короткой стороной к северо-востоку. Длина ступени 125—130 км, ширина от 30 км на северо-востоке до 5 на юго-западе. Она осложнена зонами поднятий и прогибов. Общий наклон слоев с севера и северо-востока на юго-запад 10—30°. Наиболее крупные поднятия прослеживаются на юге ступени, на западе — Чустпапское, на востоке — Наманганское. Возможно, эти поднятия образуют единую региональную зону протяжением 80 км. Она расчленяется на локальные складки (с за-

пада на восток): Чустпап, Восточный Чустпап, Шорбулак, Тюрякурган, Наманган, Восточный Наманган и Учкурган.

К северу от Чустпапской зоны поднятий простирается Алмасский прогиб протяженностью 75—80 км при ширине 5—10 км. В северо-восточной части ступени, т. е. там, где она расширяется, можно выделить еще несколько зон поднятий и прогибов. К северу от Наманганской зоны поднятий мы выделили Радуванский прогиб, длина которого не превышает 25—30, а ширина — 5 км.

Янгикурганская зона поднятий прослеживается в северо-восточном направлении на расстоянии 25—30 км при ширине 5 км. Севернее располагается Пишкаранский прогиб, длина которого 60 км, ширина 5 км, а за ним Исковатская зона поднятий (длина 40, ширина 10 км), в пределах которой выделяются локальные складки Исковат, Тергачи и др.

Кроме вышеперечисленных поднятий, на северо-востоке выделяется погребенный выступ Карагундай.

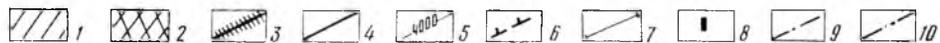
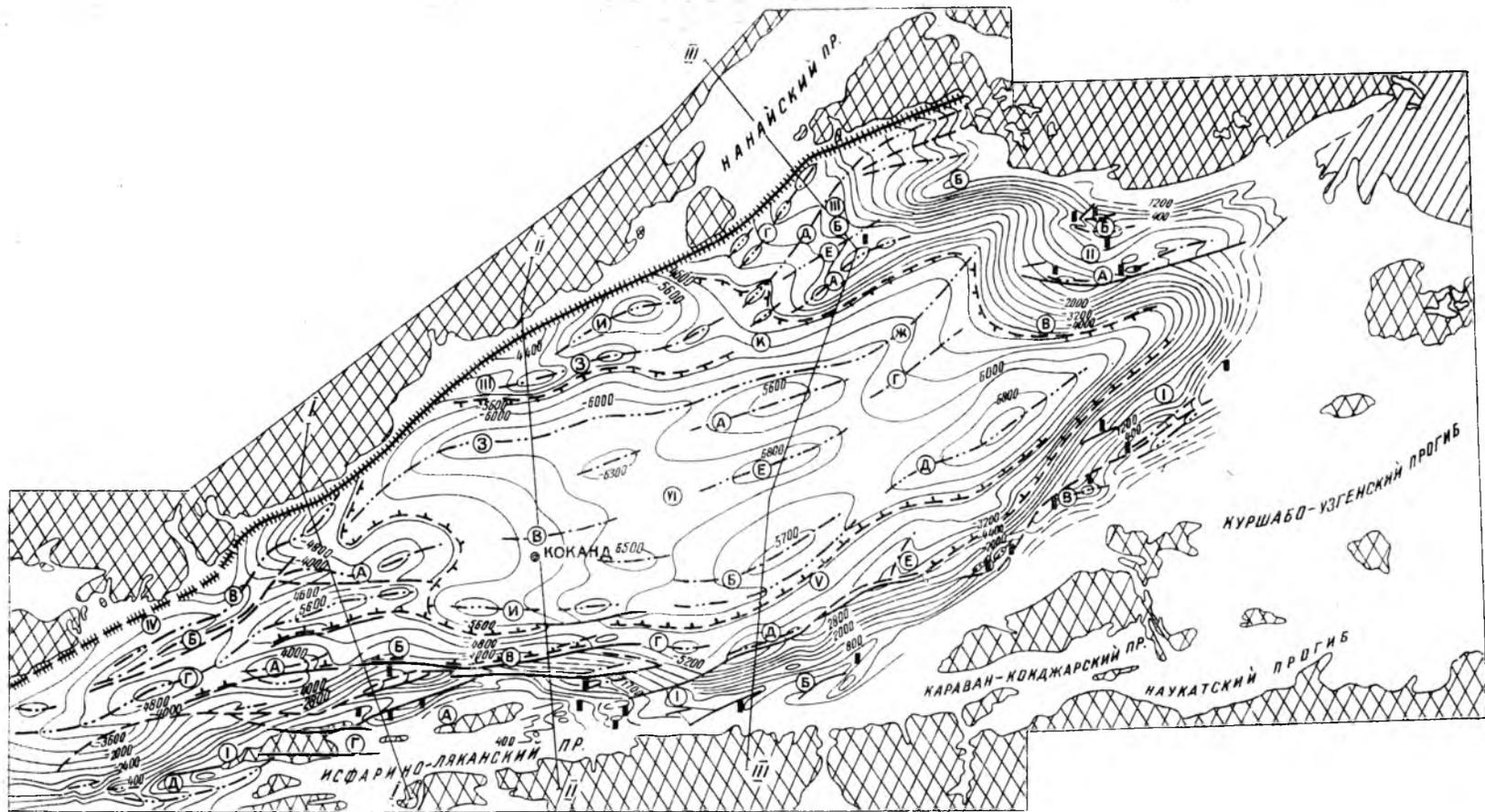
Супетауская ступень располагается на западе впадины. Длина ее около 100 км, ширина на востоке 40, на западе 20 км. Она расчленяется на Акбельскую и Супетаускую зоны поднятий, Костакозский, Абдусаматский прогибы.

Как видно, в строении отложений покрова и фундамента впадины имеется много общего. Почти всем приподнятым и опущенным блокам фундамента соответствуют зоны поднятий и прогибов покрова. Это свидетельствует о взаимосвязи их структурных планов.

Кроме того, становятся очевидными отличия геологического строения северной части впадины. Она представляет собой несколько приподнятую (по отношению к центральной части депрессии) и ослобленную крупными складками зону с максимальными мощностями неогеновых отложений. Интересно также, что только в Северной Фергане выделяется соленосный тип синорогенных моласс, что дает основание полагать, что область максимального погружения в неогене располагалась в Северной Фергане, тогда как в мезозое и палеогене она находилась значительно южнее. Интенсивное прогибание Северной Ферганы в неогене обусловлено движениями по Северо-Ферганскому разлому, который отделяет депрессионную часть впадины от Чаткало-Кураминского палеозойского обрамления. Наличие этого разлома подтверждается данными бурения на Исковатской площади. На расстоянии 3—4 км к северу и северо-западу от данной площади на поверхности обнажаются меловые отложения, тогда как на Исковатской площади на глубине 3890 м вскрыты только отложения палеогена. Кроме того, на северо-западе Северной Ферганы ярко проявилась соляная тектоника. И глубина залегания продуктивных горизонтов здесь относительно небольшая.

Таким образом, в отличие от южной части впадины, на севере следует выделять три самостоятельные структурные единицы, резко различающиеся между собой. В связи с этим выводы некоторых исследователей (О. А. Рыжков, М. С. Сайдалиева) о наличии на севере Ферганы генетически единой антиклинальной линии должны быть отклонены как не подтверждающиеся новейшими данными.

Все перечисленные ступени Ферганской впадины в осадочном чехле осложнены многочисленными локальными структурами, группирующимися в зоны. В расположении и простирании структур третьего порядка установлена определенная закономерность. Если разлом фундамента простирается линейно, то и складки в покровных отложениях имеют линейное простиранье. Если несколько разломов располагается параллельно и на небольшом расстоянии друг от друга, образуя зону ступенчатого



строения, то складки в покровных отложениях располагаются параллельно разломам и, как правило, погружаются к центру впадины.

Окруженный со всех сторон ступенями, в центре впадины прослеживается центральный грабен. До последнего времени единого мнения о глубинном строении центрального грабена не было. Одни исследователи (О. С. Вялов, В. И. Попов, Н. П. Туаев) считают, что к центру впадины складчатость значительно затухает, а другие (В. Г. Клейнберг, С. Н. Симаков, О. А. Рыжков) утверждают, что нет. По мнению А. Г. Бабаева в зоне центрального грабена складчатость не затухает, а приобретает качественно иную природу и поэтому выражена структурами иного типа. Имеющийся фактический материал позволяет утверждать, что центральный грабен впадины имеет довольно сложное строение и разделен на крупные поднятия и прогибы.

В северной части грабена прослеживается Шайданский и Учкурганский прогибы (рис. 3), которые, сливаясь в районе Мингбулакской складки, образуют весьма протяженную (150 км) синклиналиную зону, по ней центральный грабен отделяется от Чустпап-Наманганской ступени.

На юге грабена выделяется аналогичная синклиналиная зона, образованная слиянием двух прогибов: на востоке Карадарьинского, на западе — Бешарьковского.

Как на севере, так и на юге прослеживаются крупные валоподобные поднятия, которые названы Мингбулакской и Караджидинской зонами. Указанные поднятия разделены Гуртепинским прогибом. От Нарынской и Супетауской ступеней центральный грабен отделяется соответственно Батыкчинской и Кокандской седловинами.

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

### Общие сведения о распределении в разрезе нефте- и газопроявлений

В пределах Ферганской впадины признаки нефти и газа обнаружены почти на всему разрезу осадочного чехла и даже в породах, составляющих складчатый фундамент (рис. 4). В то же время большинство нефтепроявлений и все промышленные скопления нефти и газа размещаются в отложениях осадочного чехла. Покровные отложения Ферганской впадины сложены терригенными и карбонатными образованиями верхней перми, мезозоя, палеогена и неогена. В настоящее время промышленные залежи нефти и газа в различных районах Ферганской впадины встречены в юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых породах (рис. 4). Триасовые и верхнепермские отложения на нефтеносность изучены слабо.

В Ферганской впадине естественные проявления жидкой нефти на поверхности земли были известны еще в прошлом столетии. Все они рас-

Рис. 3. Структурно-тектоническая схема Ферганской впадины (по отложениям покрова).

1. Южная наиболее приподнятая ступень впадины.  
А — Южно-Ферганская ступенчатого-разрывная зона; Б — Чимнонская зона поднятий и террас; В — Андижанская зона поднятий; Г — Гузан-Каратауский выступ; Д — Аксарай-Тоғанская зона поднятий и террас; И. Нарынская ступень (моноклинали); А — Избаскент-Карабулакская зона поднятий; Б — Майлисайская зона поднятий; В — Маданиятская моноклинали; ИИ — Чустпап — Наманганская ступень; А — Наманганская зона поднятий; Б — Карагундайский выступ; В — Янгикурганская зона поднятий; Е — Радуванский прогиб; З — Чустпапская зона поднятий; И — Алмасский прогиб; К — Сырдарьинская терраса; IV. Супетауская ступень: А — Супетауская зона поднятий; Б — Акбельская зона поднятий; В — Абдусаматский прогиб; Г — Костаковский прогиб; V. Маргиланская ступень: А — Махаразская зона поднятий; Б — Хамерджуйская зона поднятий; В — Сарыкурганская зона поднятий; Г — Риштанский прогиб; Д — Алтыарыкская зона поднятий; Е — Гумханская зона поднятий. VI. Центральный грабен: А — Мингбулакская зона поднятий; Б — Караджидинская зона поднятий; В — Кокандская седловина; Г — Батыкчинская седловина; Д — Карадарьинский прогиб; Е — Гуртепинский прогиб; Ж — Учкурганский прогиб; З — Шайданский прогиб; И — Бешарьковский прогиб.



полагаются в зоне выхода на дневную поверхность у обрамлений впадин регионально-продуктивных горизонтов палеогена (V, VII). Первые попытки промышленного освоения нефтяных залежей были предприняты как раз вблизи таких поверхностных нефтепроявлений. В последующем в разведку глубоким бурением стали вовлекаться и антиклинальные складки, расположенные на некотором удалении от обрамления впадины.

Палеогеновые отложения Ферганы оставались по существу естественным объектом для поисков нефти до 1947 г., хотя еще в 30-х годах В. Б. Порфирьев рекомендовал приступить к поискам нефти в юрских отложениях. В 1947 г. на месторождении Палванташ был получен фонтан газа из верхнемеловых отложений (XV горизонт пестроцветной свиты). Позже продуктивность меловых отложений подтвердилась и на других площадях.

За последние годы накопился материал, свидетельствующий о промышленной нефтегазоносности не только меловых, но и юрских отложений Ферганской впадины. Хотя нефтегазопроявления в этих породах давно отмечались при бурении глубоких поисковых скважин на нефть и газ, впервые промышленные скопления газа в юрских отложениях были открыты только в 1960 г. скважиной 67 на площади Северный Сох, подтвердившей продуктивность XXIII горизонта. К этому же времени стало очевидно, что и в неогеновых отложениях многих площадей сосредоточены промышленные залежи нефти.

В настоящее время в пределах Ферганской впадины открыто 34 различных по запасам месторождения нефти и газа. На юге впадины это Аксарай, Ким (Сельрохо), Нефтебад, Айритан, Рават, Канибадам, Шорсу-IV, Северный Сох, Северный Риштан, Гальяча, Чонгара, Сарыкамыш, Чаур-Яркутан, Чимион Ханкыз, Авваль, Восточный Авваль, Западный Палванташ, Палванташ, Ходжасман, Андижан, Шарихан-Ходжибад, Бостон, Хартум, Южный Аламышик, Чангырташ, на севере впадины — Избаскент, Восточный Избаскент, Майлису-III, Майлису-IV, Кызылалма, Майлисай, Бедре, Наманган и Чуст-Пап.

Промышленные скопления нефти и газа в юрских отложениях обнаружены на месторождениях Кызылалма, Южный Аламышик, Ходжибад. Чисто газовые залежи выявлены на месторождениях Майлису-III, Майлису-IV, Бостон, Северный Сох, Северный Риштан, Сарыкамыш, Сарыток. Обильные нефтегазопроявления зафиксированы на месторождениях Избаскент, Восточный Авваль.

Промышленные скопления нефти и газа в разрезе юрских отложений приурочены к песчаным породам, которые (сверху вниз) выделены как XXIII, XXIV, XXV, XXVII и XXVIII продуктивные горизонты.

В возрастном отношении эти горизонты по региону между собой не увязаны. Поэтому подробные сведения о них даны по месторождениям, где они содержат залежи нефти или газа.

Нефть юрских отложений имеет следующую характеристику: удельный вес — 0,777—0,855, вязкость высокая: при 20° С нефть не течет, что объясняется значительной (до 22%) обогащенностью парафином, селитрагелевыми смолами (до 15%) и асфальтенами (до 25%). Содержание серы колеблется от 0,1 до 0,4%. В то же время нефти юрских отложений богаты легкими фракциями. Они относятся к типу высокопарафинистых, маслянистых, с большим содержанием легких фракций и достаточно

Рис. 4. Распределение скоплений нефти и газа в разрезе покровных отложений Ферганы.

1 — нефть промышленного значения; 2 — нефть непромышленного значения; 3 — пленки нефти; 4 — газ промышленного значения; 5 — газ непромышленного значения; 6 — газопроявления; 7 — залежи нефти с газовыми шапками; 8 — газовые и газоконденсатные залежи с нефтяными орочками; 9 — нефтегазопроявления; 10 — битумы.

резко отличаются от нефтей меловых, палеогеновых и неогеновых отложений.

Газ, добываемый из юрских отложений, состоит из метана (70—80%), этана (2—4%) и высших (1,5—2,5%). Содержание азота и редких газов нередко в сумме составляет 20%. Растворенный в воде газ имеет тот же состав.

Все скопления нефти и газа в юрских отложениях приурочены к локальным антиклинальным и брахиантиклинальным складкам. Любопытно, что залежи в юрских отложениях в большинстве случаев приурочены не к сводам, а к присводовым частям складок; они относятся к категории структурно-литологических. На месторождении Ходжибад залежи нефти и газа в юре приурочены к древнему руслу и по форме напоминают так называемые «рукавообразные».

Общие геологические предпосылки дают основание надеяться, что в Ферганской впадине залежи нефти и газа могут быть встречены в нижне- и среднеюрских отложениях и на многих других площадях. Учитывая фациальные особенности, можно предполагать возможность открытия типично структурных, литологических и, возможно, стратиграфических залежей.

Впервые нефтепроявления в меловых отложениях отмечены еще в 30-х годах на площади Майлисаи, когда при бурении скважины 12, в интервале калачинской свиты (?) в глинистом растворе были замечены пленка нефти и пузырьки газа. Четко газопроявления наблюдались и при проходке горных выработок в районе складки Майлису-II. Предположительно их связывали с нижнемеловыми отложениями. На площадях Шорсу и Чимион в 30-х годах также были замечены слабые нефтепроявления.

Впервые промышленный приток газа был получен в 1947 г. на Палванташе, когда одна из скважин зафонтанировала с дебитом до 1000000 м<sup>3</sup>/сут. В 1950 г. был получен первый промышленный фонтан нефти на Южном Аламышике с дебитом до 100 т/сут.

В настоящее время промышленные скопления нефти и газа в меловых отложениях обнаружены на месторождениях Бедре, Майлису-III, Майлису-IV, Избаскент, Южный Аламышик, Бостон, Ходжибад, Палванташ, Ходжаосман, Ханкыз, Сарыкамыш, Северный Риштан и Северный Сох. В разрезе меловых отложений выделено 9 пронизаемых горизонтов (XIII, XIV, XV, XVa, XVIII, XIX, XX, XXI, XXII), к которым и приурочены залежи нефти и газа.

Коллекторские свойства газоносных горизонтов мела колеблются в широких пределах. Так, их открытая пористость изменяется от 6 до 24%, а проницаемость — от десятков до 9300 мд.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают XIII, XV-A, XVIII, XIX пласты, низкие коллекторские свойства типичны для XIV, XV, XX, XXI, XXII пластов.

По мере смещения от обрамления депрессии к ее центру фильтрационные способности продуктивных горизонтов ухудшаются за счет обогащения песчаных пород глинистыми частицами.

Содержание метана в газе меловых отложений рассматриваемого района колеблется от 70 до 90%, H<sub>2</sub>S отсутствует.

Меловые отложения Ферганы с полным основанием можно рассматривать как регионально-нефтегазоносные. Несомненно, что они нефтегазоносны и в пределах северного и северо-западного бортов Ферганской впадины. Единственным препятствием на пути открытия здесь залежей нефти и газа в меловых отложениях является большая глубина залегания продуктивных пластов (до 5000 м и более).

Нефтепроявления, связанные с палеогеновыми отложениями и Ферганы, были известны еще в конце XIX столетия, а первые промышленные скопления нефти в них обнаружены еще в 1902 г. на Майлисайском месторождении. Здесь добыча нефти велась из V (туркестанские слои) и III (сумсарские слои) пластов.

В 1904 г. началась добыча нефти из V пласта палеогена на площади Чимион. В дальнейшем все поисково-разведочные работы были сосредоточены на южном борту впадины.

Планомерные поисковые работы и разведочное бурение на севере и северо-востоке Ферганы началось только в 1944 г., когда первая разведочная скважина на площади Майлису-IV дала фонтан нефти из III горизонта палеогеновых отложений.

В настоящее время промышленные скопления нефти и газа в палеогеновых отложениях установлены на 28 месторождениях: Наманган Избаскент, Майлису-III, Майлису-IV, Восточный Избаскент, Чангырташ Южный Аламышик, Хартум, Бостон, Ходжибад, Андижан, Палванташ Западный Палванташ, Авваль, Восточный Авваль, Ханкыз, Чимион, Яркутан, Северный Сох, Гальча, Чонгара, Шорсу-IV, Нефтебад, Айритан, Рават, Канибадам, Сельрохо, Аксарай. Всего в толще палеогеновых отложений было выявлено девять продуктивных горизонтов (II—X). Среди них и по региональной нефтеносности, и по высокой продуктивности особенно выделяются известняки VII пласта алайских и V пласта туркестанских слоев. Их нефтеносность была подтверждена почти на всех площадях в пределах южного, северо-восточного и северного бортов впадины. Этими продуктивными горизонтами на протяжении многих лет были связаны основные промышленные и перспективные запасы нефти Ферганы. Велика роль этих двух пластов и в настоящее время. На многих площадях прослеживается продуктивность и III горизонта (сумсарские слои). Его нефтеносность подтверждена на площадях Нарынской ступени и в районе группы андижанских складок от Чангырташа до Западного Палванташа. К западу от этих складок этот горизонт также нефтегазоносен (Ханкыз, Северный Сох, Нефтебад, Ким), но там он известен как II пласт, а располагается он здесь в кровле сумсарских слоев. Остальные продуктивные пласты палеогена (IV, VI, IX) нефтеносны не на всех промысловых площадях, что можно объяснить их литологической невыдержанностью.

Из 73 залежей, выявленных в палеогеновых отложениях Ферганы, 18 (почти 25%) сосредоточено в V пласте, 17 (или почти 23%) — в VII пласте, 15 (21%) — в III пласте (таблица).

Таким образом, только в этих трех пластах заключено 48 (68%) залежей.

Характерно, что чисто нефтяные залежи приурочены к месторождениям, у которых сводовые части структур срезаны предбактрийской эрозией (Южный Аламышик, Бостон, Ходжибад, Чангырташ и др.) или к месторождениям, на которых палеогеновые слои глубоко погружены (Наманган, Избаскент, Западный Палванташ). Нефтяные залежи с газовой шапкой выявлены на структурах, расположенных гипсометрически выше, чем перечисленные (Андижан, Палванташ, Северный Сох). Чисто газовые залежи открыты в пределах складок с наиболее высокими гипсометрическими отметками (Аксарай).

Пористость продуктивных пластов колеблется от 3 до 24%, а проницаемость изменяется в широких пределах — от практически непроницаемых пород до 100 мд.

Таким образом, все открытые к настоящему времени месторожде-

**Распределение нефтяных и газовых залежей палеогена на месторождениях Ферганского нефтеносного бассейна**

Месторождения	Продуктивные пласты и виды залежей		
	нефтяные залежи	нефтяные залежи с газовой шапкой	газовые залежи
Наманган	V	—	—
Майлису-IV	III, V, VII, IX	—	—
Избаскент	III, V, VII, IX	—	—
Восточный Избаскент	III, V, VII	—	—
Чангырташ	III, V, VII	—	—
Юж. Аламышик	III, V, VI, VII	—	—
Хартум	VIII	—	VII
Бостон	III	—	—
Андижан	IV	III, V, VII	—
Шарихан-Ходжнабад	III, V, VI, VII	VIII	—
Палванташ	III, IV, VI	V, VII, VIII	—
Зап. Палванташ	III, V, VI, VII, VIII, IX	—	—
Восточный Авваль	V	—	—
Авваль	V	—	—
Ханкыз	III, VII	—	—
Чимшон	V	—	—
Яркутан	IV	—	—
Чонгара	IV	—	V, VII
Сев. Сох	VIII	IV	III, V, VII
Айритан	VII	—	VIII, IX
(Сельрохо), Ким	III, V, VI, VI-a, VII	—	—
Канибадам	—	V	IX
Гальча	—	IV	VII
Нефтеабад	—	III	—
Рават	IV	II, III, VII	V

ния нефти в палеогене Ферганы являются многопластовыми, лишь месторождения Нефтеабад, Чаур, Яркутан, Чимион однопластовые.

Нефтепроявления в породах неогенового возраста впервые отмечены в процессе бурения еще в 1930—1934 гг. на площади Сельрохо. Здесь из скважин были подняты образцы песчаников бактрийской серии, слегка насыщенные нефтью, а также образцы глин с признаками нефти по плоскостям скольжения. Более интенсивные признаки нефти были получены в процессе бурения на месторождении Андижан в 1935—1936 гг. И здесь эти нефтепроявления приурочены к подошве разреза бактрийской толщи.

На этом месторождении при опробовании скважин 2, 12, 42 из этого интервала неогенового разреза получены притоки легкой нефти с дебитом от 0,2 до 0,8 т/сут. Аналогичные нефтепроявления наблюдались и на других участках Ферганской впадины. Так, на площади Южный Аламы-

шии при прохождении неогеновых отложений скважиной 64 в 1949 г. из песчаников, залегающих в основании бактрийской толщи, получен приток нефти с дебитом до 7,5 т/сут.

Нефтепроявления, связанные с песчаниками массагетской и бактрийской серии, известны в Северной Фергане. На Майлисайской и Избаскентской площадях песчаный пласт кирпично-красной свиты, с которым связаны эти нефтепроявления, называют «шалыным», он дает обильные нефте- и газопроявления в совершенно неожиданных условиях. Иногда на месторождении Майлису-IV приток нефти из этого пласта достигает 3—4 т/сут. На площади Избаскент «шалыной» пласт был испытан скважинами 16, 25 и 30, но получена минерализованная вода с пленкой нефти. Аналогичный результат зафиксирован и на площади Шамалдысай в скважине 4, где также был получен приток минерализованной воды до 66 м<sup>3</sup>/сут и нефти до 2,2 м<sup>3</sup>/сут.

Нефть зеленоватого цвета, сильно разгазированная, с удельным весом 0,815. Минерализованная вода с нефтью (до 3 т/сут) получена и из вышележащего песчаника массагетской толщи.

Обильные нефтепроявления выявлены при испытании скважин на Западном Избаскенте, в Бутакаре, а также в параметрических скважинах 7, 9, 10. В пределах Нарынской ступени низы массагетской серии в ряде скважин обильно переливают водой с нефтью (до 1,5 т/сут). Первый промышленный приток получен в 1956 г. на площади Южный Аламышик при возврате на неоген 10 скважин, ликвидированных и заброшенных после полной выработки залежи V пласта. Все они дали притоки нефти с дебитом от 2,5 до 12 т/сут.

В настоящее время добыча нефти из бактрийских отложений ведется на площадях Южный Аламышик, Бостон, Андижан, Шарихан-Ходжибад и Западный Палванташ. Ныне нефть из неогеновых отложений добывается свыше чем в 100 скважинах. Дебиты скважин колеблются от 6 до 25 т/сут, причем некоторые скважины давали до 100 т/сут нефти.

На всех перечисленных площадях промышленно нефтеносной оказалась пачка песчаников и галечников, залегающих в основании бактрийской серии и выделяемая здесь геологами как свита «С». В промышленной практике она именуется I пластом, который состоит из бурых песчаников, чередующихся с мелкогалечными конгломератами и светло-бурными глинами.

Мощность пласта изменяется от 7 до 30 м на своде и южном крыле Андижанской складки и возрастает до 150 м на северном. На площади Бостон и Южный Аламышик приток нефти и газа получен из вышележащих песчано-глинистых образований бактрийской толщи.

## Глава II.

### НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ФЕРГАНСКОЙ ВПАДИНЫ<sup>1</sup>

#### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ МАЙЛИСАЙ

Месторождение Майлисай открыто в 1903 г. Оно расположено в Северной Фергане на территории Джалалабадской области Киргизской ССР.

Майлисайская площадь находится в предгорной полосе Чаткальского хребта и морфологически представляет собой адыр широтного простирания, абсолютные отметки которого колеблются от 820 до 920 м.

Рельеф площади сильно расчленен. С севера на юг месторождение пересекается долиной Майлисай, протягивающейся далеко на юг в сторону сел. Учкурган. Дно долины лишено постоянных поверхностных водотоков, и только возле бортов из отложений неогена выбиваются небольшие роднички. В пределах структуры имеется несколько небольших оврагов различного направления. В северо-восточной части площади, где на поверхности обнажаются палеогеновые отложения, рельеф более сложный. Известняки здесь образуют скалистый рельеф, а глины — мягкие понижения.

Впервые Майлисайская площадь была описана в 1882 г. Д. Л. Ивановым. В 1890 г. район обследовал и описал Г. Д. Романовский. В 1901 г. под руководством Г. Леонова здесь была пробурена первая «казенная» скважина, давшая нефть из V горизонта туркестанских слоев палеогена. Суточный дебит скважины равнялся 25 т и это послужило основанием для постановки разведочных работ.

С 1909 по 1912 г. на месторождении пробурили 5 неглубоких скважин, в которых нефть добывалась из V горизонта. Ввиду малодобитности скважин разведочные работы на площади были прекращены.

В 30-х годах в этом же районе трестом «Средазнефть» разведка была возобновлена. Пробурено еще 4 скважины, давшие незначительное количество нефти. В 1944 г. М. Т. Сафаралнев составил послышное описание разреза отложений неогена по Майлисаю. В 1942 г. с целью поисков озокеритов И. С. Энштейн произвел съемку западной части структуры. С 1945 по 1948 г. в Майлисае проводились работы на озокерит, причем в некоторых скважинах, расположенных в непосредственной близости от выходов на дневную поверхность нефтяных горизонтов палеогена, наблюдались нефтепроявления. В одной из скважин, пробуренной на южном крыле складки, был получен фонтан нефти с дебитом 50 т/сут. В конце 1952 г. разведочное бурение на Майлисайской антиклинали было возоб-

---

<sup>1</sup> Месторождения описываются в порядке их открытия

новлено и подтверждена промышленная нефтеносность V горизонта в пределах всей структуры.

**Стратиграфия.** В строении Майлисайской складки участвуют меловые, палеогеновые и неогеновые образования. В толще пород палеогена выделяются почти все слои: бухарские (30—35 м), сузакские (5—10 м), алайские (35—40 м), туркестанские (25—30 м), риштан-исфара-ханабадские (0—65 м), сумсарские (0—80 м). Из отложений неогена на крыльях и на западном погружении структуры сохранилась от размыва лишь неполная мощность кирпично-красной свиты массагета (0—490 м). Ядро складки, как уже отмечено, размыто до отложений сумсарских слоев палеогена.

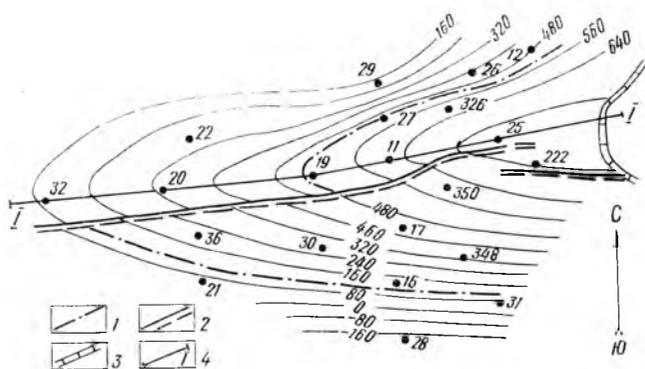


Рис. 5. Структурная карта нефтяного месторождения Майлисай по кровле V продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушений; 3 — выходы V горизонта на поверхности земли; 4 — линия профиля.

**Тектоника.** Майлисайское месторождение приурочено к небольшой асимметричной антиклинальной складке (длина 4 км, ширина 1,5) широтного простирания (рис. 5).

По палеогеновым слоям падение пород V горизонта на северном крыле колеблется от  $45^\circ$  (скв. 26) до  $60^\circ$  (скв. 29), но в сторону скв. 22 углы падения пластов выполаживаются и составляют  $20\text{--}30^\circ$ . Южное крыло несколько положе: в районе скв. 14 и 31 наклон пород V горизонта  $40\text{--}45^\circ$ , в районе скв. 16 и 17 пласты выполаживаются. Свод структуры по V горизонту, в районе скв. 24 и 25 сравнительно широкий с резким перегибом пластов. Западнее, в районе скв. 27 и 17, свод более широкий и пологий с углами падения крыльев: северного —  $20^\circ$ , южного —  $30^\circ$ . Шарнир структуры погружается на запад под углом  $10\text{--}20^\circ$ . Структура вдоль свода разбита продольными нарушениями взбросового типа. Так, по южному крылу близ свода проходит нарушение широтного простирания. Оно погружается на юг под углом  $65^\circ$ . Южное крыло по этому нарушению надвинуто на северное. Амплитуда смещения пород не превышает 10 м. В 150 м южнее вышеуказанного проходит второе нарушение взбросового типа широтного направления с южным падением плоскости под углом  $56^\circ$ .

Первое нарушение прослеживается в районе скв. 25 и далее на запад, второе — с востока до скв. 24, после чего затухает.

**Нефтеносность.** На месторождении Майлисай нефтеносным является только V горизонт туркестанских слоев палеогена (рис. 6). На площади

очень много естественных нефтепроявлений в отложениях палеогена, выходящих на дневную поверхность. Однако в результате бурения установлено отсутствие промышленной нефти в III, IV, VII и VIII горизонтах палеогена. Из 8 скважин, пробуренных до VII горизонта, при испытании получена соленая вода без признаков нефти и только в одной из них — вода с пленками нефти.

V горизонт представлен серыми плотными известняками, общая мощность его 10 м, эффективная — 6 м. Средняя пористость 12,3%, проницаемость 3,6 мдарси. IV горизонт нарушением разделяется на два блока: В плане залежь имеет подковообразную форму. Длина залежи северного крыла равна 1500 м, ширина 200—400 м. На южном крыле длина залежи 2500 м, ширина 400—500 м, высота 190—200 м.

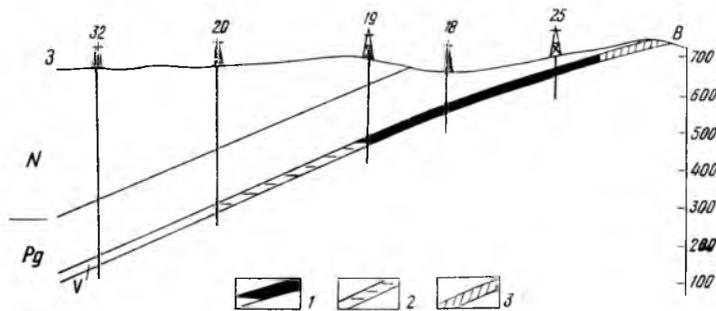


Рис. 6 Схема залегания нефти на месторождении Майлисай.

1 — нефть; 2 — контурные (мощность продуктивного горизонта не в масштабе) или пластовые воды; 3 — асфальтовая пробка.

Начальные дебиты нефти 0,5—45 т/сут. Пластовое давление в различных частях залежи различное. Первоначальный газовый фактор 20—30 м<sup>3</sup>/т при пластовом давлении 64 атм.

Нефть V горизонта характеризуется следующими показателями: удельный вес — 0,853—0,861 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — 0,1—0,24%; асфальтенов — 0,52—2,77; акцизных смол — 20,0—54,0; парафина — 2,5—6,9%. Выход легких фракций: до 100° — 1,5—10,0%; до 200° — 10,0—32,0%; до 30° — 26,0—51,0%. Вязкость: Э<sub>20</sub> — 18,0—4,7, Э<sub>50</sub> — 10,0—8,4.

В нефти имеется растворенный газ. Плотность его (воздух-1) — 1,1—1,2 содержание азота ± редких — 1,3—2,1%; сероводорода и углекислого газа нет, газобензина — 4,25—74,4 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды V горизонта на месторождении имеют плотность 1,065—1,014 г/см<sup>3</sup>; содержание микрокомпонентов: йода — 10,36—10,49 мг/л, брома нет, сероводорода в скв. 18—19,5 мг/л и в скв. 13—2,86 мг/л, в других скважинах сероводород не обнаружен. Тип воды в основном хлоркальциевый, но встречается иногда хлормagneиный.

Запасы нефти на месторождении Майлисай оказались незначительными, и в связи с удаленностью от промысловых коммуникаций оно в настоящее время законсервировано.

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧИМИОН

Месторождение Чимион открыто в 1904 г. Оно расположено на территории Ферганского района Ферганской области Узбекской ССР. В географическом отношении основная часть площади выражена грядой,

сложенной древнечетвертичными конгломератово-галечниковыми отложениями. Гряда возвышается над долиной на 150—250 м с абсолютным превышением над уровнем моря на 800 м. Склоны возвышенности прорезаны оврагами, причем овраги южного склона узкие и глубокие, а северного — более широкие с пологими бортами. Адыры имеют асимметричную форму: южные склоны более крутые, северные — пологие

Наиболее крупная водная артерия района — Алтыарыксай, воды которого, прорезая Чимион-Кашкаркирский адыр и Капчигайскую площадь, доходят до культурных земель Алтыарыкского района, где разбираются на полив сельскохозяйственных культур.

Чимионское нефтяное месторождение, благодаря выходам нефти на дневную поверхность, давно привлекало внимание нефтяников. Поиски промышленной нефти на Чимионской структуре были начаты инженером А. Н. Ковалевским в 1899 г. Он впервые в Ферганской долине применил бурение ручным способом, которое в 1901 г. заменено механическим. В 1904 г. поисковые работы закончились положительным результатом. В скважине I и V горизонтов с глубины 270 м был получен фонтан нефти с дебитом 130 т/сут. В 1909 г. Чимионская и прилегающие к ней складки были осмотрены и описаны И. М. Ледневым.

Всего на месторождении с 1901 по 1940 г. пробурено 66 скважин, в том числе на V горизонт — 55, на IV — 4, с целью разведки меловых отложений — 2, не вскрыли палеогеновых отложений — 5 скважин. Из 55 скважин, пробуренных на V горизонт, 53 дали промышленную нефть, а две оказались за контуром нефтеносности

**Стратиграфия.** Чимионская складка сложена породами палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена. Палеозойские образования вскрыты лишь на 80 м и являются типичными для Южной Ферганы. Отложения мезозоя представлены породами юрского и мелового возрастов. Мощность юрской толщи 400—450 м и состоит она преимущественно из песчано-глинистых образований.

В толще меловых пород выделяются почти все свиты, характерные для Южной Ферганы: муянская (мощность 90—100 м), ляканская (35—40 м), кызылпиляльская (50—60 м), колачинская (50—60 м), устричная (100—110 м), яловачская (180—200 м), пестроцветная (200—220 м) и чангырташская (25—30 м).

Палеоген представлен типичными фациями со всеми слоями: бухарскими (180—200 м), сузакскими (50—55 м), алайскими (50—55 м), туркестанскими (70—75 м), риштан-исфара-ханабадскими (20—130 м). Изменение мощности последних слоев обусловлено их частичным размывом предбактрийской эрозией в своде складки. Этим же объясняется отсутствие (на своде) сумсарских слоев палеогена, которые сохранились лишь на погруженных частях складки. Неогеновые отложения также имеют неполную мощность за счет размыва пород массагетской серии (бледно-розовая свита). Общая мощность неогена колеблется от 150 до 660 м.

**Тектоника.** Чимионская складка представляет собой асимметричную антиклиналь, вытянутую широтно.

Ее северное крыло по бактрийским слоям имеет углы падения до 20°, но по палеогеновым отложениям наклон пластов увеличивается до 40°. Южное крыло более крутое: по бактрийским слоям углы падения достигают 60—65°, а по палеогеновым — пласты местами поставлены «на голову». Длина складки по поверхностной оси не превышает 3,5 км, ширина 0,4—0,5 м. Западное погружение складки фиксируется очень отчетливо как по поверхностным данным, так и по материалам бурения. По бактрийским отложениям наклон слоев к западу составляет 6—8°, по палеогеновым — складка погружается более круто (12—14°). Восточная

часть складки более сложного строения и нуждается в уточнении. Обнажающиеся в долине р. Алтыарык бактрийские конгломераты здесь имеют явно восточное погружение. Эти же конгломераты обнажаются и восточнее, на расстоянии 300—400 м, но на данной площади по элементам залегания устанавливается небольшое поднятие, названное Новым Чимионом и являющееся объектом для структурного бурения.

По южному крылу Чимионской складки, вблизи оси плоскости, проходит нарушение типа взброса, вытянутое, как и складка, широтно. На поверхности нарушения прослеживается в центральной части складки между скважинами 12 и 88. На этом участке к малиновым глинам сумсарских слоев примыкают отложения бактрия.

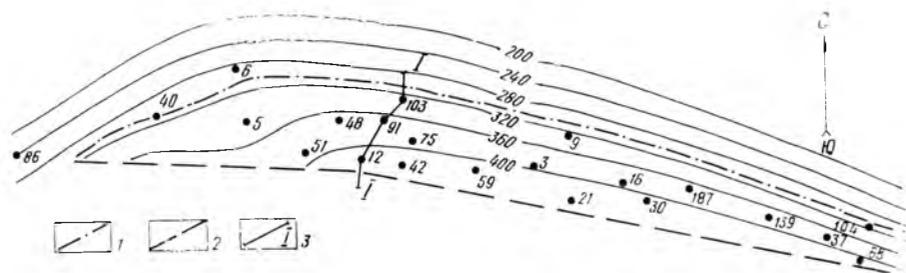


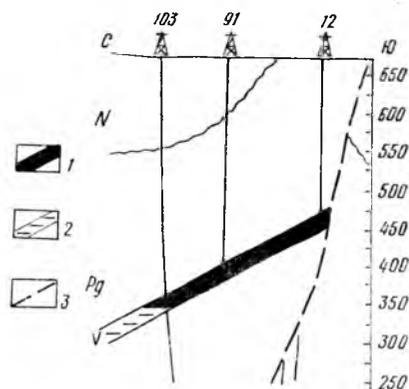
Рис. 7. Структурная карта нефтяного месторождения Чимион по кровле V продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтегазоносности; 2 — линия нарушения; 3 — линия профиля.

По данным бурения установлено, что это нарушение проходит через всю Чимионскую складку и протягивается как к востоку — в сторону Нового Чимиона, так и к западу — по направлению Якутанской складки. Плоскость нарушения направлена с юга на север под углом 75—80°. По нарушению северное крыло взброшено и несколько надвинуто на южное. Амплитуда смещения слоев в сумсарских слоях 60—65 м, в рихтанских достигает 400 м. Амплитуда нарушений значительно превышает мощность горизонта и составляет 200—300 м и более (рис. 7).

Рис. 8. Схема залегания нефти на месторождении Чимион.

1 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 2 — воды; 3 — нарушения.



**Нефтеносность.** Промышленное скопление нефти приурочено только к V горизонту туркестанских слоев палеогена (рис. 8). В разрезе пород мела и юры залежи нефти и газа не обнаружено. Нефтепроявления отмечены в III и IV горизонтах палеогена и в бактрийских отложениях неогена.

V горизонт состоит из доломитизированных, пористых, местами сильно трещиноватых известняков с прослоями ракушнякав и зеленых глин. В средней и нижней частях залегают прослой песчаника небольшой мощности. Общая мощность горизонта 15 м, эффективная — 8—10 м. Пористость колеблется от 16,0 до 32%, проницаемость не определялась.

Наиболее продуктивными оказались центральная и западная части залежи. По мере продвижения к востоку продуктивность залежи резко снижается. Залежь нефти приурочена к своду складки, газовая шапка отсутствует. С севера залежь подпирается контурными водами, а с юга экранируется нарушением. Длина залежи 2,2 км, ширина 0,22. Площадь нефтеносности равна 40,5 га, этаж 130 м. Начальное пластовое давление 42 атм, дебиты скважины 20—80 т/сут.

Начальный газовый фактор 60—70 м<sup>3</sup>/т. На 1 января 1963 г. из горизонта добыто 677195 т нефти, 1922646 м<sup>3</sup> воды

Нефть V горизонта относится к маловязким, малосернистым, мало-смолистым, парафинистым со средним удельным весом 0,856. Вязкость E<sub>20</sub>—2,79, содержание серы — 0,15%, парафина — 7,3, смол — 26%. Выход светлых фракций до 300°—50%. Воды V горизонта почти пресные с большим содержанием сероводорода, слабоминерализованные, хлоркальциевые. Общая их минерализация не превышает 5—6 г/кг. Вода имеет лечебные свойства. В настоящее время на площади Чимион на базе сероводородной воды, добываемой в скважине 89 (30—35 м<sup>3</sup>/сут), функционирует лечебница.

В сентябре 1962 г. месторождение было полностью выработано.

**История разработки месторождения.** Разработка месторождения начата в 1904 г. пуском в эксплуатацию разведочных скважин, давших нефть (рис. 9). История разработки месторождения носит поэтапный характер. Разбуривание залежи началось в 1906 г. и продолжалось фактически до 1915 г.

По темпам отбора нефти можно выделить три периода разработки месторождения.

Первый период охватывает 1904—1907 гг. и характеризуется фонтанным и полуфонтанным периодами эксплуатации, где свободные дебиты отдельных скважин доходили до 80—90 т/сут. Максимальная годовая добыча нефти за весь период разработки месторождения была достигнута на третьем году разработки — 55 тыс. т при действующем фонде 12 скважин.

За первый период разработки всего добыта 181 тыс. т нефти, что составляет 41,4% от суммарной добычи нефти из месторождения.

Второй период продолжительностью 13 лет начинается крутым спадом добычи нефти. Несмотря на дальнейшее разбуривание залежи и ввод новых скважин в разработку, годовой отбор нефти непрерывно снижается, и к концу 1909 г. добыча составляла 12 тыс. т при действующем фонде 15 скважин. В 1910—1914 гг. приступили к усиленному разбуриванию новых участков залежей, и в связи с этим годовая добыча была доведена до 28 тыс. т, а количество скважин увеличено до 20. В результате неравномерного и неограниченного отбора энергетические ресурсы залежи быстро истощались, резко снижалось пластовое давление в зонах отбора, стали проявляться контурные воды<sup>1</sup>. За второй период разработки отобрано 194 тыс. т нефти, что составляет 44,0% от общей добычи ее на месторождении.

Третий — заключительный — этап разработки продолжительностью 40 лет характеризуется непрерывным уменьшением отбора нефти

<sup>1</sup> Сведения о добыче воды до 1938 г. отсутствуют.

В 1920—1935 гг. фонд действующих скважин колебался в пределах 15—20. Годовые отборы нефти за указанный период составили 6—2,5 тыс. т. С 1935 по 1937 г. разработка месторождения была временно законсервирована ввиду большой обводненности добываемой жидкости (рис. 9), но в 1937 г. оно вновь введено в разработку, осуществлявшуюся в 3 скважинах. Так, в 1938—1942 гг. годовые отборы нефти колебались в пределах 1,6—0,2 тыс. т, тогда как отбор воды составлял 128—15 тыс. т в год.

За третий период отобрано 68,0 тыс. т нефти, что составляет 15,0% от всей добычи за период разработки. На 1 января 1969 г. из залежи извлечено 445,5 тыс. т нефти и более 2 млн. м<sup>3</sup> воды.

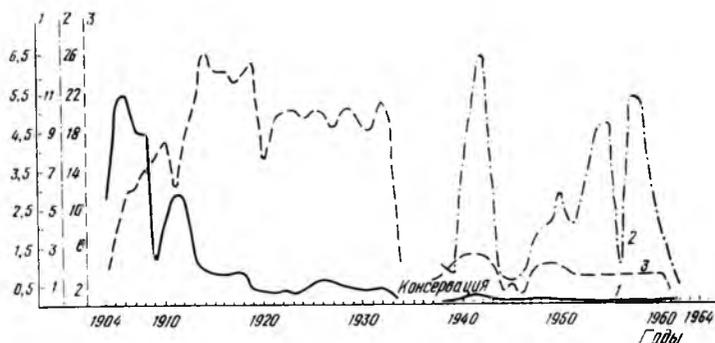


Рис. 9. История разработки месторождения Чимнон.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

Характерной величиной оценки отдачи горизонта является удельный отбор нефти на 1 га площади и 1 м эффективной мощности, которая по залежи IV горизонта месторождения Чимнон составляет 960 т. Высокая нефтеотдача по месторождению (74%), по-видимому, достигнута благодаря форсированному отбору жидкости, большой плотности размещения эксплуатационных скважин (0,77 га на скв.) и продолжительности разработки (58 лет).

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КИМ (СЕЛЬРОХО)

Месторождение Ким (бывшее Санто) открыто в 1909 г. Оно находится в южной части Ферганской долины, в 22 км к северу от г. Исфара, на территории Исфаринского района Таджикской ССР. Описываемый участок и прилегающие окрестности располагаются на северо-восточном окончании хребта Каратау. В морфологическом отношении площадь Ким представляет собой вытянутую широтно грядку, возвышающуюся над окружающей равниной на 120—150 м.

Абсолютные отметки в наивысшей точке 1045 м. Северный склон, бронированный конгломератами бактрия, более крутой, южный, сложенный глинистыми породами, — более пологий. Склоны прорезаны многочисленными оврагами. К востоку и западу гряда плавно погружается, отображая в общих чертах тектонику структуры.

Геологические исследования месторождения начаты еще в прошлом столетии. Впервые оно было осмотрено В. Н. Вебером и А. П. Михайловым. Первая разведочная скважина, из которой получено небольшое количество нефти, пробурена на северном крыле западной части складки в 1908 г. Открывательницей месторождения, однако, оказалась скважи-

на 2. Она пробурена в начале 1909 г., и при испытании VI горизонта с глубины 248 м дала приток безводной нефти с дебитом 8 т/сут. Разведка и разработка месторождения проводились предпринимателями, объединившимися в 1912 г. в Среднеазиатское акционерное торговое общество (САНТО).

В 1914 г. на западном окончании структуры пробурено 7 разведочных скважин, а на южном крыле центральной части складки — 5 крелинусных. В 1914—1916 гг. геолого-поисковой партией под руководством К. П. Калицкого закартирована западная часть месторождения. В 1931 г. в восточной части структуры произведена электроразведка, повторенная в 1933 г.

В 1934 г. П. Л. Антонов осуществил газосъемочные работы. В 1939 г. П. Л. Антонов и П. Н. Чекунов провели гравиметрические исследования. В 1919 г. нефтепромысел Санто был национализирован и передан тресту «Узбекнефть», а в 1929 г. назван «Ким». Всего на месторождении с 1909 по 1970 г. пробурено 180 скважин, из них нефть дали 126.

**Стратиграфия.** В строении месторождения Ким участвуют породы палеозоя, палеогена и неогена. Палеозойские образования представлены темно-серыми и темно-коричневыми сланцами, типичными для южной Ферганы. Отложения мезозоя состоят только из пород верхнемелового возраста, причем в основании их развиты отложения пестроцветной свиты, залегающие на размытой поверхности палеозоя. Вскрытая мощность 110—260 м.

В толще пород палеогена выделяются все слои: бухарские (130—140 м), сузакские (10—15 м), алайские (35—40 м), туркестанские (50—60 м), риштан-исфара-ханабадские (0—15 м), сумсарские (0—13 м). Резкие изменения мощностей риштан-исфара-ханабадских и сумсарских слоев обусловлено предбактрийской эрозией в своде складки.

Неогеновые отложения представлены массагетской и бактрийской сериями, общая мощность которых колеблется от 0 до 770 м.

**Тектоника.** Месторождение Ким приурочено к антиклинальной складке асимметричного строения, вытянутой почти широтно. Она представляет собой структурное осложнение северного крыла хребта Каратау. Длина складки по отложениям бактрийской серии 14 км, ширина 3 км. Углы падения пластов на северном крыле 18—30°, на южном 70—80°, на восточной периклинали углы падения составляют 35°. Северное крыло складки прослеживается на поверхности на 3—3,5 км и далее сливается с окружающей равниной. Южное крыло короче как по простиранию, так и по падению и у подножья горы Каратау меняет направление на северо-восточное, замыкая синклинали, которая отделяет структуру Ким от Каратауской антиклинали. Восточное погружение фиксируется по обнажающимся породам палеогена, а также по данным бурения. Восточная часть складки осложнена двумя нарушениями (рис. 10). Одно из них — взброс, вследствие которого северное крыло приподнято и несколько надвинуто на южное. Вертикальная амплитуда взброса 14—16 м. Плоскость сместителя наклонена на северо-восток под углом 52—55°. На западе в районе скважин 87, 89, 90 оно затухает, а в северо-восточном направлении выходит за пределы структуры. Второе нарушение также типа взброса проходит по южному крылу складки и прослеживается в районе скважин 125, 157. На восточном погружении оно вытянуто широтно. Амплитуда смещения 35—40 м, угол плоскости сместителя 58—60°.

На севере центральной части структуры нарушение отклоняется на юго-запад. В районе скважины 157 плоскость выброса наклонена на северо-запад под углом 60—62°. Амплитуда смещения увеличивается до 130 м. По этому нарушению приподнято южное крыло. В восточном на-

правлении рассматриваемое нарушение выходит от отложений верхне-мелового возраста, в результате чего все продуктивные горизонты палеогена выведены на дневную поверхность. От размыва сохранилась только восточная часть складки, сложенная на поверхности конгломератами неогена.

**Нефтеносность.** Нефтяное месторождение Ким многопластовое (рис. 11). Промышленную нефть содержат II, V, VI, VI-а и VII горизон-

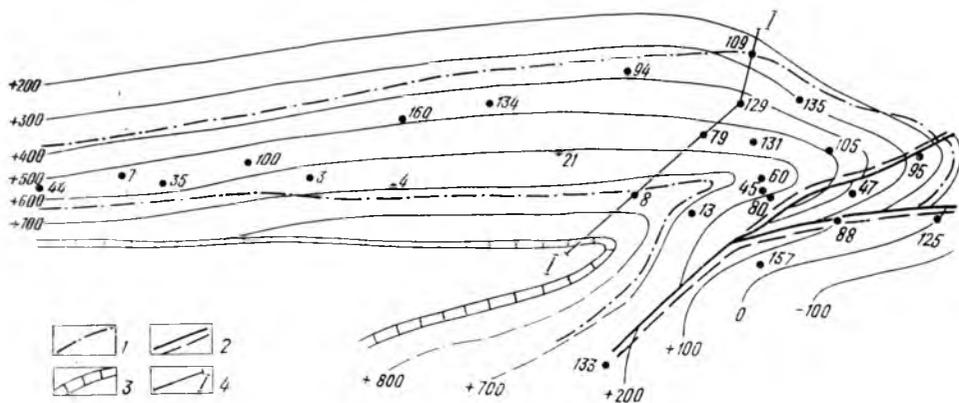


Рис. 10. Структурная карта нефтяного месторождения Ким (Сельрохо) по кровле V продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности V горизонта; 2 — линия нарушения; 3 — выход V горизонта на поверхность земли; 4 — линия профиля.

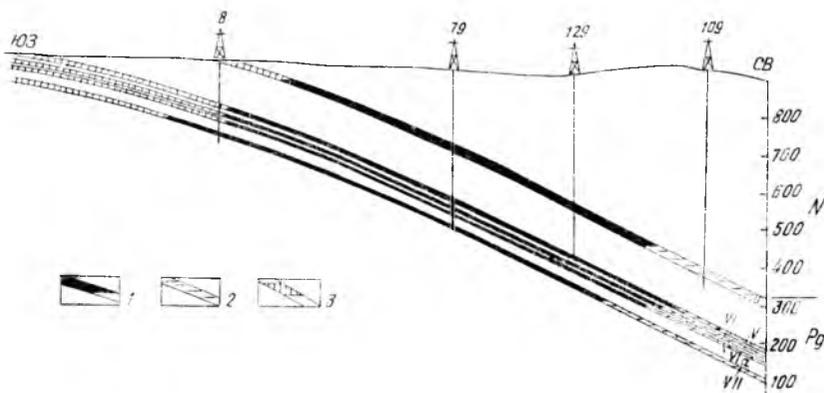


Рис. 11. Схема залегания нефти на месторождении Ким.

1 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 2 — вода; 3 — зона отсутствия промышленных скоплений нефти.

тв. палеогена. Кроме того, в процессе бурения нефтепроявления отмечены в отложениях массагетской (в скв. 78, 87, 89 и др.) сериях. В риштанских слоях никаких нефтепроявлений не обнаружено, хотя на выходах эти слои битуминозны. Отложения бухарских слоев и верхнего мела ни в обнажениях, ни в пробуренных скважинах нефти не содержат.

II горизонт сложен светло-серыми мелкозернистыми песчаниками с тонкими прослоями серо-зеленых сильнопесчанистых глин. Мощность горизонта в западной части складки 2,6 м, в восточной она увеличивается до 3 м. Эффективная мощность 2,5 м. Пористость песчаников

в среднем 22%. Проницаемость не определялась, но судя по низким дебитам скважин, она невелика. Нефтяная залежь приурочена к восточной периклинали, а в центральной части складки и на западной периклинали она содержится только на северном крыле. Этаж нефтеносности II горизонта 400 м.

Горизонт разрабатывается с 1931 г. Состояние эксплуатационного фонда на 1 января 1968 г. по II горизонту составляет 4 скважины, из которых до 50% обводнено. На 1 января 1968 г. добыто 128942,7 т нефти. Начальные дебиты от 0,3 до 1/сут. текущий — 1,0 т/сут. Первоначальное пластовое давление от 1,8 (скв. 28) до 67,6 атм (скв. 113).

Нефть легкая, парафинистая, малосернистая. Удельный вес нефти 0,852 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы 0,26%; парафина — 8,43; акцизных смол — 26,0; кокса — 3,67; асфальтенов — 0,78%. Вязкость по Энглеру: Э<sub>20</sub> — 4,50; Э<sub>50</sub> — 1,46. Разгонка: до 100° — 3%, до 200° — 22,5%, до 300° — 43,0%. Октановое число бензина 58.

В зависимости от места залегания заметно изменяются состав и минерализация вод II горизонта. Так, в скважинах северо-восточной части структуры они наиболее минерализованные (сумма солей 123 г/кг), тогда как контурные воды из скважин, расположенных на юго-востоке, имеют плотность 1,056—1,070 с суммой солей 80—90 г/кг.

Содержание иода — 12,69—13,75 г/л; брома — 27,0; аммиака — 26,6—35,0; сероводорода — 13,69. Содержание сульфатов 16,3—22,3 мг/экв, карбонатов — 1,0—1,7 мг/экв.

Вода, залегающая ближе к выходам на поверхность (скв. 81), минерализована значительно ниже. Содержание микрокомпонентов: иода — 5,5 г/л; брома — 1,0; аммиака — 5,0.

V горизонт представлен светло-серыми доломитизированными трещиноватыми известняками, переходящими в нижней части в известковистые песчаники. Мощность горизонта в пределах залежи меняется от 1,6 до 5 м. Средняя эффективная мощность 3 м. Пористость горизонта в среднем 15%, проницаемость не определялась. Пятый горизонт разрабатывается совместно с VI под индексом V+VI; средняя глубина его залегания 340 м.

VI горизонт представлен мелкозернистыми или разномзернистыми рыхлыми серовато-зелеными известковистыми песчаниками и бурыми рыхлыми устричниками общей мощностью 5,6 м. Эффективная мощность 3 м. Средняя пористость равна 20%, проницаемость не определялась. Средняя глубина залегания горизонта 375 м. Горизонт разрабатывается с 1911 г.

Нефтяная залежь V+VI горизонтов располагается по северному крылу западной части складки, на обоих крыльях и в своде восточного погружения складки. На 1 января 1968 г. из V, VI горизонтов было добыто 193304,0 т нефти. Эксплуатационный фонд составляет 16 скважин. Среднесуточный дебит скважин 7,29 т. Вначале горизонт эксплуатировался на режиме растворенного газа, а позже — на гравитационном режиме.

Нефть V+VI горизонтов имеет плотность 0,853 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы в них составляет 0,33%, парафина — 2,8—4,4, акцизных смол — 27,0, кокса — 3,6, асфальтенов — 0,56. Выходы легких фракций до 100° — 4,0%, до 200° — 26,0, до 300° — 48,0. Вязкость: Э<sub>20</sub> — 2,41; Э<sub>50</sub> — 1,40.

Нефть V+VI горизонтов легкая, парафинистая, с более высоким содержанием серы, чем нефть III горизонта. Воды хлоркальциевого типа плотностью 1,0809—1,0257 г/см<sup>3</sup>. Содержание иода — 8,5 мг/л; брома и сероводорода нет, аммиака — 40,0; рН — 7,2—8,0. Сумма солей 8,0—21,0 г/кг.

VI-а горизонт находится в 7 км от подошвы туркестанских слоев. Он состоит из песчанистых глин табачного цвета с прослойками плотных серых песчаников. Общая мощность горизонта 3 м. Эффективная нефтеносность горизонта установлена в 1908 г. в скважине 2. На 1 января 1968 г. из этого горизонта добыто 52106,0 т нефти. Первоначальный режим — режим растворенного газа, текущий — гравитационный. Параметры нефти следующие: удельный вес — 0,853 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы 0,49%; парафина — 5,6; акцизных смол — 28,0. Выход легких фракций: до 100° — 3,0; до 200° — 25,0, до 300° — 43. Вязкость: Э<sub>20</sub> — 1,98, Э<sub>50</sub> — 1,56. Воды горизонта хлоркальциевого типа. Их плотность 1,0322 г/см<sup>3</sup>, сумма солей 63,66 г/кг, рН—7,4.

VII горизонт представлен светло-серыми, местами доломитизированными известняками с тонкими прослойками зеленоваго-серых мергелей и устричников. Мощность VII горизонта в западной части складки 20 м, но к восточной половине она увеличивается до 24 м, эффективная 6—10 м. Средняя пористость 15%, проницаемость не определялась. Средняя глубина залегания горизонта 400 м.

Нефтяная залежь VII горизонта протягивается узкой полосой в основном на северном крыле складки.

Горизонт разрабатывается с 1911 г. Начальное пластовое давление его равнялось 23 атм, текущее — 4 атм. До июня 1967 г. в эксплуатации находились две скважины (9,10), но в сентябре они были ликвидированы ввиду их полного обводнения. Таким образом, разработка VII горизонта завершилась в сентябре 1967. Начальный режим разработки горизонта — режим растворенного газа, в заключительной стадии разработки — гравитационный. Нефть VII горизонта имеет плотность 0,885 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы — 0,61%; парафина — 5,1; кокса — 3,8; акцизных смол — 38,0; асфальтенов — 0,92%. Выход легких фракций до 100°—2,0%, до 200°—17,0, до 300°—36,0%. Вязкость: Э<sub>20</sub>—3,07; Э<sub>50</sub>—1,84. Воды VII горизонта имеют плотность 1,0070—1,0163 г/см<sup>3</sup>, содержание йода в них до 1,5 мг/л; брома — до 5,0; сероводорода (в скв. 9) — до 115,2; аммиака — 5,0—10,0. Сумма солей 33,9 г/кг, рН 7,0—7,8.

Воды горизонта хлоркальциевые.

**История разработки месторождения.** Разработка месторождения Ким начата в 1909 г. разбуриванием залежи VI горизонта. В разработке находились залежи II, V, VI, VII горизонтов палеогеновых отложений, которые разбуривались в различное время самостоятельной сеткой скважин. Добыча нефти по годам изменяется и отмечается несколько максимумов (рис. 12). Первый был достигнут в 1919 г. при действующем фонде 32 скважины. В описываемый период в разработке находились залежи V, VI и VII горизонтов, причем залежь последнего была разбурена полностью. К 1920 г. добыча нефти резко снизилась, несмотря на непрерывное увеличение количества действующих скважин (рис. 12). Это объясняется тем, что с 1920 г. высокодебитные эксплуатационные скважины залежи VII горизонта из-за неограниченного отбора, по-видимому, начали обводняться и были исключены из фонда действующих<sup>1</sup>. В связи с этим приступили к интенсивному разбуриванию залежей V и VI горизонтов, количество действующих скважин увеличивалось, а годичная добыча нефти до 1930 г. удерживалась в пределах 10—11 тыс. т. в год.

С 1930 г. в связи с вводом в разработку залежи II горизонта добыча нефти снова возросла и достигла максимума в 1942 г. (24 тыс. т), а количество действующих скважин составило 99. В дальнейшем из-за обводненности и уменьшения фонда действующего II горизонта снова от-

<sup>1</sup> Сведений о добыче воды до 1946 г. не имеется.

мечается падение добычи нефти до 15—16 тыс. т, и эта величина удерживалась в течение 12 лет, хотя число действующих скважин возросло за счет разбуривания новых участков залежей. С 1961 г. добыча нефти непрерывно снижается.

На 1 января 1969 г. в разработке месторождения участвовало 32 скважины, и годовой отбор нефти составил 6,0 тыс. т. Всего из месторождения за период разработки добыто 532,0 тыс. т нефти, в том числе из V+VI горизонтов 338 тыс. т, из VII — 111, из II — 83,0 тыс. т.

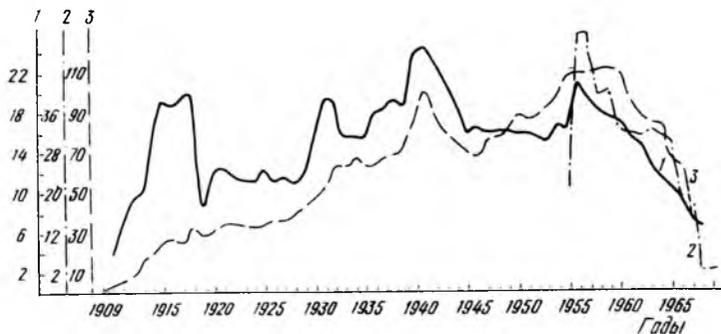


Рис. 12. История разработки месторождения Ким.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

## НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧАУР-ЯРКУТАН

Месторождение Чаур-Яркутан открыто в 1910 г. и расположено в Ферганском районе Ферганской области УзССР. Основная часть площади находится на невысокой, но хорошо выраженной гряде.

Месторождение приурочено к одной из складок Чимионской группы структур, которая объединяет Чимион, Кошкарыр, Чаур. Яркутан. Собственно Чаурская антиклиналь располагается на западном погружении Яркутанской складки и имеет аналогичное строение.

Разведочные работы на нефть на площади Яркутан были начаты в 1907 г. Геологическое строение и нефтеносность Чаур-Яркутанской площади изучали К. П. Калицкий (1923), Н. М. Леднев, В. Н. Вебер (1934) и др. В 1942 г. О. А. Рыжков провел геологические исследования в южной части Ферганской долины и закартировал описываемую площадь. Промышленная нефтеносность Яркутанской площади установлена в 1909 г. Разведочное бурение было начато на восточной части структуры и постепенно перемещалось к западу. Восточная часть месторождения разрабатывается с 1910 г. Промышленная нефтеносность западной части Яркутанской площади установлена в 1914 г., в результате бурения скважины 48. Разработка этой части начата только в 1930 г. В 1934 г. на Чаурской площади установлена нефтеносность IV горизонта (скв. 154). В разработку горизонт введен в 1937 г.

Учитывая, что IV нефтеносный горизонт продуктивен в восточной части Чаурской складки и отсюда протягивается на Яркутанскую площадь, образуя единую нефтяную залежь, месторождения описываются вместе под названием Чаур-Яркутан.

Начиная с 1907 г. на Чаур-Яркутанской площади всего пробурено и испытано 64 разведочные и эксплуатационные скважины. Установлено, что все горизонты, кроме IV, либо водоносные, либо сухие. Поверхность

площади сложена бактрийскими и сохскими образованиями. Более древние породы вскрыты разведочными и эксплуатационными скважинами.

Всего на месторождении с 1910 по 1969 г. пробурено 122 скважины, из них 32 дали промышленный приток нефти, остальные оказались за контуром нефтегазоносности.

**Стратиграфия.** В строении Чаур-Яркутанской складки участвуют породы юрского, мелового, палеогенового и неогенового возрастов. Юрские образования вскрыты лишь на 130 м и представлены в основном серыми и коричневыми алевролитами с прослоями глин и песчаников. В толще пород мела выделяются почти все свиты, характерные для Южной Ферганы: муяльская (45—70 м), ляканская (60—80), кызылпиляльская (120—30), калачинская (60—75), устричная (70—75), яловачская 190—200) и пестроцветная (125—130 м).

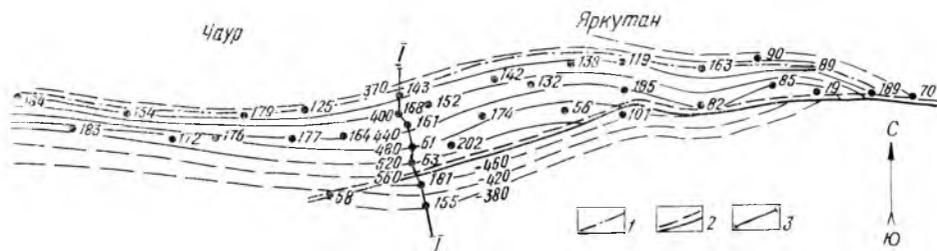


Рис. 13. Структурная карта нефтяного месторождения Чаур-Яркутан по кровле IV продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).  
1 — первоначальный контур нефтегазоносности; 2 — линия нарушения; 3 — линия профиля.

Палеоген также представлен всеми слоями: бухарскими (120—130 м), сузакскими (40—50), алайскими (50—55), туркестанскими (70—75), риштан-исфара-ханабадскими (125—140) и сумсарскими (0—130 м). Изменение мощностей обусловлено предбактрийской эрозией в своде складки. Этим объясняется отсутствие бледно-розовой свиты. Общая мощность неогена колеблется от 100 до 500 м.

**Тектоника.** Чаурская, Яркутанская и Чимионская складки располагаются цепочкой на одной тектонической линии и тянутся на восток-северо-восток. На поверхности вырисовывается западная периклиналь и северное крыло Чаурской структуры. Южное крыло скрыто современными отложениями. Складка асимметричная с относительно пологим (от 24 до 45°) северным крылом и более крутым (60—80°) южным.

По кровле IV горизонта длина складки 6 км, ширина — 1,2 км (рис. 13). Свод структуры по меловым отложениям смещается к северу, в сторону пологого крыла. Южное крыло осложнено нарушением типа взброса. Амплитуда этого разрыва на западе 10—15 м, а к востоку несколько увеличивается. Плоскость нарушения наклонена к северу под углом 40°. Бурением на южном крыле установлено еще одно нарушение типа сброса небольшой амплитуды.

Чаурская структура на востоке заканчивается и отчетливо отделяется от Яркутанской небольшим синклинальным прогибом. Складка состоит из двух небольших поднятий, названных Восточный и Западный Яркутан. Яркутанская структура в целом асимметрична. По отложениям палеогена северное крыло падает под углом 15—20°, южное — 65—70°. Местами южное крыло поставлено «на голову» или даже подвернуто. По южному крылу Чаурской структуры вдоль оси складки прослеживается нарушение, плоскость которого наклонена к северу под углом 65—70°.

Яркутанская структура на востоке отделена от Чимионской синклиналию малой амплитуды, поэтому она насыщена нефтью. В пределах почти всей системы складок от восточного окончания Чимионской структуры до восточного окончания Чаурской, включая разделяющие их синклинали, прослеживается единая залежь. Лишь в центральной и западной периклиналях Чаурской структуры нефти нет ни в палеогеновых, ни в меловых отложениях, а на площади Чимион в IV горизонте залежь нефти не имеет промышленного значения. Таким образом, полоса промышленной нефтеносности IV горизонта охватывает Яркутанскую структуру, восточное окончание Чаурской складки и разделяющую их синклиналь (Чаур-Яркутанское месторождение).

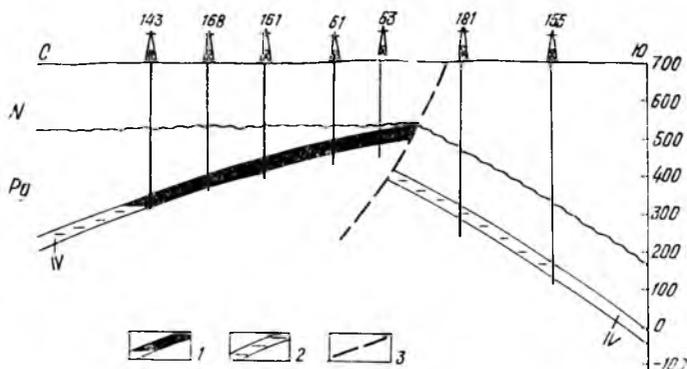


Рис. 14. Схема залегания нефти на месторождении Чаур-Яркутан.

1 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе);  
2 — вода; 3 — нарушение.

**Нефтеносность.** Чаур-Яркутанское месторождение содержит промышленную нефть в IV горизонте рижанских слоев палеогена (рис. 14).

IV горизонт представлен светло-серым песчаником с прослоями желтых известняков, светло-серых мергелей и зеленых глин. В целом он относится к невыдержанным, низкоемким и низкопроницаемым коллекторам. Общая мощность горизонта достигает 14—22 м, эффективная изменяется от 4 до 7 м. Средняя глубина залегания горизонта 270 м. Пористость песчаника — 10—32%, проницаемость — 10—80 мд. Восточная часть горизонта разрабатывается с 1910 г., западная — с 1937 г. Этаж нефтеносности — 180—200 м. Начальное пластовое давление — 90 атм, текущее — 8. Начальный газовый фактор — 40—50, текущий — 10—15 м<sup>3</sup>/т. Эксплуатационный фонд на 1 января 1968 г. — 28 скважин. Начальные дебиты нефти — 10—11 т/сут, текущий — 0,5—1. Режим горизонта гравитационный. Из 32 скважин безводную нефть дают 18, до 20% обводнена нефть из четырех скважин, до 50% — из семи, до 70% — из трех скважин. С начала разработки извлечено 306 570 т нефти и 130394 т воды. Плотность нефти — 0,775 г/см<sup>3</sup>; в ней 0,20% асфальтенов, 32% акцизных смол, 5,2% кокса, 6,7% парафина. Выход легких фракций: до 100° — 3,0%, до 200° — 17,0, до 300° — 30,0%. Вязкость нефти: Э<sub>20</sub>—4,0; Э<sub>50</sub>—1,75.

Нефть IV горизонта легкая, сернистая и парафинистая.

Воды горизонта хлоркальциевые, они характеризуются следующими параметрами: плотность — 1,013 г/см<sup>3</sup>, минерализация — 3051 мг/л, содержание иода — 2,01 мг/л; аммиака — 4,15, рН — 7,4.

**История разработки месторождения.** Нефтеносность месторождения Чаур установлена в 1934 г., промышленная же разработка начата в 1937 г. Разбуривание залежи осуществлялось быстрым темпом — за 2 года плотность сетки составляла 3 га на скважину. Максимальная добыча совпадает со временем, когда залежь разрабатывалась семью-восемью скважинами (рис. 14, 15). На восточной части площади в действии находилось всего 15 скважин.

В 1940—1944 гг. годовые отборы нефти снизились, и в дальнейшем в связи с уменьшением дебитов новые скважины не бурились. Залежь вначале разрабатывалась при режиме растворенного газа, позднее — при гравитационном.

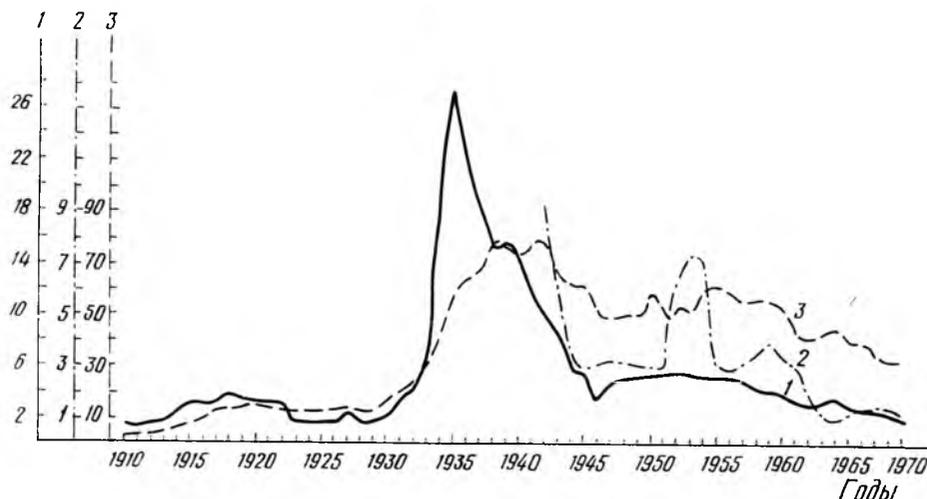


Рис. 15. История разработки месторождения Чаур-Яркутан.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

В 1944—1958 гг. залежь разрабатывалась пятью скважинами с годовыми отборами 700—1000 т нефти. Сокращение действующих скважин в основном проходило в приконтурных зонах.

На 1 января 1968 г. залежь разрабатывалась всего пятью скважинами, из них извлечено 33,41 тыс. т нефти, обводненность каждой составляла 22%.

Запасы нефти восточной зоны месторождения Чаур не были подсчитаны. Извлекаемые запасы составляли 38,65 тыс. т. Месторождение Яркутан, как и другие месторождения Чимионской группы, является однопластовым.

Нефтеносность IV горизонта установлена в 1909 г. в восточной части структуры. Оконтуривание выявленной залежи проводилось очень медленно и бессистемно. Разбуривание начато с восточной части без определенной системы. За 25 лет здесь пробурено 16 скважин. Несмотря на то, что нефтеносность западной части установлена в 1914 г., промышленная разработка начата лишь в 1930 г. Всего пробурено 93 скважины, причем по площади они распределены неравномерно. Плотность сетки по отдельным зонам залежи колеблется от 1 до 3 га на скважину, и в целом по горизонту составляет 2,6 га на скважину.

Разбуривание длилось 28 лет (1910—1938 гг.). Максимальная газовая добыча достигнута лишь через 25 лет после ввода залежи в разработку — 26,8 тыс. т при действующем фонде 65 скважин.

1935—1945 гг. характеризуются непрерывным снижением годовых отборов нефти — 1—5 тыс. т в год. Падение добычи нефти связано с истощением газовых ресурсов и пассивностью контурных вод. В дальнейшем залежь разрабатывалась в условиях гравитационного режима, годовой отбор составлял 3—4 тыс. т нефти. В 1967 г. добыто 2065 т нефти и 1320 м<sup>3</sup> воды.

С начала разработки на 1 января 1968 г. из месторождения Якутан извлечено 285,0 тыс. т нефти и 17,86 тыс. м<sup>3</sup> воды. Удельная добыча равна 230 т/га.

На 1 января 1968 г. залежь разрабатывается 28 скважинами со среднесуточным отбором 56,5 т нефти. Обводненность добываемой жидкости составляет 39%. Извлечение остаточной нефти может быть обеспечено головным заводнением в наиболее нефтенасыщенной части залежи и форсированием отбора.

Залежь IV горизонта месторождения Якутан очень интересна для изучения конечной нефтеотдачи в условиях режима растворенного газа и гравитационного. Учитывая зональность распространения нефтенасыщенности, нефтеотдачу следует изучать по отдельным зонам залежи.

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ШОРСУ IV

Шорсуйское месторождение нефти и газа открыто в 1927 г. Оно расположено в 33 км к югу от г. Коканда, на территории Ферганской области Узбекской ССР. В морфологическом отношении район представляет собой полого погружающуюся на север возвышенность, на фоне которой развиты многочисленные невысокие гряды широтного простирания, сложенные песчано-конгломератовыми породами и изрезанные сухими саями. На востоке месторождения протекает р. Ачису с горько-соленой водой.

Геологическое строение района впервые описано К. П. Калицким и В. Н. Вебером, проводившими здесь в 1909—1914 гг. геологические исследования. Геологопоисковые работы на нефть в районе, начатые в до-революционное время, не дали положительных результатов. После революции начато повторное изучение Шорсуйского района.

В 1923—1925 гг. К. П. Калицкий провел специальное исследование Шорсуйской группы структур. Эта группа состоит из нескольких антиклиналей. К антиклинали Шорсу I приурочено месторождение самородной серы, к Шорсу II — озокерита.

В ноябре 1926 г. по указанию К. П. Калицкого в сводовой части структуры Шорсу IV была заложена скважина I, которая в январе 1927 г. дала приток нефти с дебитом 25 т/сут из IV горизонта, залегающего здесь на глубине 183,7 м. Это послужило толчком к форсированному разбуриванию структуры. В первые годы разработки добыча нефти быстро возросла, достигнув в 1931 г. максимума — 50 тыс. т/год. Затем, несмотря на усиленное бурение, добыча непрерывно падала, и к 1944 г. составила 6 тыс. т. На этом уровне добыча нефти находилась до консервации нефтяного месторождения (I.IV 1951 г.). За время разработки из месторождения извлечено 32548 т нефти.

**Стратиграфия.** В строении складки Шорсу IV участвуют породы юрского, мелового, палеогенового и неогенового возрастов. Юрские отложения вскрыты скважиной 76 (мощность 310 м) и представлены преимущественно песчано-глинистыми образованиями зеленовато-серого цвета. В толще пород мела выделяются почти все свиты, характерные для Южной Ферганы: муянская (175 м), льяканская (30), кызылпиляльская (30), калачинская (45), устричная (90), яловачская (115), пестроцветная

(120 м). Палеоген также представлен всеми слоями: бухарскими (100 м), сузакскими (20), алайскими (55), туркестанскими (60), риштан-исфара-ханабадскими (80) и сумсарскими (60 м). На своде палеогеновые отложения размыты до риштан-исфара-ханабадских слоев. Общая мощность неогена колеблется от 0 до 1070 м.

**Тектоника.** Шорсуйская группа антиклинальных структур располагается севернее крупной Гузанской антиклинали и представляет собой осложнение на далеком погружении ее северного крыла. Из структур

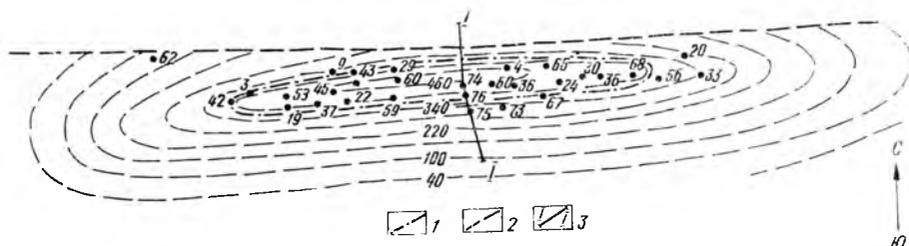
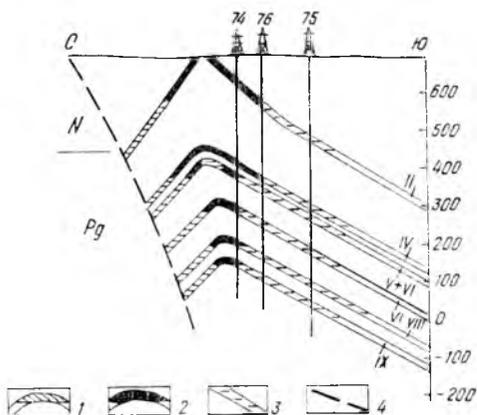


Рис. 16. Структурная карта нефтяного месторождения Шорсу IV по кровле IV продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушения; 3 — линия профиля.

Рис. 17. Схема залегания нефти и газа на месторождении Шорсу-IV.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — разлом.



Шорсуйской группы нефтеносной оказалась складка Шорсу IV. Она располагается кулисообразно по отношению к структуре Шорсу II и занимает более низкое гипсометрическое положение. Структуры Шорсу I и II приподняты, и в них продуктивные горизонты палеогена обнажаются на поверхности. В 3 км к северо-западу от складки Шорсу IV после слабовыраженного синклиналиного прогиба прослеживается структура Шорсу VI, которая представляет собой антиклиналь широтного простирания (рис. 16). Свод ее размыт до глин ханабадских слоев. По отложениям сумсарских слоев длина складки 4 км, ширина — 1,1 км. Структура асимметричная; северное крыло крутое (70—85°), иногда здесь породы опрокинуты на север. Южное крыло несколько положе (45—50°). Разрывные нарушения не выявлены.

**Нефтегазоносность.** Месторождение Шорсу IV относится к категории многопластовых (рис. 17). В частности, в палеогеновых слоях нефтеносны IV, VI, VII, VIII, IX горизонты, небольшое скопление газа с нефтью имеется и в V горизонте, во II же содержится промышленная нефть. В сводовой части складки этот горизонт размыт и нефтеносен только на западной периклинали и там, где он выходит на дневную поверхность.

IV горизонт состоит из чередующихся известняков, песчаников, мергелей и глин общей мощностью 6 м (эффективная не превышает 4 м). Залежь нефти IV горизонта небольшая. Она вытянута узкой полосой вдоль структуры на расстоянии около 3 км (ширина 200 м). Разработка залежи началась в 1927 г., полное обводнение произошло в 1944 г. Начальное пластовое давление равнялось 18—20 атм, к концу разработки залежи оно снизилось на 4—5 атм.

Всего за период разработки IV горизонта пробурено 18 скважин и еще 8 возвращено с нижних горизонтов. В 1944 г. в эксплуатации находилось 14 скважин, которые почти полностью к тому времени обводнились. Добыча за 1944 г. составила 1331 т нефти. За время разработки (с 1927 по 1944 г.) добыто 47735 т. Плотность нефти 0,910 г/см<sup>3</sup>; в ней 0,928% серы, 1,72 асфальтенов, 59,8 акцизных смол, 5,6 кокса, 1,2% парафина. Выход легких фракций до 200°—17,0%. Вязкость Э<sub>50</sub>—4,2. Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу, либо малосульфатные, либо вообще бессульфатные. Плотность воды—1,0917 г/см<sup>3</sup>, иода 16,0 мг/л; брома—63,0; бора—17,64 и сероводорода—3,0. Сумма солей равна 450,0 мг экв.

V горизонт состоит из серых пористых известняков общей мощностью 6 м, эффективная—3 м. Пористость известняков 22,2%. В конце 1928 г. из этого горизонта скважина 1 дала первый газовый фонтан. Газовая залежь имеет узкую нефтяную оторочку. Разбуривание нефтяной оторочки было начато в 1930 г. На V горизонте пробурено семь скважин и еще две углублены с IV горизонта. Первоначальное пластовое давление равнялось 23 атм, к концу эксплуатации оно снизилось до 20 атм. Добыча нефти производилась одной скважиной в течение трех лет, пока залежь не обводнилась. Из горизонта V добыто 713 т нефти. Плотность нефти 0,891 г/см<sup>3</sup>, в ней содержится 1,04% серы, 1,47 асфальтенов, 46,0 акцизных смол, 4,20 кокса, 3,8% парафина. Выход легких фракций: до 100°—2,04%, до 200°—12,29, до 300°—27,67%. Вязкость: Э<sub>20</sub>—9,46; Э<sub>50</sub>—1,97. Газ из V горизонта в основном добывался скважиной 67, которая законсервирована в 1951 г. Удельный вес газа 0,785, в нем 4,8% сероводорода, 5,4 азота, 86,1% метана.

Воды горизонта хлоркальциевые, их плотность 1,0871 г/см<sup>3</sup>; содержание иода 10,16—18,0 мг/л; брома—35,96. Сумма солей равна 408,64 мг экв.

VI горизонт состоит из зеленовато-серых мелкозернистых, сильно глинистых песчаников. Общая мощность пласта 6 м, эффективная—5 м. Песчаник фациально не выдержан, местами он замещается песчанистыми глинами, в результате описываемый горизонт нефтеносен не на всей площади месторождения, а на отдельных небольших участках.

VI горизонт начал разрабатываться в 1940 г. одной скважиной. Первоначальное пластовое давление равнялось 25 атм. За пять лет разработки добыто 3406 т нефти. Снижение суточной добычи сопровождалось обводнением.

Нефть бессернистая, ее плотность 0,828 г/см<sup>3</sup>. Содержание акцизных смол—16,0%. Выход легких фракций при 200°—30,5%. Вязкость нефти Э<sub>50</sub>—1,17. Газ горизонта легкий, содержит 5,98% сероводорода и 1,15% углекислоты.

Воды горизонта хлоркальциевые, плотностью 1,0710 г/см<sup>3</sup>, сумма солей 296,56 мг экв. По сравнению с вышележащими горизонтами вода VI горизонта характеризуется повышенной сульфатностью (до 1,0%/экв).

VII горизонт сложен светло-серыми, местами доломитизированными известняками с прослоями устричников и ракушечников. Общая

его мощность 35 м, суммарная эффективность — 14 м. Этот горизонт является основным эксплуатационным объектом. Впервые нефть получена из VII горизонта в марте 1930 г. При фонтанной эксплуатации дебит нефти достигал 250—300 т/сут. С начала разработки (1930 г.) пробурено 20 скважин, из которых 13 дали нефть. Интенсивный отбор нефти при сравнительно небольших размерах нефтяной залежи привел к быстрому ее истощению.

Первоначальное пластовое давление — 35 атм. Суточные дебиты снижались за счет обводнения скважин вследствие интенсивного продвижения контурных вод. В 1944 г. в эксплуатации находилось 5 скважин; добыча составляла 4223 т/год. Всего из горизонта извлечено 224530 т нефти.

Нефть VII горизонта имеет следующую характеристику: плотность — 0,870 г/см<sup>3</sup>; в ней 1,54% серы; 1,33 асфальтенов, 40,5 акцизных смол; 3,80 кокса; 3,4 парафина. Выход легких фракций: до 100° — 5,37%; до 200° — 18,05; до 300° — 32,41. Вязкость нефти: Э<sub>20</sub> — 4,39; Э<sub>30</sub> — 2,64; Э<sub>35</sub> — 2,16.

Плотность газа (по воздуху) 0,730, в нем 8,8% сероводорода, 4,1 азота, 0,016 гелия, 72,0% метана.

Воды горизонта хлоркальциевые плотностью 1,078 г/см<sup>3</sup>. Содержание микрокомпонентов: иода — 11,3 мг/л; брома — 9,0; аммония — 54,87; бора — 90,72; сероводорода — 891,4. Сумма солей 358,92 мг экв. Для вод VII горизонта характерно очень высокое содержание сероводорода — максимальное для нефтяных вод Ферганы.

VIII горизонт представлен светло-серыми загипсованными известняками с прослоями светло-серых песчаников и глин. Общая мощность горизонта 15 м, эффективная не превышает 6 м. Первый фонтан нефти из VIII горизонта получен в начале 1933 г. За последующие 12 лет пробурено 16 скважин, из которых только 9 дали нефть. За этот период добыто 39679 нефти.

Плотность нефти 0,8232 г/см<sup>3</sup>; в ней 0,33% серы; 0,56 асфальтенов; 11,0 акцизных смол; 1,84 кокса; 4,0% парафина. Выход легких фракций: до 100° — 9,08%; до 200° — 28,41; до 300° — 51,07. Вязкость: Э<sub>20</sub> — 1,44; Э<sub>30</sub> — 1,26; Э<sub>35</sub> — 1,22.

Газ горизонта легкий, содержит 9,8% сероводорода и 0,72% углекислоты.

Воды хлоркальциевого типа, их плотность 1,0791 г/см<sup>3</sup>; в них 1,4—8,0 мг/л иода, сумма солей 309,06 мг экв. Содержание сульфата повышенное, что объясняется выщелачиванием гипса, содержащегося в виде прослоев в известняках.

IX горизонт представлен светло-серыми кварцевыми мелкозернистыми песчаниками; общая мощность 10 м, эффективная — 6 м. Нефтеносность горизонта выявлена в 1934 г. Нефтяная залежь приурочена к своду складки. Пробурено две скважины. С 1940 г. залежь разрабатывалась одной скважиной. Уже к 1 января 1945 г. горизонт находился на грани полной выработки и обводненности. В 1944 г. добыта 31 т нефти. С начала разработки из горизонта извлечено 5986 т. Плотность нефти равна 0,835 г/см<sup>3</sup>. В ней 0,35% серы; 19,5 акцизных смол. Выход легких фракций при 200° — 29%, вязкость Э<sub>50</sub> — 1,19.

Воды относятся к хлоркальциевому типу. Их плотность 1,0710 г/см<sup>3</sup>. Иода — 5,7 мг/л, брома — 110,07. Сумма солей равна 370,28 мг экв.

При сопоставлении данных анализов легко заметить, что удельные веса нефтей постепенно уменьшаются сверху вниз по мере увеличения глубины залегания горизонтов независимо от их стратиграфического по-

ложения (от IV горизонта к V, VI, VIII). Исключение составляет нефть IX горизонта, удельный вес которой несколько больше, хотя горизонт залегает на сравнительно большой глубине.

Довольно отчетливо выражена закономерность изменения и остальных параметров нефтей с глубиной. Уменьшается вязкость, содержание акцизных смол, кокса, выход легких фракций, а количество парафина увеличивается.

**История разработки месторождения.** Разработка месторождения начата в 1927 г. пуском в эксплуатацию скважин залежей IV и IX горизонтов. В 1930 г. в разработку были подключены залежи V и VII горизонтов, в 1938 — VIII, в 1940 — VI. Основные зоны нефтеносности залежей разбуривались сравнительно быстрым темпом (2—3 года).

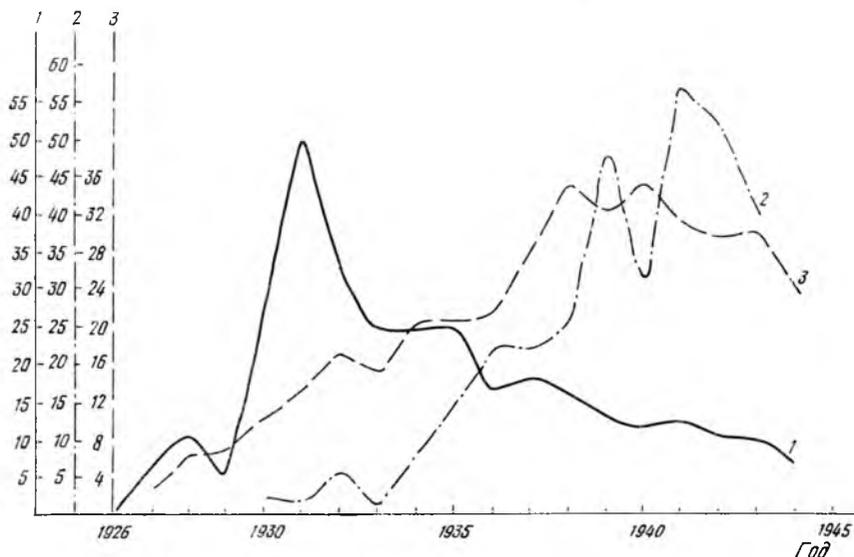


Рис. 18. История разработки месторождения Шорсу-IV.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

Можно выделить два периода разработки месторождения (рис. 18). Первый период (1927—1933) характеризуется быстрым темпом добычи нефти и достижением максимума. В 1931 г. он составлял 50,3 тыс. т. нефти. В конце периода добыча стала резко снижаться. За первый период было добыто 147 тыс. т нефти.

Обводненность добываемой жидкости возрастала в начале незначительно, а к концу периода резко, что свидетельствует об упруго-водонапорном режиме.

Второй период характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти, несмотря на переуплотнение сетки, что связано с увеличением обводненности добываемой жидкости за счет активного проявления водонапорного режима. Залежь разбуривалась сверху вниз по треугольной сетке. К 1938 г. месторождение было полностью разбурено. К 1944 г. годовая добыча нефти достигла 6,6 тыс. т, а обводненность — 95%, и разработка была прекращена. За период разработки месторождения извлечено 325,1 тыс. т нефти и более 333 тыс. м<sup>3</sup> воды.

Залежи разрабатывались в условиях водонапорного режима. На протяжении второго периода пластовое давление снизилось до 3—5 атм.

Добыча нефти по эксплуатационным объектам распределена неравномерно. Наибольшая удельная добыча падает на залежь VII горизонта — 204,5 тыс. т, или 64% от общей добычи месторождения, а наименьшая — на IX и V+VI горизонты.

### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ АНДИЖАН

Газо-нефтяное месторождение Андижан открыто в 1937 г. Оно расположено в 12 км к югу от г. Андижана и входит в пределы Ходжиабдского района Андижанской области Узбекской ССР.

Месторождение приурочено к антиклинальной структуре северо-восточного простирания. Рельеф поверхности представляет собой относительно невысокую гряду (адыр) северо-восточного простирания, сложенную породами бактрийской серии.

Абсолютная высота адыра колеблется от 600 до 750 м, а относительные превышения над окружающей равниной составляют 200—250 м. К северу и северо-западу от гряды простирается равнинное пространство; на юге же за небольшой депрессией располагается Шариханский адыр.

Первые геологические рекогносцировочные исследования района проведены в 1932 г. С. А. Ковалевским. Он положительно оценил структуру и предложил начать разведочные работы на нефть и газ. В 1934—1935 гг. на Андижанской структуре детальные геологосъемочные работы осуществили Г. П. Шатов и Н. П. Дуброво. В 1936 г. проведено структурное бурение, в ходе которого в песчаниках неогена обнаружены нефтепроявления.

В 1935 г. на Андижанской структуре было начато разведочное бурение на палеогеновые отложения и в 1937 г. в одной из скважин III горизонта сумсарских слоев палеогена получен первый фонтан нефти с дебитом 35 т/сут, в связи с чем был организован нефтепромысел Андижан.

В 1938 г. Г. М. Аладатов закартировал западную и центральную части Андижанской структуры, а в 1944—1945 гг. М. Т. Сафаралиев и В. А. Бабахян — восточную часть и Шариханскую складку. В результате дальнейшей разведки в 1940 г. выявлены залежи нефти в V горизонте палеогена, а в 1942 г. — в VII.

Поверхность Андижанской структуры образована отложениями неогена, причем в ее ядре обнажаются песчаники бледно-розовой свиты, сменяющиеся в присводовой части светло-бурыми глинами, а на крыльях буровато-серыми конгломератами бактрийской серии. Нижележащие отложения изучены по данным бурения, причем на Андижанской структуре самыми древними образованиями, вскрытыми в самой глубокой скважине 740, являются породы низов муянской свиты. На соседней Шариханской площади скважиной 700 вскрыты верхи юрских отложений.

Всего на месторождении с 1936 г. (начало структурного бурения) по 1968 г. пробурено 419 скважин. Из них 307 скважин дали промышленный приток нефти, 7 ликвидированы по геологическим причинам, а 11 по техническим.

**Стратиграфия.** В строении Андижанской складки участвуют породы меловой, палеогеновой и неогеновой систем.

В толще пород мела выделяются все свиты, характерные для Южной Ферганы: муянская (260—350 м), ляканская (55—60 м), кызылпильяльская (140—190 м), калачинская (130—135 м), устричная (65—70 м), яловачская (180—240 м), пестроцветная (160—170 м), чангыргашская (100—120 м).

Палеогеновые образования также представлены всеми слоями: бухарскими (80—120 м), сузакскими (50—60 м), алайскими (55—70 м), туркестанскими (55—100 м), риштан-исфара-ханабадскими (100—125 м), сумсарскими (100—140 м).

Неогеновые отложения представлены массагетской и бактрийской сериями, общая мощность которых колеблется от 700 до 1100 м; в приводовой части складки они частично размыты.

**Тектоника.** Андижанское месторождение приурочено к асимметричной антиклинальной складке северо-восточного простирания. Пологим является северо-западное крыло структуры, крутым — юго-восточное.

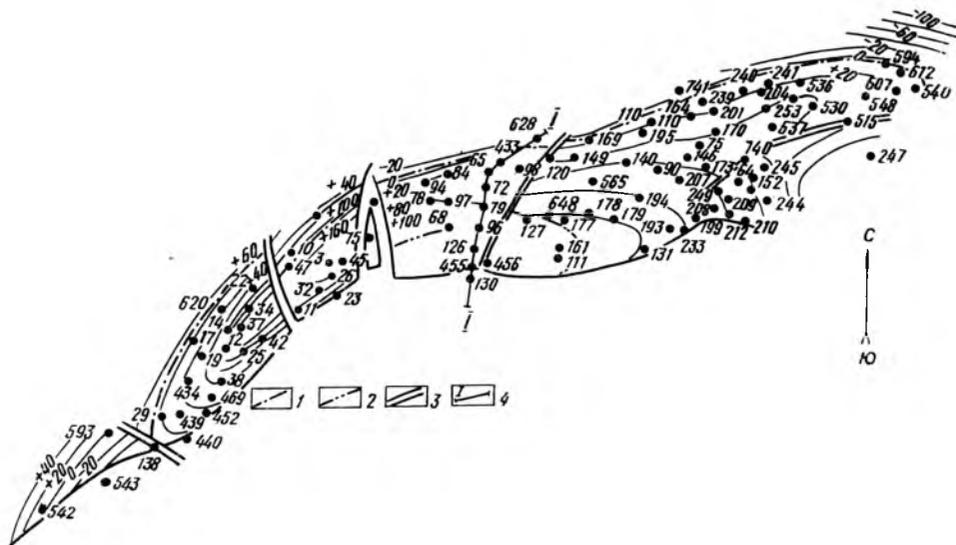


Рис. 19. Структурная карта нефтяного месторождения Андижан по кровле III продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности III горизонта; 2 — первоначальный контур газоносности III горизонта; 3 — линия нарушения; 4 — линия профиля.

Породы бактрийской серии на северо-западном крыле падают под углом 8—10°, доходят местами до 18°. На юго-восточном крыле углы падения пластов составляют 22—25°, а местами достигают 50°. На западной периклинали породы падают под углом 5—6°, а на восточной — 8—9°.

Структурные формы по отложениям палеогена, изученные по данным бурения, отличаются от строения на неогеновым слоям. Палеогеновая складка выражена более резко. На северо-западном крыле углы падения пород на западе достигают 25—30°, к востоку они выполаживаются до 7°. Ось палеогеновой складки смещена по отношению к оси поверхностной складки на 200—500 м в сторону крутого юго-восточного крыла.

Совсем иное строение имеет Андижанская структура по меловым отложениям. Здесь уже не фиксируются складки полного контура, а площадь рисуется как юго-западное окончание Ходжабадской складки. Для Андижанской площади характерно большое число разрывных нарушений, которые разобщают структуру по палеогеновым слоям на блоки.

В отложениях неогена на поверхности прослеживается три нарушения. Два из них ориентированы поперек складки, а третье проходит по

ее южному крылу, в 1000 м от поверхностной оси. Плоскость смещения падает на север под углом 60—70° в отложениях неогена и до 25° в палеогене. Амплитуда нарушения достигает на западе 800 м, но постепенно уменьшается к востоку и совсем затухает в своде Шарихан-Ходжи-абадского поднятия.

Первое нарушение проходит по западной периклинали. Плоскость сбрасывателя падает на северо-восток под углом 35—40°. Второе нарушение наблюдается в 1300 м к востоку от первого и имеет северо-восточное падение, плоскость сбрасывателя 46—60°.

Кроме описанных трех нарушений, бурением установлено еще че-

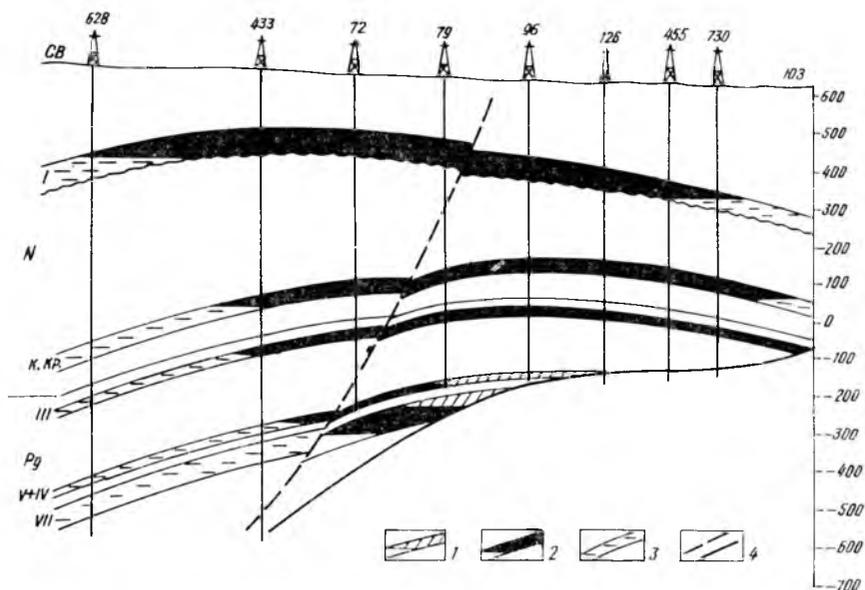


Рис. 20. Схема залегания нефти и газа на месторождении Андижан.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе);  
3 — вода; 4 — нарушения.

тыре поперечных разрыва: четвертый, пятый, шестой, седьмой. Плоскость сбрасывателя четвертого нарушения наклонена на юго-запад и на глубине под прямым углом сопрягается со вторым разрывом. Падение плоскости сбрасывателя пятого нарушения северо-восточное под углом 55—60°. Шестое имеет западное падение. Седьмое нарушение проходит по юго-западному окончанию складки.

Андижанская структура разделена поперечными нарушениями на ряд обособленных участков: юго-западный, западный и центральный блоки, центральный грабен, восточный блок и восточное поле (рис. 19). Восточный блок по отношению к центральному опущен, последний, в свою очередь, опущен по отношению к западному. Амплитуда смещения в отложениях неогена достигает 100—140 м и с глубиной уменьшается. Между центральным и восточным блоками находится клинообразный участок, опущенный на 100 м по отношению к восточному блоку и на 200 м — к центральному.

Восточное поле несколько приподнято и надвинуто на восточный блок. Юго-западный блок по отношению к западному опущен.

**Нефтегазоносность.** Нефтегазоносное месторождение Андижан является многопластовым (рис. 20). Промышленные залежи нефти содер-

жятся в I горизонте бактрийских отложений и в кирпично-красной свите неогена, а также в III, V, VI, VII горизонтах палеогена. В IV горизонте установлены непромышленные скопления нефти. Почти все нефтяные залежи обладают небольшими газовыми шапками. Контуры залежей нефти в отдельных блоках имеют различные абсолютные отметки для одноименных горизонтов, при этом этаж нефтеносности в них сохраняется. «Это свидетельствует о полном завершении аккумуляции нефти до проявления разрывных нарушений» (Симаков, 1957).

На месторождении основными продуктивными горизонтами являются I, III, V. Небольшие залежи находятся в кирпично-красной свите, в горизонтах VI, VII. По отношению к общей добыче нефти из горизонтов за 1967 г. на долю I горизонта приходится 44,9%; III—38,0%; V—11,8%; остальных — 5,3%.

I горизонт располагается в подошве бактрийской серии и представлен серыми крупнозернистыми кварцевыми песчаниками с включениями мелкой гальки и прослоями конгломератов. Общая мощность горизонта изменяется от 35 м на южном крыле до 125 — на северном. Эффективная мощность горизонта — 5—15 м, пористость — 20—30%, проницаемость — 200—300 мд.

Нефтеносность I горизонта выявлена в 1937 г. При испытании скважины 2 из нижней пачки бактрийских конгломератов был получен приток нефти с дебитом 0,2—0,5 т/сут. Первый горизонт долгое время не испытывали и считали малоперспективным. Лишь в 1957 г. после получения промышленного притока нефти в скважине 64 со среднесуточным дебитом 3,5 т/сут I горизонт на месторождении Андижан введен в разработку.

В настоящее время I горизонт разрабатывается на трех блоках: восточном, центральном и восточном поле. Разработка центрального блока начата в 1958 г., а на 1 января 1968 г. добыча нефти из I горизонта велась уже двумя скважинами (1 и 2). Среднесуточный дебит нефти по блоку составляет 0,9 т, воды — 20,1, обводненность — 95,5%.

На восточном блоке продуктивность I горизонта установлена в 1957 г. скважиной 433. На 1 января 1968 г. добыча здесь велась 17 скважинами со среднесуточным дебитом нефти 25 т и воды 147,1 т. Обводненность достигает 85,5%. Текущее пластовое давление — 10 атм, газовый фактор — 54 м<sup>3</sup>/т.

Нефтеносность восточного поля установлена в 1967 г. в возвратных скважинах 240 и 241, при испытании которых получен приток нефти с дебитом 30—95 т/сут. На 1 января 1968 г. действуют 64 скважины. Обводненность — 75,3%, пластовое давление — 6—18 атм, газовый фактор — 34 м<sup>3</sup>/т. Из 64 скважин 9 обводнены на 25%, 12 — до 50%, 24 — до 90% и 19 — свыше 90%. С начала разработки из I горизонта добыто всего 105 5576,9 т нефти, воды — 2544832 т. Плотность нефти — 0,866 г/см<sup>3</sup>, содержание серы составляет 0,30%; асфальтенов — 1,03; акцизных смол — 31,1; кокса — 5,7; парафина — 5,2%. Выход легких фракций до 300° — 42—44%.

Плотность воды — 1,004—1,032 г/см<sup>3</sup>, минерализация — 30,5—41,7 г/кг. Содержание микрокомпонентов: иода — 4,12—18,61 г/кг; брома — 0,6—1,0; аммиака — 3,0—30,0; рН=7—7,4. Воды горизонта относятся к хлоркальциевым.

III горизонт залегает в кровле сумсарских слоев среди малиновых глин и представлен мелкозернистым глинистым песчаником. В отдельных участках песчаники замещаются алевролитами. Нефтеносность III горизонта установлена в 1937 г. скважиной 3, при испытании которой получен фонтан нефти с дебитом 180 т/сут. Общая мощность горизонта

равна 20 м, а эффективная — 6—8 м. Глубина залегания горизонта колеблется от 420 до 850 м.

Пористость пород III горизонта — 16—23%, проницаемость колеблется от 12 до 98 мд. Продуктивность пласта увеличивается с юго-запада на северо-восток. Залежи нефти разбиты нарушениями на отдельные самостоятельные блоки. Разбуривание блоков производилось по мере выявления их промышленной нефтеносности. Центральный блок введен в разработку в 1937 г., западный — в 1939 г., восточный — в 1943 г., восточное поле — в 1946 г. и юго-западный — в 1954 г.

Начальное пластовое давление в юго-западном блоке составляет 51—127 атм, в остальных блоках — 56—60 атм. Начальные газовые факторы на юго-западном блоке и на восточном поле — 100 м<sup>3</sup>/т, на остальных блоках — 50—55 м<sup>3</sup>/т.

Начальный дебит нефти 14—70 т/сут, текущий — в среднем 1,5 т/сут.

На 1 января 1968 г. действующий фонд скважин составил 108.

Залежь нефти на юго-западном блоке приурочена к западному окончанию структуры; от западного блока она отделена двумя тектоническими нарушениями. Поперечными и продольными нарушениями блок разбит на более мелкие блоки, причем III горизонт в вертикальном разрезе повторяется в скважинах трижды. Юго-западный блок разрабатывается четырьмя скважинами. Среднесуточный дебит нефти составил 2,84 т, текущее пластовое давление 12—64 атм, газовый фактор 31 м<sup>3</sup>/т.

Западный блок разрабатывается 22 скважинами. Залежь нефти с трех сторон ограничена тектоническими нарушениями, а с северо-запада — пластовой водой. Залежь нефти в сводовой части имела газовую шапку. Среднесуточный дебит нефти — 19,6 т. Текущее пластовое давление — 2—12 атм, текущий газовый фактор — 57 м<sup>3</sup>/т.

Залежь нефти центрального блока также ограничена с трех сторон тектоническими нарушениями. На своде залежь имела небольшую газовую шапку. Все скважины в начальный период фонтанировали с дебитами от 10 до 30 т/сут. Фонд действующих скважин 9. Текущее пластовое давление — 4 атм, газовый фактор — 70 м<sup>3</sup>/т.

Залежь нефти восточного блока имеет газовую шапку. Действующий фонд скважин на 1 января 1968 г. — 17. Начальное пластовое давление — 1—28 атм, газовый фактор — 56 м<sup>3</sup>/т.

Здесь залежь нефти восточного поля также имеет газовую шапку. Залежь разрабатывается 58 скважинами. Начальное пластовое давление составляло 60 атм, а начальный газовый фактор — 100 м<sup>3</sup>/т. Текущее пластовое давление — 3—35 атм, текущий газовый фактор — 78 м<sup>3</sup>/т.

Кроме перечисленных блоков, в 1946 г. выявлена залежь нефти в III горизонте в пределах поднадвига. С севера она ограничена тектоническими нарушениями. Начальный дебит скважин колеблется от 3—5 т/сут на западе до 15—20 на востоке. Начальное пластовое давление — 80 атм, текущее — 2,2—65 атм. Текущий газовый фактор — 81 м<sup>3</sup>/т.

Действующий фонд составляет 29 скважин. С начала разработки добыто 394991 т нефти.

С начала разработки на 1 января 1968 г. из III горизонта добыто 2142172 т нефти, 596092 т воды и 3799,47 тыс. м<sup>3</sup> газа.

Плотность нефти — 0,854 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — 0,15—0,3%; асфальтенов — 1,0—2,1; акцизных смол — 20—35; кокса — 3—4,5; парафина 6—7%. Выход легких фракций: до 100° — 5%, до 200° — 25%, до 300° — 42%. Вязкость нефти при  $\Theta_{20}$  — 5.

Плотность газа (по воздуху) 0,706—0,942; содержание сероводорода — 0,04, азота + редких — 5,5, метана — до 79, газобензина — до 409 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Воды III горизонта хлоркальциевые, их удельный вес

1,054 г/см<sup>3</sup>, минерализация — 32,14—136,31 г/кг; содержание аммиака — 65,0 мг/л, иода — 5,5—20,73 мг/л, брома — 4,0—16,6 мг/л.

V горизонт представлен серыми известняками и известковистыми песчаниками. Общая мощность горизонта 14 м, а эффективная 9. Пористость известняков доходит до 27%, проницаемость — до 500 мд. Глубина залегания горизонта — 850—920 м.

Залежи нефти V горизонта в пределах каждого блока гидродинамически разобщены. Начальные дебиты нефти в скважинах колеблются от 10 до 100—120 т/сут. Все скважины вначале фонтанировали. Начальное пластовое давление в залежи — 60—80 атм; начальный газовый фактор — 80—250 м<sup>3</sup>/т.

Пятый горизонт разрабатывался при газонапорном режиме и режиме растворенного газа. В настоящее время залежь нефти истощена и разрабатывается при газонапорном и искусственном водонапорном режимах.

На 1 января 1968 г. действующий фонд скважин составил 32, из них две скважины (39,67) дают безводную нефть. Пятый горизонт разрабатывается на западном, центральном, восточном блоках и на восточном поле.

Залежь нефти западного блока выявлена в 1938 г. Начальный контур нефтеносности проходил по изогипсе 65 м. Начальное пластовое давление на контуре нефтеносности составляло 80 атм. В своде залежь нефти имела небольшую газовую шапку. Начальный газовый фактор — 120—150 м<sup>3</sup>/т. Текущее пластовое давление — 5—10 атм, текущий газовый фактор — 70—80 м<sup>3</sup>/т. На 1 января 1968 г. залежь нефти разрабатывается тремя скважинами.

Нефтеносность центрального блока установлена в 1942 г. При испытании V горизонта в скважине 31 получен фонтан газа с дебитом 100 тыс. м<sup>3</sup> и нефти — 5—7 т/сут. Начальное пластовое давление на контуре нефтеносности составило 82 атм. Текущее пластовое давление — 5—10 атм, текущий газовый фактор — 70—80 м<sup>3</sup>/т. На 1 января 1968 г. залежь нефти разрабатывается тремя скважинами.

Залежь нефти восточного блока разрабатывается с 1941 г. Начальное пластовое давление — 75—80 атм, текущее — до 15 атм. Текущий газовый фактор — 76 м<sup>3</sup>/т. Действующий фонд составляет 13 скважин.

Нефтеносность восточного поля установлена в 1946 г. Начальное пластовое давление на начальном контуре нефтеносности (по изогипсе — 170 м) составляло 80 атм. Текущее пластовое давление — 7—28 атм. Текущий газовый фактор — 68 м<sup>3</sup>/т. Залежь нефти разрабатывается 13 скважинами.

С начала разработки из V горизонта добыто 1086928 т нефти и 962019 т воды.

Плотность нефти — 0,845 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — 0,45%; асфальтенов — 0,95; акцизных смол — 22, кокса — 2,6, парафина 6,45. Выход легких фракций до 100° — 5%, до 200° — 22%, до 300° — 48%. Вязкость нефти  $\eta_{20}$  — 3,2.

Газ горизонта имеет следующую характеристику: плотность — (по воздуху) 0,690—1,020; содержание сероводорода — 0,24—4,5%; азота + редких — 3,8—9,5; метана — до 75,5; газобензина — до 205 см<sup>3</sup>/л<sup>3</sup>.

Воды горизонта хлоркальциевого типа. Плотность — 1,0790—1,1206, минерализация — 114,22 г/кг. Содержание микрокомпонентов: иода — 5,82 мг/л; брома — 20,0; аммиака — 66,7.

VII горизонт представлен доломитизированными известняками, прослоями глин и устричников. Общая мощность горизонта 42 м, эффективная — 20 м. Средняя пористость равна 18%, проницаемость — 35 мд.

Средняя глубина залегания горизонта — 850 м. Начальный дебит нефти — 40—90 т/сут при пластовом давлении 70 атм. Текущий среднемесячный дебит нефти — 3,7 т, текущее пластовое давление 56 атм, текущий газовый фактор — 143 м<sup>3</sup>/т.

VII горизонт разрабатывается на центральном блоке с 1943 г., на восточном — с 1944 г., на остальных блоках залежь нефти отсутствует. На 1 января 1968 г. действующий фонд составлял 4 скважины.

С начала разработки добыто 407858 т нефти и 708440 т воды. Плотность нефти — 0,846 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — 0,17%; асфальтенов — 1,60; акцизных смол — 23; кокса — 2,30; парафина — 7,50. Выход лег-

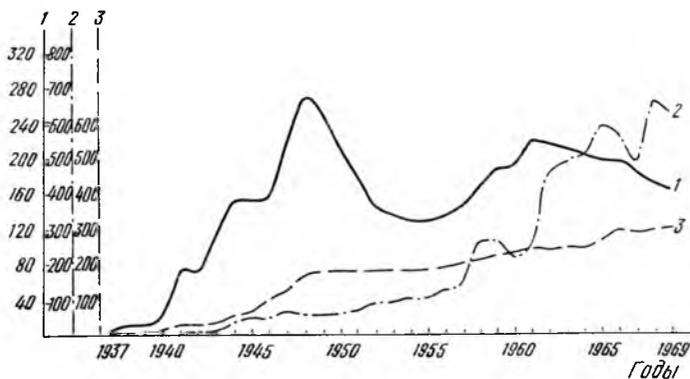


Рис. 21. История разработки месторождения Анджиан.  
1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

ких фракций до 100° — 4%, до 200° — 25%, до 300° — 43%. Вязкость нефти при  $\Theta_{20}$  — 2,25.

Газы горизонта имеют плотность 0,922, содержат 0,37% сероводорода, 4,1% азота + редких и 75,2% метана.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу. Их плотность — 1,1240; минерализация — 159,67 г/кг; содержание аммиака — 85,0%; иода — 7,24; брома — 20,0%.

**История разработки месторождения.** На 1 января 1968 г. в разработке находился I горизонт, кирпично-красная свита, бледно-розовая свиты неогеновых образований и III, IV, VI и VII горизонты палеогеновых отложений. Разбуривались месторождения бессистемно. В 1937—1940 гг. важнейший объект буровых работ — III горизонт на центральном и западном блоках. Скважины размещены по треугольной сетке в 150—200 м друг от друга.

С разбуриванием залежей III и V горизонта восточного блока и восточного поля и VII горизонта центрального блока число действующих скважин и темп отбора нефти на месторождении возросли (рис. 21).

Максимальная годовая добыча была достигнута в 1948 г., тогда она составила 284,7 тыс. т при действующем фонде 176 скважин.

В 1949—1951 гг. отборы из месторождения колебались в пределах 276,7—211,5 тыс. т при одном и том же количестве действующих скважин.

В 1952—1957 гг. происходит дальнейшее снижение годовых отборов нефти, несмотря на возросшую уплотненность сетки. Это связано с ростом обводненности добываемой жидкости.

С 1957 г. начато разбуривание залежей неогеновых отложений.

С 1958 г. годовая добыча начинает расти и в 1961 г. достигает 244 тыс. т (рис. 21). Увеличение годовых отборов нефти объясняется не только интенсивным отбором нефти из неогеновых залежей, но и использованием вторичных методов разработки.

В 1964 г. была начата опытная закачка воды в залежь V горизонта. В результате заводнения залежей из месторождения дополнительно добыто более 138 тыс. т нефти.

На 1 января 1968 г. из месторождения извлечено 4783 тыс. т нефти, из которых на долю палеогеновых залежей приходится 3672 тыс. т или 77% от общей добычи нефти по месторождению.

Достигнутая текущая нефтеотдача по палеогеновым залежам колеблется в пределах 30,6—56,8%. Залежи разбурены с плотностью 2,4—4 га на одну скважину. Наибольшая нефтеотдача в размере 56,8% была достигнута при плотности 2,4 га на скважину.

Текущая нефтеотдача по месторождению составляет 31,2%. Проектная нефтеотдача определена в размере 40% от геологических запасов нефти. Остаточные запасы нефти составляют более 1 млн. т.

### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТЕАБАД

Месторождение Нефтеабад, открытое в 1938 г., находится в 12 км к югу от г. Исфара на территории Исфаринского района Ленинабадской области Таджикской ССР. Район месторождения представляет собой конгломератовое плато, возвышающееся над окружающей местностью на 200—250 м. Наивысшие абсолютные отметки составляют на западной части плато 1000 м, на восточной — 1100 м. Плато несколько наклонено с востока на запад. Многочисленные широкие, но неглубокие, сухие овраги прорезают плато в различных направлениях.

На западе, севере и юге Нефтеабадская структура отделяется от соседних структур Ким, Айритан, Исфара неглубокими пологими синклиналями. На востоке связь тектоники с рельефом менее заметна, но все же можно увидеть, что понижение плато соответствует восточному погружению структуры.

Водные ресурсы района представлены горной рекой Исфара, берущей начало с северного склона Туркестанского хребта. Она делит плато на две части, образуя довольно широкую (до 1 км) долину, склоны которой круты и обрывисты. Правый борт возвышается над долиной на 300 м, левый — на 200 м. Антиклинальная складка по конгломератам неогена в описываемом районе издавна привлекала внимание нефтяников. После получения нефти на восточной периклинали соседнего месторождения Ким интерес к данной структуре резко возрос.

В 1932 г. без предварительных геологических исследований К. П. Калищким и И. Г. Линдтропом были заданы три скважины, из которых первые две размещены на западном окончании складки, а третья — на северном крыле центральной части. Первые два года разведочное бурение на Нефтеабадской структуре выполнялось нефтепромыслом Ким, а нефтеразведка именовалась Ханабадской. В 1933 г. в скважине 3 из II горизонта (сумсарские слои) получен мощный газо-нефтяной фонтан, что послужило основанием для организации в январе 1934 г. самостоятельной нефтеразведки Нефтеабад.

Ввиду организации периодической добычи нефти, с 1 января 1935 г. нефтеразведка была реорганизована в нефтяной промысел.

На месторождении Нефтебад всего пробурено 49 скважин, из них на II горизонт — 44, на нижележащие — 5. Из 44 скважин 31 дала нефть, 6 — газ, 7 ликвидировано по геологическим причинам.

Параллельно с разведочным бурением на площади производились геологическая съемка и гравиметрические исследования. Полученные таким образом материалы подтвердили представление о геологическом строении площади, сложившееся по материалам бурения.



Рис. 22. Структурная карта нефтяного месторождения Нефтебад по кровле II продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — первоначальный контур газососности; 3 — линия профиля.

**Стратиграфия.** В строении Нефтебадской складки принимают участие юрские, меловые, палеогеновые и неогеновые отложения. Юрские отложения вскрыты на 300 м (скв. 59) и представлены породами, типичными для Южной Ферганы. В толще пород мела выделяются почти все свиты, характерные для Южной Ферганы: муянская (мощность 90—100 м), ляканская (35—40), кызылпиляльская (60—65), калачинская (50—55), устричная (40—45), яловачская (25—30), пестроцветная (250—260), чангырташская (35—40 м). Палеоген представлен всеми слоями: бухарскими (65—70), сузакскими (15—20), алайскими (50—55), туркестанскими (45—50), риштан-исфара-ханабадскими (75—80), сумсарскими (15—20 м).

Неогеновые отложения представлены отложениями массагетской и бактрийской серий. Общая их мощность 840—880 м.

**Тектоника.** Нефтебадское месторождение приурочено к антиклинальной складке, расположенной на общем поднятии северного крыла более крупной Исфаринской структуры. Ось складки вытянута широтно, но в районе восточного погружения несколько отклоняется на северо-восток. Складка на западе асимметрична, северное крыло пологое, южное более крутое. К востоку южное крыло выполаживается, поэтому восточная часть складки почти симметрична. В присводовой части крылья складки пологие, углы падения не превышают 3—6°. При удалении от свода углы падения возрастают, достигая на северном крыле 12—14°, на южном 30°.

По бактрийским слоям длина складки — 9 км, ширина — 3,0 км. Периклиналиное окончание из-за плохой обнаженности на поверхности не определялось, хотя оно хорошо прослеживается.

По палеогеновым отложениям складка имеет аналогичное строение (рис. 22), лишь углы падения пород возрастают. В сумсарских слоях углы падения на северном крыле составляют 18—20°, на южном (в западной части складки) — 42—45°. К востоку, как и на поверхности, углы падения пород уменьшаются, и восточная периклинали становится симметричной. Восточное и западное погружения в отложениях палеогена выражены отчетливо. Углы падения равны 7—8°. По кровле II горизонта длина складки 6,5 км, ширина 1,3 км. В районе скважины 29 на

южном крыле складки, по данным бурения, отмечено небольшое нарушение, протягивающееся от скважины 29 к скважине 58, где оно соединяется с нарушением, пересекающим структуру Ким. Плоскость сбрасывателя этого нарушения падает на север под углом 35—40°, амплитуда смещения 1,4 км. Нарушение прослежено от скважины 30 до скважины 15.

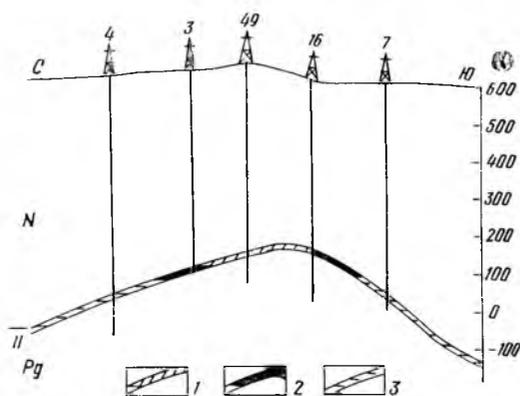


Рис. 23. Схема залегания нефти и газа на месторождении Нефтебад.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода.

**Нефтегазоносность.** Нефтегазовое месторождение Нефтебад является однопластовым (рис. 23). Продуктивен здесь II горизонт палеогеновых отложений. Первооткрывательницей месторождения стала скважина 3, давшая в июне 1933 г. мощный газо-нефтяной фонтан. Разработка нефтяной залежи была начата одновременно на южном и северном крыльях, а также в центральной части складки. В связи с малодебитностью скважин южного крыла бурение сосредоточивалось на северном крыле и постепенно смещалось на восточную периклиналь. Система разработки — ползущая по простиранию складки. В 1951 г. на своде центральной части складки до кровли юрских отложений была пробурена разведочная скважина 50. С 1952 г. испытали 8 объектов: пять в юрских и три в меловых отложениях. В интервале 1090—1100 м льянской и 1060—1064 м кызылпияльской свит получена вода с пленками нефти дебитом 7,5—8,7 м<sup>3</sup> жидкости в сутки. Остальные объекты дали воду.

II горизонт представлен светло-серыми рыхлыми мелкозернистыми песчаниками с тонкими прослоями серо-зеленых песчаных глин. Общая мощность горизонта 4,2 м, средняя эффективная мощность 2,5 м. Средняя пористость составляет 15%. Судя по тому, что при сравнительно высоком пластовом давлении (67 атм) среднесуточный дебит невелик (10 м<sup>3</sup>), проницаемость пласта невысокая.

Первоначальная длина газо-нефтяной залежи составляла 5,8 км, при ширине 1,1 км, этаж нефтегазоносности — 100 м. Общая площадь залежи 398,5 га. Нефтяная залежь в виде узкой каймы прослеживается вокруг газовой шапки. На северном крыле ширина нефтяной залежи 180—220 м, на южном 80—120 м. Общая площадь нефтяной залежи 202,0 га. Первоначальное пластовое давление нефтяной залежи 63 атм, газовой 57, законтурной 67 атм. Средний первоначальный дебит

5,4 т/сут. Начальный газовый фактор очень высок, в отдельных скважинах он достигает 16000 м<sup>3</sup>/т. Разрабатывался II горизонт двумя одновременно действующими режимами: водонапорным и газонапорным. После истощения газовой шапки режим становится только водонапорным.

С 1962 г. в связи с полным обводнением эксплуатационного фонда скважин разработка месторождения была прекращена. Всего на Нефтебадском месторождении пробурено 49 разведочных и эксплуатационных скважин. С начала разработки (с 1933 по 1962 г.) из II горизонта добыто 108 тыс. т нефти. Нефть II горизонта характеризуется следующими параметрами: удельный вес 0,846—0,860 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,26—0,33%; акцизных смол 20—22; кокса 2,66—3,07; асфальтенов 0,72—1,15; парафина 5,68—7,76. Выход легких фракций составляет: до 100°—3,3—1,9%, до 200°—23,9—19%, до 300°—44,1—41%. Вязкость: Э<sub>20</sub>—4,08—11,50, Э<sub>50</sub>—1,51—1,64.

Свободный газ и газ, растворенный в нефти, по химическому составу и физическим свойствам почти не различаются. Удельный вес газа (по отношению к воздуху) 0,802—0,795. Содержание углекислого газа до 0,2%; метана 82,5—85,2; азота и редких 3,5—4,5; сероводород отсутствует.

На 1 января 1949 г. извлечение газа составило 42,5 млн. м<sup>3</sup>. В 1958 г. была опробована на растворенный в воде газ полностью обводнившаяся скважина 43. По сравнению с газами, находящимися в зоне нефтеносности, анализ растворенного газа в этой скважине показал сильно возросшее содержание азота (до 48%). Состав газа: сероводород + углекислый газ 2,9%; азот 47,5%; метан 16,3%. Воды II горизонта относятся к хлоркальциевому типу, имеют плотность 1,093—1,43 г/см<sup>3</sup>, содержание иода 15,33 мг/л (скв. 57); брома 26,7; аммиака 40,0; сероводорода нет. Сумма солей 115—184 г/кг, рН — 7—7,4.

**История разработки месторождения.** Нефтяная залежь II горизонта узкой оторочкой окаймляет газовую шапку и подпирается контурными водами. Коллектор относится к поровому типу с низкой емкостью и проницаемостью. Залежь пластовая — сводовая.

Разработка месторождения была начата в 1934 г. пуском разведочных скважин, давших нефть. Разбуривание началось в 1936 г. одновременно на северном и южном крыльях центральной части складки. В дальнейшем, вследствие низкой продуктивности скважин южного крыла, разработка была сосредоточена только на северном крыле складки, с постепенным продвижением скважин к восточной периклинали. Западная часть месторождения введена в разработку значительно позже.

По мере разбуривания залежи отмечался рост годовых отборов нефти (рис. 24). Максимальная добыча была достигнута в 1937 г. и составила 9,63 тыс. т при действии 14 скважин. В последующие годы, несмотря на увеличение числа действующих скважин путем разбуривания залежи, добыча нефти стала уменьшаться. Это объясняется неоправданным расходом газа газовой шапки на первых этапах разработки и возможно появлением контурных вод<sup>1</sup>.

По данным А. М. Хуторова (1957) с 1934—1937 гг. из газовой шапки было выпущено около 28 млн. м<sup>3</sup> газа. В связи с этим, между сводовой частью и нефтяной оторочкой возник большой перепад давлений и последняя начала перемещаться в газовую зону.

<sup>1</sup> Сведений о добыче воды до 1946 г. не имеется.

В начальный период разработки скважины были пущены при фонтанном режиме, но продолжительность их фонтанирования не превышала двух лет. Залежь разрабатывалась при газонапорном режиме. С падением пластового давления в газовой шапке главную роль начали играть давление контурных вод и энергия растворенного в нефти газа.

В 1942—1943 гг. многие эксплуатационные скважины были приостановлены в связи с прорывом газа и при этом годовая добыча упала до 4 тыс. т (рис. 24).

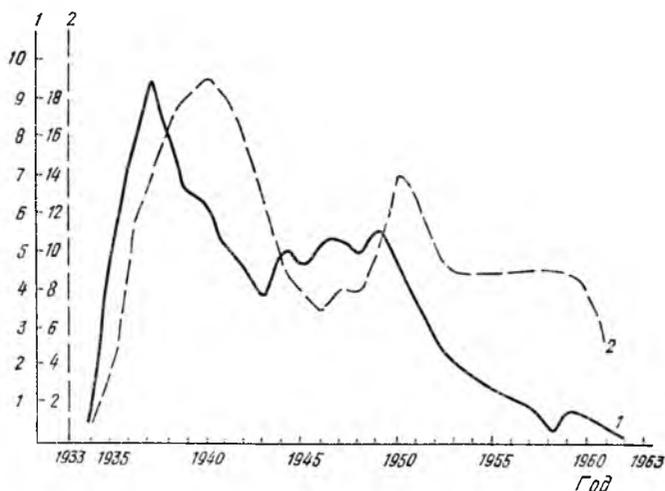


Рис. 24. История разработки месторождения Нефтеабад.  
1 — добыча нефти; 2 — действующий фонд скважин.

В 1944—1950 гг. начали доразбуривать залежь и годовая добыча достигла 5 тыс. т. С 1950 г. начинается третий период разработки, характеризующийся непрерывным снижением добычи нефти, увеличением обводненности приконтурных скважин и отклонением их из действующего фонда.

Разработка месторождения была остановлена в 1962 г. при действующем фонде 5 скважин, дававших суточную добычу нефти менее 1 т.

Краткий анализ разработки месторождения Нефтеабад показывает, что огромные ресурсы пластовой энергии не были рационально использованы и в связи с этим срок разработки значительно удлинен. За весь период разработки из месторождения извлечено 109,27 тыс. т нефти.

Для извлечения остаточной нефти следует широко применять заводнение залежей и другие эффективные методы интенсификации добычи нефти. Опыт заводнения III горизонта может быть распространен на другие подобные залежи.

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧАНГЫРТАШ

Месторождения Чангырташ открыто в 1938 г. Оно расположено в 30 км к востоку от г. Джалалабада на территории Сузакского района Ошской области Киргизской ССР.

Месторождение приурочено к протягивающимся с востока на запад антиклинальным складкам Чангырташ и Текебель. В морфологическом отношении площадь представляет собой горную гряду с наивысшей отметкой 904 м над ур. м.

Гряда возвышается над окружающей местностью на 250—300 м. Она изрезана многочисленными саями с довольно широкими долинами, по бортам которых наблюдаются обнажения коренных пород. Расчлененный холмистый рельеф наблюдается на востоке площади, по мере продвижения к западу холмистость постепенно сменяется равниной, сложенной лессовидными суглинками.

Впервые это месторождение в 1928 г. изучил К. П. Калицкий. В 1929 г. С. Е. Пахомов, Ю. А. Колодяжный провели геологические исследования всей группы складок Чангырташского района. На основе результатов этих исследований в 1932 г. на структуре Текебель было начато разведочное бурение. В 1955 г. в скважине 2 из V горизонта палеогена получен приток нефти промышленного значения.

На Чангырташской структуре разведочное бурение начато в 1933 г., а промышленные притоки нефти получены в 1935 г. из V горизонта в скважине 5.

Одновременно с разведочным бурением в районе проводились дополнительные геологические исследования. В 1934 г. Г. И. Шатов осуществил здесь геологическую съемку, в этом же году в районе были проведены электроразведочные работы, в 1939 г. вариометрическая съемка, а в 1943—1944 г. повторные электроразведочные работы.

С момента выявления промышленной нефтеносности III и V горизонтов, т. е. с 1935 до 1939 г. нефтяные залежи не разрабатывались. Промышленная разработка нефтяных залежей ведется с 1939 г.

**Стратиграфия.** В строении Чангырташской структуры принимают участие породы мезозоя, палеогена и неогена. Меловые образования вскрыты лишь на 100 м и представлены породами, типичными для южной Ферганы.

В толще пород палеогена выделяются почти все слои: бухарские (50—65 м), сузакские (55—65 м), алайские (55—75 м), туркестанские (50—60 м), риштан-исфара-ханабадские (85—90 м), сумсарские (90—100 м).

Неогеновые отложения представлены массагетской и бактрийской сериями, общей мощностью от 300 до 800 м.

Изменение мощностей последних обусловлено размывом бактрийской серии присводовой части складки.

**Тектоника.** Чангырташское месторождение приурочено к антиклинальной складке почти широтного простирания с широким и пологим сводом. Ядро складки сложено бледно-розовыми песчаниками, а крылья и западное периклинальное погружение — светло-бурыми глинами и конгломератами бактрийских слоев.

Складка имеет несколько асимметричное строение. Северное крыло падает под углом 8—10, а южное — 10—12°, но по мере удаления от свода углы падения на южном крыле возрастают до 40—45°.

По отложениям верхней пачки конгломератов бактрийских слоев складка имеет длину 7—8 км, ширину 4—5 км.

К югу от Чангырташской складки расположена Текебельская структура, отделенная от первой неглубоким синклинальным прогибом. Эта структура также имеет широтное простирание.

Сводовая часть Текебельской складки размыта до верхнемеловых отложений включительно. Крылья Текебельской структуры имеют более крутое падение — до 30—35°. Чангырташская и Текебельская структу-

ры представляют собой как бы западное периклинальное погружение северных ответвлений большой Сузакской антиклинали.

Чангырташская складка имеет длину около 4 км и ширину 2 км. Она полого погружается на запад, причем на расстоянии 4 км отметки снижаются на 700 м. При этом вначале крутое падение слоев (до 16°), постепенно выполаживается до 6—10° (рис. 25).

Западное погружение Текебельской складки выражено более резко. На расстоянии двух километров абсолютные отметки снижаются от 720 до 0. При этом погружение складки происходит под углом 20°.

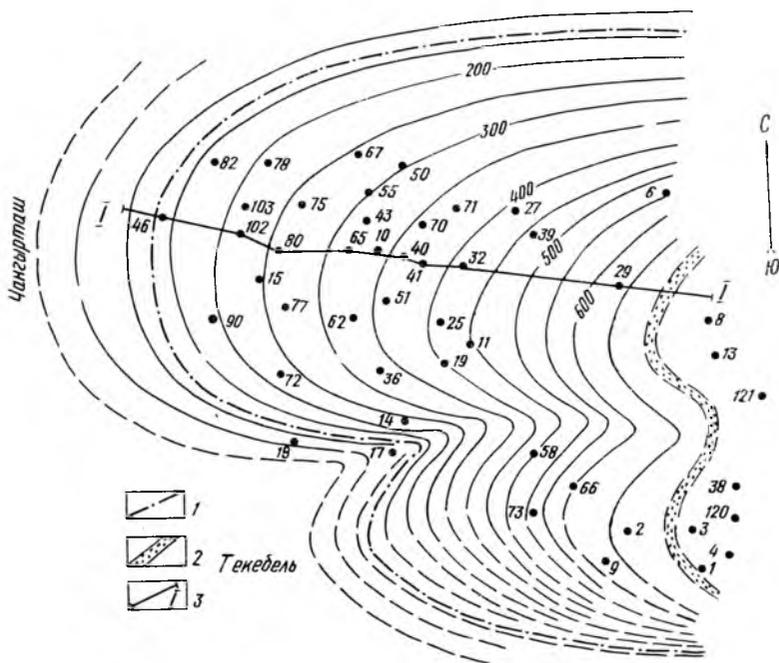


Рис. 25. Структурная карта нефтяного месторождения Чангырташ-Текебель по кровле III продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — изогипсы по кровле III продуктивного горизонта; 2 — первоначальный контур нефтеносности; 3 — выход III горизонта на поверхность земли.

**Нефтегазоносность.** На Чангырташском месторождении нефть промышленного значения получена из III и V горизонтов палеогена (рис. 26). При испытании скважин 29 и 81 из VII и VIII горизонтов получены притоки слабоминерализованной воды с пленками нефти. При испытании VI горизонта в ряде скважин обнаружена вода, а IV горизонт оказался сухим.

III горизонт представлен светло-бурыми мелкозернистыми глинистыми песчаниками с прослоями малиновых глин. Общая мощность горизонта 25, эффективная — 8 м. Пористость песчаников 19,8%. Данных о проницаемости коллекторов не имеется, но судя по тому, что при пластовом давлении 62 атм и эффективной мощности 8 м начальные суточные дебиты составляют всего лишь 2—3 т нефти, можно предполагать, что проницаемость горизонта очень низкая.

Газовый фактор в среднем составляет 65 м<sup>3</sup>/т. Размеры нефтяных залежей на Чангырташе: длина 3,2 км, ширина 2,6 км; на Текебеле:

длина 1,6 км, ширина 1,4 км. Этаж нефтеносности 510 м. Площадь нефтяной залежи по обоим складкам составляет 954 га.

На 1 января 1968 г. в эксплуатации находилось 74 скважины. Из них безводную нефть дают 26, обводнены до 20% — 15, до 50% — 13, до 90% — 11 и выше 90% — 9 скважин.

Текущие дебиты скважин 1,22 т/сут, текущий газовый фактор 9,1 м<sup>3</sup>/т, текущее пластовое давление, замеренное в 11 скважинах, колеблется от 25 до 98 атм.

За время разработки по состоянию на 1 января 1968 г. из III горизонта Чангырташа и Текебеля добыто 623 582 т нефти.

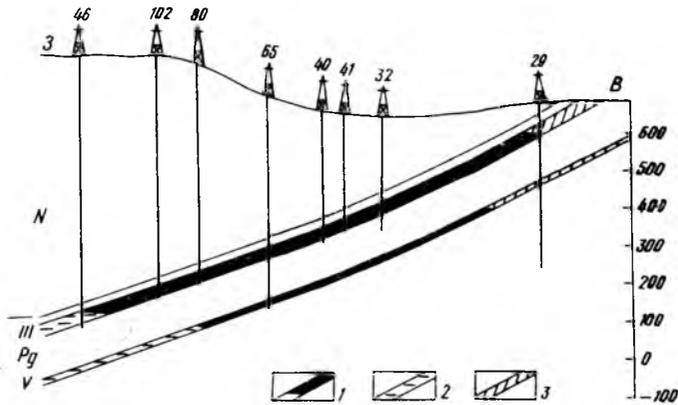


Рис. 26. Схема залегания нефти на месторождении Чангырташ-

1 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе);  
2 — вода; 3 — зона отсутствия промышленных скоплений нефти.

Нефть III горизонта среднего удельного веса с явно выраженным парафинистым основанием, с небольшим содержанием серы и с большим выходом легких фракций. Удельный вес 0,869 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы 0,31%; парафина 8,37; акцизных смол 34,0; кокса 3,5; асфальтенов 1,10%. Содержание легких фракций до 100° — 3,4%; до 200° — 20,5; до 300° — 39,0. Вязкость нефти  $\Theta_{20}$  — 3,92;  $\Theta_{50}$  — 1,74.

Попутный газ III горизонта имеет плотность (по воздуху) 0,845, содержание сероводорода 0,01%; азота + редких от 2,3 до 16,95; углекислоты 0,4; метана 70—77,5%.

Воды III горизонта из скважины 116 имеют плотность 1,063 г/см<sup>3</sup>. Содержание иода в них 10,0 мг/л; брома 18,0; бора 160—200,0; аммония 29—30,0. Общая минерализации 84—88 г/кг, рН=7,4. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

V горизонт состоит из светло-серых песчаных известняков, переходящих книзу в известковистые песчаники. Мощность горизонта 8, эффективная — 5,0 м. Пористость варьирует от 8 до 30%, средняя — составляет 14,2%.

Нефтеносность горизонта сначала была установлена на Текебельской складке (1938 г.), затем на Чангырташской (1942 г.). До 1946 г. на этих складках добычу нефти вели всего двумя скважинами — по одной на структуру. Общая площадь нефтеносности V горизонта составляет 489,7 га. Начальные среднесуточные дебиты скважины варьируют от 1,2 до 4,4 т. Начальное пластовое давление 45 атм. На 1 января 1968 г. залежь разрабатывалась четырьмя скважинами и еще 13 скважин работало одновременно по III и V горизонтам. Все скважины обводнены

более чем на 50%. Текущие средние дебиты скважин 0,77 т/сут. Газовый фактор 54,9 м<sup>3</sup>/т. За время разработки из V горизонта добыто 81214 т нефти, из III+V горизонтов — 23020 т, а всего 104214 т.

Нефть V горизонта имеет плотность 0,8523 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,67%; парафина 4,8; акцизных смол 12,0; кокса 2,406; асфальтенов 0,50%. Выход легких фракций составляет: до 200° — 26,0, до 315° — 59,0, вязкость Э<sub>20</sub> — 2,16; Э<sub>50</sub> — 1,08.

Попутный газ имеет плотность 0,792, содержание сероводорода в нем 0,4—1,27; азота + редких 3,7; углекислоты 1,00; метана 70—77,5.

Воды горизонта имеют плотность 1,0220. Содержание иода 4,0 мг/л; брома 14—16,0, бора 100—120, сероводорода 215—452,0, аммиака 3—20,0. Общая минерализация — 51 г/кг, рН=7,3—8,2.

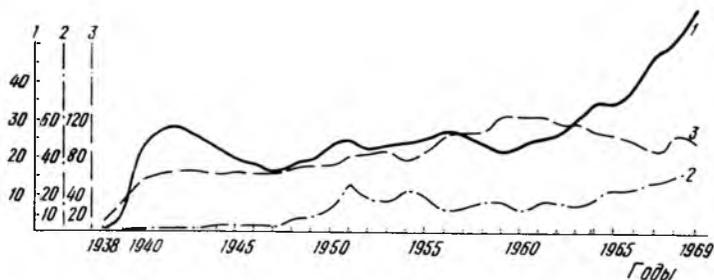


Рис. 27. История разработки месторождения Чангырташ-Текебель.  
1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

Воды V горизонта менее плотны, чем воды III горизонта. Сумма солей в полтора раза меньше. Относительное содержание в воде сульфатов иода и бора меньше, а карбонатов больше, чем в III горизонте. Характерно, что воды V горизонта содержат значительное количество сероводорода.

**История разработки месторождения.** Разработка месторождения начата в 1938 г., причем главным эксплуатационным объектом на структуре Чангырташ является III, а на Текебеле — V горизонт.

Разбуривание залежей III горизонта Чангырташа начато в 1939, а V — в 1949 г. Разбуривание производилось в обеих складках от восточного погружения на запад по треугольной сетке. Уплотнение сетки продолжалось до 1959 г. Всего по обеим структурам пробурено 175 скважин. При этом плотность сетки по залежи III горизонта составляет 0,74 га на одну скважину.

В начальный период разработки наблюдался интенсивный рост добычи нефти, который в 1942 г. достиг 28,2 тыс. т при действующем фонде 65 скважин (рис. 27).

В 1943—1948 гг. количество скважин оставалось относительно постоянным, а добыча нефти стала падать (до 16,0 тыс. т.), что объяснялось снижением пластового давления. Это явление и незначительный отбор воды свидетельствуют о том, что разработка залежи III горизонта происходит при режиме растворенного газа.

В 1949 г. приступили к разбуриванию залежи V горизонта и дальнейшему уплотнению сетки скважин, обеспечивающих разработку III горизонта. В результате этого годовые отборы стали постепенно возрастать и к 1956 г. достигли 27,8 тыс. т при 104 скважинах.

В дальнейшем отбор нефти вновь начал снижаться, несмотря на то, что количество действующих скважин увеличилось, объясняется это падением пластового давления и обводнением приконтурных скважин.

В связи с этим в 1961 г. начали заводнять залежь III горизонта. Заводнение осуществлялось в обводненных скважинах с годовой закачкой 170—206 тыс. м<sup>3</sup>, благодаря чему отбор нефти непрерывно возрастал и в 1967 г. был доведен до 47,0 тыс. т, что является максимальным за весь период разработки.

На 1 января 1968 г. закачка осуществляется в 18 скважинах, с начала процесса закачено 1490,8 тыс. м<sup>3</sup> воды. За счет заводнения дополнительно добыто 92,6 тыс. т нефти, удельный расход воды составляет 16 м<sup>3</sup> на 1 т. В настоящее время действующий фонд состоит из 87 скважин, из которых 70 — по залежи III горизонта.

На 1 января 1968 г. из месторождения извлечено 727,8 тыс. т нефти, из них благодаря плотной сетке скважин и длительности разработки, 638,0 тыс. т падает на долю III горизонта. Нефтеотдача по этому горизонту достигла 74,9%, а по V — 46,8%.

В дальнейшем для извлечения остаточной нефти следует продолжать заводнение и форсирование отбора жидкости.

### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ПАЛВАНТАШ

Месторождение Палванташ открыто в 1943 г. Оно расположено в 12 км к югу от г. Ленинска на территории Ленинского района Андижанской области Узбекской ССР. Месторождение приурочено к одноименной структуре, выраженной на поверхности невысокой грядой, которая сложена конгломератами бактрийской серии и вытянута с юго-запада на северо-восток; ее абсолютные отметки 800 м, а относительное превышение над местностью 250—300 м. Северо-западный склон расчленен неглубокими оврагами и полого погружается в сторону центральной части Ферганской впадины, южный изрезан глубокими крутыми оврагами. Река Карателе-Чаукентсай делит гряду с юга на север на две почти равные части.

Структура резко выражена на поверхности по отложениям бактрийской серии. Она была выявлена в 1934 г. Г. И. Шатовым. В 1939 г. Ф. Л. Чернышев провел детальную геологическую съемку этой площади, на основании чего было начато глубокое разведочное бурение.

Первая разведочная скважина, пробуренная в своде центральной части складки, дала фонтан нефти с дебитом 110 т/сут из V горизонта с глубины 630 м. В том же году пробурено еще две скважины, также давших притоки нефти с дебитом до 50 т/сут. В апреле 1934 г. нефтеразведка Палванташ была реорганизована в нефтепромысел.

В 1945 г. получены притоки нефти из IV и VII горизонтов, а в 1947 г. установлена промышленная нефтегазонасность VI и VIII горизонтов, получен газ из XIII и XIV горизонтов верхнего мела, а в 1966 г. — из XVIII горизонта нижнего мела.

Всего на месторождении с 1943 (начало разведочного бурения) по 1968 г. пробурено 296 скважин. Из них 209 дали промышленную нефть, а остальные были ликвидированы по техническим и геологическим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Палванташской складки принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена. Палеозойские образования вскрыты на 180 м и представлены породами, типичными для Южной Ферганы.

Отложения мезозоя представлены породами юрского и мелового возрастов. Юрские отложения имеют мощность 170—240 м и представлены преимущественно песчано-глинистыми образованиями серого, зеленого цвета.

В толще пород мела выделяются все свиты, характерные для Южной Ферганы: муянская (360—370 м), ляканская (40—50 м), кызылпидяльская (110—130 м), калачинская (100—115 м), устричная (90—110 м), яловачская (140—150 м), пестроцветная (160—270 м), чангырташская (150—165 м). Палеоген представлен всеми слоями: бухарскими (190—200 м), сузакскими (70—75 м), алайскими (70—80 м), туркестанскими (130—140 м), рштан-исфара-ханабадскими (95—100 м), сумсарскими (140—150 м). Неогеновые отложения подразделяются на мас-

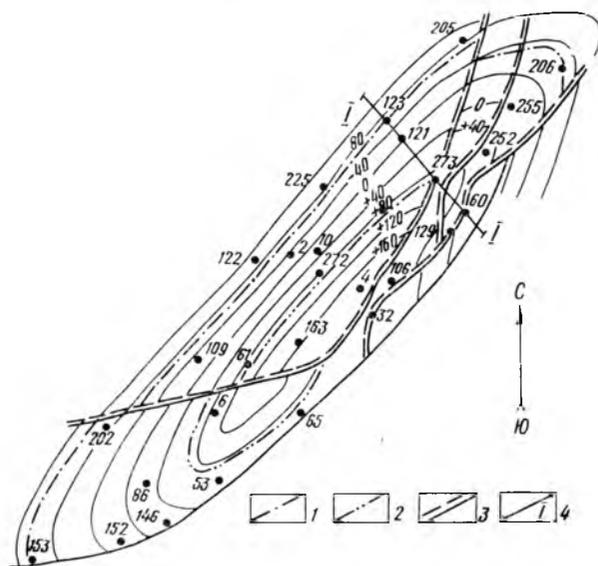


Рис. 28. Структурная карта нефтяного месторождения Палванташ по кровле V продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности V горизонта;  
2 — первоначальный контур газоносности V горизонта; 3 — линия нарушени; 4 — линия профиля.

сагетскую и бактрийскую серии. На своде бледно-розовая и кирпично-красная свиты размыты до палеогеновых образований. Мощность отложений колеблется от 0 до 280 м.

**Тектоника.** Палванташская антиклинальная складка простирается с юго-запада на северо-восток. Поверхность складки сложена конгломератами бактрийской серии, которые образуют резко асимметричную структуру. Северо-западное крыло падает под углом 10—15°, а юго-восточное 40—45°. Длина складки около 15, ширина до 5 км. Складка по палеогенным отложениям также имеет резко асимметричное строение. Пологим остается северо-западное (20—25°) крыло, крутым (50—70°) юго-восточное. По кровле V горизонта размеры складки уменьшаются до 5 км в длину и до 1,5 км в ширине (рис. 28).

Как видим, строение Палванташской антиклинали характеризуется несовпадением структурных форм по бактрийским и более древним отложениям. При этом свод складки по отложениям палеогена смещен относительно свода по бактрийским отложениям на 150 м к юго-востоку, а своды складок по меловым и юрским отложениям относительно свода складки по палеогену смещены к северо-западу на 200—220 м.

Складка по палеогеновым и меловым отложениям осложнена двумя

нарушениями взбросового характера. Одно из них проходит на западе, где, пересекая ось, уходит на северо-западное крыло. В сводовой части это нарушение проходит вдоль оси, а затем вновь отклоняется от нее. Второе нарушение проходит почти параллельно оси складки через юго-восточное крыло. В сводовой части оно разветвляется на несколько бо-

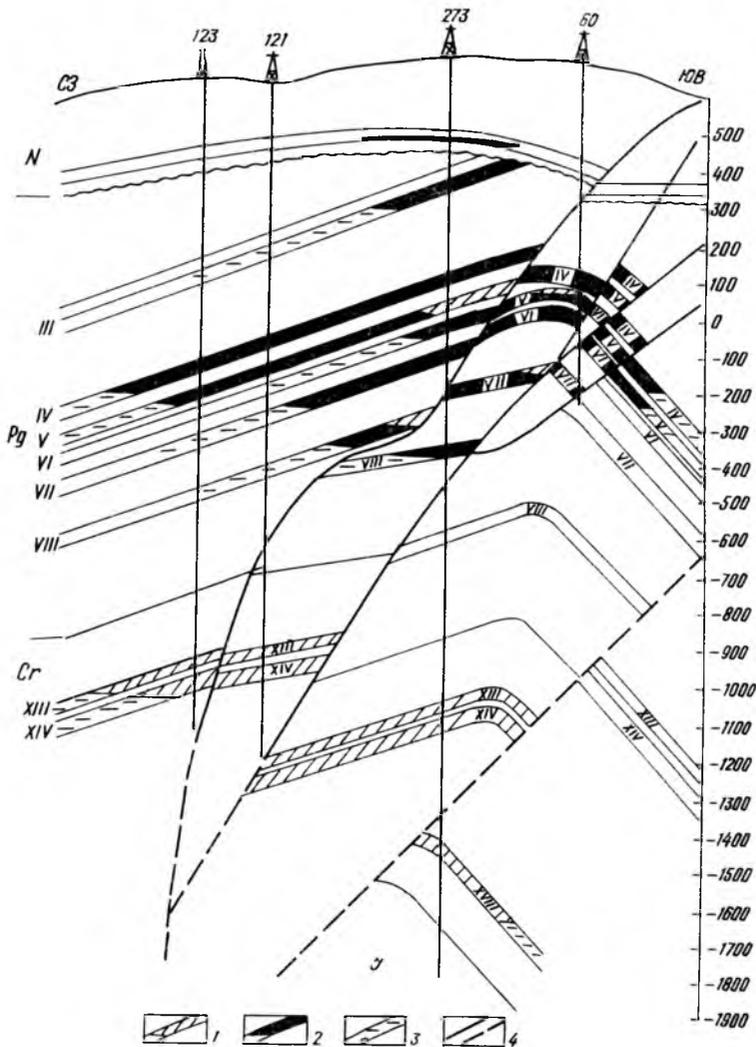


Рис. 29. Схема залегания нефти и газа на месторождении Палванташ.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — нарушения.

лее мелких разрывов. Плоскости сбрасывателя падают на северо-запад под углом до  $70^\circ$ , амплитуда смещения 100—150 м. В палеогеновых и верхнемеловых отложениях сместители нарушений на отдельных участках, разветвляясь, образуют веерообразные разрывы. В результате складка разбита на систему блоков и ступеней (рис. 28).

**Нефтегазоносность.** Палванташское газо-нефтяное месторождение является многопластовым. Промышленные залежи нефти содержатся в III, IV, V, VI, VII и VIII горизонтах палеогена, непромышленные — в I горизонте бактрийских слоев (рис. 29). В V, VII и VIII горизонтах

нефтяные залежи имеют газовые шапки. В XIII, XIV и XVIII горизонтах меловых отложений обнаружены промышленные скопления газа. В XII и XV горизонтах верхнего мела отмечались слабые выделения газа, а в XX и XXI горизонтах нижнего мела — нефтепроявления. При испытании юрских отложений в скважине 273 был получен приток нефти с дебитом 1,5 т/сут и воды 0,8 м<sup>3</sup>/сут, а в скважине 274 — 0,3 м<sup>3</sup>/сут воды с пленками нефти.

Ниже приводится характеристика продуктивных горизонтов.

I горизонт залегает в подошве бактрийской серии и представлен сильно глинистыми песчаниками и конгломератами. Общая его мощность 30, эффективная 3 м. Нефтяная залежь приурочена к центральной присводовой части складки. Залежь нефти образовалась в результате перетока из палеогеновых слоев. Залежь выявлена в 1956 г., и в этом же году начала разрабатываться за счет возвратного фонда. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд состоит из трех скважин.

Начальное пластовое давление 200 атм, текущее в зоне отбора 4 атм. Дебит скважин 0,2—0,5 т/сут. С начала разработки добыто 2621,9 т нефти, добыча на 1 атм падения равна 136 т. Начальный газовый фактор 5 м<sup>3</sup>/т.

Плотность нефти 0,872 г/см<sup>3</sup>; содержание серы 0,29%; асфальтенов 0,54; акцизных смол 44,5; кокса 6,01; парафина 2,42. Выход легких фракций: до 100° — 3,6; до 200° — 19,2; до 300° — 39,8. Вязкость нефти: Э<sub>20</sub> — 6,19; Э<sub>50</sub> — 2,14.

Воды горизонта характеризуются самым малым удельным весом 1,093 и меньшей минерализацией (4331 мг-экв/л), чем воды нижележащих горизонтов. Содержание иода 9,887 мг/л.

III горизонт залегает среди малиновых глин и представлен бурыми мелкозернистыми глинистыми песчаниками с прослоями малиновых глин. В сводовой части горизонт размыт, но сохранился от размыва на крыльях и периклиналях. Общая мощность горизонта до 20 м, а эффективная — 4 м. Эффективная мощность в направлении к сводовой части уменьшается. Пористость и проницаемость пород по площади колеблется, при этом максимальное их значение не превышает 9,5% и 5 мд, соответственно. Небольшие залежи нефти сохранились на западном блоке. Высота залежи 80 м, средняя глубина залегания 555 м.

Горизонт разрабатывается с 1951 г. за счет возвратного фонда. Начальное пластовое давление 41, текущее — 7 атм. Начальный газовый фактор — 19 м<sup>3</sup>/т, текущий — 2 м<sup>3</sup>/т, начальный дебит нефти — 0,5—1,5 т/сут, текущий — 0,1—0,3. На 1 января 1968 г. действующий фонд скважин составляет четыре, из которых три дают безводную нефть, а одна обводнена до 77%. Режим горизонта гравитационный.

С начала разработки добыто 9070,3 т нефти. Добыча нефти на 1 атм падения составляет 251 т. Плотность нефти — 0,869 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — 0,20%; асфальтенов — 0,70; акцизных смол — 42,0; силикагелевых — 12,6; кокса — 5,7; парафина — 7,2. Выход легких фракций: до 100° — 2,5%; до 200° — 18%; до 300° — 38%. Вязкость: Э<sub>20</sub> — 4,8; Э<sub>50</sub> — 2,1.

С начала разработки добыто 23,7 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Плотность газа (воздух-1) составляет 1,02, содержание азота + редких — 39,8%, метана — 62,7, газобензина — 195 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу и характеризуются следующими параметрами: удельный вес — 1,116—1,131, минерализация — 5821—6076 мг-экв/л, содержание иода от 4,1—6,5 до 3,0—4,0 мг/л, аммиака — 31,0—36,0, pH = 7,2.

IV горизонт залегает среди рихтанских слоев палеогена и представлен мелко- и среднезернистыми, зеленовато-серыми песчаниками с прослоями песчаных глин, светло-зеленых мергелей, переходящих в нижней части в серые плотные известняки. Общая мощность горизонта на западе 17 м, к востоку она уменьшается до 10 м. Эффективная мощность 5 м. Пористость песчаника 24%, проницаемость 40 мд. Горизонт залегает на глубине 620—650 м. Разрабатывается с 1945 г. Начальное пластовое давление 58, текущее — 8 атм. Начальный газовый фактор — 7 м<sup>3</sup>/т, текущий — 2 м<sup>3</sup>/т.

Эксплуатационный фонд на 1 января 1968 г. — 28 скважин. Начальный дебит нефти — 3—4 т/сут, текущий — 0,4 т/сут. Режим горизонта водонапорный. Из 36 скважин безводную нефть дают 28, 3 обводнены до 50% и 5 свыше 50%.

С начала разработки добыто 131339,6 т нефти. Добыча нефти на 1 атм падения равна 2523 т.

Плотность нефти составляет 0,867 г/см<sup>3</sup>, количество серы 0,24%; асфальтенов — 0,70; акцизных смол — 24,8; кокса — 3,9; парафина — 7,1; силикагелевых смол — 8,6. Выход легких фракций до 100° — 3%, до 200° — 19, до 300° — 37%. Вязкость нефти:  $\mathcal{E}_{20}$  — 4,7;  $\mathcal{E}_{50}$  — 1,75.

С начала разработки добыто 1838,2 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Плотность газа (воздух-1) — 0,985—1,225, содержание сероводорода — 0,25%; азота + редких — 3,20—4,15, метана до 58,3%; газобензина 265—505 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды IV горизонта характеризуются следующими параметрами: удельный вес 1,113—1,123 г/см<sup>3</sup>, минерализация — 5821—6146 мг-экв/л. Из микрокомпонентов присутствует только аммиак (до 50,0 мг/л). Воды относятся к хлоркальциевому типу.

V горизонт представлен серыми песчанистыми известняками с прослоями зеленых глин. Общая его мощность 15 м, эффективная — 8, средняя глубина залегания 680 м.

В сводовой части горизонта располагается газовая шапка. Размер нефтяной 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 неоднородная, колеблется от 130 до 360 мд.

Нефтеносность горизонта установлена в 1943 г., тогда же начата его разработка. Начальное пластовое давление равнялось 65 атм, а текущее — 2 атм. Начальный газовый фактор 278 м<sup>3</sup>/т, текущий — 30 м<sup>3</sup>/т.

Газовая шапка залежи в настоящее время выработана полностью. Режим горизонта гравитационный. Начальный дебит нефти в среднем 35—40 т/сут, текущий — 20 т/сут. Плотность нефти 0,858 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,23%; асфальтенов — 0,67; акцизных смол — 24,4; кокса — 3,06; парафина — 7,0. Выход легких фракций до 100° — 35%, до 200° — 24%, до 300° — 45%, вязкость  $\mathcal{E}_{20}$  — 2,40.

Плотность газа 0,772—1,270; количество сероводорода 0,09—0,66; азота + редких — 1,4—3,6; метана до 73,1; газобензина — 138—579 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды горизонта имеют удельный вес 1,120—1,137 г/см<sup>3</sup>, минерализацию 4474—6686 мг-экв/л; рН=7,5. Содержание микрокомпонентов: иода — 3,59 мг/л, брома — 4,0, аммиака — 26,5. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

VI горизонт залегает ниже V и отделен от него 4—5-метровым пластом зеленой глины. Литологически горизонт представлен голубовато-серым трещиноватым ангидритом с прослоями серых плотных известняков, переходящих в нижней части в плотные известковистые песчаники. Общая мощность 18 м, эффективная 6. Средняя глубина залегания горизонта 710 м. Начальный дебит нефти 2,5 т/сут, а текущий 0,8.

Начальное пластовое давление 70, текущее 3 атм. Начальный газовый фактор 40 м<sup>3</sup>/т, текущий — 150. Горизонт разрабатывается с 1949 г. Разработка залежи происходила вначале при упругом режиме, а с 1955 г. при режиме растворенного газа. В эксплуатации VI горизонта находилось 27 скважин, а совместно с V горизонтом — 18.

Плотность нефти 0,855 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,30%; асфальтенов — 0,45; акцизных смол — 23; силикагелевых — 7,0; кокса — 2,7; парафина — 6,1%. Выход легких фракций до 100° — 1,1, до 200° — 16%, до 300° — 32%. Вязкость:  $\Theta_{20}$  — 2,56;  $\Theta_{50}$  — 1,49.

С 1955 г. начата совместная разработка V и VI горизонтов и добыто 2645782 т нефти. Среднесуточный дебит V+VI горизонтов от 0,1 до 5,8 т/сут. Эксплуатационный фонд на 1 января 1968 г. — 53 скважины. Из них безводную нефть дают 13 скважин, обводнены до 50% 9 скважин и свыше 50% — 27, в ожидании капитального и текущего ремонта простаивают 4 скважины.

С начала разработки добыто 306531,6 тыс. м<sup>3</sup> газа. Плотность его (воздух-1) — 0,885—0,974, содержание сероводорода — 2,11%; азота + редких — 0,37—3,25; метана — 60,2—72,5; газобензина — 220—800 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Воды горизонта имеют удельный вес 1,115—1,132 г/см<sup>3</sup>, минерализацию — 5196—5324 г-экв/л, рН=7,2. Содержание микрокомпонентов: йода — 4,95 мг/л; брома — 3,5; аммиака — 17,50. Воды хлоркальциевого типа.

VII горизонт сложен светло-серыми, белыми известняками с прослоями зеленых глин в середине. Общая мощность горизонта 45 м. Верхняя половина горизонта мощностью 19 м, непроницаема и непродуктивна. Общая мощность нижней части 22 м, эффективная — 18 м. Она представлена рыхлым, местами доломитизированным известняком. Горизонт разрабатывается с 1945 г. после получения фонтана нефти с дебитом 80—100 т/сут из скважин 5, 25, 30, 34.

В своде залежи залегает газовая шапка, окаймленная нефтяной оторочкой. Глубина залегания горизонта в пределах нефтегазовой залежи колеблется от 720 до 880 м. Средняя пористость 20%, проницаемость от 200 до 500 мд.

Начальное пластовое давление 70 атм, текущее — 6 атм. Начальный газовый фактор 69 м<sup>3</sup>/т, текущий — 490. Начальные дебиты нефти изменяются в пределах 50—80 т/сут, текущий — составляет 1,5—2,2 т/сут.

С начала разработки добыто 2190674,1 т нефти. Эксплуатационный фонд на 1 января 1968 г. состоит из 14 скважин, из которых две в ожидании ремонта. В 1951 г. фонд скважин доходил до 60, но после обводнения они выводились из строя. Все скважины в настоящее время обводнены от 84 до 96% и залежь нефти является водоплавающей.

Плотность нефти 0,856 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,22%; асфальтенов — 0,63; акцизных смол — 23,0; силикагелевых 8,50; кокса — 2,86; парафина — 6,0%. Вязкость:  $\Theta_{20}$  — 2,25;  $\Theta_{50}$  — 1,36. Выход легких фракций: до 100° — 4,1%; до 200° — 25%; до 300° — 46%.

За время разработки добыто 420667,0 тыс. м<sup>3</sup> газа. Плотность газа (воздух-1) — 0,682—0,988, содержание сероводорода 0,100—0,575%; азота + редких — 2,60—4,30, метана — 57,5—83,7; газобензина — 57,0—290,0 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды горизонта имеют удельный вес 1,133—1,160; минерализацию 6155—8422 мг-экв/л; рН=6,9; содержание йода в них составляет 3,59—6,13 мг/л; брома — 2,0; аммиака — 30,5—38,5. Воды хлоркальциевые.

VIII горизонт сложен серыми мелкозернистыми песчаниками и известняками с прослоями зеленых глин. Общая мощность 18, эффективная — 9 м, залегает он на глубине 850—860 м.

Нефтяная залежь прослеживается в виде узкой полосы, окаймляющей газовую шапку в двух обособленных нарушениях блоках. Размеры залежей нефти и газа весьма ограничены. Пористость коллектора колеблется от 7 до 26%, проницаемость до 100 *мд*. Пласт разрабатывается с 1948 г. При испытании горизонта в скважине 125 получена фонтанная нефть с дебитом 45 *т/сут*, через 7-миллиметровый штуцер с газовым фактором 90 *м<sup>3</sup>/т*.

Начальное пластовое давление равнялось 76 *атм*, текущее — 10 *атм*, начальный газовый фактор 190 *м<sup>3</sup>/т*, текущий — 490 *м<sup>3</sup>/т*. На 1 января 1968 г. из VIII горизонта добыто 8711,4 *т* нефти. Эксплуатационный фонд состоит из двух скважин. Наибольшее число эксплуатационных скважин (до 10) было в 1952 г. Начальный дебит нефти в среднем составлял 30, текущий 3,0 *т/сут*. Ныне все скважины обводнены более чем на 90%. Режим горизонта водонапорный.

Плотность нефти 0,850 *г/см<sup>3</sup>*, содержание серы — 0,27%; асфальтенов — 0,5; акцизных смол — 17,0; кокса — 2,25; парафина 5,0; силикагелевых смол 6,23. Выход легких фракций: до 100° — 3,7%, до 200° — 27%, до 300° — 50%. Вязкость  $\Theta_{20}$  — 2,22,  $\Theta_{50}$  — 1,22.

С начала разработки добыто 25246,7 тыс. *м<sup>3</sup>* газа. Плотность газа (воздух-1) 0,753; содержание сероводорода 4,2—5,0; азота + редких 2,9—4,9; метана 81,4—83,0; газобензина 95—97 *см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>*.

Воды горизонта имеют удельный вес 1,160—1,185 *г/см<sup>3</sup>*, минерализацию 7118—7632 *мг-экв/л*; рН=7,2; содержание йода 5,81—6,60 *мг/л*; брома 2,0. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

XIII горизонт представлен серыми известняками с прослоями зеленой и бурой глины. Общая его мощность 14,5, эффективная — 5 *м*, глубина залегания 1250 *м*. Пористость колеблется от 10 до 15%. Горизонт содержит газовую залежь. Начальный свободный дебит газа по скважинам составляет 0,4—1,2 млн *м<sup>3</sup>/сут*. Начальное пластовое давление достигает 125 *атм*. С начала разработки добыто 57602,45 *т/м<sup>3</sup>* газа. В настоящее время газовая залежь выработана полностью. Содержание метана в газе 80,0%, плотность 0,63—0,68. Количество азота + редких 12%, газобензина 80 *см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>*.

Виды горизонта относятся к хлоркальциевому типу. Плотность воды 1,169; рН — 6,8; минерализация равна 6138,6 *мг-экв/л*.

XIV горизонт залегает несколько ниже XIII и отделен от него пластами зеленых глин. Представлен мелкозернистыми песчаниками с прослоями зеленой глины. В нижней части горизонта залегают и белые известняки. Общая мощность горизонта 31 *м*, эффективная 12 *м*. Глубина залегания в пределах газовых залежей 1400 *м*. Пористость 20—22%.

Газовая залежь приурочена к сводовой части складки. Начальный дебит газа при свободном истечении до 1,2 млн. *м<sup>3</sup>/сут*. Пластовое давление 130 *атм*.

С начала разработки добыто 146022,3 тыс. *м<sup>3</sup>* газа. В настоящее время газовая залежь горизонта полностью выработана.

Содержание метана составляет 79,3%; азота + редких 7,3%; газобензина 4 *см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>*. Удельный вес газа по воздуху равен 0,691.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу, имеют плотность 1,103—1,174 *г/см<sup>3</sup>*; рН=7,3. Содержание микрокомпонентов: брома 100—160 *мг/л*; аммиака 40,0—83,33; йода — 2,22, сероводород отсутствует. Общая минерализация 2183,4—3525,3 *мг-экв/л*.

XVIII горизонт залегает в отложениях ляканской свиты и представлен разнозернистыми песчаниками с прослоями известняков и мергелей. Промышленные притоки газа получены в скважинах 273, 274.

В последней при опробовании верхней части горизонта получен газ со свободным дебитом 430 тыс.  $m^3/сут.$ , а из нижней части горизонта — 240 тыс.  $m^3/сут.$

Газ имеет плотность 0,706, содержание азота + редких 5,0—12,1%; метана 79,4—84,5, бессероводородный.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу. Удельный вес 1,021, минерализация 28,14 г/л.

За время разработки месторождения (с 1942 г. по 1 января 1968 г.) извлечено 92% первоначальных промышленных запасов. За тот же период добыто 646,74 млн.  $m^3$  газа.

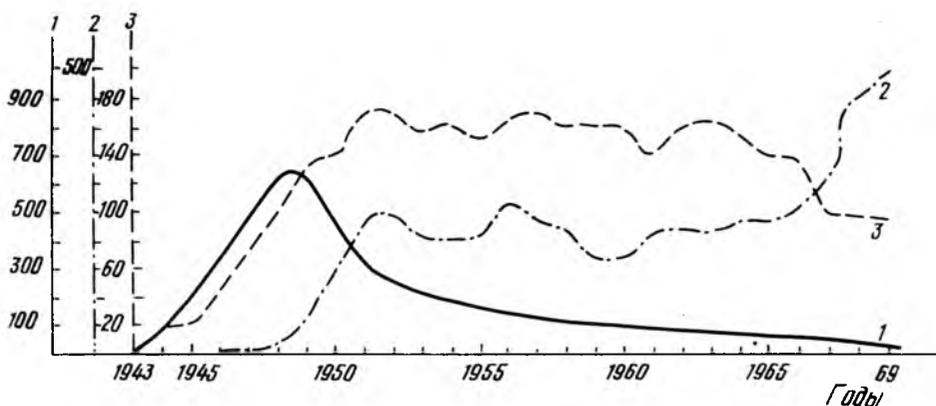


Рис. 30. История разработки месторождения Палванташ.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

Нефть месторождения Палванташ в целом характеризуется небольшим удельным весом (0,850—0,872), значительным содержанием парафина (5,0—7,2%) и малым содержанием серы (0,20—0,30%). При этом с глубиной наблюдается уменьшение ее плотности. В этом же направлении понижается содержание в нефти асфальтенов, акцизных смол, парафина и вязкости. Содержание серы стабильно во всех горизонтах. Выход легких фракций с глубиной увеличивается. Плотность газов продуктивных горизонтов палеогена также с глубиной уменьшается, а содержание метана возрастает. Газы меловых отложений отличаются высоким содержанием азота и редких.

Воды продуктивных горизонтов палеогена относятся к хлоркальциевому типу. Отмечается закономерное увеличение с глубиной плотности и минерализации вод. Минерализация вод меловых и юрских горизонтов, по сравнению с палеогеновыми, меньше. Воды всех горизонтов содержат иод, бром, аммоний, причем содержание иода в I горизонте доходит до 9,89 мг/л, а в юре — до 12,108 мг/л.

**История разработки месторождения.** Месторождение начали разрабатывать в 1943 г. (рис. 30). Продолжительность разработки отдельных залежей 20—26 лет. В настоящее время большинство объектов находится в стадии истощения. Залежи продуктивных горизонтов начали разрабатываться без специальных проектов и разбуривались по треугольной сетке с расстояниями между скважинами 100—200 м, при этом плотность сетки составляла 1,5—4 га на скважину.

Для разработки залежей продуктивных горизонтов на месторождении Палванташ было пробурено 274 скважины. Залежи продуктивных горизонтов разбиты разломами на отдельные блоки и поля.

щимся над окружающей равниной на 200—250 м. Наивысшие абсолютные отметки достигают 900—920 м.

Северо-западный склон гряды более пологий и постепенно переходит в долину, за которой находится южный склон Северо-Аламышикского увала, юго-восточный склон у водораздела более крутой, но затем выполаживается и переходит в Грунч-Мазарскую долину. Рельеф гряды пересечен мелкими оврагами и широкими долинами, по которым осуществляется подъезд к скважинам.

Наличие здесь складки по отложениям бактрийской серии на территории установлено в 1933 г. М. М. Гутманом, проводившим рекогносцировочную съемку.

В 1934 г. Г. И. Шатовым произведена глазомерная съемка, а в 1937 г. под руководством Г. И. Грачева — полуинструментальная.

Завершающим этапом геолого-съемочных работ на площади явилась инструментальная съемка, выполненная О. А. Рыжковым. На основе подготовленной этими работами карты были намечены первые проектные скважины для разведочного бурения.

Основой для постановки разведочных работ было наличие благоприятной структурной ловушки для скопления нефти и газа и расположение ее на единой тектонической линии с нефтяными месторождениями Палванташ, Андижан и Чангырташ.

Разведочное бурение было начато в 1943 г. и уже в 1944 г. скважина 1 установила промышленную продуктивность VII, VI и V горизонтов. В том же году фонтан нефти был получен в скважинах 2 и 4 из этих же горизонтов. На основании полученных данных в 1945 г. на базе нефтеразведки был организован нефтяной промысел Южный Аламышик. Всего на месторождении с 1943 г. (начало разведочного бурения) по 1968 г. пробурено 550 скважин. Промышленная нефть и газ получены по 363 скважинам, остальные ликвидированы либо по техническим, либо по геологическим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Южно-Аламышикской складки принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена. Палеозойские образования вскрыты в двух скважинах мощностью 80—180 м и представлены породами, типичными для Южной Ферганы. Отложения мезозоя сложены породами юрского и мелового возрастов. Мощность юрской толщи 170—240 м. В толще пород мела выделяются все свиты, характерные для Южной Ферганы: муянская (350—365 м), ляканская (70—75 м), кызылпиляльская (240—250 м), калачинская (50—120 м), устричная (20—80 м), яловачская (0—100 м), пестроцветная (0—200 м), чангырташская (0—40 м). Отложения палеогеновой системы сохранились только на крыльях структуры, в ядре они полностью размыты предбактрийской денудацией. Палеогеновые образования представлены бухарскими слоями (0—200 м), сузакскими (0—45 м), алайскими (0—50 м), туркестанскими (0—45 м), риштан-исфара-ханабадскими (0—80 м), сумсарскими (0—80 м). Неогеновые отложения представлены массагетской и бактрийской сериями, выраженными красноцветной толщей континентальных образований мощностью 655—1045 м.

**Тектоника.** Южно-Аламышикская структура представляет собой асимметричную складку северо-восточного простирания. Углы падения северо-западного крыла в присводовой части составляют 12—15°, но при удалении от оси они постепенно выполаживаются. Углы падения более крутого юго-восточного крыла достигают в присводовой части 35° и при удалении от свода, как и на северо-западном крыле, выполаживаются до 12—15°. Северо-восточная периклиналь погружается под уг-

лом 6—8°, юго-западная — 5—6°. На поверхности складки структура сложена светло-бурыми глинами и конгломератами бактрийской серии. Длина складки 14,5 км, ширина в наиболее приподнятой части — 6,5 км. Свод размыт до верхов устричной свиты. Под пологим сводом бактрийских отложений по палеогеновым отложениям залегает более крутая складка, свод которой размыт до верхнемеловых отложений. Она более крутая и также имеет асимметричное строение. Углы падения пород на северо-западном крыле по палеогеновым слоям составляют 28—30°, на юго-восточном — 40—45°. В юго-западном направлении складки породы погружаются под углом 12—15°, в северо-восточном 8—10°. Ось палеогеновой складки по отношению к оси по неогеновым отложениям

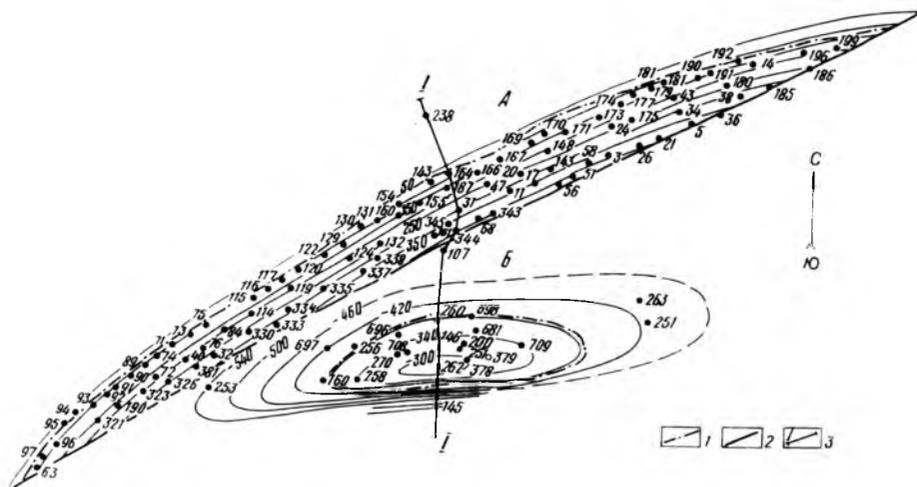


Рис. 31. Структурная карта нефтяного месторождения Южный Аламышк.

А — по кровле VII продуктивного горизонта палеогена, Б — по кровле XVIII продуктивного горизонта мела (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — граница размыта продуктивного горизонта; 3 — линия профиля.

смещена на 200—250 м в сторону юго-восточного крыла. Длина складки — 16, ширина — 5 км. Вдоль оси складки бурением выявлено нарушение взбросового типа, за счет которого северное крыло оказалось приподнятым и несколько надвинутым на южное (рис. 31).

Формирование складки происходило в предмассагетское время, на что указывает резко выраженное несогласие между бактрийскими и массагетскими слоями и отсутствие угловых несогласий между мелом и палеогеном, как и между палеогеном и массагетскими слоями.

По меловым отложениям структура представляет собой асимметричную антиклинальную складку северо-восточного простирания. Углы падения северо-западного крыла 18—25°, юго-восточного — 40—45°. Длина складки 13,5 км, ширина 3,5 км.

Юго-восточное крыло осложнено нарушением, плоскость которого наклонена под углом 50—60° на северо-запад. Амплитуда смещения пород составляет 60—80 м. Нарушение протягивается параллельно простиранию складки.

**Нефтегазосность.** Промышленные скопления нефти приурочены к палеогеновым, бактрийским и массагетским образованиям (рис. 32). В палеогеновых слоях залежи нефти выявлены в VII, VI, V и III горизонтах. Они располагаются на северо-западном крыле складки в виде

узких полос, ограниченных на севере контурными водами, а на юге — породами бактрийской серии.

В массагетской и бактрийской сериях также размещаются залежи нефти вторичного происхождения. Они выявлены в 1966—1967 гг. В этих отложениях выделяются два продуктивных горизонта: в бактрийской серии и в кирпично-красной свите массагетской серии. Кроме того, непромышленные нефтяные и газовые залежи обнаружены в XIX, XX, XXI и XXII горизонтах муянской свиты меловой системы. Девятнадцатый горизонт содержит газовую залежь с узкой водонефтяной оторочкой.

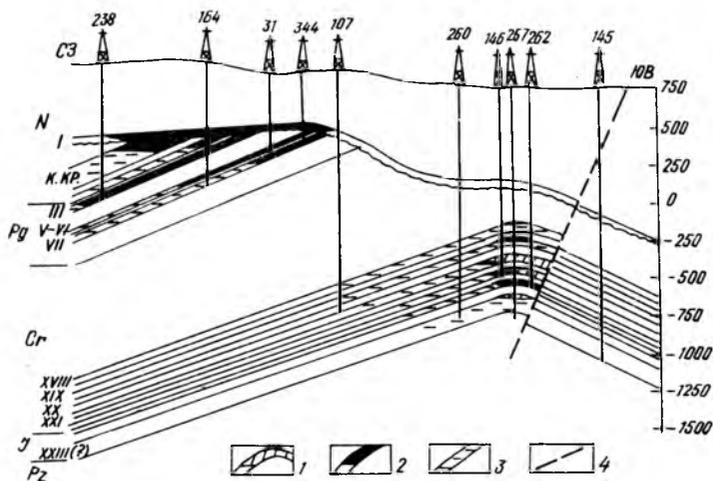


Рис. 32. Схема залегания нефти и газа на месторождении Южный Аламышик.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — нарушение.

В XX горизонте имеется небольшая газовая залежь с узкой водонефтяной оторочкой, которая на юге экранирована тектоническим нарушением. Только в одной скважине (146) получена нефть с дебитом  $38,5 \text{ т/сут}$  с обводненностью до 50%.

В XXI горизонте содержится газовая залежь с узкой нефтяной оторочкой на северо-западном крыле. По юго-восточному крылу газовая залежь экранируется нарушением.

В XXII горизонте залежь распространена ограниченно и разрушена нарушением, проходящим через свод структуры. Только в двух скважинах (200, 379) из этого горизонта получена нефть дебитом  $3,5\text{—}4 \text{ т/сут}$ . В юрских отложениях во многих скважинах отмечены нефтегазопоявления в XXIII горизонте. Однако приток нефти с дебитом от 1,5 до  $6,0 \text{ т/сут}$  получен только в трех скважинах, а приток газа с дебитом в  $25000 \text{ м}^3/\text{сут}$  с водой — в одной.

В палеозойских отложениях очень слабые газопоявления наблюдаются в скважине 270. При испытании получены воды хлоркальциевого типа со слабым выделением  $\text{CO}_2$ .

Горизонт располагается в подошве бактрийской серии и представлен светло-серыми песчаниками и мелкогалечными конгломератами с прослоями светло-бурых глин, гравийников. Общая мощность горизонта возрастает с юга на север от 7 до 120 м. Эффективная мощность колеблется от 4 до 30 м. В южной части складки I горизонт отсутству-

ет. Пористость 6—38% (в среднем 18%), проницаемость 140—520 *мд*. Длина залежи I горизонта 13 *км*, ширина 1,4 *км*, высота 140 *м*. Первоначальная площадь нефтеносности 890 *га*. Нефтяная залежь введена в разработку в 1956—1957 гг. за счет фонда возвратных скважин. Начальный режим пласта упругий, текущий — режим растворенного газа, начальное пластовое давление 36 *атм*, текущее (среднее) — 10 *атм*, начальный газовый фактор 35 *м<sup>3</sup>/т*, текущий — 119,0 *м<sup>3</sup>/т*, начальный дебит нефти 4—6 *т/сут*, текущий (средний) — 1 *т/сут*. В 1962 г. проводилось совмещение I горизонта с ККС<sup>1\*</sup> с III горизонтом. Текущий дебит после совмещения эксплуатационных объектов возрос до 111,2 *т/сут*. С начала разработки добыто 1137256 *т* нефти. Добыча на 1 *атм* падения давления — 43700 *т*. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд состоит из 90 скважин, с I+ККС — 40 скважин, I+III — 7 скважин. Всего (вместе с совмещенными) количество скважин составляет 137. Добыча нефти без учета совмещенных скважин 86,1 *т/сут.*, с учетом совмещенных — 111,2 *т/сут*. Нефть I горизонта имеет плотность 0,827 *г/см<sup>3</sup>*. Содержание серы — 0,14%; асфальтенов — 0,20; акцизных смол — 12; кокса — 2,1; парафина — 6,15%. Выход легких фракций: до 100° — 5%, до 200° — 27%, до 300° — 50%. Вязкость:  $\Theta_{20}$  — 1,68;  $\Theta_{50}$  — 1,24.

С начала разработки добыто 70681,0 *м<sup>3</sup>* газа. Плотность его (воздух-1) — 0,710—1,335, сероводорода нет, содержание азота + редких — 2,6%; метана — 55,2; газобензина — 153 *г/м<sup>3</sup>*. Воды I горизонта имеют удельный вес 1,0004—1,0579 *г/см<sup>3</sup>*, минерализацию 16,26—41,24 *г/кг*, рН=7—7,6. Содержание микрокомпонентов иода — от 4,23 до 14,7 *мг/л*, брома нет или следы, но в скважинах 18 и 64 содержание его составляет 18—20 *мг/л*, аммиака нет. Воды хлоркальциевого типа, слабоминерализованные.

Кроме I горизонта, в бактрийских отложениях в промысловой практике выделяется горизонт I-а, залегающий на глубине от 200 *м* на своде и до 500 *м* на крыльях, примерно в 70—120 *м* от кровли I горизонта. Он представляет собой линзы серых песчаников мощностью от 2—3 до 30—40 *м*. Нефтеносность его установлена в 1957 г. Всего на I-а горизонте на 1 января 1967 г. испытано 44 скважины, из которых только 10 дали промышленный приток нефти с дебитом от 4 до 10 *т/сут*. Эксплуатируется три скважины, в остальных дебиты колеблются от 0,1 до 1—2 *т/сут*. Залежь I-а горизонта не имеет промышленного значения.

На 1 января 1967 г. в эксплуатации находилось 10 скважин. С начала разработки добыто 42528,0 *т* нефти, 15189,0 *м<sup>3</sup>* воды и 1061,3 тыс. *м<sup>3</sup>* газа. Текущий газовый фактор 29,0 *м<sup>3</sup>/т*, текущее пластовое давление — 6 *атм*. Среднесуточная добыча нефти 13,2 *т/сут*. Плотность нефти 0,823 *г/см<sup>3</sup>*. Содержание серы — 0,12%; акцизных смол — 10, парафина — 1,53%. Выход легких фракций: до 100° — 16%; до 200° — 37, до 300° — 58. Вязкость нефти  $\Theta_{20}$  — 1,48;  $\Theta_{50}$  — 1,20. С начала разработки добыто 1061,3 тыс. *м<sup>3</sup>* газа. Параметры его те же, что и в I горизонте.

Кирпично-красная свита представлена кирпично-красными глинами и шестью пачками бурых и серых песчаников, которые выделяются в промысловой практике (сверху вниз) как КК-1, КК-2, КК-3, КК-4, КК-5, КК-6.

К северному крылу мощность отложений кирпично-красной свиты возрастает от 0 до 300 *м*. В зоне выклинивания она представлена одним горизонтом, а на крыльях — семью продуктивными пачками. Эффектив-

\* Кирпично-красная свита (I горизонт)

ная мощность колеблется от 0 до 30—35 м. Ширина залежи около 600 м, длина — 8000 м. Первоначальная площадь нефтеносности 435 га, текущая — 400 га. Нефтяная залежь введена в разработку в 1959 г. частично возвратным фондом с палеогеновых отложений. Начальное пластовое давление 42,5 атм, текущее — 11,0 атм, начальный газовый фактор 60 м<sup>3</sup>/т, текущий 172 м<sup>3</sup>/т, начальный дебит нефти от 0,8 до 40—50 т/сут, текущий — 135,6 т/сут. С начала разработки добыто 1340588,0 т нефти. С 1962 г. производилось совмещение горизонтов ККС<sup>1</sup> с I и III. В этом случае проявлялся вначале упругий режим, затем режим растворенного газа. Добыча на 1 атм падения давления 42700 т. На 1 января 1968 г. эксплуатируются совместно с I и 16 с III горизонтом. Среднесуточная добыча нефти с учетом совмещенных скважин 173,1 т/сут. Нефть ККС имеет плотность 0,832 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы — 0,18%; асфальтенов — 0,20; акцизных смол — 12; кокса — 2,1; парафина — 6,9. Выход легких фракций: до 100° — 9%, до 200° — 35,0, до 300° — 57.

Вязкость нефти: Э<sub>20</sub> — 1,58, Э<sub>50</sub> — 1,23; с начала разработки добыто 76589,9 м<sup>3</sup> газа.

III горизонт залегает в верхней части сумсарских слоев среди малиновых глин и представлен светло-бурыми мелкозернистыми кварцевыми песчаниками. Общая мощность 26 м, эффективная — не превышает 5 м. Пористость 12—20%, проницаемость колеблется от 3,5 до 130—150 мд. Средняя глубина залегания 620—860 м. Длина залежи 9 км, ширина 1 км, высота 540 м. Площадь первоначального контура нефтеносности 390 га. В процессе разработки в западной части структуры контур нефтеносности переместился со 100 до 400 м. Нефтяная залежь приурочена к западной части северного крыла складки. Горизонт разрабатывается с 1948 г. Схема разбуривания залежи площадная, с запада на восток по простиранию залежи. Первоначальный режим пласта упругий, текущий — гравитационный. Начальное пластовое давление 51,0 атм, текущее — 12,0 атм, начальный газовый фактор 30 м<sup>3</sup>/т, текущий — 44 м<sup>3</sup>/т, начальный дебит нефти колебался от 0,1—0,5 т/сут в центральной части, до 12—26 т/сут — в западной, текущий дебит 18,3 т/сут. С начала разработки добыто 633024,0 т нефти. Добыча на 1 атм падения давления 16730 т. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд составлял 31 скважину. Кроме того, совмещенных III+ККС — 16 скважин и III+1 — 10. Выход легких фракций: до 100° — 10, до 200° — 29, до 300° — 55. Вязкость нефти: Э<sub>20</sub> — 3,11; Э<sub>50</sub> — 1,71. С начала разработки добыто 46830,3 м<sup>3</sup> газа.

V и VI горизонты в промысловой практике объединены в один объект и рассматриваются совместно. Горизонт VI залегает в трех метрах от подошвы туркестанских слоев и представлен известняками и песчаниками светло-серого цвета. Общая мощность горизонта 4 м, эффективная 2,5 м. Пористость 16—18%, проницаемость 110—120 мд.

Пятый горизонт находится в верхней части туркестанских слоев и состоит из светло-серых песчаных известняков, общая мощность которых равна 7 м, а эффективная — 5,5 м. Коллекторские свойства V горизонта те же, что и VI.

Средняя глубина залегания V и VI горизонтов 570 м. Длина нефтяной залежи 9 км, ширина 700 м, высота 300 м. Разбуривание проводилось по ползущей системе по простиранию залежи, введенной в разработку в 1945 г. Первоначальный режим пласта упругий, текущий — гравитационный. Начальное пластовое давление 50 атм, текущее — 4 атм, начальный газовый фактор 28,0 м<sup>3</sup>/т, текущий — 110,0 м<sup>3</sup>/т, начальный дебит нефти 35,7 т/сут, текущий — 0,9 т/сут. Добыча на 1 атм падения пластового давления 27200 т. С начала разработки добыто 783,5 тыс. т

нефти. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд состоит из 40 скважин. Нефть VI и V горизонтов имеет плотность  $0,832 \text{ г/см}^3$ . Содержание серы — 0,18%; асфальтенов — 0,60; акцизных смол — 11; кокса — 1,06; парафина — 4,78. Выход легких фракций: до  $100^\circ$ —4%, до  $200^\circ$ —31%, до  $300^\circ$ —52%. Вязкость нефти:  $\mathcal{E}_{20}$ —1,57,  $\mathcal{E}_{50}$ —1,30. С начала разработки добыто 86473,7  $\text{м}^3$  газа. Плотность газа (воздух-1) 1,126; содержание сероводорода — 0,6% азота+редких — 1,7; метана — 42,2; газобензина — 260  $\text{г/м}^3$ . Воды VI и V горизонтов хлоркальциевые.

VII горизонт залегает в кровле алайских слоев на глубине 460—480 м. Он представлен светло-серыми и белыми известняками с прослоями зеленых глин. В верхней части находятся плотные известняки, в нижней — пористые и кавернозные, доломитизированные. Общая мощность пласта 30 м, эффективная — 10 м. Пористость продуктивной части 16—18%, проницаемость 180—240 *мд*. Залежь нефти приурочена к северо-западному крылу складки. Она протягивается в виде узких полос, экранированных на юге бактрийскими слоями, а на севере — контурными водами. Длина нефтяной залежи 7,5 км, ширина 400 м, высота 200 м. Площадь нефтегазоносности составляет 282 га. Нефтеносность VII горизонта установлена в 1945 г. скважиной 5. Первоначальный режим пласта — режим растворенного газа, текущий — гравитационный.

На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд состоит из 19 скважин: начальное пластовое давление 42 атм, текущее в зоне отбора — 4 атм. Дебит скважин 1,3 т/сут. С начала разработки добыто 1 033 365 т нефти. Добыча на 1 атм падения пластового давления — 27200 т. Начальный фактор 29,0  $\text{м}^3/\text{т}$ . Плотность нефти  $0,823 \text{ г/см}^3$ , содержание серы — 0,19%; асфальтенов — 0,35; акцизных смол — 5; кокса — 1,30; парафина — 6,76. Выход легких фракций: до  $100^\circ$ —13%, до  $200^\circ$ —32%, до  $300^\circ$ —51%. Вязкость нефти:  $\mathcal{E}_{20}$ —1,44;  $\mathcal{E}_{50}$ —1,20. С начала разработки добыто 114311,9  $\text{м}^3$  газа. Плотность газа (воздух-1) — 1,357; содержание сероводорода — 0,05%; азота+редких — 0,6; метана — 24,0; газобензина — 232  $\text{г/м}^3$ .

Воды горизонта хлоркальциевые.

XX горизонт расположен в средней части муянской свиты и представлен красными и розовыми песчаниками с прослоями гравийников и песчаных глин. Коллекторские свойства не определены.

Плотность нефти  $0,805$ — $0,806 \text{ г/см}^3$ , содержание серы — 0,06%; акцизных смол — 48—14; асфальтенов — 0,61—0,55; парафина — 8,8. Выход легких фракций: до  $100^\circ$ —1%; до  $200^\circ$ —27—28%; до  $300^\circ$ —53—60%. Вязкость:  $\mathcal{E}_{20}$ —1,46—2,15;  $\mathcal{E}_{50}$ —1,40—1,23. Плотность газа (воздух-1): 0,795, содержание сероводорода — 0,04%; азота+редких — 10,0; метана — 64,4. Воды значительно минерализованы и относятся к хлоркальциевому типу.

XXI горизонт расположен в средней части муянской свиты. Газ, полученный из этого горизонта, имеет плотность (воздух=1) 0,798; содержание сероводорода — 0,02%; азота+редких — 52,3; метана — 38,0.

Воды горизонта имеют следующую характеристику: удельный вес — 1,030  $\text{г/см}^3$ , минерализация — 39,26  $\text{г/кг}$ , относятся к хлоркальциевому типу.

XXII горизонт расположен в подошве муянской свиты и состоит из красных и серых песчаников с пропластками песчаных глин. Коллекторские свойства горизонта не определены. Плотность нефти  $0,796 \text{ г/см}^3$ , количество серы и парафина не определялось, асфальтенов нет, содержание акцизных смол — 10,0. Выход легких фракций: до  $100^\circ$ —1,0%; до  $200^\circ$ —26%; до  $300^\circ$ —52%. Вязкость нефти:  $\mathcal{E}_{20}$ —2,69;

$\Theta_{50}$ —1,14. Характеристика газа: удельный вес 0,736, сероводорода нет, содержание азота + редких — 14,4, метана — 67,9.

Воды относятся к хлоркальциевому типу. Удельный вес 1,016 — 1,032 г/см<sup>3</sup>, минерализация от 21,86 до 40,57 г/кг.

XXIII горизонт залегает в кровле юры и представлен красными и серыми песчаниками с прослойками гравийников. Нефть XXIII горизонта имеет плотность — 0,825 г/см<sup>3</sup>, серы нет, асфальтенов — 0,7%; акцизных смол — 23; кокса — 0,95; парафина — 8,2. Выход легких фракций: до 200°— 17%, до 300°— 45%. Вязкость нефти:  $\Theta_{20}$ —1,30.

Характеристика газа: плотность (воздух-1) 0,682—0,823, содержание азота + редких — 5,4—24%; метана — 61—67. Воды XXIII горизонта относятся к хлоркальциевому типу и сильно минерализованы.

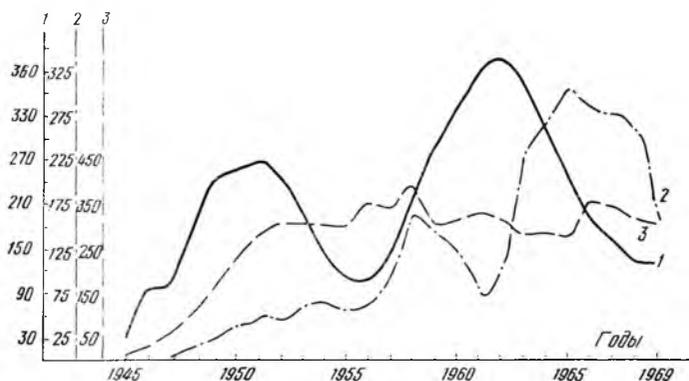


Рис. 33. История разработки месторождения Южный Аламышник.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

**История разработки месторождения.** На 1 января 1968 г. в разработке находятся залежи нефти VII, VI и III горизонтов палеогена, кирпично-красной свиты массагетских слоев, I и I-а горизонтов бактрийской серии.

Разбуривание палеогеновых залежей производилось ползущей системой по простиранию нефтяной залежи от приконтурной зоны к повышенным частям горизонта. Эксплуатационные скважины размещались по треугольной сетке на расстоянии друг от друга 150—200 м. Плотность сетки по залежам колеблется в пределах 2,75—5,85 га на 1 скважину. Разбуривание неогеновых залежей осуществлялось с учетом фонда возвратных скважин. Срок разбуривания залежей палеогеновых горизонтов сравнительно небольшой — 4—6 лет. В разработке месторождения Южный Аламышник в какой-то мере (рис. 33) отмечается несколько максимумов в годовых отборах нефти, что характерно для многопластовых месторождений, объекты которых подключаются в разработку неодновременно. В целом историю разработки месторождения можно условно разделить на четыре этапа, которые отличаются друг от друга темпами извлечения нефти и изменения фонда действующих скважин.

Первый этап продолжительностью 7 лет (1945—1951 гг.) характеризуется непрерывным увеличением фонда действующих скважин, связанным с интенсивным разбуриванием залежей V+VI, VII и III горизонтов палеогена. Отмечается бурный рост годового отбора. Максимум был достигнут в конце периода (1951 г.) и составлял 270,7 тыс. т при дейст-

вующем фонде 287 скважин. Обводненность добываемой жидкости минимальна.

Второй период продолжительностью 5 лет (1952—1956 гг.) характеризуется резким снижением добычи нефти, несмотря на увеличение фонда эксплуатационных скважин. К концу периода годовая добыча снизилась до 108 тыс. т, хотя число скважин возросло до 352.

Третий период охватывает 1957—1962 годы. В начале выявлены и пушены в разработку более продуктивные залежи нефти неогеновых отложений. В связи с этим отмечается крутой подъем добычи нефти. В конце периода добыча достигла максимума за все время разработки месторождения Южный Аламышик и составила 404 тыс. т в год при действующем фонде 323 скважины.

В связи с непрерывным падением пластовых давлений в залежах и снижением суммарного отбора во втором этапе из палеогеновых залежей применены вторичные методы добычи нефти.

Четвертый период разработки (1963—1967 гг.) характеризуется неуклонным снижением годовых отборов и значительным увеличением обводненности добываемой жидкости. В этом этапе, несмотря на заводнение и добуривание залежей ККС и I горизонта, отмечается падение добычи нефти, что связано с истощением и обводнением залежи.

На 1 января 1968 г. на месторождении Южный Аламышик извлечено около 26% геологических и 77% извлекаемых запасов нефти. Достигнутая текущая нефтеотдача по палеогеновым залежам изменяется в пределах 18—46,5%, по неогеновым — 21,7—24,3%. Наибольшая нефтеотдача отмечена в карбонатных коллекторах палеогена.

Проектная нефтеотдача составляет 33,2%. Это означает, что остаточные извлекаемые запасы по месторождению составляют 1499 тыс. т. Выработанность залежей различная. Обводненность добываемой жидкости составляет 65%. Отбор из палеогеновых залежей ежегодно снижается и к 1 января 1968 г. составляет всего 20% суточной добычи промысла.

Для поддержания уровня добычи нефти следует увеличить объем закачиваемой в залежь воды и форсировать отбор жидкости, а также ускорить выяснение промышленной ценности перспективных горизонтов меловых и юрских образований.

В настоящее время залежи неогеновых образований во многих скважинах эксплуатируются совместно. Укрупнение объектов, как показывает опыт разработки многих месторождений Советского Союза, дает хорошие результаты. При этом разработка должна осуществляться путем раздельной закачки воды.

## ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ШАРИХАН-ХОДЖИАБАД

Месторождение Шарихан-Ходжиаблад открыто в 1947 г. Оно расположено в 16 км к юго-востоку от г. Андижана на территории Ходжиабладского района Андижанской области Узбекской ССР.

Месторождение приурочено к антиклинальной структуре, на которой обособляются две складки — Шариханская (выявлена первой) и Ходжиабладская. Вначале они рассматривались как самостоятельные, но в ходе детальной разведки установлено, что обе они — элементы одной структуры, названной Шарихан-Ходжиабладской.

На восточной части площади расположена Шариханская гряда широтного простирания, с абсолютными отметками 720—750 м и относительными превышениями 120—150 м. Северный склон гряды пологий.

Постепенно снижаясь, он сливается с равниной. Южный склон более крутой, изрезанный мелкими оврагами. На западе гряда примыкает к Андижанскому адыру, а на востоке постепенно переходит в равнину. Восточная часть площади представляет собой идеальную равнину, сливающуюся на юге и востоке с равнинным пространством Ферганской долины.

Впервые Шариханская структура была изучена Г. И. Шатовым в 1934 г. В 1937 г. на площади Шарихан П. Л. Антонов и П. Н. Чекунов провели гравиметрические исследования. В 1940 г. Ф. Л. Чернышев при изучении адырной полосы юго-востока Ферганы описал и Шариханскую складку. В 1945 г. М. Т. Сафаралиев и В. А. Бабахян на Шариханской площади провели геологическую съемку. В том же году в центральной части складки пробурена скважина I. При опробовании V и VII горизонтов в этой скважине получены отрицательные результаты, в связи с этим разведка Шариханской площади была прекращена. В 1946 г. при разведке поднадвиговой части Андижанской структуры установлено, что она является западным погружением Шариханской складки, ось которой в палеогене смещена к северу от поверхностной оси на 250—300 м. В январе 1946 г. из III горизонта поднадвига в скважине 66 была получена нефть с дебитом около 15 т/сут. В 1948 г. получен фонтан нефти из VIII горизонта, а в 1949—1950 гг. при разведке восточной части Шариханской площади выявлено новое поднятие — Ходжибадское.

Шарихан-Ходжибадская структура на поверхности сложена четвертичными образованиями. Более древние отложения мезокайнозоя и палеозоя изучены разведочными скважинами, по данным которых и дается стратиграфическое описание.

Всего на месторождении с 1945 г. (начало разведочного бурения) по 1968 г. пробурено 358 скважин, из них дали нефть и газ 222, остальные ликвидированы либо по техническим, либо по геологическим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Шарихан-Ходжибадской складки принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена. Палеозойские породы мощностью 100—530 м вскрыты в нескольких скважинах и представлены отложениями (темные аргиллиты и красные песчаники), типичными для Южной Ферганы.

Отложения мезозоя состоят из пород юрского и мелового возраста. Мощность юрской толщи колеблется от 250 до 330 м. В толще пород мела выделяются все свиты, характерные для Южной Ферганы: муянская (330—360 м), ляканская (50—65 м), кызылпиляльская (180—250 м), калачинская (90—110 м), устричная (80—90 м), яловачская (170—190 м), пестроцветная (150—170 м), чангырташская (70—85 м). Общая мощность меловых отложений 1045—1335 м.

Палеогеновые образования представлены бухарскими (85—105 м), сузакскими (15—30 м), алайскими (50—70 м), туркестанскими (35—45 м), риштан-исфара-ханабадскими (85—120 м), сумсарскими (90—120 м) слоями. Общая мощность палеогеновых отложений 360—420 м.

Неогеновые отложения представлены массагетской и бактрийской сериями, выраженными красноцветной толщей континентальных образований, мощностью 625—850 м. Изменение мощностей палеогеновых и неогеновых отложений связано с размывом, глубина которого увеличивается к своду структуры, где бактрийские слои залегают на породах алайских слоев.

**Тектоника.** Шарихан-Ходжибадская структура простирается широтно. На поверхности она сложена четвертичными образованиями мощностью 5—6 м на западе и 50 м на востоке. Шариханский увал соответ-

свует асимметричной антиклинальной структуре того же простирания. По отложениям бактрийской серии северное крыло падает под углом  $18-20^\circ$ , а южное  $-25-30^\circ$ .

На востоке складка погружается и с глубиной затухает, на западе примыкает к южному крылу Андижанской структуры, приобретая моно-клинальное строение с южным падением пород. К северу от западной периклинальной части складки имеется пологий синклинальный прогиб, за которым находится восточное окончание Андижанской складки. Южное крыло по мере удаления от свода несколько выполаживается и скрывается под современными образованиями. По данным бурения, ось складки по отложениям палеогена и мела сдвинута к северу, а свод расположен к востоку от замыкания Шариханской структуры. Вдоль оси

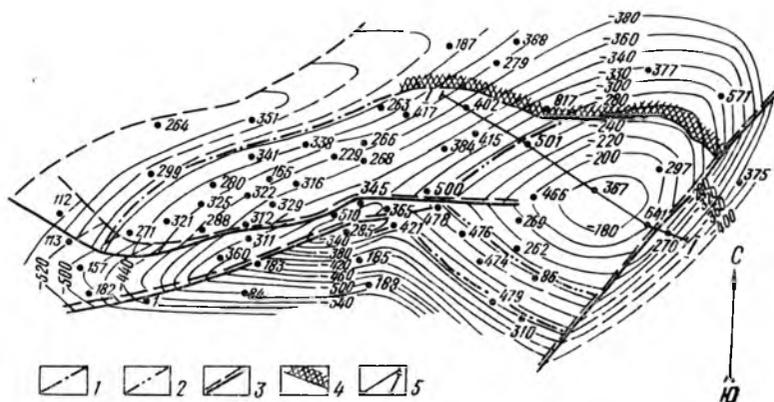


Рис. 34. Структурная карта нефте-газового месторождения Шарихан-Ходжибад по кровле VIII продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — первоначальный контур газоносности; 3 — линии нарушений; 4 — зона резкого ухудшения коллекторского свойства горизонта; 5 — линия профиля.

складки прослеживается тектоническое нарушение типа надвига, протягивающееся от Андижанской складки и затухающее на своде Ходжибадской структуры (рис. 34). Плоскость сместителя падает на север под углом  $70^\circ$  по бактрийским отложениям и выполаживается с глубиной до  $30^\circ$ . В результате южное опущенное крыло Шарихан-Ходжибадской структуры является продолжением поднадвига соседней Андижанской складки. Амплитуда надвига на западе составляет  $300-350$  м.

По отложениям палеогена складка представляет собой куполовидное поднятие, вытянутое широтно. Длина ее  $8$  км, ширина  $4$  км. Северное крыло падает под углом  $12-15^\circ$ , южное  $-15-18^\circ$ .

По кровле XX горизонта нижнего мела Шарихан-Ходжибадская складка имеет длину  $10$  км, ширину  $4,5$  км. Свод смещен к восточной части складки. От свода на запад отходит широкий «структурный нос», вытянутый на расстояние выше  $2$  км и соответствующий Шариханской складке по неогеновым отложениям.

На северном крыле вдоль оси складки проходит продольное нарушение, уходящее на своде под надвиг Андижанской складки. Амплитуда его увеличивается с востока на запад. На западной части северного крыла нарушение разветвляется на две ветки, которые вновь сливаются на западной периклинальной части складки.

**Нефтегазоносность.** Шарихан-Ходжибадское нефтегазоносное ме-

сторождение является многопластовым (рис. 35). Промышленные скопления нефти содержатся в горизонте I и в песчаниках бледно-розовой свиты неогена, в III, V, VI, VII, VIII горизонтах палеогена и в XX, XXI, XXII горизонтах нижнего мела. В VIII, XX, XXI, XXII горизонтах скопления нефти представляют собой нефтяные оторочки газовых залежей. В XIX горизонте нижнего мела и в XXIII горизонте юры имеются газовые залежи.

Удельный вес добычи нефти из продуктивных горизонтов к общей добыче за 1967 г.: I горизонт — 13,2%; III — 8,6; V—V+VI — 1,6%; VII — 15,2%; VIII — 31,2%; XXI — 13,4%; XX+XXI+XXII — 5,8%; остальные — 11,0%.

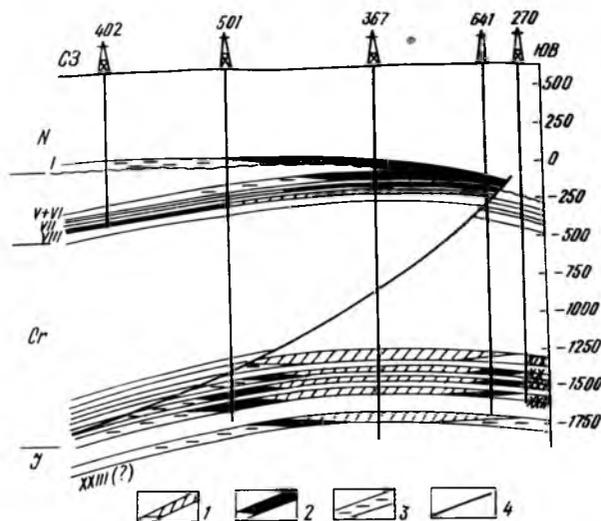


Рис. 35. Схема залегания нефти и газа на месторождении Шарихан-Ходжабад.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — нарушение.

I горизонт залегает в подошве бактрийской серии и представлен разнозернистыми песчаниками с прослоями конгломератов, алевролитов и глин. Мощность I горизонта изменяется от нескольких до 30—40 м. В пределах нефтяных залежей общая мощность горизонта составляет 35 м, эффективная — 20 м. Пористость коллектора 20—25%, проницаемость колеблется от нескольких до 60—80 мд. Длина залежи более 8 км, ширина 300—500 м. Глубина залегания горизонта 380—720 м. Подстилающие породы — песчаники бледно-розовой свиты — на Шариханском участке содержат промышленную нефть. К востоку они сокращаются в мощности, а на своде Ходжабадской структуры вообще выклиниваются. Залежи I горизонта и бледно-розовой свиты объединены в один объект, разработка которого начата в 1957 г.

Первоначальный контур нефтеносности не совпадал со структурным планом I горизонта. Начальное пластовое давление на отметках +200—+220 м — 40 атм, текущее (на 1 января 1968 г.) — 5—20 атм. Начальный газовый фактор 11 м<sup>3</sup>/т, текущий — 41 м<sup>3</sup>/т. Эксплуатационный фонд на 1 января 1968 г. составляет 24 скважины.

Нефть I горизонта имеет плотность 0,855 г/см<sup>3</sup>, содержит серы 0,27%; асфальтенов — 0,65; акцизных смол — 24,5; кокса — 5,2; парафи-

на — 6,3%. Выход легких фракций до 100°—6,5%; до 200°—25,2 до 300°—42.

Нефть по химическому составу аналогична нефти II горизонта. Нефть залежи, приуроченной к восточной части площади, несколько отличается по своим качествам и является аналогом нефти V и VI горизонтов. Это объясняется их происхождением.

Образование залежи нефти I горизонта на восточном участке обусловлено миграцией нефти из нижележащих V и VI горизонтов. Происхождение залежи на Шариханском участке связано с миграцией нефти по плоскости сместителя нарушения.

С начала разработки добыто 398837 т нефти и 134791 м<sup>3</sup> воды.

Полутный газ горизонта имеет удельный вес (по воздуху)—0,855, содержание сероводорода — 0,015%; азота + редких — 8,5; метана — 62,5; газобензина 550 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Удельный вес воды I горизонта 1,015 г/см<sup>3</sup>, минерализация от 6,9 до 56,7 г/кг. Содержание микрокомпонентов иода — 2,7—13,3 м/г; брома — 1,5—2; рН=7. Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу.

III горизонт залегает в верхней половине сумсарских слоев среди малиновых глин. Он представлен мелкозернистыми песчаниками с прослойками малиновых глин и мергелей. Общая мощность 16—25 м, эффективная — 7—10 м. Пористость 16%, проницаемость 80 мд. Залежь нефти приурочена к своду Шариханской структуры. Длина ее 3 км, ширина до 450 км, высота 60 м. Залежь пластовая, сводовая, частично тектонически экранированная, разрабатывается при режиме растворенного газа. Благодаря нарушению в некоторых скважинах III горизонт повторяется дважды и даже трижды. Эксплуатируется, главным образом, тот участок структуры, на котором III горизонт находится на приподнятом блоке. Средняя глубина залегания III горизонта 520 м.

Первоначальный контур нефтеносности проходил по отметке +110 м. Начальное пластовое давление 52 атм, текущее 5—20 атм, начальные дебиты скважин 2—10 т/сут, дебиты на 1 января 1968 г. 0,5—3,2 т/сут, начальный газовый фактор 40 м<sup>3</sup>/т, текущий — 110 м<sup>3</sup>/т.

С начала разработки (1954 г.) добыто 306663 т нефти, 41622 м<sup>3</sup> воды. Плотность нефти 0,875 г/см<sup>3</sup>, содержание серы—0,45; асфальтенов—2,25; акцизных смол 43,0, кокса—5,0; парафина—6,7. Выход легких фракций: до 100°—4%; до 200°—17%; до 300°—37%.

Растворенный газ имеет удельный вес (по воздуху) 0,763; содержание сероводорода — 0,04%; азота — 9,1; метана — 65,0; газобензина — 200 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Плотность воды III горизонта 1,025 г/см<sup>3</sup>, минерализация колеблется в широких пределах. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

V горизонт представлен серыми, иногда доломитизированными, пористыми известняками. Общая мощность 9 м, эффективная — 5 м. Пористость известняков 16%, проницаемость 260 мд.

VI горизонт отделен от V пластом зеленой глины. Представлен известняками и ангидритами. Общая мощность 5—17 м, в контуре нефтеносности мощность 5 м, эффективная — 3 м. Пористость 16%, проницаемость 400 мд.

Залежи нефти V и VI горизонтов имеют небольшие размеры — длину 1 км, ширину 0,75 км и высоту 50 м. Они разрабатываются совместно. Средняя глубина залегания горизонтов 700 м.

С начала разработки из V и VI горизонтов добыто 89681 т нефти и 127256 м<sup>3</sup> воды. Текущий фонд скважин V горизонта — I и V+VI скважины. Начальное пластовое давление 68 атм.

Залежи горизонтов приурочены к сводовой части Ходжибадской

структуры, экраном служат породы бактрийской серии. Залежи пластовые, сводовые, стратиграфически экранированные.

Плотность нефти  $0,837 \text{ г/см}^3$ , содержание серы —  $0,34\%$ ; асфальтенов  $0,70$ ; акцизных смол —  $16,0$ ; кокса —  $2,6$ ; парафина —  $6,7$ . Выход легких фракций: до  $100^\circ$  —  $4,5\%$ ; до  $200^\circ$  —  $24,0\%$ ; до  $300^\circ$  —  $46,5\%$ . Вязкость нефти:  $\Theta_{20}$  —  $1,8$ .

В настоящее время залежи нефти V и VI горизонтов почти полностью выработаны.

Газ V и VI горизонтов имеет удельный вес (по воздуху)  $1,137$ ; содержание сероводорода  $0,03\%$ ; азота  $3$ ; метана  $41,8$ .

Воды горизонтов хлоркальциевые, их удельный вес  $1,01 \text{ г/см}^3$ . На западном погружении структуры они сильно минерализованы, тогда как на востоке, вблизи сводовой части, почти пресные.

VII горизонт залегает в кровле алайских слоев. Представлен светло-серыми и белыми известняками с прослоями глини и мергелей, разобщающих горизонт на отдельные пропластки. Общая мощность горизонта  $38 \text{ м}$ , эффективная —  $19 \text{ м}$ . Пористость известняков  $9,5$ — $27\%$ , проницаемость  $300$ — $400 \text{ мд}$ .

Нефтеносность VII горизонта установлена в 1952 г. скважиной 378, которая введена в фонтанную эксплуатацию с дебитом  $28,6 \text{ т/сут}$  нефти и  $30 \text{ т/сут}$  воды. Начальное пластовое давление составило  $72,8 \text{ атм}$ , на 1 января 1968 г. оно снизилось до  $20$ — $30 \text{ атм}$ .

Начальные дебиты скважины  $20$ — $30 \text{ т/сут}$ , текущие — от  $0,12$  до  $2,3 \text{ т/сут}$ . Разработка производилась при смешанном режиме — упруго-водонапорном и режиме растворенного газа, в настоящее время — при искусственно-водонапорном. Текущий фонд составил 22 скважины. С начала разработки добыто  $1139889 \text{ т}$  нефти и  $678827 \text{ т}$  воды.

Нефть горизонта имеет плотность  $0,830 \text{ г/см}^3$ , содержание серы  $0,10\%$ ; парафина —  $8,1$ ; асфальтенов  $0,6$ ; кокса —  $1,9$ ; акцизных смол —  $16,0$ . Выход легких фракций до  $100^\circ$  —  $5\%$ , до  $200^\circ$  —  $25\%$ , до  $300^\circ$  —  $47\%$ . Вязкость нефти  $\Theta_{20}$  —  $1,6$ .

Характеристика попутного газа: удельный вес (по воздуху)  $0,767$ , содержание азота  $5,0\%$ ; метана —  $70,8$ ; сероводорода нет. Воды горизонта хлоркальциевые.

VIII горизонт залегает в кровле бухарских слоев. На Шариханском участке представлен светло-серыми и белыми песчанистыми известняками, на Ходжибадском — плотным ангидритом и огипсованным известняком с прослоями белого гипса. На Шариханском участке средняя мощность горизонта  $22 \text{ м}$ , на Ходжибадском —  $23 \text{ м}$ . Эффективная мощность на западе  $12 \text{ м}$ , на востоке  $3$ — $4 \text{ м}$ .

С запада на восток пористость и проницаемость горизонта ухудшаются из-за изменчивости литологического состава. Известняк переходит в более плотные разности и даже замещается ангидритами. Пористость горизонта колеблется от  $5$  до  $25\%$ , проницаемость изменяется от нескольких до  $150 \text{ мд}$ .

Нефтеносность VIII горизонта установлена в 1948 г. Разработка начата в 1949 г. Начальное пластовое давление на отметке  $420 \text{ м}$  составило  $115 \text{ атм}$ , на 1 января 1968 г. —  $30$ — $80 \text{ атм}$ .

Начальный газовый фактор  $100 \text{ м}^3/\text{т}$ , текущий —  $42 \text{ м}^3/\text{т}$ . Действующий эксплуатационный фонд составляет 83 скважины. Вначале залежь разрабатывалась при режиме растворенного газа, в настоящее время — при искусственно-водонапорном. С начала разработки добыто  $1975,020 \text{ т}$  нефти и  $2372691 \text{ т}$  воды.

Плотность нефти  $0,858 \text{ г/см}^3$ , содержание серы —  $0,16\%$ , асфальтенов —  $1,1$ , кокса —  $3,7$ , парафина —  $6,5$ , акцизных смол —  $34$ . Выход лег-

ких фракций до 100°—5%, до 200°—25%, до 300°—40%. Вязкость нефти  $\Theta_{20}$ —3,9.

Попутный газ имеет удельный вес 0,760; количество сероводорода 0,01%, азота 2,1%, метана 71,9%, газобензина 128  $см^3/м^3$ .

XIX горизонт залегает в верхней части муянской свиты и представлен мелкозернистым коричневым песчаником с прослоями глин шоколадного цвета. Пористость 19,6%, проницаемость 94 *мд*. Общая мощность горизонта 42—55 м, эффективная — 15—22 м.

Разработка залежи начата в июне 1963 г. Залежь является чисто газовой. Начальное пластовое давление 192,5 *атм*. Залежь газа разрабатывается тремя скважинами (367, 430, 502). Среднесуточный отбор газа колеблется от 150 до 300 тыс.  $м^3$ . С начала разработки добыто 276 млн.  $м^3$  газа. При этом пластовое давление упало до 101,5 *атм*.

Удельный вес газа (по воздуху) 0,687, содержание азота + редких — 7,2%; метана—79,6; газалина — 46,0; сероводорода нет.

XX горизонт залегает в верхней половине муянской свиты и представлен мелкозернистым песчаником красного и коричневого цвета с прослоями глин. Общая мощность горизонта 41—58 м, эффективная—10—14 м. Пористость образцов песчаников изменяется от 2,7 до 23,9%, проницаемость от 1 до 121 *мд*.

Газовая залежь XX горизонта имеет нефтяную оторочку. Разработка залежи начата в 1958 г. и в настоящее время ведется скважиной 572, а разработка нефтяной оторочки—скважиной 654. Начальное пластовое давление составляет 214 *атм*, текущее в газовой части — 50,2 *атм*, в нефтяной оторочке — 109,5 *атм*. Разработка ведется при газовом режиме. Суточный отбор газа равен 15—20 тыс.  $м^3$ , нефти — 1—1,5 т. С начала разработки из XX горизонта добыто 8997 т нефти, 278080 тыс.  $м^3$  газа и 91 т воды.

Плотность нефти 0,809  $г/см^3$ ; содержание асфальтенов — 0,49; акцизных смол — 16,0; кокса — 1,5; парафина — 8,0. Выход легких фракций до 300°—63%.

Газ без сероводорода, его удельный вес 0,656; содержание азота + редких — 8,79%; метана — 81,55; углекислоты — 0,33; газалина — 23  $см^3/м^3$ .

XXI горизонт залегает в средней части муянской свиты и представлен разнозернистым песчаником красного и зеленовато-серого цвета с прослоями красных и темно-коричневых глин. Общая мощность горизонта 42—53 м, эффективная — 8—16 м. Пористость 5,0—17,8%, проницаемость 0,28—41 *мд*.

Разработка нефтяной оторочки XXI горизонта начата в 1956 г. скважиной 530, газовой части — в 1955 г. скважиной 363. Начальное пластовое давление 222 *атм*, текущее в нефтяной оторочке — 110 *атм*, в газовой части — 49 *атм*. Площадь газовой зоны составляет 377 га, газовой нефтяной — 226,5 га.

На 1 января 1968 г. нефтяная оторочка разрабатывалась шестью скважинами, газовая залежь полностью выработана. С начала разработки добыто 360157 т нефти, 168347 тыс.  $м^3$  газа и 122471 т воды.

Плотность нефти 0,820  $г/см^3$ , серы не содержит, асфальтенов 0,26%; акцизных смол — 17; кокса — 1,7; парафина — 8,1%. Выход легких фракций до 300°—62%.

Газ имеет удельный вес 0,668, сероводорода нет, углекислоты 0,2%, азота + редких — 6,0, метана — 84,5, газалина — 23,0  $см^3/м^3$ .

XXII горизонт залегает в нижней части разреза муянской свиты и представлен мелко- и среднезернистым, глинистым и известковистым песчаником коричневого и красного цвета. Общая мощность горизонта

57—64 м. Исследования показали, что одни и те же прослои горизонта в некоторых скважинах не дают притоков, тогда как в других они оказываются проницаемыми. В связи с этим в общей толще очень трудно обособить проницаемые пропластки и установить эффективную мощность горизонта.

Пористость колеблется от 2,96 до 25,93%. Длина залежи 3,5 км, ширина 2,0 км, высота 180 м. Нефтяная оторочка имеет высоту 60 м и приурочена к наиболее пологой юго-западной периклинали. Начальное пластовое давление составило 225 атм, текущее в нефтяной оторочке — 110 атм, в газовой части — 49 атм.

Дебит нефти по скважинам 40—80 т/сут при 6—8-миллиметровых штуцерах, дебит газа 60—100 тыс. м<sup>3</sup>/сут при 8—10-миллиметровых штуцерах.

В настоящее время в связи с резким падением пластового давления дебиты нефти и газа снизились, фонтанирование нефтяных скважин прекратилось.

Плотность нефти горизонта 0,818 г/см<sup>3</sup>, серы нет, асфальтенов 0,29%; акцизных смол — 16,0; кокса — 1,6; парафина — 8,2; выход легких фракций до 300°—61%.

Газ имеет удельный вес 0,695, сероводорода нет, углекислоты 0,14%; метана 82,8%; азота + редких — 5,48%.

Нефтяная оторочка XX, XXI, XXII горизонтов и газовая залежь XIX горизонта ограничены контурными водами. Воды всех горизонтов хлоркальциевые.

Вода XXII горизонта в скважине 363 имеет более высокую минерализацию по сравнению с водой этого же горизонта в скважине 270. По-видимому, снижение общей минерализации воды в скважине 270 связано с ее рассолонением водами других горизонтов, поступающими через нарушение.

XXIII горизонт залегает среди юрских отложений и представлен красно-бурыми песчаниками с прослоями глин.

Залежи газа разрабатываются с сентября 1966 г. скважиной 686 с начальным пластовым давлением 275 атм и свободным дебитом газа 350—400 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Выход конденсата 180 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Залежи газа XXIII горизонта относятся к литологически экранированным типам. Режим упруго-газонапорный, что подтверждается непрерывным падением пластового давления в зависимости от отбора газа из залежи. В 1967 г. залежи газа разрабатывались скважинами 686, 688, причем скважина 686 ввиду истощения в августе была возвращена на вышележащие горизонты, а скважина 688 введена в разработку со 2 декабря 1967 г.

С начала разработки на 1 января 1968 г. добыто 28947,4 тыс. м<sup>3</sup> газа и 2335 т конденсата.

Газ XXIII горизонта легкий, бессероводородный. Его удельный вес 0,675, содержание углекислоты 0,655%; азота + редких — 3,7; метана — 88,55.

Пластовые воды юрских отложений характеризуются высокой минерализацией и относятся к хлоркальциевому типу.

**История разработки месторождения.** Шарихан-Ходжибабад является многопластовым газо-нефтяным месторождением, с очень широким диапазоном нефтегазоносности. Разработка месторождения начата в 1949 г. вводом в эксплуатацию залежи VIII горизонта. В 1952 г. пушены в разработку залежи V, VI и VII горизонтов, а в 1954 г. — III горизонта. Нижнемеловые залежи введены в разработку в 1956—1958 гг. (рис. 36).

Палеогеновые залежи введены в разработку без проекта. Они разбуривались сравнительно быстро. Скважины были размещены по тре-

угольной сетке с расстояниями между ними 150—200 м. Плотность сетки 3—8 га на скважину. В начальный период скважины эксплуатировались при фонтанном режиме.

С разбуриванием залежи годовая добыча нефти возрастает (рис. 36). Максимальная годовая добыча по месторождению достигнута в 1954 г., когда она составила 312,6 тыс. т при действующем фонде 168 скважин.

В 1955 г. за счет разбуривания залежи III горизонта количество действующих скважин доведено до 194. Несмотря на это, отбор нефти из

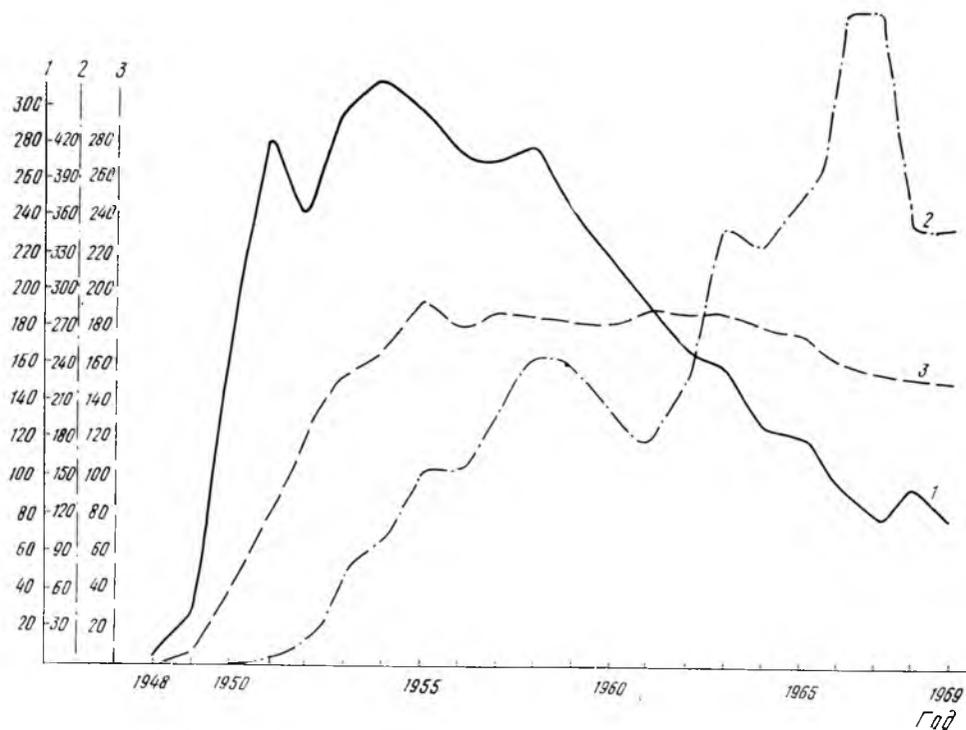


Рис. 36. История разработки месторождения Шарихан-Ходжибад.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

месторождения начал падать и к 1957 г. снизился до 271,6 тыс. т. Ввод в разработку нижнемеловых залежей существенного прироста в добыче нефти не дал. Дальнейшее снижение годовых отборов нефти из месторождения связано с увеличением обводненности добываемой жидкости из палеогеновых залежей.

Одновременно с отбором нефти разрабатывалась газовая залежь XIX горизонта нижнего мела и XXIII горизонта юры, из которых на 1 января 1968 г. было отобрано соответственно 276 и 28,9 млн. м<sup>3</sup>.

В 1967 г. из месторождения добыто 114,1 тыс. т нефти и 304,2 тыс. м<sup>3</sup> воды при действующем фонде 163 скважины.

На месторождении Ходжибад впервые в Фергане осуществлено заводнение палеогеновых залежей. Заводнение и разработка контролировались и регулировались различными методами. В результате дополнительно добыто более 108 тыс. т нефти, для чего пришлось закачать в залежи более 4,1 млн. м<sup>3</sup> воды.

Из годовой добычи нефти (1967 г.) по месторождению Ходжибад

67,4% приходится на залежи палеогена, 19,3% — на меловые залежи и 13,3% — на неогеновые.

На 1 января 1968 г. среднесуточный отбор из месторождения составляет 307,2 т нефти, 890 м<sup>3</sup> воды, обводненность добываемой жидкости равна 63,6%. Извлечено 4846,0 тыс. т нефти, 3600 тыс. м<sup>3</sup> воды, в том числе из неогеновых залежей 398,8 тыс. т (8,5%), из палеогеновых 3765 тыс. т (79,1%) и из меловых — 592 тыс. т (12,4%).

Текущая нефтеотдача по месторождению составляет 38,8%. Остаточные извлекаемые запасы 622 тыс. т. Наибольшая нефтеотдача отмечается в залежи VIII горизонта — 22%. Она достигнута благодаря плотности сетки эксплуатационных скважин и эффективности заводнения. Для извлечения остаточной нефти следует продолжать заводнение по палеогеновым залежам и по I горизонту неогена.

### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЧОНГАРА-ГАЛЬЧА

Месторождение расположено в 35 км к юг-юго-востоку от г. Коканда на территории Куйбышевского района Ферганской области Узбекской ССР.

Описываемая площадь входит в предгорное обрамление отрогов Алайского хребта. На общем фоне наклоненной на север поверхности вздымаются возвышенности, соответствующие антиклинальным структурам Гальча, Чонгара, Северный Сох и др. Вершины этих возвышенностей имеют абсолютные отметки 850—1000 м. Река Сох, берущая начало с северного склона Алайского хребта, в описываемом районе пересекает Гальчинскую, Чонгарскую и Северо-Сохскую структуры, разделяя их на правобережную и левобережную части. Долина р. Сох широкая, ее борта высокие и крутые, сложенные древнечетвертичными дислоцированными конгломератами. В них четко фиксируются антиклинальные перегибы структур, издавна привлекавшие внимание геологов.

В 1909—1913 гг. при описании маршрутов по р. Сох В. Н. Вебер впервые отметил Чонгарскую и Гальчинскую структуры. В 1933 г. Г. Ф. Козинцевым проведена тахеометрическая съемка, на основе которой Г. А. Могилевский в 1934 г. составил схематическую геологическую карту района Чонгарской антиклинальной складки для газовой съемки.

В 1935 г. на правобережной части Чонгарской структуры начато бурение крелиусных скважин. Первые четыре скважины не были доведены до проектной глубины по техническим причинам. В 1937 г. бурение было прекращено и возобновилось только в 1946 г. В этом же году Р. И. Грачев производил детальную инструментальную съемку группы Сохских структур с целью выяснения их строения и перспектив нефтегазоносности.

Из пяти пробуренных скважин одна (7) вскрыла IV горизонт на глубине 530 м, откуда была получена нефть с дебитом 10 т/сут.

В 1949—1953 гг. на Чонгарской структуре проводилось разведочное бурение. В результате установлена промышленная нефтеносность IV горизонта и газоносность V и VII горизонтов. В 1950 г. начата разработка нефтяной залежи IV горизонта с перерывом 1953—1957 гг.

Структурное бурение на Гальчинской площади начато в 1956 г. Вслед за этим разведочным бурением установлена промышленная нефтеносность IV горизонта на восток-северо-восточном периклинальном погружении Гальчинской складки. Открытая нефтяная залежь оказалась продолжением нефтяной залежи Чонгарской структуры. Эти две части одной залежи до 1959 г. считались самостоятельными месторождениями. В результате разведочных работ в 1958—1960 гг. выяснено, что нефтяная

залежь IV горизонта площадей Чонгара и Гальча является единой литологически экранированной залежью. В настоящее время месторождение разрабатывается под названием Чонгара-Гальча. Всего на площади с 1935 г. (начало крелиусного бурения) по 1968 г. пробурено 118 скважин. Промышленная нефть и газ получены по 35 скважинам, остальные ликвидированы либо по геологическим, либо по техническим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Чонгара-Гальчинской складки принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена.

Палеозойские породы вскрыты в нескольких скважинах на 450—550 м и представлены отложениями, типичными для Южной Ферганы.

Образование мезозоя состоит из пород юрского и мелового возраста. Мощность юрской толщи колеблется от 20 до 30 м. Сокращенная мощ-

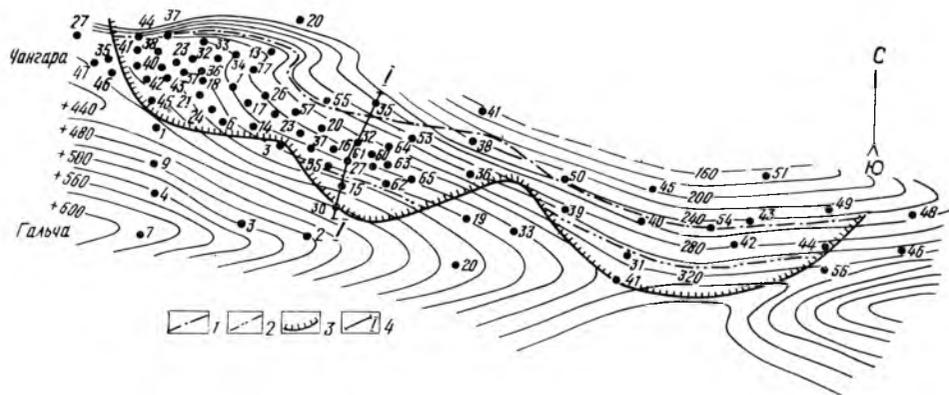


Рис. 37. Структурная карта нефтяного месторождения Чонгара-Гальча по кровле IV горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — первоначальный контур газоносности; 3 — границы выклинивания коллектора IV горизонта; 4 — линия профиля.

ность юрских отложений объясняется размывом. В толще пород мела выделяются все свиты, характерные для Южной Ферганы: муянская (60—70 м), льянская (20—25 м), кызылпиляльская (70—80 м), калачинская (30—35 м), устричная (60—65 м), яловачская (85—90 м), пестроцветная (100—110 м), чангырташская (25—30 м).

Палеогеновые отложения представлены бухарскими (90—100 м), сузакскими (35—40 м), алайскими (40—45 м), туркестанскими (50—55 м), риштан-исфара-ханабадскими (95—100 м) и сумсарскими (65—70 м) слоями. Общая мощность палеогеновых отложений 320—350 м. Неогеновые породы представлены массагетской и бактрийской сериями, выраженными красноцветной толщей континентальных образований, мощностью 180—530 м. Изменение мощностей неогеновых отложений связано с размывом.

**Тектоника.** Месторождение приурочено к восточным периклинальным погружениям Чонгарской и Гальчинской структур, где в IV горизонте заключена литологически экранированная нефтяная залежь.

Описываемый район в целом состоит из нескольких антиклинальных структур, разделенных хорошо выраженными синклиналями. Чонгарская складка располагается на восточном продолжении Гузанской палеозойской антиклинали и отделена от нее небольшой синклиной. На юге она сочленяется с Гальчинской структурой, а на севере с Северо-Сохской (рис. 37).

Чонгарская антиклинальная структура имеет небольшие размеры.

По бактрийско-сохским отложениям ее длина составляет 6 км, ширина 1,3 км. Простираение структуры широтное. Строение асимметричное. Породы в присводовой части имеют углы падения 25—27°, на периклинальных погружениях — 10—14°. Северное крыло структуры более крутое, углы падения 55—60°, южное — более пологое, углы падения 35—50°. С глубиною осевая линия структуры смещается в сторону пологого южного крыла. Ось складки по массагетским отложениям смещена на 70 км к югу, по палеогеновым северное крыло падает под углом до 80°, а южное — 30—35°.

Восточная периклиналь Чонгарской складки постепенно выполаживается и вместе с этим синклиналь, отделяющая ее от Гальчинской струк-

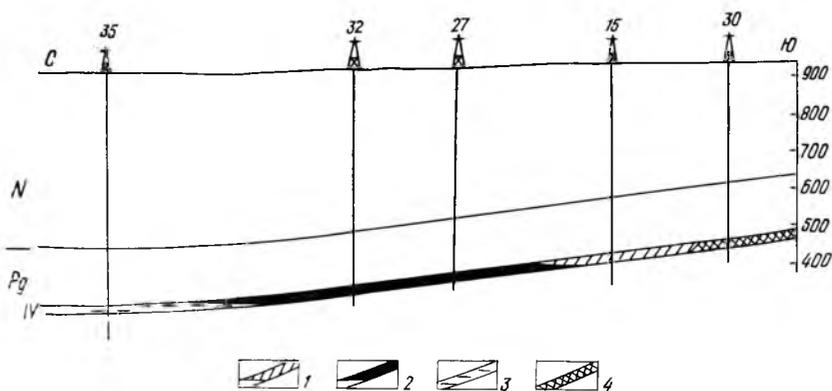


Рис. 38. Схема залегания нефти и газа на месторождении Чонгара-Гальча.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — зона выклинивания продуктивной части горизонта.

туры, затухает и в дальнейшем они сливаются, составляя как бы часть далекого северо-восточного погружения Гальчинской структуры.

Собственно Гальчинская структура располагается к югу от Чонгарской, имеет субширотное простираение с широким пологим сводом. Протягивается почти на 12 км при ширине 6 км. Сводовая часть структуры осложнена небольшим прогибом широтного простираения, в результате чего обособляются два купола (Северный и Южный). На северо-западе Гальчинская структура сочленяется с юго-восточной периклинальной частью Гузанской антиклинали, на юге — с Актурпакской структурой, на востоке — с группой Сарыкамьшских структур, а на северо-востоке — с Северо-Риштанской складкой.

Как указывалось выше, в нефтегазовое месторождение Чонгара-Гальча входят восточные периклинальные части Чонгарской и Гальчинской структур, где IV горизонт содержит литологически экранированную залежь нефти и газа.

**Нефтегазовость.** Нефтегазовое месторождение Чонгара-Гальча приурочено к восточным периклинальным погружениям Чонгарской и Гальчинской структур. Здесь в IV горизонте размещается литологически экранированная залежь нефти с газом (рис. 38). Кроме того, на этой площади оказались промышленно газоносными V и VII горизонты. В настоящее время газовые скважины 12 и 13 по V горизонту, 34 по VII горизонту находятся в консервации.

В ходе структурного бурения в VII в горизонте северного купола Гальчинской структуры выявлена газовая залежь непромышленного

значения. Она относится к типу пластовых, содовых. Имеет длину 2,1 км, ширину до 0,9 км. Ограничена контурными водами.

В настоящее время на месторождении Чонгара-Гальяча разрабатывается залежь нефти и газа IV горизонта.

IV горизонт состоит из серых известняков с прослоями мергелей, ангидритов и зеленых глин, ниже которых залегают серые, голубовато-серые, мелкозернистые песчаники, местами переходящие в алевролиты, а в зоне выклинивания замещающиеся песчанистыми глинами. Залежь нефти и газа приурочена как раз к зоне литологического выклинивания песчаников. К наиболее высоко проницаемой части горизонта приурочены две обособленные газовые шапки.

В формировании залежи нефти и газа в моноклинальном погружении, несомненно, основную роль сыграла литологическая неоднородность горизонта. Длина залежи 10 км, ширина 0,5—1,5 км. Площадь нефтегазоносности около 10 км<sup>2</sup>. Этаж нефтегазоносности равен 160 м. Глубина залегания кровли IV горизонта 600 м. Общая мощность горизонта 9—12 м. Эффективная пористость песчаников колеблется от 0 до 30%, а проницаемость — от 0 до 200 мд.

Первоначальное пластовое давление в газовых шапках составляло 40,5 атм, а в водо-нефтяном контуре — 46,0 атм. Западная часть залежи нефти, которая считалась до 1959 г. самостоятельным месторождением, разрабатывается с 1950 г., с перерывом 1953—1957 гг. Остальная, восточная часть залежи разрабатывается с 1959 г.

С начала разработки из IV горизонта месторождения Чонгара-Гальяча добыто 532286 т нефти, 166515 м<sup>3</sup> воды и 40885,2 тыс. м<sup>3</sup> газа. Всего за период разработки залежи добыто 97,7% начальных промышленных запасов нефти.

На 1 января 1968 г. залежь нефти IV горизонта разрабатывается 29 скважинами. Текущее пластовое давление равно 44,6 атм, текущий среднесуточный дебит скважин 5 т, текущий газовый фактор 205 м<sup>3</sup>/т.

Нефть имеет плотность 0,871 г/см<sup>3</sup>, содержание серы в ней 0,35%; асфальтенов — 0,15; акцизных смол 30,0; кокса — 3,35; парафина — 5,0. Выход легких фракций до 100°—2,2%; до 200°—24,0; до 300°—41,0. Вязкость нефти: Э<sub>20</sub>—4,89; Э<sub>50</sub>—3,0.

Плотность газа (по воздуху) — 0,745; сероводорода нет, азота + редких — 1,57%; аргона — 0,030; метана — 84,89.

Воды горизонта имеют плотность 1,0050 г/см<sup>3</sup>. Содержание солей в них 113,36 мг · экв/л; нода — 1,05—1,69 мг/л, аммиака — 0,25—2,5; брома нет. Воды IV горизонта относятся к хлоркальциевому типу.

V горизонт залегает в верхней половине туркестанских слоев среди зеленых глин. Представлен светло-серыми известняками с мало-мощными прослоями мергелей. Общая мощность горизонта 10 м, эффективная — 5, пористость 14%.

Промышленная газоносность V горизонта установлена в 1949 г. в скважинах 12, 13 и 16, при испытании которых получен газовый фонтан с дебитом 75 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Глубина залегания горизонта 340—420 м. Давление на устье при закрытой задвижке 42 атм.

Газ имеет следующую характеристику: плотность 0,650; содержание сероводорода 0,03%; азота + редких 8,17%; углекислоты 0,7% и метана 83,0%.

VII горизонт залегает в кровле алайских слоев палеогена и представлен светло-серыми известняками с прослоями зеленых глин и мергелей. Общая мощность горизонта 35 м, средняя эффективная — 10,6 м, пористость 15%, проницаемость 210 мд. Промышленная газоносность VII горизонта установлена в 1949 г. в скважинах 12, 13, 16, при

испытании которых получен фонтан газа с дебитом 80 тыс.  $m^3/сут.$  Давление в скважине при закрытой задвижке равно 44,5 атм. Глубина залегающего горизонта 405—467 м.

Газ VII горизонта имеет плотность 0,686; содержание сероводорода 0,05%; углекислоты 0,40%; азота + редких 9,0% и метана 81,0%.

Воды IV, V, VII, VIII горизонтов имеют низкую минерализацию, их удельный вес колеблется от 1,00 до 1,014. Они относятся к различным типам. Наряду с хлоркальциевыми, типичными для палеогена, встречаются гидрокарбонатно-натриевые и сульфатно-натриевые. В водах V и VII горизонтов обнаружен сероводород.

Результаты испытания скважин показывают, что воды окружают нефтяную залежь IV горизонта и газовые залежи V и VII горизонтов.

**История разработки месторождения.** Нефтеносность данной площади установлена в 1948 г. по IV горизонту на участке Чонгара, который расположен в западной части структуры, V и VII горизонты палеогена оказались газоносными. В 1959 г. выявлена нефтяная залежь в IV горизонте восточной части структуры. Этот участок назван Гальча.

Как видно из структурной карты (рис. 37), по IV горизонту участки Чонгара и Гальча являются единой залежью, которая с севера подпирается контурными водами. На юге граница залежи определяется выклиниванием песчаников IV горизонта. Характерно наличие в повышенных участках структуры газовой шапки, имеющей, по-видимому, вторичное происхождение.

Ввиду литологической изменчивости пород IV горизонта продуктивность залежи резко колеблется по площади.

В 1950—1953 гг. в пробной эксплуатации находились две разведочные скважины. С 1953 по 1956 гг. включительно залежь находилась в консервации. Разбуривание участка Чонгара начато в 1957 г. по треугольной сетке и закончено в 1958 г. Всего на этом участке пробурено 16 скважин, при этом плотность сетки составляет 6,0 га на одну скважину.

Разбуривание участка Гальча началось в 1959 г. сразу же после выявления здесь залежей и продолжалось до 1963 г. Всего для разработки залежи IV горизонта пробурено 55 скважин, из которых 16 приходится на участок Чонгара.

Динамика отбора нефти не пропорциональна количеству действующих скважин (рис. 39). За период разработки отмечается три пика максимума добычи нефти, которые достигнуты в 1958, 1961 и 1963 гг. и составили соответственно 47,1, 63,5 и 66,5 тыс. т при действующих фондах 16, 21 и 39 скважин.

Из-за малой активности контурных вод пластовое давление залежи непрерывно снижается. В связи с этим в 1959 г. осуществлены мероприятия по поддержанию пластового давления путем закачки воды в обводненные скважины, что обусловило в 1961 г. второй максимум в добыче нефти. В 1962 г. для дальнейшей интенсификации одновременно с заводнением залежей был осуществлен перепуск газа высокого давления в повышенной части структуры. Применение комбинированного метода поддержания пластового давления оказалось наиболее эффективным и способствовало поднятию добычи нефти до третьего максимума — 66,5 тыс. т/год.

С 1964 г. ввиду отключения высокообводненных скважин и консервации скважин с высоким газовым фактором (в которых отмечен прорыв закачиваемого газа) годовая добыча нефти снижалась.

На 1 января 1968 г. в залежь IV горизонта месторождения Чонгара-Гальча закачено 1476 тыс.  $m^3$  воды и 22039 тыс.  $m^3$  газа, за счет чего получено дополнительно 199,4 тыс. т нефти и от перепуска газа еще

79,4 тыс. т. По залежи работают 29 скважин со среднесуточным отбором нефти 156 т и 40 м<sup>3</sup> воды. Всего из залежи извлечено 532,2 тыс. т нефти,

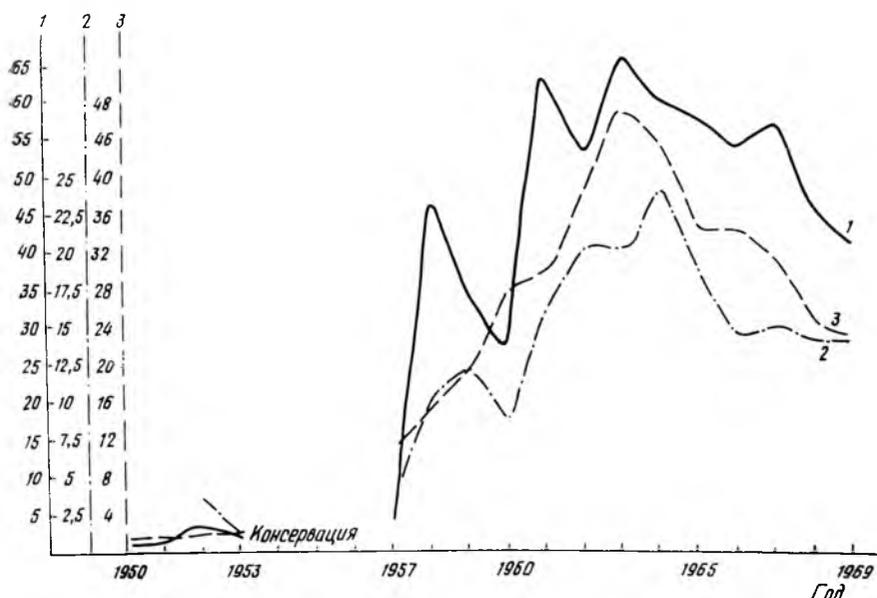


Рис. 39. История разработки месторождения Чонгара-Гальча.  
1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

116,5 тыс. м<sup>3</sup> воды и 40,8 млн. м<sup>3</sup> газа. Для извлечения остаточной нефти следует продолжать комбинированное воздействие на залежь.

### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ МАЙЛИСУ-IV

Месторождение Майлису-IV открыто в 1950 г. Оно находится на территории Ленинского района Джалалабадской области Киргизской ССР, в 18 км к югу от районного центра Избаскент и в 6 км к югу от г. Майлисай. В морфологическом отношении описываемая площадь представляет собой возвышенность, наклоненную с севера на юг. Наивысшие абсолютные отметки составляют 1550—1600 м, наименьшие — 600 м.

Площадь Майлису-IV с севера на юг пересекается многоводной рекой Майлису, разделяющей ее на две почти равные части — восточную и западную. Ширина речной долины достигает 1 км. Борта долины крутые и обрывистые. В различных направлениях территория месторождения рассечена серией сухих оврагов с крутыми склонами.

Выходы нефти из Майлису-IV антиклинали отмечены еще в 1907 г. Д. В. Голубятниковым. В 1913 г. К. П. Калицкий произвел на площади рекогносцировочные исследования. В 1934 г. Г. И. Шатов сделал глазомерную съемку и составил геологическую карту для всей группы Майлису-IV структур. Работа Г. И. Шатова явилась основой для детального изучения района и выделения наиболее перспективных на нефть и газ складок.

В 1939 г. геологами Г. М. Аладатовым и Р. И. Грачевым произведена инструментальная съемка IV Майлису-IV структуры, которую они рекомендовали в качестве первоочередного объекта для постановки разведочного бурения на нефть.

В 1943 г. на своде структуры заложена скважина 1, которая бурилась до 1945 г. Она не вскрыла продуктивной части палеогена и была ликвидирована по техническим причинам. В сентябре 1948 г. скважина 3 из III горизонта (сумсарские слои) дала фонтанный приток нефти. В том же году была установлена нефтегазоносность V горизонта. В апреле 1949 г. нефтеразведка Майлису-IV была реорганизована в нефтепромысел. В январе 1950 г. месторождение введено в разработку и в том же году с глубины 2120 м получен фонтан газа. Промышленная разведка газовых залежей закончена в 1963 г.

**Стратиграфия.** В строении складки Майлису-IV принимают участие породы палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Палеозойские породы, как и в южных разрезах, представлены отложениями темных аргиллитов и тем-

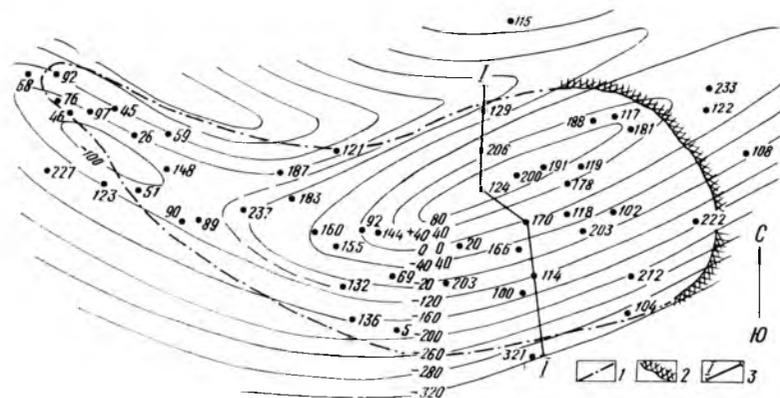


Рис. 40. Структурная карта нефтяного месторождения Майлису-IV по кровле VII горизонта палеогена (по материалам НПУ «Киргизнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности VII горизонта; 2 — граница резкого ухудшения коллекторского свойства горизонта; 3 — направление профиля (см. рис. 4).

но-зеленых хлоритизированных сланцев. Вскрытая мощность 70—100 м.

Отложения мезозоя состоят из пород юрского и мелового возраста. Их разрез более насыщен песчаником, чем юрский разрез месторождений Южной Ферганы. Общая мощность юрских отложений на площади Майлису-IV колеблется от 60 до 70 м.

В толще пород мела выделяются все свиты, характерные для Ферганской впадины: муянская (235—270 м), ляканская (50—55 м), кзыл-пиляльская (50—55 м), калачинская (90—110 м), устричная (125—135 м), яловачская (75—110 м) и пестроцветная (275—335 м). Общая мощность меловых отложений 930—1000 м.

Палеогеновые образования представлены бухарскими (40—45 м), сузакскими (10—15 м), алайскими (30—40 м), туркестанскими (35—40 м), рыштан-исфара-ханабадскими (50—55 м) и сумсарскими (50—55 м) слоями. Мощность палеогеновых отложений колеблется от 250 до 285 м.

Неогеновые отложения сложены массагетской (кирпично-красная свита 170—190 м, бледно-розовая 630—700 м) и бактрийской (200—250 м) сериями. Общая мощность неогеновых отложений составляет 1200 м.

**Тектоника.** В тектоническом отношении площадь Майлису-IV представляет собой асимметричную антиклиналь почти широтного простирания, осложненную двумя куполами (рис. 40). Восточный купол располо-

жен гипсометрически выше западного на 180 м. Ось складки вытянута в южном направлении. Длина складки по бактрийским отложениям 13—14 км, ширина 3,5 км. Северное крыло более узкое, с углами падения пород до 16°, южное — более широкое, углы падения здесь уменьшаются до 12°. Западное окончание складки хорошо улавливается в рельефе. Углы падения пород 7—8°. Восточное окончание ввиду плохой обнаженности пород прослеживается хуже. По данным бурения структурные планы по различным горизонтам совпадают. Разрывные нарушения на структуре не установлены.

Структура Майлису-IV на севере отделена от Майлису-III узким антиклинальным прогибом.

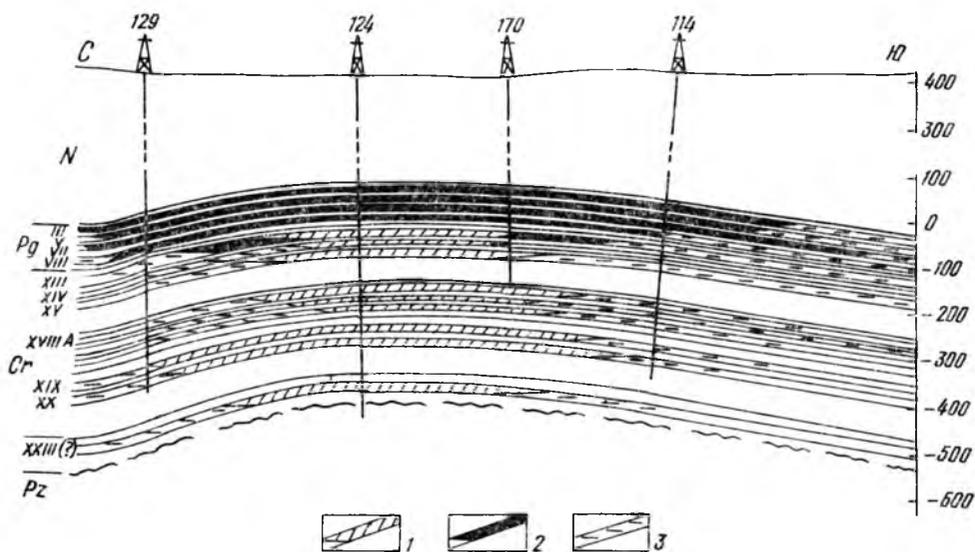


Рис. 41. Схема залегания нефти и газа на месторождении Майлису-IV.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода.

**Нефтегазоносность.** На площади Майлису-IV установлена нефтеносность III, V, VII и VIII горизонтов палеогена и газоносность XIII, XIV, XV, XVIII<sup>а</sup>, XVIII<sup>б</sup>, XVIII<sup>в</sup>, XIX, XX горизонтов мела (рис. 41). Разработка месторождения началась в 1950 г. В 1963 г. выявлена залежь газа в XXIII горизонте (юрские отложения). Кроме того, установлено наличие промысловой нефтяной залежи в I горизонте бактрийской серин неогена, откуда нефть добывается одной скважиной.

На 1 января 1968 г. общий фонд скважин промысла составляет 208. В эксплуатации находятся 202. Добыто 98894 т нефти и 4006,3 тыс. м<sup>3</sup> газа.

III горизонт залегает в верхней части сумсарских слоев и представлен серыми мелкозернистыми песчаниками. Размеры залежи III горизонта: длина 10,7 км, ширина 1,7 км, этаж нефтеносности 400 м. Площадь нефтеносности 1393 га. Общая мощность горизонта 14 м, эффективная — 6 м, пористость 14,8%, проницаемость 70 мд.

Первоначальное пластовое давление 115—145 атм, первоначальные дебиты скважин от 0,2 до 150 т/сут. Разработка III горизонта начата в 1949 г. С начала разработки до января 1968 г. добыто 277,9 тыс. т нефти. Действующий фонд состоит из 53 скважин, из которых 42 находятся в эксплуатации. Текущее пластовое давление 68 атм на западном

поднятии и 157,2 атм — на восточном, текущий дебит нефти 1,28 т/сут, текущий газовый фактор 20 м<sup>3</sup>/сут.

Нефть III горизонта характеризуется следующими параметрами: плотность 0,870 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — 0,17—0,23%; асфальтенов — 3,12; акцизных смол 38—62; кокса — 5,66, парафина — 6,18—7. Выход легких фракций: до 100°—4,25%; до 200°—13, до 300°—40,5. Вязкость нефти: Э<sub>20</sub>—9,3; Э<sub>50</sub>—1,88.

В попутном газе содержатся метан — 36,4%; азот + редкие — 4,69; сероводород — 0,013; углекислый газ — 0,46.

Воды относятся к хлоркальциевому типу. Минерализация их 1122 мг-экв т/л. В западной части структуры воды более минерализованы, чем в восточной.

В процессе разработки III горизонт совмещен с V. В работе находится 6 скважин. На 1 января 1968 г. всего добыто 2174 т нефти. Извлечено 180,1 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Газовый фактор равен 83 м<sup>3</sup>/т. Дебит нефти 1,0 т/сут. При помощи скважины 89 III горизонт совмещен с VI. Из этой скважины добыто 415 т нефти при суточном дебите 1,4 т, извлечено 14,5 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Газовый фактор равен 35 м<sup>3</sup>/т.

V горизонт представлен серыми крепкими трещиноватыми известняками. Длина нефтяной залежи V горизонта 6,6 км, ширина 0,950 км, этаж нефтеносности — 300 м. Площадь нефтеносности 460 га. Общая мощность горизонта 14 м, эффективная — 3 м. Средняя эффективная пористость составляет 10,5%, проницаемость 50 мд. Первоначальные дебиты скважин от 0,2 до 25,0 т/сут, первоначальное пластовое давление в среднем составляло 150 атм.

Разработка V горизонта началась в 1950 г. На 1 января 1967 г. добыто 277,2 тыс. т нефти и 494,4 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. По состоянию на 1 января 1967 г. действующий фонд состоит из 28 скважин, в эксплуатации находятся 27. Текущий средний дебит нефти 2,34 т, газовый фактор равен 28 м<sup>3</sup>/т, текущее пластовое давление на западном поднятии 99 атм, на восточном — 186 атм.

Нефть V горизонта характеризуется следующими данными: плотность 0,865 г/см<sup>3</sup>; содержание серы — 0,34%; асфальтенов — 2,4; акцизных смол — 33; кокса — 4,6; парафина — 5,95. Выход легких фракций: до 100°—4,9; до 200°—23; до 300°—43,1. Вязкость: Э<sub>20</sub>—3,09; Э<sub>50</sub>—1,51.

Попутный газ имеет плотность (вычислена по составу) 1,054, содержание метана — 43,7%, азота + редких — 2,72; сероводорода — 0,004; углекислого газа — 0,25.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу. Минерализация их 136 мг · экв/л. Удельный вес 1,0306 г/см<sup>3</sup>. Содержание иода (скв. 26) 12,9 мг/л, брома — 34,5 мг/л.

VII горизонт состоит из серых крепких трещиноватых известняков. Длина нефтяной залежи 8,7 км, ширина 1,25 км, этаж нефтеносности 380 м, площадь 848 га. Тип залежи сводовый, пластовый. Общая мощность горизонта 24 м, эффективная — 4 м. Пористость 8,1%, проницаемость 40 мд.

Первоначальное пластовое давление на западном поднятии 132 атм, на восточном — 188 атм, начальные дебиты нефти 0,2—20 т/сут, разработка горизонта начата в 1951 г.

На 1 января 1967 г. из VII горизонта добыто 691,7 тыс. т нефти. Действующий фонд состоит из 92 скважин, из которых 89 находятся в эксплуатации.

Текущее пластовое давление 111,8 атм на западном поднятии и 102,7 атм на восточном, текущий дебит нефти 2,16 т/сут, текущий газовый фактор 37 м<sup>3</sup>/т.

В 26 скважинах VII горизонт эксплуатируется совместно с V. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд состоит из 24 скважин. Всего добыто 9482 т нефти, дебиты скважин 1,2 т. Извлечено 455,8 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа, газовый фактор 48 м<sup>3</sup>/т.

Нефть VII горизонта имеет плотность 0,864 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — 0,33%; асфальтенов — 2,77; акцизных смол — 45,6; кокса — 4,9; парафина — 6,64. Выход легких фракций до 100° — 4,5, до 200° — 23,4, до 300° — 42,0. Вязкость Э<sub>20</sub> — 3,58, Э<sub>50</sub> — 1,71.

Плотность попутного газа, вычисленная по составу, 0,774; содержание метана — 70,4%, азота + редких — 2,72, сероводорода — 0,004, углекислого газа — 0,17. Воды горизонта хлоркальциевого типа, минерализация 106,3 мг. экв/л.

VIII горизонт сложен желтовато-серыми крепкими песчанистыми известняками. Залежь нефти приурочена к литологической ловушке, расположенной на восточном поднятии, и имеет незначительные размеры. Общая мощность горизонта 9 м, эффективная — 3 м. Пористость 12%, проницаемость незначительная — несколько миллидарси. Всего из VIII горизонта отобрано 6,2 тыс. т нефти. VIII горизонт эксплуатируется совместно с VII.

На 1 января 1968 г. действующий фонд составляет 2 скважины. Отобрано 1503 т нефти с текущим дебитом 2,2 т/сут и 38,4 тыс. м<sup>3</sup> газа. Газовый фактор 26 м<sup>3</sup>/т.

По составу нефть и газ VII горизонта аналогичны нефти и газу VIII горизонта.

XIII горизонт находится в верхней части пестроцветной свиты и представлен буровато-красными разнородными песчаниками. Общая мощность горизонта 80, эффективная — 17 м. Пористость 13,7%, проницаемость 603 мд.

XIII горизонт содержит две газовые залежи. Одна находится на западном поднятии, другая — на восточном, причем с небольшой нефтяной оторочкой на южном крыле. Длина залежи западного поднятия 3,5 км, ширина — 1,4 км, этаж газоносности 60 км. Длина залежи восточного поднятия 5,8 км, ширина 1,3 км, этаж газоносности 130 м.

Первоначальные дебиты газа 20—200 тыс. м<sup>3</sup> при 11—15-миллиметровом штуцере, дебиты нефти до 15—40 т/сут. Начальное пластовое давление на западном поднятии 153,1 атм, на восточном — 118 атм. На 1 января 1968 г. действующий фонд исчислялся одной скважиной. Добыто 1372 т нефти, 686 тыс. м<sup>3</sup> газа. Текущие дебиты нефти 2,0—3,0 т/сут, газовый фактор 500 м<sup>3</sup>/т. С начала разработки добыто 41,5 тыс. т нефти.

Плотность ее 0,811 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — 0,063%; асфальтенов — 2,16; акцизных смол — 24; силикагелиевых смол — 14,28; кокса — 2,16; парафина — 23. Выход легких фракций: до 100° — 2%; до 200° — 31%; до 300° — 56%.

Газ имеет плотность (воздух-1) 0,687 г/см<sup>3</sup>; содержит метана — 93,6%; углекислого газа — 0,051, сероводорода нет.

Воды горизонта сульфатно-натриевого типа, минерализация их 2,3—14 г/л. В отдельных скважинах встречаются воды хлоркальциевые, сильно минерализованные. Воды горизонта имеют удельный вес 1,003 г/см<sup>3</sup>; содержание иода 0,87 г/л, брома 13,84 г/л, сероводород не обнаружен, рН — 7,2.

XIV горизонт залегает в средней части пестроцветной свиты. Он представлен серовато-красными, разнородными песчаниками и прослоями мелкогалечных конгломератов. Общая мощность его 30 м, эффективная — 6 м, пористость 10%, проницаемость не определялась.

Газовая залежь приурочена к восточному поднятию. Длина ее

5,2 км, ширина 1,7 км, этаж газоносности 123 м. Тип залежи сводово-пластовый, на востоке она стратиграфически экранирована.

Залежь разрабатывается с 1961 г. Начальный дебит газа 244 тыс. м<sup>3</sup>/сут. при 7-миллиметровом штуцере. Начальное пластовое давление 168,3 атм. С начала разработки добыто 270 тыс. м<sup>3</sup> газа. Текущее пластовое давление 168,3 атм. В настоящее время XIV горизонт находится в консервации.

Плотность газа (воздух-1) 0,626 г/см<sup>3</sup>; содержание метана — 95,9%, углекислого газа — 0,1; сероводород не обнаружен.

Воды XIV горизонта хлоркальциевые, характеризуются следующими параметрами: удельный вес 1,003 г/см<sup>3</sup>; содержание микрокомпонентов: иода — 2,175 мг. экв/л; брома — 328,7 мг. экв/л; рН — 5,6. Минерализация 67,622 мг. экв/л.

XV горизонт залегает в нижней части пестроцветной свиты и представлен песчаниками с прослоями мелкогалечных конгломератов и глин. Средняя мощность горизонта 30 м, эффективная — 5,7 м, средняя пористость 10,2%, проницаемость не определялась. Газовая залежь находится на восточном поднятии и содержит небольшую, не имеющую промышленного значения нефтяную оторочку. Длина залежи 5,3 км, ширина 1,5 км, этаж газоносности 110 м. Тип залежи пластовый, сводовый.

Залежь начала разрабатываться в 1961 г. Начальный дебит газа 40 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 10-миллиметровый штуцер, пластовое давление 134 атм. С начала разработки добыто 130 тыс. м<sup>3</sup> газа. Текущее пластовое давление 104,6 атм. В настоящее время горизонт находится в консервации.

Газ имеет плотность (воздух-1) 0,670 г/см<sup>3</sup>, содержание метана — 94,6%; углекислого газа — 0,670; сероводород не обнаружен.

Удельный вес 1,027 г/см<sup>3</sup>, содержание микрокомпонентов: иода — 2,61 мг/л; брома — 173,0 мг/л; рН — 7,2; минерализация 43,331 г. экв/л. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

XVIII а горизонт залегает в средней части калачинской свиты и сложен красными крупнозернистыми рыхлыми песчаниками с прослоями гравийников. Общая мощность горизонта 40 м, эффективная — 7,2 м по восточному поднятию и 8,7 м по западному. Средняя пористость 18,5%. Проницаемость 996 мд.

Газовая залежь имеет на западном поднятии длину 4,3 км, ширину 2,1 км, высоту 145 м, на восточном — соответственно 6,3 км, 1,4 км, 195 м. Тип залежи пластовый, сводовый. Начальный дебит газа 75—350 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 10—15-миллиметровый штуцер. Первоначальное пластовое давление 115 атм.

XVIII б горизонт находится в подошве калачинской свиты и представлен красными рыхлыми песчаниками. Общая мощность горизонта 52 м, эффективная на западном поднятии — 9,9 м, на восточном — 10,1 м. Пористость 15,3%, проницаемость 997 мд. Размеры залежи на восточном поднятии: длина 5,5 км, ширина 1,2 км, высота 150 м, на западном соответственно 3,5 км, 1,5 км, 105 м. Тип залежи пластовый, сводовый. Первоначальный дебит газа 70—350 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 27 атм.

XVIII в горизонт залегает в средней части кызылпияльской свиты и состоит из буро-красных крупнозернистых песчаников. Общая мощность горизонта 31 м, эффективная на восточном и западном поднятиях соответственно 7,5 и 4 м. Пористость 11%, проницаемость не определялась. Длина газовой залежи на западном поднятии 2 км, ширина 0,5 км, этаж газоносности 22 м, на восточном соответственно 4,3 км, 1,2 км. Залежь отнесится к типу пластовых, сводовых. Начальный де-

бит газа 5—350 тыс.  $m^3/сут$  через 10—12-миллиметровые штуцера. Начальное пластовое давление 208 атм.

Залежи XVIII а, XVIII б, XVIII в горизонтов разрабатываются с 1959 г. совместно. Действующий фонд составляет 6 скважин. Всего с начала разработки добыто 678677 тыс.  $m^3$  газа. Текущий дебит 195 тыс.  $m^3/сут$ , текущее пластовое давление 195 атм.

Газ имеет следующую характеристику: плотность (воздух-1) 0,629—0,665 г/см<sup>3</sup>, содержание углекислого газа — 0,008%; азота + редких — 7,0—14,0%; метана — 78,0—96,4; сероводорода нет.

Воды горизонтов хлоркальциевые с удельным весом 1,002—1,006 г/см<sup>3</sup>. Минерализация их 6,99—13,484 г. экв/л, рН — 6,8—7,4.

XIX горизонт залегаєт в средней части муянской свиты и сложен бурыми и красными глинистыми, местами рыхлыми песчаниками. Средняя мощность горизонта 14 м, эффективная — 3,7 м. Пористость 10%, проницаемость 45 мд.

Залежи газа имеются и на западном, и на восточном поднятиях. Длина залежи на восточном поднятии — 4,5 км, ширина — 1,7 км, высота — 330 м, на западном соответственно 3,5 км, 1,4 км, 90 м. Залежь пластовая, сводовая.

Первоначальные дебиты газа 10—15 тыс.  $m^3/сут$  через 10—12-миллиметровые штуцера. Начальное пластовое давление 320 атм.

Залежь разрабатывается с 1961 г. С начала разработки добыто 172162,4 тыс.  $m^3$  газа.

Газ имеет плотность (воздух-1) 0,633 г/см<sup>3</sup>; содержание метана — 96,8%; углекислого газа — 0,2; сероводород отсутствует.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу. Минерализация 105—120 г/л.

XX горизонт находится в средней части муянской свиты и представлен красно-бурными мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. Общая мощность 15 м, эффективная — 3,7 м. Пористость 7,2%, проницаемость 20 мд.

В XX горизонте залежи газа выявлены на восточном и западном поднятиях. На восточном поднятии длина залежи 3,1 км, ширина 1,1 км, высота 170 м, на западном соответственно 2,3 км, 1,0 км и 60 м. Залежь относится к типу пластовых, сводовых. Разработка ее началась в 1961 г.

Начальные дебиты газа 77—523 тыс.  $m^3/сут$  через 12-миллиметровый штуцер, начальное пластовое давление 332 атм.

С начала разработки добыто 84486,4 тыс.  $m^3$  газа.

На 1 января 1968 г. действующий фонд составляет одна скважина. Текущее пластовое давление 83,5 атм.

Газ имеет плотность (воздух-1) 0,637; содержание метана 95,35%; углекислого газа 0,1; сероводорода нет.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу.

XXIII горизонт залегаєт среди юрских отложений и представлен серыми мелкозернистыми песчаниками. Общая мощность горизонта 35 м, пористость 18—25%, проницаемость 15—325 мд.

Газоносность горизонта установлена в 1963 г. в скв. 231. Начальный дебит газа 178 тыс.  $m^3$  при 26-миллиметровом штуцере, пластовое давление 303 атм.

С начала разработки добыто 27699 тыс.  $m^3$  газа. Текущее пластовое давление 302 атм. В настоящее время скважины, пробуренные на XXIII горизонте, законсервированы.

**История разработки месторождения.** Месторождение Майлису-IV — типичный пример многопластового газо-нефтяного месторождения.

Характерной особенностью строения палеогеновых продуктивных горизонтов является сильная изменчивость их литологического состава и односторонность напора контурных вод, в связи с чем первоначальные контуры нефтеносности имели наклон по отношению к горизонтальной плоскости. В связи с этим залежи смещены на 100—280 м к северо-западу.

Разработка месторождения начата в 1949 г. вводом в эксплуатацию скважины 3 и сейчас осуществляется нефтепромыслом «Избаскент» НПУ

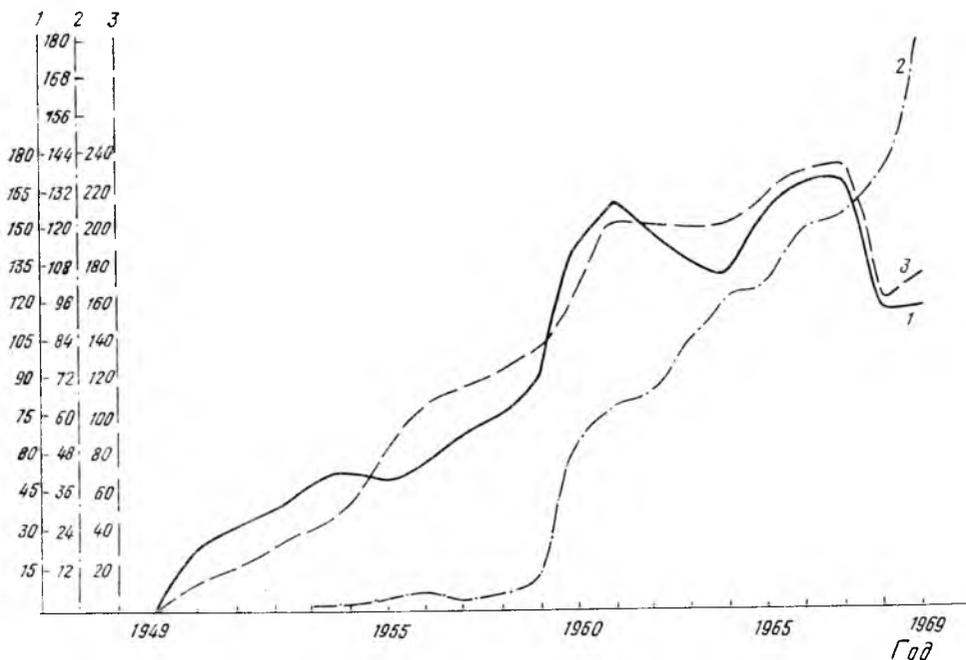


Рис. 42. История разработки месторождения Майлису-IV.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

«Киргизнефть» (рис. 42). В 1950 г. в разработку подключена залежь V горизонта, а в 1951 г. — залежь VII горизонта. Разбуривание залежей начато в 1951 г. по треугольной сетке. Размещение скважин по площади неравномерное.

На 1 января 1968 г. на месторождении пробурено 283 скважины, при этом плотность сетки по залежам колебалась в пределах 9—26 га на скважину.

Годовая добыча нефти растет пропорционально количеству вводимых скважин и к 1961 г. достигает 160,7 тыс. т при действующем фонде 202 скважины. Добыча нефти осуществлялась механизированным способом. Режим разработки залежей упруго-водонапорный.

С 1961 г. отмечается увеличение добычи воды, связанное с обводнением приконтурных скважин. В связи с этим начинается отключение отдельных эксплуатационных скважин из действующего фонда и спад годовых отборов нефти к 1964 г. до 131,0 тыс. т.

Наличие обводненных приконтурных скважин и непрерывное падение пластового давления вызвало необходимость поддержания пластового давления залежей, что было осуществлено к 1961 г. путем закачки

воды в обводненные скважины. Одновременно с заводнением начали уплотнять сетки эксплуатационными скважинами. Все это позволило к 1967 г. довести добычу нефти до максимума — 169,7 тыс. т при действующем фонде 283 скважины.

На 1 января 1968 г. заводнение залежи осуществляется через 35 нагнетательных скважин с суточным объемом 574 м<sup>3</sup>. Наибольшая удельная закачка падает на долю залежи VII горизонта, в которой закачка производилась из 20 нагнетательных скважин с суммарным объемом воды 495 м<sup>3</sup>/сут.

Всего от заводнения с начала процесса дополнительно добыто 80,8 тыс. т нефти. Наибольший прирост отмечается по залежи VII горизонта (68,4 тыс. т). Всего по месторождению было закачено 1095 тыс. м<sup>3</sup> воды, при этом удельный расход ее составляет 16 м<sup>3</sup> на 1 т нефти.

Ввиду литологической изменчивости коллекторов, контур нефтеносности неравномерно перемещается по площади и на сегодняшний день имеет сложную конфигурацию.

На 1 января 1968 г. извлечено из III горизонта 277,9 тыс. т нефти, из V—277,2, из VII—691,7, из IX 6,2 тыс. т. Текущая нефтедобыча по залежам очень низка по сравнению с другими залежами месторождений Ферганы и колеблется в пределах 4—17,4%. Остаточные извлекаемые запасы нефти по месторождению Майлису-IV могут быть извлечены путем уплотнения сетки эксплуатационных скважин до 8 га на скважину. Низкая текущая нефтеотдача объясняется, во-первых, медленным темпом разбуривания и, во-вторых, плохими коллекторскими свойствами горизонтов.

Учитывая тип залежи и коллекторские свойства горизонтов, следует осуществлять комбинированно-приконтурное заводнение одновременно с осевым, что обеспечит наибольший эффект.

### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИЗБАСКЕНТ

Месторождение Избаскент открыто в 1951 г. Оно расположено на территории Ленинского района Ошской области Киргизской ССР, в 10—15 км к северо-востоку от районного центра Ленин-Джол.

В орографическом отношении площадь представляет собой увал широтного простирания, абсолютные отметки которого достигают 1015—1020 м. В южном направлении увал постепенно выволаживается и сливается с Ферганской долиной.

Избаскентская площадь впервые была закартирована в 1933 г. Г. И. Шатовым. Позднее (1938—1939 гг.) И. П. Зубов, а затем Г. М. Аладатов произвели инструментальную съемку и составили детальную геологическую карту этой площади. Глубокое разведочное бурение было начато в 1946 г. Открывательницей месторождения явилась скважина 3, которая в 1950 г. при испытании III горизонта сумсарских слоев палеогена дала фонтан нефти с дебитом 10 т/сут. В этом же году была установлена нефтеносность V и VII горизонтов палеогена. В 1957 г. начата разведка меловых отложений, но только в 1963 г. при испытании XIII горизонта из пестроцветной свиты верхнемеловых отложений был получен фонтан газа со свободным дебитом 1,0 млн. м<sup>3</sup>/сут. Промышленная разработка месторождения начата в 1956 г.

**Стратиграфия.** В строении Избаскентской складки принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена. Палеозойские породы представлены отложениями темно-серых аргиллитов и черных плотных сланцев. Вскрытая мощность 300 м. Отложения мезозоя сложены породами юрского и мелового возрастов.

Отложения юрской системы представлены породами, характерными для Северной Ферганы. Мощность их достигает 350 м.

Меловые отложения залегают на породах юры с разрывом. Они представлены муянской (285—340 м), ляканской (65—70 м), кзылпияльской (60—65 м), калачинской (80—90 м), устричной (140—150 м), яловачской (110—125 м) и пестроцветной (260—320 м) свитами.

Палеогеновые отложения состоят из бухарских (75—85 м), сузакских (10—20 м), алайских (45—50 м), туркестанских (40—60 м), риштан-исфара-ханабадских (75—80 м) и сумсарских (80—90 м) слоев.

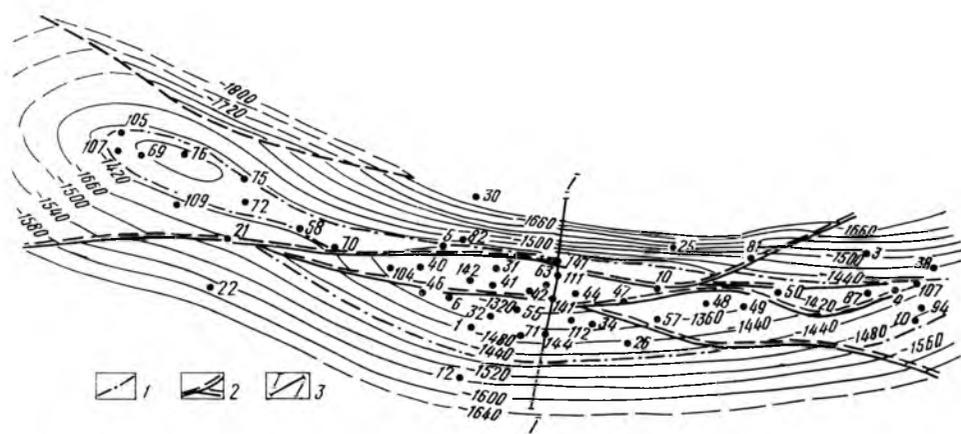


Рис. 43. Структурная карта нефтяного месторождения Избаскент по кровле палеогена (по материалам НПУ «Киргизнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности V горизонта; 2 — линия нарушений; 3 — линия профиля.

Неогеновая система подразделяется на массагетскую и бактрийскую серии общей мощностью от 1960 до 2365 м (массагетская 1220—1360 м, бактрийская 900—1000 м).

**Тектоника.** Избаскентская антиклиналь входит в Майлисуйскую группу складок. В тектоническом отношении она представляет собой асимметричную складку почти широтного простирания (рис. 43). Ось складки слегка изгибается и обращена выпуклостью к югу. По выходящим на поверхность отложениям неогена длина складки достигает 30—35, ширина 6—7 км. Северное крыло крутое (30—35°), южное более пологое (15—18°), постепенно выполаживающееся до 3—4°. По отложениям палеогена строение структуры более сложное. На общем поднятии к западу и к востоку от сводовой части складки обособляются небольшие купола. По отношению к общему поднятию восточный купол расположен на 80 м ниже, а западный на 120. Длина складки по отложениям палеогена составляет 10 км, ширина 1,8 км.

Структура осложнена несколькими тектоническими нарушениями. Так, на северном крыле в западной части складки проходит нарушение с амплитудой около 120 м. Второе нарушение прослеживается на южном крыле и также в западной части структуры. Оно разветвляется и проходит на востоке по сводам центрального и восточного куполов, причем в восточной части складки наблюдаются четыре ветви разрывов, расходящиеся к востоку. Плоскости всех нарушений имеют южное падение под углами 60—70°. Амплитуда этих нарушений не превышает 25 м. Они изучены в скважинах 144, 141, 111 в. Хотя амплитуда этих разрывов небольшая, они проникают до фундамента.

Кроме отмеченных выше, имеется целый ряд локальных разрывов, образующих небольшие блоки.

**Нефтегазобильность.** Месторождение Избаскент многопластовое. Промышленные залежи нефти находятся в III, V, VII и VIII горизонтах палеогена (рис. 44). В XIII горизонте (верхний мел) имеется залежь газа.

Открывательницей месторождения является скважина 3, давшая из III горизонта фонтан нефти с дебитом 10 т/сут. В 1963 г. при опробовании XIII горизонта получен фонтан газа с дебитом 1,0 млн. м<sup>3</sup>/сут.

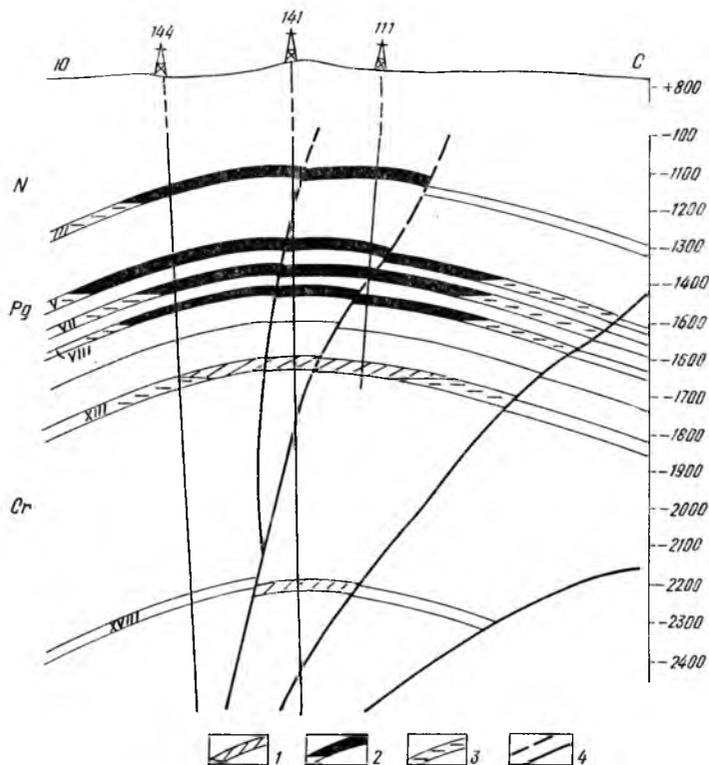


Рис. 44. Схема залегания нефти и газа на месторождении Избаскент.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — нарушения.

Кроме того, в поднадвиговой части структуры скважиной 141 выявлена газовая залежь в отложениях ляканской свиты. Дебит газа при 19,9-миллиметровом штуцере равен 224,33 тыс. м<sup>3</sup>/сут при пластовом давлении 396 атм.

Промышленная разработка месторождения начата с 1956 г. Всего с начала разработки на 1 января 1968 г. добыто 2651,2 тыс. т нефти.

Ниже дается характеристика продуктивных горизонтов.

III горизонт представлен серыми мелкозернистыми известковистыми песчаниками с прослоями малиновых глин. Общая мощность горизонта 20—30 м, эффективная — 6—10 м. Пористость пород колеблется от 6 до 30%, проницаемость — от 0 до 300 мд.

Нефтеносность III горизонта была выявлена в 1950 г. скважиной 3,

давшей фонтан нефти с дебитом 10 т/сут. Нефтяные залежи установлены на всех трех поднятиях: центральном, восточном и западном. Средняя глубина залегания горизонта 2215 м. Начальные дебиты составляли от 0,5 до 150 т/сут, первоначальное пластовое давление в пределах контура нефтеносности — 305,7 атм. Начальный газовый фактор — 40—50 м<sup>3</sup>/т.

На 1 января 1968 г. действующий фонд составляет 15 скважин. Из них дают продукцию 11 скважин, 3 скважины контрольные и в одной ведутся работы по ликвидации аварий. Текущий дебит нефти равен 1,18—0,75 т/сут. Пластовое давление с начала разработки упало на 42,4 атм, в настоящее время оно составляет 263,3 атм. На 1 атм падения пластового давления добыто 2657 нефти. С начала разработки III горизонта отобрано 112661 т нефти. Плотность ее 0,851—0,852 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,21% или следы, асфальтенов 0,8—1,5 г/см<sup>3</sup>; акцизных смол 24,0—35,0; кокса 4,45; парафина 6,0—7,3%. Выход легких фракций: до 100° — 6%; до 200° — 22%, до 300° — 50%. Вязкость: Э<sub>20</sub> — 5, Э<sub>50</sub> — 2.

Кроме того, за отчетный год из III горизонта извлечено 378,9 тыс. м<sup>3</sup> газа, но утилизировано лишь 11 тыс. м<sup>3</sup>, тогда как остальная часть (367,9 тыс. м<sup>3</sup>) выпущена в воздух. Попутный газ имеет следующие параметры: плотность (воздух=1) 0,942 г/см<sup>3</sup>, сероводород и углекислый газ не обнаружены, содержание азота + редких 3,4%; метана 57,0.

Воды III горизонта имеют следующую характеристику: удельный вес 1,035 г/см<sup>3</sup>, минерализацию 48,8 г/кг. Содержание микрокомпонентов: иода 14,81 г/л; брома 2,0; аммиака 5,0 мг/л; рН=7,7. Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу.

V горизонт представлен светло-серыми трещиноватыми известняками с прослоями серых плотных известковистых песчаников, мергелей и зеленых глин. Общая мощность горизонта 15—16 м, эффективная 6—7 м. Пористость пород 6—30%, проницаемость от 0 до 600 мд. Средняя глубина залегания 2280 м.

Залежь введена в разработку в 1951 г. Начальные дебиты нефти 0,5—150 т/сут, первоначальное пластовое давление 293,2 атм. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд состоит из девяти скважин, в том числе пять дают продукцию, три контрольные и одна нагнетательная. Текущие дебиты 6,3—10,3 т/сут. Текущее пластовое давление 228,5 атм. Газовый фактор равен 57 м<sup>3</sup>/т.

С начала разработки из V горизонта добыто 368934 т нефти. Плотность ее 0,864 г/см<sup>3</sup>; содержание серы 0,33%; акцизных смол до 35,0; парафина 6,0; метана 50,0; углекислого газа 12,6. Воды V горизонта имеют удельный вес 1,0584—1,0422 г/см<sup>3</sup>, содержание микрокомпонентов: иода 8,037 г/л; брома 20,0 г/л; сероводорода нет, аммиака 22,2—37,5 г/л; рН=7,2. Минерализация 57,970—79,490 г экв/л. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

VII горизонт сложен в основном серыми массивными известняками с прослоями зеленовато-серых песчаников и зеленых глин. Общая мощность горизонта 30 м, эффективная — 8 м. Пористость пород составляет 15—20%, проницаемость 101—506 мд. Этаж нефтеносности 140 м. Залежь нефти в VII горизонте имеется только на западном поднятии. Длина залежи 1,5 км, ширина 0,5 км, высота 30 м, первоначальные дебиты 1—150 т/сут, начальное пластовое давление 309—316 атм, начальный газовый фактор 60 м<sup>3</sup>/т. Нефтяная залежь VII горизонта введена в разработку в конце 1951 г.

На 1 января 1967 г. эксплуатационный фонд составлял восемь скважин, из них две действующие, одна в капитальном ремонте, одна нагнетательная, три контрольные, одна в работе по ликвидации. Текущий

дебит 1,21 т/сут, текущее пластовое давление 225 атм, текущий газовый фактор 80 м<sup>3</sup>/т. С начала разработки добыто 414249 т нефти. По своим особенностям нефть и растворенный в нефти газ VII горизонта аналогичны нефти и газу V горизонта.

Воды горизонта имеют удельный вес 1,0727—1,0436; содержание иода 9,49—15,86 г/л; брома 20—98; сероводорода нет, аммиака 20—50 г/л; рН=6,8—7,6. Степень минерализации 55,650—99,669 г-экв/л. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

На месторождении имеются скважины, при помощи которых совместно ведется разработка V и VII горизонтов. На 1 января 1968 г. действующий фонд таких скважин составлял шесть, нагнетательных две, контрольная одна. Всего отобрано 130190 т жидкости, в том числе 15448 т нефти и 114742 т воды. С начала разработки добыто 848,8 тыс. т нефти. Средний дебит скважин 6,28 т/сут, пластовое давление 237 атм, средний газовый фактор 59 м<sup>3</sup>/т. Кроме того, за истекший год добыто 914,1 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа, утилизировано 703 тыс. м<sup>3</sup>, выпущено в воду 211,1 тыс. м<sup>3</sup>.

VIII горизонт залегает на 30 м ниже VII и состоит из доломитизированных светло-серых пористых известняков. Общая мощность горизонта 15 м, эффективная в среднем 8 м. Пористость 10—20%, проницаемость 100—1000 мд. Средняя глубина залегания горизонта 2400 м. Нефтеносны центральное и западное поднятие. Длина залежи 6,8 км, ширина 0,9 км, этаж нефтеносности 100 м. Разработка горизонта начата в 1955 г. после получения фонтанной нефти в скважине 23.

Начальные дебиты нефти 40—180 т/сут, первоначальное пластовое давление 393,3 атм, начальный газовый фактор 75 м<sup>3</sup>/т.

На 1 января 1968 г. действующий фонд скважин составлял 11, нагнетательных 5, и контрольных 3. Восьмой горизонт является самым продуктивным. Его удельный вес от всей добычи — 64,6%. Средний текущий дебит скважин равен 15,8 т/сут, текущее пластовое давление — 208,7 атм, средний газовый фактор — 81 м<sup>3</sup>/т. С начала разработки добыто 1678568 т нефти. Она аналогична нефти V горизонта.

Воды VIII горизонта относятся к хлоркальциевому типу. В солевом составе преобладают хлориды натрия. Степень минерализации 83,0 г/л.

XIII горизонт газоносен, он выделяется в средней части пестроцветной свиты и представлен буровато-красными среднезернистыми песчаниками. Общая мощность горизонта 60 м, эффективная — 15 м. Пористость колеблется от 23,7 до 25%, проницаемость — 310—3360 мд. Средняя глубина залегания горизонта 2550 м, длина газовой залежи — 2, ширина — 0,5 км, высота — 30 м.

Разработка ведется с 1960 г.

Первоначальные дебиты газа — 0,5—1,0 млн. м<sup>3</sup>/т. Начальное пластовое давление — 280 атм. Всего с начала разработки на 1 января 1968 г. добыто 45440 тыс. м<sup>3</sup> газа, пластовое давление — 274 атм. В настоящее время из-за обводненности скважин газ не добывается.

Газ XIII горизонта имеет плотность (воздух-1) 0,621 г/см<sup>3</sup>, содержание метана — 86,7%. Воды относятся к хлоркальциевому типу, минерализация составляет 38,8 г/л.

XVIII горизонт находится в ляканской свите и представлен желваковидными трещиноватыми, розовато-серыми, иногда буровато-красными известняками, мелко- и среднезернистыми песчаниками и темно-бурыми глинами, переходящими в алевролиты.

Залежь находится в поднадвиговой части структуры и содержит газ. Открывательницей явилась скважина 141. Разработка началась в 1965 г., действующий фонд составляет две скважины. Всего с начала

разработки добыто 66788 тыс. м<sup>3</sup> газа. Текущие дебиты 100 тыс. м<sup>3</sup>, текущее пластовое давление 395,8 атм.

**История разработки месторождения.** На многопластовом газонефтяном месторождении Избаскент нефтеносными являются III, V, VII и IX горизонты палеогена, газоносным оказался XIII горизонт верхнего мела. Залежи пластовые, сводовые, осложненные тектоническими нарушениями.

Балансовые запасы колеблются в пределах 1,31—1 3,18 млн. т и в целом по месторождению размещаются в III, V, VII, VIII горизонтах.

Разработка месторождения пачата в 1950 г. вводом в эксплуатацию залежи III горизонта.

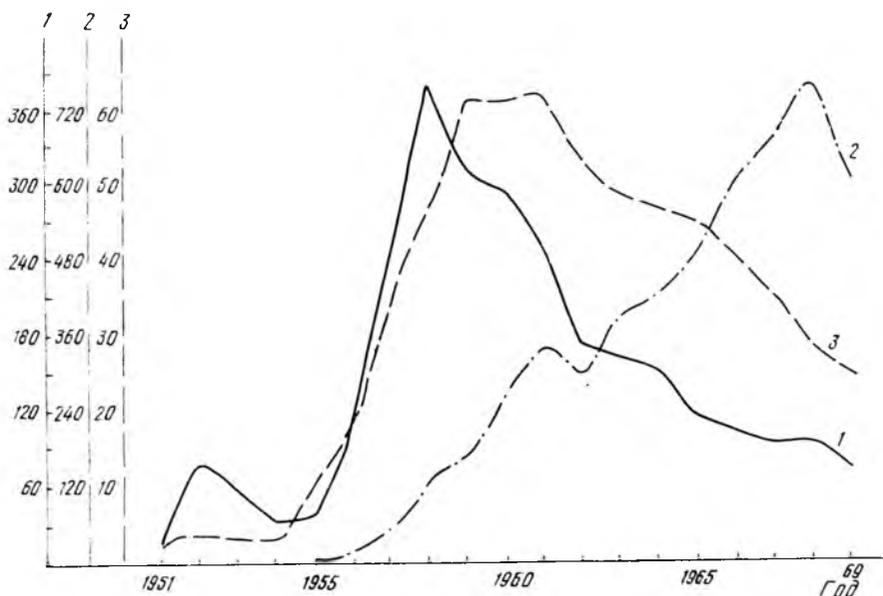


Рис. 45. История разработки месторождения Избаскент.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

Эксплуатационные скважины размещены по треугольной сетке на расстоянии 300—350 м друг от друга. Разбуривание начато в 1956 г., закончено в 1959. Всего на месторождении пробурено более 60 скважин, плотность сетки составляет 8 га на одну скважину.

По мере разбуривания залежи отмечается рост годовых отборов нефти (рис. 45). Максимум годового отбора был достигнут в 1958 г. — 392,4 тыс. т при действующем фонде 47 скважин. Последующие 1959—1967 годы разработки характеризуются истощением пластовых энергий и обводнением залежей.

В 1962 г. для интенсификации добычи нефти в залежах V, VII и IX горизонтов приступили к заводнению путем закачки воды в законтурную часть в шести скважинах. Благодаря хорошей связи залежи с законтурной областью эксплуатационные скважины быстро начали реагировать. В 1964—1965 гг. отмечался рост пластового давления. Всего на 1 января 1968 г. в залежь IX горизонта закачено 3060,8 тыс. м<sup>3</sup> воды и отобрано 3722 тыс. т жидкости. Суммарный прирост нефти от закачки по залежи IX горизонта составляет 254,7 тыс. т.

На 1 января достигнутая нефтеотдача по залежам колеблется в пределах 11—53,5%. Наибольшая отдача отмечается в залежи IX горизонта.

На месторождении Избаскент в последние годы широко внедряются прогрессивные методы добычи нефти. В 1967 г. эксплуатация осуществлялась тремя способами: глубоконасосным, газлифтным и электропогруженными насосами. Наиболее эффективным оказался газлифтный метод.

Всего из месторождения извлечено 2644 тыс. т нефти. Остаточные запасы должны быть добыты путем широкого применения площадного заводнения с форсированным отбором жидкости высокопроизводительными электропогруженными насосами.

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ БОСТОН

Месторождение Бостон открыто в 1952 г. Оно расположено в юго-восточной части Ферганской долины на территории Ходжибадского района Андижанской области Узбекской ССР. В 15 км к северо-западу от месторождения находится г. Андижан.

В морфологическом отношении описываемая территория представляет собой небольшой увал широтного простирания, входящий в зону адыров Андижанской группы нефтяных месторождений. На востоке Бостонский увал примыкает к долине Андижанская, на западе погружается, сливаясь с южным склоном Андижанского адыра.

Рельеф площади обусловлен литологическим составом пород. Северный склон, сложенный на поверхности конгломератами, обладает крутыми и скалистыми формами; южный, состоящий из песчано-глинистых пород, имеет плавные очертания.

Поверхность описываемой площади изрезана множеством оврагов, узких и крутых в верховьях, широких и пологих в местах слияния с долиной.

Ближайшими к месторождению водными артериями являются реки Андижансай и Шарихансай.

Бостонскую складку глазомерной съемкой выделил в 1934 г. Г. И. Шатов. В 1937 г. гравиметрической съемкой одновременно была закартирована и Бостонская антиклиналь. В 1944 г. М. Т. Сафаралиев провел геологическую съемку Андижанской, Ходжибадской и Бостонской складок. В 1945 г. на этих же площадях с целью их подготовки к промышленной разведке М. Т. Сафаралиев и В. А. Бабахян произвели детальное геологическое картирование. В этом же году на Бостонской и Андижанской площадях была проведена углеводородная съемка. В 1948 г. на Бостонской антиклинали начато глубокое бурение и к 1949 г. в центральной ее части пробурено три разведочные скважины. Установлено, что в своде складки размыта до бухарских слоев, на которых с резким угловым несогласием залегают породы бактрийской серии. При опробовании V, VI, VII и VIII горизонтов в скважинах признаков нефти и газа не обнаружено, в связи с чем разведка была прекращена и вновь начата в 1951 г.

В 1951—1952 гг. из скважин 140, 252 и других, расположенных в синклинальном прогибе, разобщиавшем Бостонскую и Южно-Аламышикскую складки, из III горизонта сумсарских слоев палеогена была получена нефть. В 1952 г. из скважины 268 был получен фонтан нефти дебитом 12 т/сут. Затем в 1953 г. после опробования III горизонта в разведочных скважинах 381 и 385, давших безводную нефть, на площади Бостон началось эксплуатационное бурение.

**Стратиграфия.** В строении Бостонской складки принимают участие юрские, меловые, неогеновые и палеогеновые отложения.

Юрские отложения вскрыты в нескольких скважинах, их мощность доходит до 195 м.

В толще пород мела выделяются все свиты, характерные для Ферганской впадины: муянская (390—420 м), льянская (40—50 м), калачинская (110—160 м), устричная (80—100 м), яловачская (200—230 м), пестроцветная (130—150 м) и чангырташская (90—95 м). Общая мощность колеблется от 1260 до 1445 м.

Палеогеновые отложения сложены бухарскими (120—130 м), сузакскими (0—30 м), алайскими (0—60 м), туркестанскими (0—45 м), ристан-исфара-ханабадскими (0—110 м) и сумсарскими (0—90 м) слоями.

Отложения неогеновой системы представлены массагетской и бактрийской сериями. Породы имеют континентальное происхождение. Их общая мощность колеблется от 450 до 750 м.

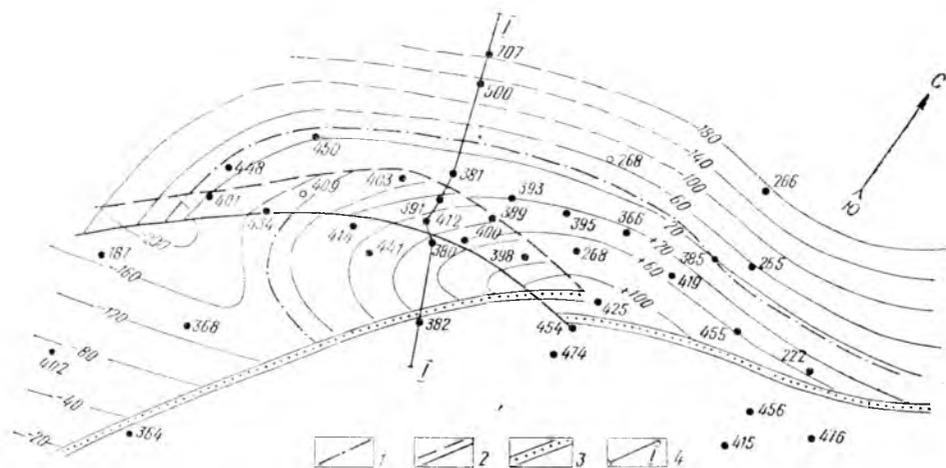


Рис. 46. Структурная карта нефтяного месторождения Бостон по кровле III продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности III горизонта; 2 — линия нарушения; 3 — граница размыта III горизонта; 4 — направление профиля (см. рис. 47).

**Тектоника.** Бостонское месторождение приурочено к антиклинальной складке, ограниченной с запада и востока небольшими синклинальными прогибами, которые отделяют ее от Ходжибадской и Южно-Аламышикской структур. Ось складки вытянута с запада на восток, а в пределах восточного замыкания полого изгибается на северо-восток.

По неогеновым отложениям — это асимметричная антиклиналь с пологим северным и крутым южным крылом. Северное крыло имеет углы падения пород 5—10°, а южное — 15—20°. Свод складки узкий, но углы падения пород в присводовой части не превышают 5°. На западе и востоке складка постепенно погружается, что хорошо выражено замыканием маркирующих горизонтов и понижением рельефа. Углы падения на западной части периклинали составляют 10°, на восточной — 5—8°.

В палеогеновых отложениях складка имеет более сложное строение (рис. 46). В результате бурения установлено, что на своде складки размыта до бухарских слоев, причем к югу от оси складки в центральной части структуры углы падения пород в отложениях сумсарских слоев составляют 12—14°, выполаживаясь на периклиналих до 8—10°.

В отложениях мела антиклиналь довольно пологая. Длина ее 4 км, ширина 2 км. Углы падения меловых пород на юго-восточном крыле равны 10—12°, на северо-западном 5—6°. В западной части складки установлено нарушение типа взброса-надвига. Плоскость нарушения падает в

основном в северном направлении. Угол наклона сместителя в отложениях бактрия 40—45°, а в палеогене — 20—25°. Горизонтальное смещение на западе (в районе скважины 380 и 412) достигает 270 м, в восточном направлении (в районе скважин 425 и 348) увеличивается до 400 м. Амплитуда вертикального смещения составляет 150—170 м.

В меловых отложениях прослеживается нарушение в виде надвига, простирающееся в широтном направлении. Угол наклона сместителя равен 30—35°, амплитуда смещения составляет 130—150 м.

**Нефтеносность.** Залежи нефти на Бостонском месторождении (рис. 47) обнаружены в I горизонте (бактрийская серия) в кирпично-

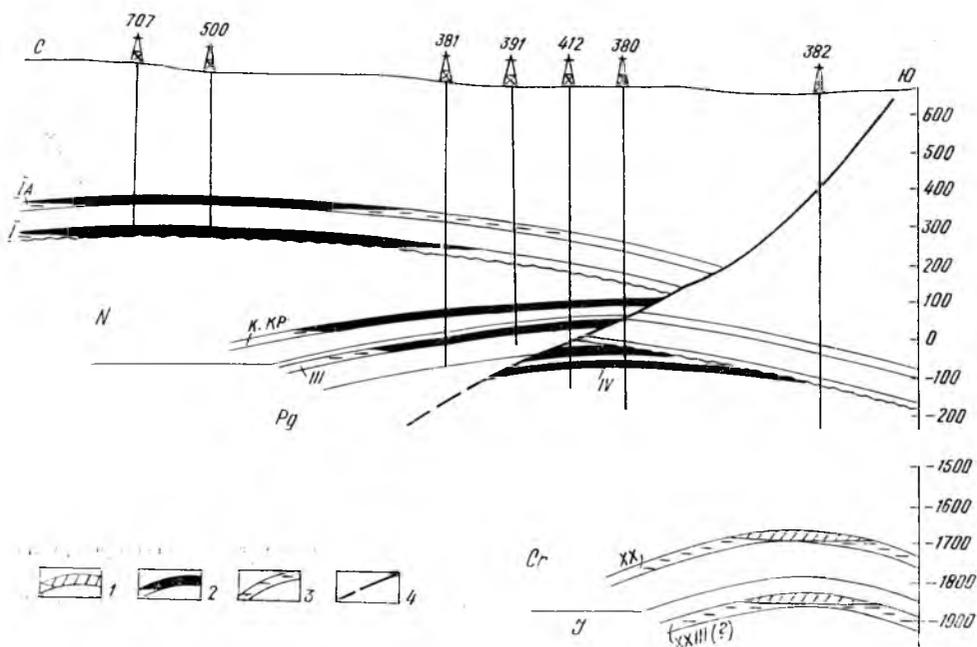


Рис. 47. Схема залегания нефти и газа на месторождении Бостон.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — нарушение.

красной свите массажетской серии неогена и в III горизонте (сумсарские слои).

Небольшие непромышленные скопления газа (XIX горизонт) и нефти (XX горизонт) установлены в муянской свите нижнемеловых отложений. Вместе с нефтью в XX горизонте содержится вода. Нефть из XX горизонта получена из поднадвиговой части структуры в скважинах 456, 415. Газ из XIX горизонта получен из скважины 476. При испытании XIX и XX горизонтов в этих скважинах в надвинутой части структуры получена минерализованная вода без признаков нефти и газа. При испытании XXI и XXII горизонтов из скважин 476, 474, 454 получена минерализованная вода со слабым выделением газа. Кроме того, в XXIII горизонте юрских отложений в скважине 454 получен выброс газа дебитом 2000 м<sup>3</sup>/сут, а в скважине 661 из того же горизонта — 100 м<sup>3</sup>/сут; в скважине 474 в интервале 2554—2534 получена минерализованная вода с пленкой нефти.

Залежи пластовые, стратиграфически экранированные, осложненные тектоническими нарушениями.

I горизонт находится в подошве бактрийской серии. Он представлен песчаниками и конгломератами с прослоями глин. Залежь нефти в этом горизонте приурочена к сводовой и северо-восточной части складки. Промышленная ее разработка началась в 1958 г. Мощность горизонта 12—40 м. Пористость колеблется от 3 до 24,82%.

Начальное пластовое давление 25,4 атм, текущее — 20,7. Начальный газовый фактор 40 м<sup>3</sup>/т, текущий — 31,4. Начальный дебит нефти 2 т/сут, текущий — 0,4 т/сут. Добыча на 1 атм падения давления (на 1966 г.) — 9340 т. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд состоит из 22 скважин. С начала разработки добыто 82558,5 т нефти.

Нефть I горизонта имеет плотность 0,848—0,857 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы 0,13—0,26%; асфальтенов 0,435—1,46; акцизных смол 22—36; кокса 4,4—6,1; парафина 5—15,2. Выход легких фракций: до 100°—4—7%, до 200°—23—25, до 300°—41—43. Вязкость:  $\Theta_{20}$ —2,37—3,61.

С начала разработки добыто 1816,37 тыс. м<sup>3</sup> газа. Плотность его 0,687 г/см<sup>3</sup>; сероводорода нет; азота + редких 2,5—9,2%; метана 15,5—67,3; газобензина 197—608 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды горизонта имеют удельный вес 1,012—1,055 г/см<sup>3</sup>, минерализация 9,19—43,0 г/кг; содержание микрокомпонентов иода 6,66—9,83 мг/л, брома от следов до 0,6 мг/л, аммиак отсутствует. Воды хлоркальциевого типа.

В бактрийских образованиях так же разрабатывается залежь Ia горизонта. Этот горизонт выражен грубозернистыми песчаниками с прослоями глин и гравелитов. Мощность горизонта 30—40 м. Горизонт Ia разрабатывается с 1958 г. скважиной 475. Первоначальный дебит нефти 1,5—2,0 т/сут, текущий — 3,0 т/сут. На 1 января 1968 г. добыто 16796,7 т нефти.

Начальный газовый фактор 63 м<sup>3</sup>/т, текущий — 37 м<sup>3</sup>/т. Добыча на 1 атм падения давления (1966 г.) 6016 т. С начала разработки добыто 645,73 тыс. м<sup>3</sup> газа.

Залежь Ia горизонта по отношению к сводовой части складки по неогеновым слоям несколько смещена к юго-востоку по отношению к залежи I горизонта. Параметры нефти и газа Ia горизонта те же, что и у I горизонта. Воды хлоркальциевого типа.

Кирпично-красная свита массагетской серии неогеновых отложений представлена глинами и песчаниками кирпично-красного цвета. Залежь в этих слоях выявлена в надвиговой части двумя, а в поднадвиговой — девятью скважинами. Длина залежи 3000, ширина 500 м.

Промышленное скопление нефти содержится в основном в VI пачке песчаников, состоящей из светло-серых мелкозернистых рыхлых песчаников, переслаивающихся с кирпично-красными глинами. Глубина залегания горизонта 300—750 м. Общая мощность продуктивной пачки 25—30, эффективная — 12—15 м.

Пористость 12—14%, проницаемость 30—40 мд. Начальный режим пласта — упруго-водонапорный. Начальное пластовое давление 50 атм, текущее — 24.

Начальный газовый фактор 23 м<sup>3</sup>/т, текущий 72 м<sup>3</sup>/т, начальные дебиты нефти 0,9—3, текущие 4,3 т/сут. Добыча на 1 атм падения давления 1564,1 т. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд состоит из 10 скважин. С начала разработки добыто 37893 т нефти.

Нефть кирпично-красной свиты имеет плотность 0,852 г/см<sup>3</sup>; содержание серы 0,19%; асфальтенов 0,90; акцизных смол 33,6; кокса — 5,14; парафина 7,7. Выход легких фракций до 100° — 5,5%; до 200°—23,2, до 300°—42,5. Вязкость  $\Theta_{20}$  — 2,91.

Залежей свободного газа в неогеновых отложениях не установлено, но в нефти содержится растворенный газ, имеющий следующие параметры: плотность (воздух-1) 1,15; сероводород не обнаружен, метана от 21,0 до 67,0%, азота + редких от 2,5 до 9,2; содержание газобензина  $264 \text{ см}^3/\text{м}^3$ . С начала разработки добыто  $1840,66 \text{ м}^3$  газа.

Воды кирпично-красной свиты имеют удельный вес  $1,038 \text{ г}/\text{см}^3$ , минерализацию 23,73—80,12 *г-экв/л*, содержание микрокомпонентов: иода 9,83—10,57 *мг/л* (в некоторых скважинах присутствие иода не установлено), брома 1,0 *мг/л*, аммиака нет, рН — 7,2. Воды хлоркальциевого типа.

II горизонт находится в кровле сумсарских слоев. Литологически выражен светло-бурыми кварцевыми песчаниками с прослоями малиновых глин. Мощность горизонта не постоянная, в среднем она равна

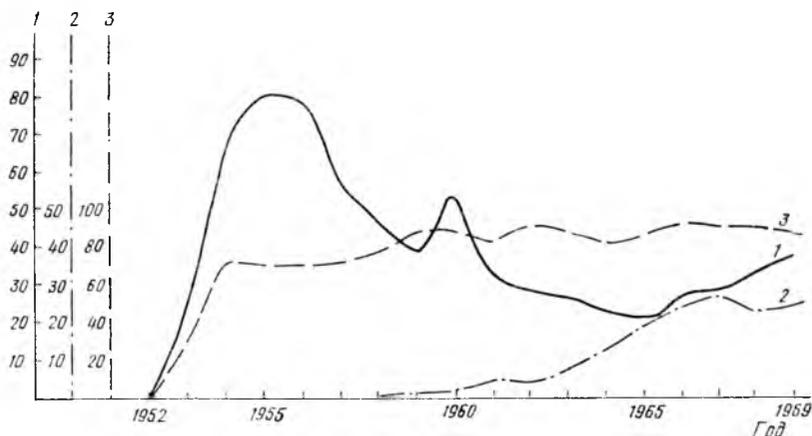


Рис. 48. История разработки месторождения Бостон.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

13—45 м. Средняя глубина залегания продуктивной части горизонта 640 м. Эффективная мощность 5—19 м. Пористость 16%, проницаемость 40—50 *мд*. Нефтяная залежь III горизонта приурочена к северному крылу палеогеновой складки. С юга залежь экранируется несогласно залегающими осадками бактрийской серии, на севере она подпирается контурными водами, на востоке, по-видимому, соединяется с нефтяной залежью III горизонта Южно-Аламышикской антиклинали. Залежь относится к типу стратиграфически экранированных. Длина залежи 5 км, ширина не превышает 1200 м. В промышленную разработку залежь III горизонта вступила в 1952 г. Начальный режим горизонта — упруго-газонапорный, текущий — режим растворенного газа.

Начальное пластовое давление 55,1 *атм*, текущее — 19 *атм*. Начальный газовый фактор 60  $\text{м}^3/\text{т}$ . Начальный дебит нефти 2,1 *т/сут*. Добыча по 1 *атм* падения пластового давления в 1967 г. составляет 21250 т.

С начала разработки добыто 493690,24 т нефти. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд составляет 51 скважину. Нефть III горизонта имеет плотность 0,828—0,879  $\text{г}/\text{см}^3$ , содержание серы 0,23%; асфальтенов 2,61, акцизных смол 36,0, кокса 2,5, парафина 6,0. Выход легких фракций до 100° — 5,5; до 200° — 27; до 300° — 41%, вязкость 3,44.

С начала разработки добыто 27830,1  $\text{м}^3$  газа. Плотность газа (воздух-1) — 0,858  $\text{г}/\text{см}^3$ , сероводород не обнаружен, содержание азота +

редких составляет 17,5; метана 51—68; газобензина — 93—375  $см^3/м^3$ . Воды III горизонта хлоркальциевого типа. Залежей свободного газа в III горизонте нет, но имеется газ, растворенный в нефти

**История разработки месторождения.** В 1958 г. на Бостонской площади были выявлены залежи нефти в горизонтах I и +Ia бактрийской серии и в кирпично-красной свите массагетских отложений (рис. 48). Залежи пластовые, стратиграфически экранированные, осложненные тектоническими нарушениями.

Разработка месторождения (рис. 48) начата разбуриванием залежи III горизонта сумсарского слоя по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 150—200 м. С разбуриванием залежи отмечается рост годовых отборов нефти, достигших максимума в 1955 г. (80,9 тыс. т) при действии 71 скважины.

Подключение в разработку выявленных залежей I, Ia и кирпично-красной свиты существенного прироста в добыче нефти не дало. Дальнейшее непрерывное падение годовых отборов нефти связано с истощением пластовой энергии наиболее продуктивной залежи (III горизонта) месторождения и выбыванием вследствие обводнения из действующего фонда высокодебитных скважин.

В 1967 г. годовая добыча нефти составила 28,1 тыс. т при действующем фонде 90 скважин, а отбор воды — 271,8 тыс.  $м^3$ .

Залежи нефти разрабатывались при режиме растворенного газа. Всего из месторождения на 1 января 1968 г. извлечено 630,93 тыс. т нефти, 196,8 тыс.  $м^3$  воды и более 32 млн.  $м^3$  газа. Достигнутая нефтеотдача по залежам составляет 7—65%.

Наибольший отбор (493,7 тыс. т) произведен из залежей III горизонта, наименьший из Ia горизонта (16,8 тыс. т).

## ГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ АКСАРАЙ

Месторождение Аксарай открыто в 1952 г. и расположено в юго-западной части Ферганской впадины на территории Ошской области Киргизской ССР, к югу от станции Веревкино Среднеазиатской железной дороги.

Морфологически складка выражена в виде увала широтного простирания, сильно расчлененного саями.

Об Аксарайской структуре впервые упоминает К. С. Маслов в своем отчете за 1943 г. В 1947 г. Р. И. Грачев произвел геологическую съемку района Аксарай, подготовил первую схематическую геологическую карту и рекомендовал ее для разведки глубоким бурением как возможно нефтеносную.

В 1949 г. А. Х. Ходжиматов проводит на этой площади инструментальную съемку, в результате которой к северу от Аксарайской, названной третьей, было выявлено еще две структуры в отложении неогена, которым дали названия Первая Аксарайская и Вторая Аксарайская. Было дано обоснование к постановке разведочного бурения на нефть и газ.

Бурение разведочных скважин началось в 1949 г. и к апрелю 1952 г. на площади Аксарай было пробурено 11 скважин по 6 профилям вкрест простирания структуры. В процессе бурения установлено, что шарнир складки в восточном направлении воздымается и одноименные горизонты в восточной части площади залегают на более высоких отметках, чем в западной.

Из 11 пробуренных скважин лишь в двух, расположенных на оси структуры в центральной части складки был получен газ со свободным

дебитом 10000 м<sup>3</sup>/сут из VII горизонта в скважине 3 и 7000 м<sup>3</sup>/сут из VIII горизонта в скважине 6. Так как запасы газа не имеют промышленного значения, эти газовые залежи не разрабатываются.

**Стратиграфия.** В строении Аксарайской складки принимают участие отложения мела, палеогена и неогена.

Меловые отложения вскрыты лишь до отложений пестроцветной свиты. Вскрытая мощность составляет 125 м.

Палеогеновые отложения представлены полным комплексом слоев: бухарскими (65—70 м), сузакскими (10—12 м), алайскими (20—25 м), туркестанскими (30—32 м), риштан-исфара-ханабадскими (25—30 м) и сумсарскими (10—12 м).

Общая мощность отложений 70 м. Неогеновая система представлена массагетской и бактрийской сериями. Мощность отложений в сводовой части 160 м, на крыльях она увеличивается.

**Тектоника.** В тектоническом отношении Аксарайская структура представляет собой асимметричную антиклиналь широтного простирания. Ее длина 3,5 км, ширина 1,1 км (по структурной карте по кровле VII горизонта).

Северное крыло пологое. В его присводовой части углы падения составляют 15—20°, по мере же смещения от свода они выполаживаются до 6—10°. Южное крыло более крутое, здесь углы падения в присводовой части достигают 45°.

В результате разведочного бурения установлено, что мелкие купола, осложняющие строение складки по неогеновым отложениям, по отложениям палеогена исчезают.

#### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ СЕВЕРНЫЙ РИШТАН

Месторождение открыто в 1954 г. Оно находится на территории Ошской области Киргизской ССР, в 45 км от железнодорожной станции Олтын-Арык Среднеазиатской железной дороги.

Площадь приурочена к передовым предгорьям Туркестанского хребта и возвышается над окружающей равниной на 100—250 м, выполаживаясь на севере в сторону Ферганской долины. Рельеф местности довольно сложный, с большим количеством обрывов и уступов. По территории протекает три сая: Сарыкамыш, Тутек, Бельчуст. Помимо сая площадь изобилует множеством мелких родников, наиболее крупным из которых является Худай-Назар.

Северо-Риштанская структура на поверхности сложена породами палеогенового возраста, выходящими в ядре складки. На крыльях и периклиналях на дневной поверхности обнажаются породы древнететрачных отложений, залегающие с резким угловым несогласием на породах массагетской серии неогена.

Северо-Риштанская складка впервые была закартирована К. П. Калищким в 1914 г., проводившим на площади геологическую съемку. Следует отметить, что разведочные работы дореволюционного времени результатов не дали. В 1927 г. в наиболее приподнятой части складки было пробурено несколько скважин, но нефтяная залежь не обнаружена. В 1950 г. на площади проводилось структурно-картировочное бурение. Было пробурено 12 скважин, две из которых (6 и 3) вскрыли верхнемеловые отложения. Скважиной 3 установлена промышленная газоносность пестроцветной свиты. В 1951 г. начата промышленная разведка для выяснения нефтеносности меловых и юрских отложений. Итогом этих работ явилось открытие залежей нефти в известняках устричной свиты и газа в ляканской свите и юрских отложениях.

На площади с 1927 г. (начало разведочного бурения) по 1968 г. пробурено 38 скважин, из них 6 дали промышленную нефть и газ, остальные ликвидированы либо по геологическим, либо по техническим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Северо-Риштанской складки принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена.

Палеозойские породы представлены отложениями, характерными для Южной Ферганы. Вскрытая мощность 610 м.

Отложения мезозоя представлены породами юрского и мелового возраста.

Отложения юрской системы сложены породами, характерными для Южной Ферганы. Мощность их достигает 420 м.

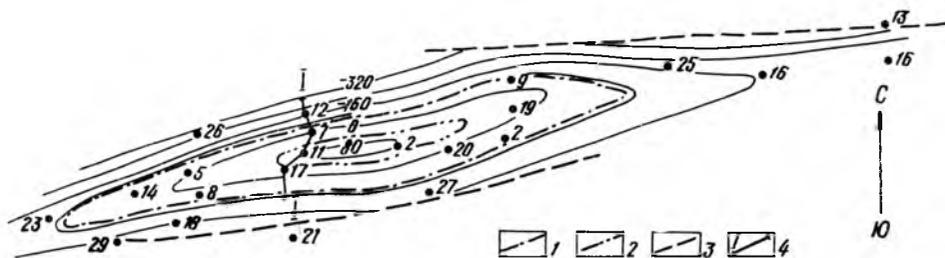


Рис. 49. Структурная карта нефтяного и нефте-газового месторождения Северный Риштан по кровле XVIII продуктивного горизонта калачинской свиты мела (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — первоначальный контур газоносности; 3 — линия нарушения; 4 — линия профиля.

Меловые отложения представлены муянской (80—85 м), льяканской (50—55 м), кызылпияльской (30—35 м), калачинской (30—35 м), устричной (60—65 м), яловачской (85—90 м), пестроцветной (245—255 м) свитами.

Отложения палеогена представлены бухарскими (100—120 м), сузакскими (30—35 м), алайскими (0—60 м), туркестанскими (0—70 м), риштан-исфара-ханабадскими (0—110 м) и сумсарскими (0—90 м) слоями. Изменение мощностей связано с размывом. Отложения неогеновой системы сохранились только на периклиналях и на крыльях складки, где в их разрезе выделяется кирпично-красная свита массагетской серии, состоящая из глин кирпично-красного цвета с прослойками гипсов.

**Тектоника.** Северо-Риштанская структура относится к типу открытых складок. Это брахиантиклиналь асимметричного строения. В ядре антиклинали отложены палеогеновые образования, размытые до сузакских слоев. Длина складки по палеогену 10 м, ширина 1 км. Углы падения пород палеогена на северном крыле 60—75°. На западе, по данным бурения, породы северного крыла поставлены на голову; к западу они погружаются под углом 50—30°. Южное крыло более пологое, с углами падения 35—40°. Восточное и западное окончания характеризуются уменьшением углов падения до 20—28°.

Глубинное строение складки по кровле гипсов «Гознау» соответствуют поверхностному строению, но свод складки смещен к югу на 120—470 м.

По отложениям мела (рис. 49) падение пород на северном крыле колеблется от 30 до 50°, на южном от 15 до 20°.

На северном крыле отмечается широтное нарушение с небольшими амплитудами.

На южном крыле, как установлено бурением, опорные горизонты расположены на 200 м выше, чем горизонты, находящиеся в свде складки, следовательно, по южному крылу проходит нарушение.

**Нефтегазоносность.** Газо-нефтяное месторождение Северный Риштан является многопластовым (рис. 50). Промышленные запасы нефти приурочены к XVI и XVII горизонтам верхнего мела, газа — к XIV горизонту пестроцветной свиты, XVIII горизонту льяканской свиты и XXIII горизонту юры.

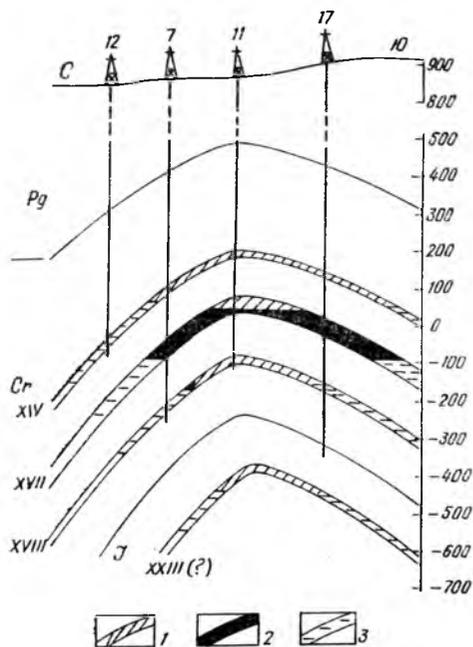


Рис. 50. Схема залегания нефти и газа на месторождении Северный Риштан.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода.

Для разведки газоносности юры и палеозоя в 1960 г. пробурена скважина 41. В интервале 1980—1956 м из палеозойских отложений получена соленая вода дебитом 1,5 м<sup>3</sup>/сут. В интервале 1370—1340 и 1321—1305 м юрских отложений получен газ дебитом 70 тыс. м<sup>3</sup>/сут и 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут при 8-миллиметровом штуцере.

На 1 января 1968 г. скважина 41 по техническим причинам находится в консервации.

XIV горизонт находится в пестроцветной свите верхнемеловых отложений. Представлен серовато-зелеными известковистыми песчаниками с прослоями глины и включениями ангидритов. Общая мощность горизонта 35 м, эффективная 4,8 м. Пористость 12,8%, проницаемость 0,311—0,113 мд. Горизонт газоносен. Длина залежи 4,5 км, ширина 650 м. Залежь разрабатывается с 1957 г. На крыльях и на периклинальных погружениях она ограничена пластовыми водами. Начальное пластовое давление составило

38 атм, текущее — 14 атм. Всего с начала эксплуатации добыто 7455 тыс. м<sup>3</sup> газа. Среднесуточная добыча газа составляет 1,6 тыс. м<sup>3</sup>. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд представляет одна скважина. Из-за отсутствия оборудования для газосбора пять скважин находится в консервации.

Газ XIV горизонта имеет плотность (воздух-1) 0,657 г/см<sup>3</sup>, содержание сероводорода менее 0,001%; углекислого газа 0,1; метана — 84,9; азота + редких 4,0; газобензина 33 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды горизонта относятся к сульфатно-натриевому типу с невысокой минерализацией. Сумма солей составляет 1,33—14,35 г/кг.

XVI горизонт находится в кровле устричной свиты и сложен розовато- и зеленовато-серыми песчаниками с прослоями глины и известняков. Общая мощность горизонта равна 20 м, эффективная — 4,8 м. Пористость 13%, проницаемость 120 мд. В этом горизонте заключена пластовая сводовая нефтяная залежь длиной 5 км. Нефтяная залежь имеет газовую шапку, которую эксплуатируют в настоящее время отдельно от нефтяной залежи скважины 11.

XVI и XVII горизонты в 1953—1955 г. находились в пробной эксплуа-

тации и разрабатывались отдельно. С 1956 г. они разрабатываются совместно.

Первоначальное пластовое давление на газовой шапке 78—86 атм, текущее давление 100 атм, а на водонефтяном контуре 12,0 атм.

На 1 января 1968 г. из XVI+XVII горизонтов добыто 76599,8 т нефти, 6288,0 тыс. м<sup>3</sup> газа. Всего за период разработки от первоначальных промышленных запасов нефти отобрано 32,23%. На 1 атм падения пластового давления приходится по 1078,8 т нефти и 88,5 тыс. м<sup>3</sup> природного газа.

В настоящее время залежь XVI+XVII горизонтов разрабатывается одной скважиной. Среднесуточный дебит нефти равен 2,1 т/сут. Эксплуатация газовой шапки начата в 1960 г. Первоначальный дебит 23, текущий — 26 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

С начала эксплуатации из XVI горизонта отобрано 6305 тыс. м<sup>3</sup> газа. На 1 атм падения давления добыто 492 тыс. м<sup>3</sup> газа.

Физические параметры залежей XVII и XVI горизонтов и качество их нефтей идентичны.

Нефть имеет удельный вес 0,793—0,772 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы 0,27—0,14%; асфальтенов 0,0—0,004; акцизных смол 8,0—2,0; кокса 0,388—0,576; парафина 5,3—3,69%. Вязкость  $\Theta_{20}$ —1,06—1,17.

Выход легких фракций: до 100°—9—21%, до 200°—47—56%, до 300°—71—76%. Параметры растворенного газа: плотность (воздух-1) 0,230—0,090; содержание сероводорода 0,0—0,005%; углекислого газа 0,91—1,07; азота 4,1—1,65; метана 41,9—36,0; газобензина 50 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Свободный газ имеет плотность (воздух-1) 0,700 г/см<sup>3</sup>; сероводорода нет, содержание углекислого газа 0,13; метана 83,15; азота+редких 2,7; газобензина 52 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Состав воды на площади по XVI горизонту не одинаков: в западной части структуры воды относятся к сульфатно-натриевому типу, далее на восток становятся гидрокарбонатными и в восточной части переходят в хлоркальциевый тип.

XVII горизонт расположен в подошве устричной свиты и представлен коричневыми и красно-бурыми песчаниками с прослоями глин, известняков и ангидритов. Общая мощность горизонта 50 м, эффективная 11 м. Пористость пород горизонта колеблется от 2 до 25%, в среднем она равна 10%. Ввиду резкого изменения коллекторских свойств вмещающих пород нефтяное поле разобщается на несколько участков. Залежь литологически ограничена. Длина ее 3,9 км, максимальная ширина 450 м. В районе скважин 15, 16, 17 и 20 выделяется полоса непроницаемых пород, здесь нефти в пласте нет.

XVIII горизонт располагается в льяканской свите и состоит из белых, светло-серых крепких и плотных известняков с прослоями темно-коричневых или темно-зеленых глин и серых мергелей. Общая мощность горизонта 50, эффективная — 5 м. Средняя пористость — 8%, проницаемость не определялась.

Газовая залежь располагается на своде складки и имеет нефтяную оторочку. Длина залежи 2,5 км, ширина 250 м. В настоящее время скважина 42, пробуренная на XVIII горизонте, находится в консервации.

Свободный газ XVIII горизонта имеет плотность (воздух-1) 0,685, содержание сероводорода 0,01—0,08%; углекислого газа 0,37—0,92, метана 78,6—84,4, азота 1,8, газобензина 62,5—45 см<sup>3</sup>/м.

Воды льяканской свиты относятся к хлоркальциевому типу и отличаются повышенной минерализацией. Содержание микрокомпонентов: иода от 2,1 до 6,77 мг/л; брома от 50 до 160 мг/л; сумма солей 20,4—43,4 г/кг.

XXIII горизонт находится в отложениях юры и представлен темно- и зеленовато-серыми песчаниками, мелкозернистыми, глинистыми с прослойками глин. Общая мощность горизонта равна 30 м, эффективная — 16 м. Проницаемость по промысловым данным 37 мд. Промышленная газоносность горизонта установлена в 1961 г. скважиной 41. Начальные дебиты 50—70 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Первоначальное пластовое давление 148 атм.

В 1966 г. скважина была законсервирована.

Газ XXIII горизонта имеет удельный вес (воздух-1) 0,750 г/см<sup>3</sup>, содержание метана 76,3%; бутана 8,05; пропана 5,9.

**История разработки месторождения.** Разработка месторождения начата в 1953 г. вводом в эксплуатацию тех разведочных скважин, кото-

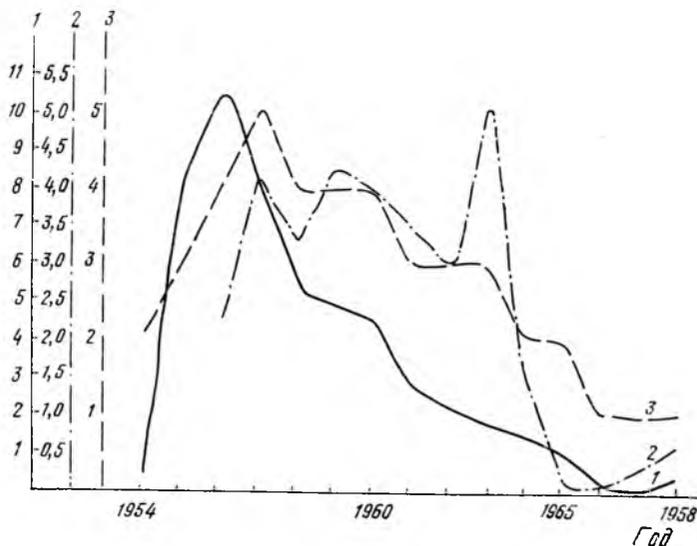


Рис. 51. История разработки месторождения Северный Ринштан.  
1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

рые дали нефть. До 1956 г. залежи XVI и XVII горизонтов разрабатывались самостоятельно, затем в эксплуатационных скважинах были совмещены горизонты.

Всего залежь разрабатывалась пятью скважинами. Максимальная годовая добыча была достигнута в 1956 г. после приобщения горизонтов (рис. 51) и составила 19,8 тыс. т нефти при действующем фонде 4 скважины. В дальнейшем из-за обводнения скважин годовой отбор нефти непрерывно снижался.

Всего из месторождения извлечено 76,6 тыс. т нефти, 33,3 тыс. м<sup>3</sup> воды, 13,2 тыс. м<sup>3</sup> попутного и 6,2 млн. м<sup>3</sup> природного газа. При этом уровень извлечения нефти от извлекаемых запасов составляет 32,2%.

#### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЗАПАДНЫЙ ПАЛВАНТАШ

Месторождение Западный Палванташ открыто в 1955 г. Оно расположено в 11 км к западу-юго-западу от Палванташской площади, в 5 км к югу от районного центра Кува и административно входит в пределы

Ленинского района Андижанской области и Кувинского района Ферганской области Узбекской ССР.

В морфологическом отношении участок представляет собой слабо всхолмленную равнину с общим наклоном поверхности на север. Таким образом, структурные формы на поверхности не отражаются по отложениям бактрийского яруса. Тем не менее В. Г. Клейнберг в 1949 г., основываясь на результатах исследований тектоники Южной Ферганы, высказал предположение, что на участке, расположенном к западу от Палванташской структуры, имеется погребенная антиклинальная складка и рекомендовал изучить ее геофизическими методами.

В 1953 г. в результате сейсмических работ здесь был выявлен антиклинальный перегиб, а проведенная в следующий год детальная площадная сейсмическая съемка подтвердила антиклинальное наличие структуры, которая и была названа Западно-Палванташской.

На данной структуре разведочные работы были начаты в 1955 г. и уже в конце года в скважине 1 из V горизонта туркестанских слоев палеогена был получен фонтан нефти с дебитом 110 т/сут при 10-миллиметровом штуцере. Начальное пластовое давление составляло 216,1 атм. Этот нефтяной фонтан ускорил проведение разведочных работ с целью выявления нефтегазоносности палеогеновых и меловых отложений. Разведка месторождения проводилась профильным методом, расстояние между профилями составляло 1200 м, а между скважинами на профиле — 300 м. Всего на площади Западный Палванташ пробурено 26 разведочных скважин. При этом в 12 из них получена нефть.

Несмотря на большое количество пробуренных разведочных скважин, ни одна из них не вскрыла юрские отложения. Самая глубокая скважина (24) при глубине забоя 3946 м не вышла из отложений муянской свиты. По этой скважине вскрытая мощность меловых отложений (до подошвы XXI горизонта) составляет 1250 м.

Всего с 1955 г. (начало разведочного бурения) по 1968 г. на площади пробурено 148 скважин, из них 103 дали промышленные притоки нефти и газа, остальные ликвидированы либо по геологическим, либо по техническим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Западно-Палванташской складки принимают участие породы мела, палеогена и неогена. Меловые отложения представлены муянской (210—220 м), ляканской (35—40 м), кызылпильяльской (90—100 м), калачинской (60—70 м), устричной (120—130 м), яловачской (225—230 м), пестроцветной (380—400 м) и чангырташской (900—1000 м) свитами. Отложения палеогеновой системы представлены бухарскими (130—145 м), сузакскими (55—60 м), алайскими (70—80 м), туркестанскими (100—105 м), риштан-исфара-ханабадскими (135—165 м) и сумсарскими (185—200 м) слоями. Общая мощность палеогеновых отложений составляет 650—700 м.

Неогеновые отложения представлены континентальными образованиями: они подразделяются на массагетскую и бактрийскую серии. Общая мощность неогеновых отложений 1500—1950 м.

**Тектоника.** Западно-Палванташская структура на поверхности по отложениям бактрийской серии не выделяется. Выявлена детальными сейсморазведочными работами, но она была предсказана на основании чисто геологических соотношений В. Г. Клейнбергом. По данным бурения структура представляет собой обособленную асимметричную антиклинальную складку северо-восточного простирания (рис. 52). Углы падения палеогеновых пород на юго-восточном крыле достигают 30—40°, а на северо-западном не превышают 16°. Длина складки по кровле III горизонта составляет 6 км при ширине 2 км. На периклинальных частях

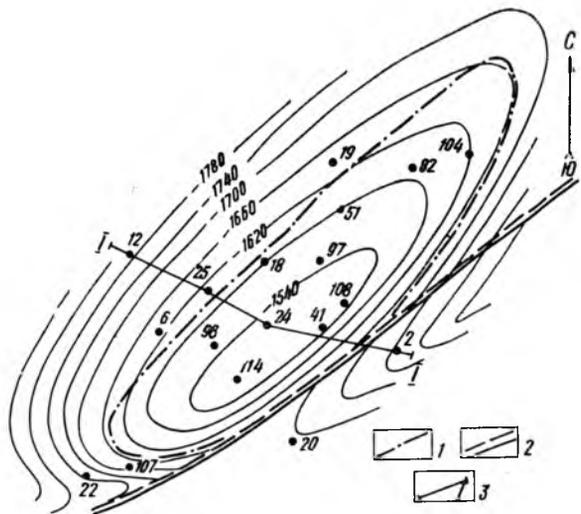


Рис. 52. Структурная карта нефтяного месторождения Западный Палванташ по кровле V продуктивного горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушения; 3 — линия профиля.

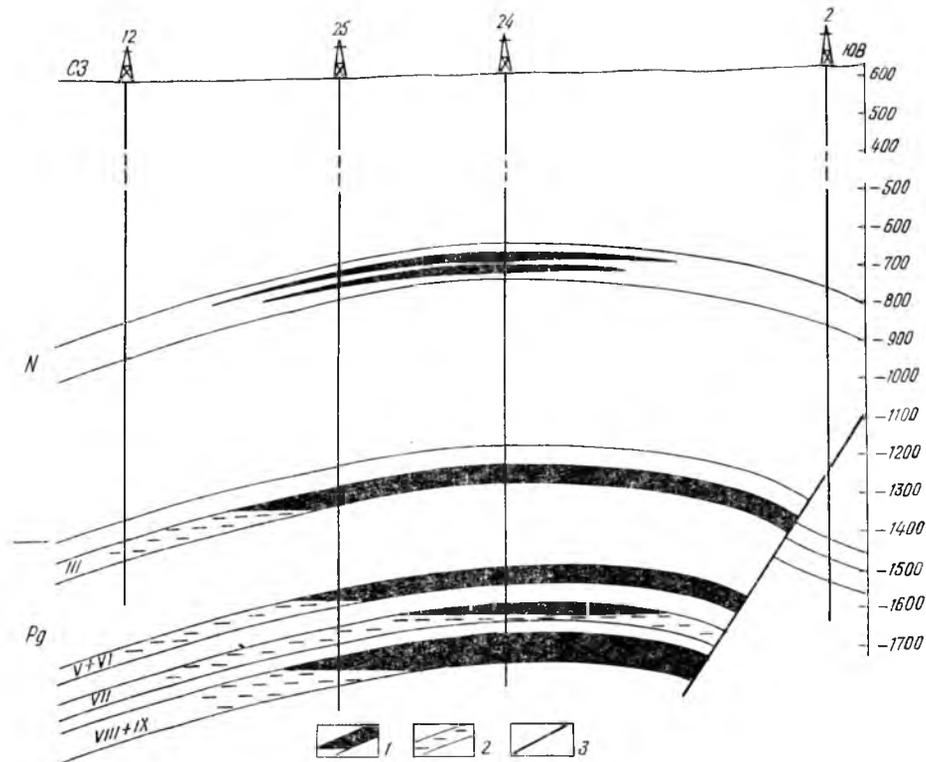


Рис. 53. Схема залегания нефти на месторождении Западный Палванташ.

1 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 2 — вода; 3 — нарушение.

структуры породы погружаются под углами 5—8°. Своды складок по продуктивным горизонтам относительно небольшие и несколько смещены по палеогеновым отложениям в сторону крутого крыла.

Структура осложнена продольными и диагональными нарушениями типа взброса. Амплитуда нарушения увеличивается с глубиной, достигая 170 м в бухарских слюях. По отложениям палеогена северо-западное крыло надвинуто на южное. Эти нарушения затухают в породах массагетской серии, ими не затронуты бактрийские толщи. На периклинальных частях структуры за счет разломов обособилось несколько блоков (рис. 52).

**Нефтеносность.** Западно-Палванташское месторождение является многопластовым (рис. 53). Промышленные залежи нефти приурочены к IIIб, V, VI, VII, VIII и IX горизонтам палеогена. Кроме того, геолого-разведочными работами последних лет выявлено три нефтеносных горизонта в отложениях бледно-розовой свиты неогена. Условно они названы Б. р-8, Б. р-7, Б. р-6. Проницаемые горизонты меловых отложений (XIII, XIV, XV, XVII, XVIII, XIX, XX, XXI) при испытании скважины 24 дали приток минерализованной воды без признаков нефти и газа.

**Бледно-розовая свита.** В 1967 г. выявлена промышленная нефтеносность трех горизонтов бледно-розовой свиты неогена. Представлены они бледно-розовыми, иногда розовато-бурыми, глинистыми, разнотекстурными, известковистыми, слабо-цементированными песчаниками. Эффективная мощность всех проницаемых горизонтов колеблется по скважинам от 13,0 (скв. 97) до 47,0 м (скв. 98).

Пористость и проницаемость пород продуктивных горизонтов по скважинам изменяется в широких пределах. Это объясняется наличием глинистых прослоев внутри проницаемого слоя и их невыдержанностью по простиранью. Проницаемость составляет 10,0—117,0 мд, пористость 15—28%. Глубина залегания нефтеносных горизонтов 1250—1360 м.

Горизонт Б. р-8. Нефтеносность горизонта выявлена в октябре 1966 г. скважиной 4. Среднесуточный дебит нефти 1,5 т/сут и воды 24 м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление 134 атм. Начальный газовый фактор 13 м<sup>3</sup>/т. Скважина находится в пробной эксплуатации. С начала эксплуатации па 1 января 1968 г. из горизонта извлечено 148 т нефти.

Горизонт Б. р-7. Нефтеносность горизонта выявлена в январе 1967 г. разведочной скважиной 98. В том же году начата разработка горизонта. По состоянию на 1 января 1968 г. в эксплуатационном фонде находится 6 скважин. Дебит скважин колеблется от 10 до 25 т/сут. Три скважины дают безводную нефть, а три обводнены до 20%. Начальное пластовое давление 132 атм, начальный газовый фактор 45 м<sup>3</sup>/т. В 1967 г. из горизонта добыто 13259 т нефти и 598 тыс. м<sup>3</sup> газа.

Горизонт Б. р-6. Нефтеносность горизонта выявлена в июне 1967 г. разведочной скважиной 97, в этом же году начата разработка.

На 1 января 1968 г. в эксплуатационном фонде находятся девять скважин, из которых одна обводнена до 29%, пять до 50 и три до 90%. Дебиты скважин колеблется от 3 до 25 т/сут. Начальное пластовое давление 129 атм. Начальный газовый фактор 26 м<sup>3</sup>/т. В 1967 г. из горизонта извлечено 11363 т нефти, 199 тыс. м<sup>3</sup> газа. Оконтуривание залежей нефти продолжается.

Нефть с глубины 1261—1378 м из скважины 98 имеет плотность 0,8329; содержание асфальтенов в ней 0,208%; акцизных смол 40,0; кокса 3,17; парафина 10,01; серы нет, выход легких фракций: до 200° — 27%, до 300° — 42%. Вязкость  $\Theta_{20}$ —3,4;  $\Theta_{70}$ —1,49.

По групповому химическому составу нефть бледно-розовой свиты относится к метан-нафтенному типу.

Попутный газ характеризуется плотностью 1,090, содержание азотородных достигает 57,3%.

Воды горизонтов бледно-розовой свиты имеют плотность 1,050—1,126 г/см<sup>3</sup>, минерализация доходит до 5654,5 мг-экв/л, рН=6,8—8,4.

Содержание микрокомпонентов: иода до 18,3 мг/л; аммиака до 45,0. Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу.

III горизонт залегает в кровле сумсарских слоев и состоит из двух частей: нижней — IIIб и верхней — IIIа, разделенных 20-метровой пачкой малиновых глин. Общая мощность горизонта 40—45 м, в том числе мощность верхней части составляет 20 м. Горизонт IIIб представлен среднезернистым коричневым глинистым известковистым песчаником с прослоями малиновых глин. Общая мощность его 14—16 м, эффективная от 3 до 6 м. Пористость колеблется от 6,8 до 21,0%, при этом средняя пористость равна 14,4%. Проницаемость пород колеблется от 0,0 до 6,93 мд. Средняя глубина залегания горизонта 1850 м. Высота залежи 90 м. Площадь нефтеносности 228,6 га.

Горизонт разрабатывается с 1958 г. Начальное пластовое давление 189 атм, текущее — 70 атм. Начальный газовый фактор 11 м<sup>3</sup>/т, текущий — 64 м<sup>3</sup>/т.

Начальные дебиты скважин колеблются от 6 до 75 т/сут. Дебиты скважин неустойчивы. Длительность фонтанирования первых скважин не превышает двух лет. Текущие дебиты скважин варьируют от 0,8 до 13 т/сут при насосном способе эксплуатации.

Эксплуатационный фонд на 1 января 1968 г. составляет 23 скважины, из которых одна дает безводную нефть, две обводнены до 20%, 14 — до 50% и 6 до 90%.

С начала разработки добыто 225490,3 т нефти. Режим горизонта упруго-водонапорный, с тенденцией перехода в режим растворенного газа. Вследствие сильной изменчивости литологического состава горизонта наблюдается медленное и неравномерное распределение давления по залежи. Пластовое давление в сводовых скважинах (1,50) равно 20—30 атм, а в скважине 66, расположенной на контуре нефтеносности, давление доходит до 160 атм. Это происходит за счет активности контурных вод.

Плотность нефти — 0,875, содержание серы 0,35%; асфальтенов 2, акцизных смол 45, кокса 8, парафина 5%. Выход легких фракций: до 200°—19%, до 300°—37%. Вязкость нефти  $\Theta_{20}$ —7,35,  $\Theta_{50}$ —2,53.

С начала разработки добыто 6032,0 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Плотность его по воздуху 1,004, сероводорода нет, содержание азота + редких 18,2, метана 45,7, газобензина — 374 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды горизонта имеют удельный вес 1,102—1,1474; минерализацию 5218—6881 мг-экв/л; рН=7,1—8,5, содержание микрокомпонентов: иода — 5,604—14,91 мг/л; брома до 40,0; аммиака — 8,26—175,80. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

V горизонт залегает в верхней половине туркестанских слоев и отделяется от нижележащего VI горизонта пачкой зеленых глин мощностью 5 м. Сложен серым кавернозным трещиноватым доломитизированным известняком с включениями ангидрита. Общая мощность 19, эффективная 10 м. Пористость пород варьирует от 5 до 14%, проницаемость до 400 мд. Средняя глубина залегания горизонта 2100 м. Начальный дебит нефти по скважинам 35—60 т/сут при 6-миллиметровом штуцере, газовый фактор 85 м<sup>3</sup>/т и пластовое давление 216 атм.

Горизонт разрабатывается совместно с нижележащим горизонтом VI с 1956 г.

VI горизонт также залегает в туркестанских слоях, отделен от

V горизонта пачкой глин. Представлен серыми, доломитизированными, трещиноватыми известняками с включениями ангидрита. Общая мощность горизонта 23 м, эффективная 11 м. Пористость колеблется от 5 до 20%, проницаемость образцов до 250 мд. Средняя глубина залегания горизонта 2165 м. Начальный дебит нефти 40—50 т/сут при 6-миллиметровом штуцере с газовым фактором 85—90 м<sup>3</sup>/т и пластовым давлением 208 атм.

С 1956 г. V и VI горизонты разрабатываются совместно. Общая площадь нефтеносности V+VI горизонтов равна 600,5 га.

Текущее пластовое давление 120 атм, газовый фактор 109 м<sup>3</sup>/т, текущие дебиты скважин от 0,5 до 15 т/сут.

Режим горизонта в начале был упруго-водонапорный, в последние годы переходит в водонапорный в результате проводимого заводнения. Пластовое давление стабилизировалось, а газовые факторы изменяются в малых пределах. Обводнение горизонта прогрессирует и за 1967 г. увеличилось от 31 до 53%.

Эксплуатационный фонд на 1 января 1968 г. составляет 19 скважин, из них 2 дают безводную нефть, 3 обводнены до 20%, 4 — до 50 и 10 — свыше 50%.

С начала разработки добыто 605796 т нефти. Нефть V горизонта имеет плотность 0,835 г/см<sup>3</sup>; содержание серы 0,13—0,17%; асфальтенов 1,32; акцизных смол 18; кокса 2,45; парафина 6,35. Выход легких фракций: до 200°—29%, до 300°—48%.

Нефть VI горизонта имеет плотность 0,830 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,27%, асфальтенов 1,9; акцизных смол 12,8; кокса 3,8; парафина 4,95. Выход легких фракций: до 200°—29%, до 300°—49%.

С начала совместной разработки V и VI горизонтов добыто 57531,0 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Характеристика газа: плотность (воздух-1) — 0,974—1,010, содержание сероводорода 0,016—0,236%; азота + редких 2,2 метана 56,7. Воды горизонта хлоркальциевые.

VII горизонт залегает в кровле алайских слоев палеогена. Представлен светло-серыми и белыми доломитизированными известняками с прослоем зеленых глин и мергелей. Общая мощность горизонта 72 м, эффективная 18 м. Пористость колеблется от 1,57 до 21,7%, средняя пористость 18%. Проницаемость до 405 мд. Глубина залегания горизонта — 2257—2185 м. Площадь нефтеносности 38,2 га. Высота нефтяной залежи 25 м. Начальные дебиты скважин 20—65 т/сут, начальный газовый фактор 50 м<sup>3</sup>/т, пластовое давление 211 атм. Текущее пластовое давление 150 атм, газовый фактор 93 м<sup>3</sup>/т, дебиты нефти 4—14 т/сут.

Горизонт разрабатывается с 1961 г. С начала разработки добыто 181812 т нефти. В эксплуатационном фонде на 1 января 1968 г. находится три скважины. Все обводнены от 70 до 85%. Режим пласта упруго-водонапорный.

Плотность нефти 0,840 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,183%; асфальтенов 0,85; акцизных смол 26,0; кокса 1,8; парафина 6,3. Выход легких фракций: до 100°—7,0%, до 250°—33%, до 300°—46%.

С начала разработки добыто 1043,0 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Плотность его (воздух-1) 1,015—1,065, содержание сероводорода 0,016%; азота + редких — 3,5—5,5; метана — 55,8; газобензина — 354 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды горизонта имеют плотность 1,034—1,160; минерализацию до 7766,2 мг-экв/л; pH=7,4; содержание микрокомпонентов; иода 0,95%; брома 40,0; аммиака — 50,0. Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу.

VIII горизонт залегает в кровле бухарского яруса и представлен доломитизированным известняком с прослойками ангидрита. Общая

мощность горизонта 20 м, эффективная — 8 м. Пористость пород варьирует от 7 до 20%, проницаемость 120 мд. Глубина залегания продуктивного горизонта 2347—2368 м. Площадь нефтеносности 142 га. Высота залежи нефти 100 м. Начальные дебиты скважин от 6 до 35 т/сут, газовый фактор 74 м<sup>3</sup>/т, пластовое давление 200 атм. Наличие залежи нефти в VIII горизонте установлено в 1959 г., в том же году начата его разработка.

IX горизонт отделен от VIII пачкой зеленых глин мощностью 4—5 м. Представлен известковистым трещиноватым песчаником. Общая мощность горизонта 24 м, эффективная — 8 м. Начальные дебиты скважин от 5 до 100 т/сут. Начальное пластовое давление 269 атм, газовый фактор 121 м<sup>3</sup>/т.

Нефтегазонасность горизонта выявлена в 1958 г., разрабатывается он с 1959 года. С 1965 г. начата совместная разработка VIII и IX горизонтов. До этого из VIII горизонта добыто 72528 т нефти, а из IX — 500,7 тыс. т. С начала разработки на 1 января 1968 г. из этих двух горизонтов добыто 803639 т нефти.

Текущие дебиты скважины по VIII и IX горизонтам варьируют от 2 до 25 т/сут, пластовое давление 150 атм, газовый фактор 111 м<sup>3</sup>/т. Режим горизонта упруго-водонапорный, переходящий в водонапорный вследствие искусственной закачки воды.

Эксплуатационный фонд на 1 января 1968 г. состоит из 19 скважин, из них 5 работают совместно по VIII и IX горизонтам, остальные 14 обеспечивают извлечение нефти из IX горизонта. Из общего числа 2 скважины дают безводную нефть, 5 обводнены до 20%, 8 — до 50%, 4 — до 90%.

Плотность нефти 0,870 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,12%; асфальтенов 2,88; акцизных смол 36; кокса 4,8; парафина 4,9. Выход легких фракций до 200°—22%, до 300°—38%.

С начала разработки добыто 91410,0 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Характеристика: плотность (воздух-1) 0,70—0,012; содержание сероводорода — 0,004—2,71%; азота + редких — 1,1—8,1; метана — 52,5—95,85; газобензина 280—328 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды горизонта имеют плотность 1,024—1,134. Минерализация колеблется от 1295,6 до 5930,9 мг-экв/л, рН=7,2, содержание микрокомпонентов: иода — 1,057—12,246 мг/л; брома — 1,60—4,0; аммиака до 100,0. Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу.

Нефти месторождения Западный Палванташ имеют плотность 0,825—0,878, причем наиболее высокой плотностью характеризуются нефти III, VIII, IX горизонтов, наименьшей — V, VI и VII горизонтов. Содержание серы в III и VIII горизонтах несколько повышенное (0,4—1,0%), в остальных оно колеблется от 0,1 до 0,3%. Содержание парафина изменяется от 4,93 до 7,0%. Отмечается значительное количество кокса в нефти III горизонта (10,8%), в других горизонтах меньше (от 2,4 до 7,9%). Вязкость нефти III и VIII горизонтов  $\Theta_{50}$ —1,22—1,31.

Наибольший выход легких фракций дают нефти V и VI горизонтов (до 200°—29%, до 300°—49%), наименьший — III горизонт (до 200°—19%, до 300°—37%).

Из приведенных данных видно, что нефти горизонтов месторождения относятся к маловязким, малосмолистым, малосернистым среднего удельного веса.

Нефтяные залежи месторождения Западный Палванташ не имеют газовых шапок, газ в условиях высокого пластового давления добывается вместе с нефтью.

Попутные газы горизонтов в большом количестве содержат легкие

углеводороды. Плотность газов по воздуху от 0,80 до 1,25, содержание газобензина — до  $365 \text{ см}^3/\text{м}^3$ . Содержание сероводорода от следов до 2,7%. Кроме того, содержатся азот, углекислота и редкие газы. Попутные газы месторождения относятся к бессернистым, метановым с большим содержанием легко сжимаемых компонентов.

Воды продуктивных горизонтов относятся к сильно минерализованному хлоркальциевым. Минерализация их от 4 до 7 тыс. *мг-экв/л*, содержание редких компонентов: иода до 12 *мг/л*, брома — 14, аммиака — до 100 *мг/л*.

**История разработки месторождения.** Литологически продуктивные горизонты, за исключением III и бледно-розовой свиты, представлены

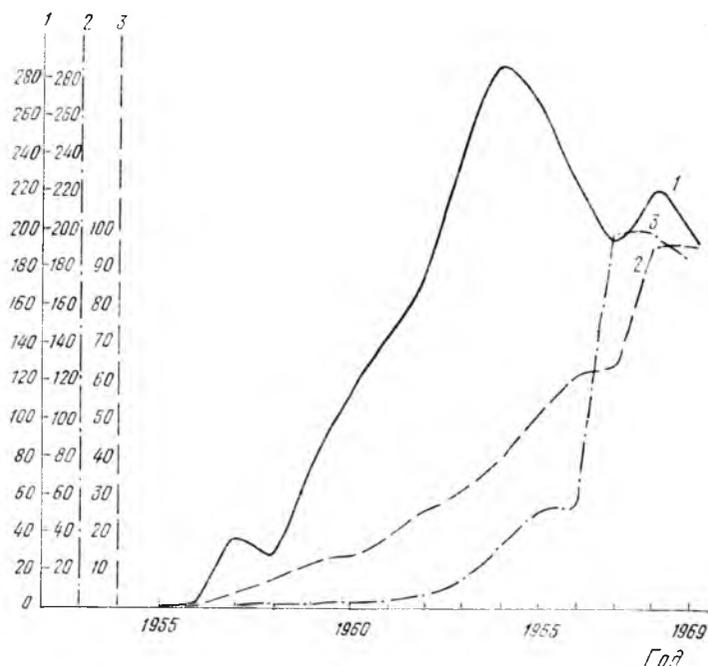


Рис. 54. История разработки месторождения Западный Палванташ.  
1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

в основном карбонатными образованиями и относятся к поровому (III), порово-трещиноватому (V, VI, VIII и IX), порово-трещиновато-кавернозному (VII-б) типу (Адылов, 1965).

Залежи относятся к пластово-сводовому типу со смещенными контурами нефтегазоносности. Смещение залежей в плане составляет 20—80 м. Кроме этого, характерной особенностью залежей является широкий диапазон изменений этажей залежей нефтеносности — 25—157 м (рис. 54).

Определение этажей нефтегазоносности месторождения из-за трудности проводки скважин и несоответствия структурного плана длилось для палеогеновых залежей 5—7 лет и для неогеновых 12 лет.

Разбуривание залежи осуществлялось по проекту, предусматривающему разработку V, VI, VIII, IX горизонтов частично совместной сеткой, а залежей VII и III горизонтов — самостоятельной сеткой. Скважины размещены по треугольной сетке, расстояние между которыми 250—300 м.

С 1955 по 1958 гг. в пробной эксплуатации находились залежи V и

VI горизонтов (рис. 54). Остальные залежи подключались в разработку по мере установления их нефтеносности.

Разбуривание осуществлялось медленно, в течение 10—12 лет.

На 1 января 1968 г. достигнутая плотность сетки по залежам палеогеновых отложений составляет 10—14 га на одну скважину.

По мере подключения залежей в разработку годовой отбор нефти непрерывно увеличивался. Максимальная годовая добыча была достигнута спустя 10 лет после ввода месторождения в разработку, т. е. в 1964 г., и составила 286 тыс. т при 39 действующих скважинах.

Период с 1965 по 1967 гг. разработки характеризуется снижением годовых отборов нефти, что объясняется обводнением залежей. Сначала залежи разрабатывались при упруго-водонапорном режиме с малой активностью контурных вод. В связи с этим отмечается интенсивное падение пластовых давлений и прекращение фонтанирования скважин, что

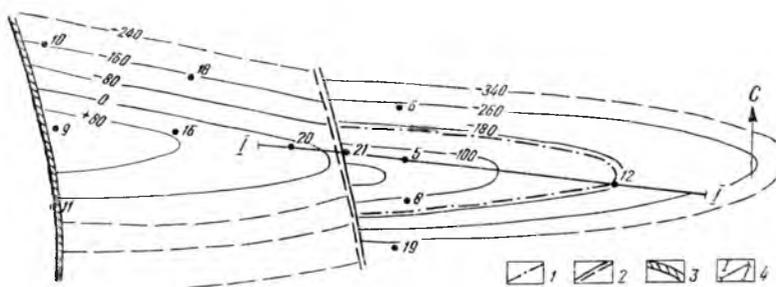


Рис. 55. Структурная карта нефтяного месторождения Авваль по кровле V горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушения; 3 — граница размыва V продуктивного горизонта; 4 — линия профиля.

вызвало необходимость поддержания пластовых давлений уже на ранней стадии разработки. В 1965 г. начато заводнение залежей V+VI и VIII+IX горизонтов. Оно носило комбинированный характер — приконтурный и осевой.

На 1 января 1968 г. по месторождению действующий фонд составляет 64 скважины, всего добыто 1816,7 тыс. т нефти. Достигнутая нефтеотдача по объектам колеблется в пределах 12—30%. Опыт показывает, что совместная разработка и особенно заводнение залежей в условиях месторождения Западный Палванташ не рациональны. Этим и объясняется низкая текущая отдача горизонтов (27%) за 10—12 лет разработки. Из-за совместной разработки и заводнения невозможно судить о скорости и характере перемещения закачиваемой воды по залежам и трудно вести учет отбора жидкости по горизонтам, что усложняет регулирование процесса разработки. В связи с этим необходимо ввести раздельную эксплуатацию как нагнетательных, так и эксплуатационных скважин.

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ АВВАЛЬ

Месторождение Авваль открыто в 1955 г. Оно расположено на территории Ферганского района Ферганской области Узбекской ССР. Областной центр г. Фергана расположен в 15 км к северу от месторождения. К югу от описываемой площади на расстоянии 2—3 км протекает р. Шахимардансай, воды которой используются для технических и бытовых нужд промысла. Морфологически площадь выражена увалом севе-

ро-восточного простирания, наивысшая отметка которого равна +704 м. Рельеф местности в основном равнинный, местами слабо расчлененный, что связано с литологическим составом слагающих пород. На поверхности Аввальской участка сложен суглинистым покровом и только в небольших оврагах выступают конгломераты древнетретичного возраста.

Аввальская структура выявлена электроразведкой в 1953—1955 гг. Сейсморазведочными работами, проведенными в 1954 г., подтвердилось наличие антиклинального поднятия. В 1955 г. начато глубокое бурение. В июле 1955 г. из V горизонта разведочной скважины пять ударил фонтан нефти с дебитом 40 т/сут, что послужило основанием для разведочного бурения. В результате площадь была оконтурена и подготовлена к разработке. На Аввальской площади на 1 января 1968 г. пробурено 16 скважин. Из них только две (9, 10) вскрыли палеогеновые отложения. Остальные не вышли из неогена. В результате проведенных работ установлена нефтегазоносность V горизонта. Остальные горизонты оказались водоносными или сухими. Разработка месторождения начата в 1965 г.

С 1955 г. (начало глубокого бурения) по 1968 г. на площади пробурено 13 скважин, из них 5 дали промышленную нефть, остальные ликвидированы либо по геологическим, либо по техническим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Аввальской складки разведочными скважинами вскрыты отложения палеогена и неогена. Палеогеновые отложения представлены бухарскими (90—100 м), сузакскими (35—40 м), алайскими (40—45 м), туркестанскими (40—45 м), рихтаи-исфара-ханабадскими (40—60 м) и сумсарскими (35—40 м) слоями.

Неогеновая система подразделяется на массагетскую и бактрийскую серии. Общая ее мощность 660—795 м.

**Тектоника.** В тектоническом отношении Аввальская структура представляет собой антиклинальную складку, которой на поверхности соответствует слабо выраженный угол. Складка простирается с юго-запада на северо-восток (рис. 55). На северо-востоке Аввальская складка сменяется Найманской антиклиналью, а на юго-западе группой Акпиляльских структур. Сводовая часть Аввальской складки размывта в предбактрийское время до отложений мелового возраста. Углы падения пород на северном крыле составляют 30—35°, а на южном — 20—25°. По структурной карте V горизонта длина складки около 6 км, ширина — 1,5 км. Структура осложнена двумя нарушениями. Первое пересекает Аввальскую структуру вкрест ее простирания. Оно установлено скважинами 6 и 21. В этих скважинах V горизонт повторяется дважды. Плоскость нарушения падает на северо-запад под углом 40° с амплитудой смещения 30—35 м.

**Нефтегазоносность.** На поверхности Аввальской складки признаков нефтегазоносности не наблюдается. Для выяснения нефтегазоносности данной площади пробурено 16 разведочных скважин. В результате их испытания выяснилось, что V горизонт содержит промышленную нефть, а из VI и VIII горизонтов получен непромышленный приток нефти. В IV, VII горизонтах признаков нефти и газа не обнаружено.

V горизонт представлен серыми и светло-бурыми трещиноватыми известняками с прослоями зеленых глин и темно-серых песчаников. Общая его мощность 16 м, эффективная 7 м. Средняя глубина залегания горизонта 850 м. Площадь нефтеносности равна 150 га. Газ находится в растворенном состоянии. Пористость варьирует в пределах 6—34% (в среднем 16%), проницаемость от 1 до 25 мд. Нефтяная залежь приурочена к восточной периклинали и с запада экранируется нарушением (рис. 56). Залежь пластовая, тектонически экранированная. Разрабатывается с 1955 года. Начальный дебит нефти в среднем 1,5—3,7 т/сут,

текущий 1,0—1,5 т/сут. Начальный газовый фактор 48 м<sup>3</sup>/т, текущий 15 м<sup>3</sup>/т.

Начальное пластовое давление 78 атм, текущее 58 атм. За время разработки добыто 11883 т нефти, 113,9 тыс. м<sup>3</sup> газа, 22107 м<sup>3</sup> воды.

На 1 января 1968 г. в эксплуатации находится одна скважина. Плотность нефти — 0,860 г/см<sup>3</sup>, содержание серы — 0,23%; кокса — 3,09—4,77;

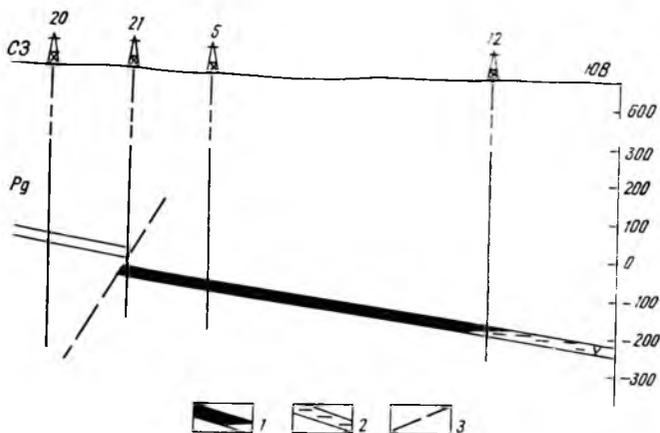


Рис. 56. Схема залегания нефти на месторождении Авваль.  
1 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе);  
2 — вода; 3 — нарушение.

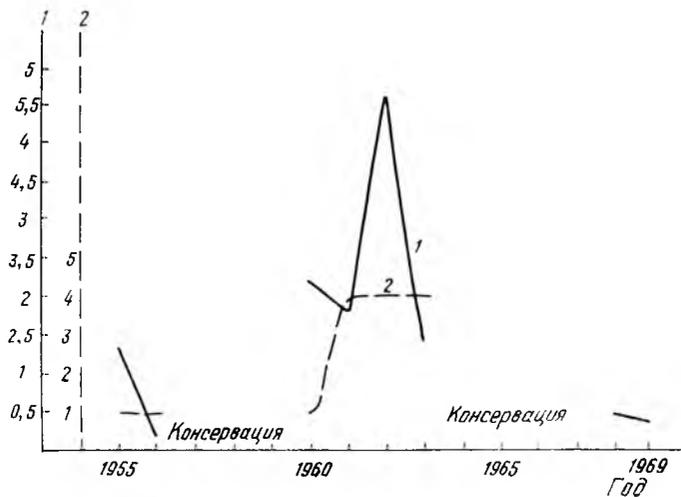


Рис. 57. История разработки месторождения Авваль.  
1 — добыча нефти; 2 — действующий фонд скважин.

асфальтенов — 2,3—3,87; акцизных смол — 25—26; парафина — 6,1. Выход светлых продуктов до 300°—44%.

Воды горизонта имеют удельный вес 1,063—1,113 г/см<sup>3</sup>, минерализацию 4190—5241 мг-экв/л, рН=7,4. Содержание микрокомпонентов брома — 3,5 мг/л, аммония — 18,0, иода — 13,5.

Воды V горизонта, как и все воды ферганских месторождений, относятся к хлоркальциевому типу.

**История разработки месторождения.** Нефтеносность площади Авваль установлена в 1955 г. Месторождение оказалось однопластовым. Залежь нефти приурочена к V горизонту и относится к пластово-сводовому, частично тектонически экранированному типу. Она сохранилась только в опущенной восточной периклинали структуры. Коллектор относится к поровому типу.

Пробная разработка залежи начата в 1955 г. вводом в эксплуатацию разведочной скважины 5. В 1957—1959 гг. залежь законсервирована, но в 1960 г. вновь пущена в разработку. В 1960—1963 гг. по залежи работало всего четыре скважины, при этом годовые отборы колебались в пределах 1,4—4,6 тыс. т.

В 1964—1966 гг. залежь вновь законсервирована. В 1957 г. в разработку пущена скважина 12. Ввиду малопродуктивности горизонта на сегодняшний день залежь полностью не разбурена.

Таким образом, на 1 января 1968 г. по залежи имеется четыре эксплуатационные скважины. По месторождению Авваль с начала разработки добыто 11,93 тыс. т нефти, 22,1 м<sup>3</sup> воды и 113,1 тыс. м<sup>3</sup> газа (рис. 57).

### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ СЕВЕРНЫЙ СОХ

Месторождение Северный Сох открыто в 1955 г. Оно расположено в 30 км к югу от г. Коканда на территории Риштанского района Ферганской области Узбекской ССР.

Площадь Северо-Сохского месторождения нефти и газа располагается в зоне предгорного плато со спокойным рельефом. К югу от Северо-Сохского месторождения находятся передовые возвышенности высокогорного Алайского хребта, к которым приурочены месторождения Чонгара и Актурпак. К юго-востоку располагается Северо-Риштанское газо-нефтяное месторождение. К северу от Северо-Сохской площади рельеф постепенно понижается и переходит в равнинное пространство Ферганской долины.

В средней части структуры протекает р. Сох, как бы рассекая площадь на две части. Наиболее возвышенная часть Северо-Сохской антиклинальной складки приурочена к береговым обрывам реки, их отметки составляют 850—864 м. Берега р. Сох обрывисты и возвышаются над руслом на 80—100 м. Пойма реки имеет крутые, местами отвесные берега. Ширина ее около 1 км. К югу от Северо-Сохской складки на правом берегу реки располагается небольшая долина широтного простирания, соответствующая синклинальному прогибу между Северо-Сохской и Чонгарской складками.

О Северо-Сохской структуре впервые упоминает Г. Ф. Козицкий в своем отчете о работах 1933 г. В 1934—1937 гг. на соседней Чонгарской площади производилось крелиусное бурение, при этом были установлены признаки нефтеносности в палеогеновых отложениях. В 1946 г. под руководством Р. И. Грачева была произведена инструментальная геологическая съемка, в результате которой выделены Актурпакская, Гальчинская, Чонгарская, Северо-Чонгарская и Северо-Сохская (Секетминская) складки. В том же 1946 г. крелиусным бурением была установлена нефтеносность IV горизонта палеогена. Одновременно с разведочными работами на Чонгаре в 1950 г. была заложена первая разведочная скважина на оси Северо-Сохской складки по неогеновым отложениям. Эта скважина, однако, не достигла продуктивных горизонтов палеогена. К югу от нее была заложена скважина 2, из которой при испытании IV, V, VII горизонтов получена вода. В начале 1955 г. к югу от скважины 2 была пробу-

рена скважина 3. При испытании VII горизонта была получена вода с небольшим количеством газа, из V горизонта — вода с пленками нефти, из IV горизонта — вода с нефтью около  $0,16 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В 1955 г. одновременно с бурением были проведены сейсмические исследования, в результате которых выявлено, что антиклинальный перегиб располагается в 180 м южнее ранее пробуренных скважин. В конце 1955 г. была пробурена скважина 4 в 1800 м к югу от скважины 3. Установлена газоносность VII горизонта ( $200 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ ), V горизонта ( $52 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ ) и нефтеносность IV горизонта ( $40 \text{ т}/\text{сут}$ ) при 4-миллиметровом штуцере. В дальнейшем в результате разведки месторождения с учетом смещения свода открыта нефть в VIII горизонте и установлена газоносность отложений мела и юры.

Разработка месторождений ведется с 1956 г. На площади с 1946 (начало крелиусного бурения) по 1968 г. пробурено 139 скважин, из них 59 дали промышленную нефть и газ, остальные ликвидированы либо по геологическим, либо по техническим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Северо-Сохской складки принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена. Палеозойские отложения вскрыты тремя скважинами. Вскрытая мощность доходит до 85 м. Отложения мезозоя представлены породами юрского и мелового возрастов.

Отложения юрской системы сложены породами, характерными для Южной Ферганы. Мощность их достигает 570 м. Меловые отложения представлены муянской (125—155 м), ляканской (30—35 м), кызыл-пиляльской (45—50 м), калачинской (40—45 м), устричной (65—85 м), яловачской (55—60 м), пестроцветной (140—160 м) и чагырташской (30—50 м) свитами.

Отложения палеогеновой системы имеют полный разрез: бухарские (100—110 м), сузакские (20—30 м), алайские (50—70 м), туркестанские (60—70 м), риштан-исфара-ханабадские (90—110 м) и сумсарские (80—100 м) слои.

Неогеновые отложения состоят из континентальных пород массагетской и бактрийской серий. Их мощность 1030—1220 м.

**Тектоника.** Северо-Сохская антиклинальная складка имеет почти широтное простирание. На поверхности сложена в основном четвертичными образованиями, лишь по бортам р. Сох обнажается верхняя часть разреза бактрийской серии. По этим образованиям Северо-Сохская складка выражена слабо. Разведочным бурением установлено моноклинальное падение пластов палеогена на месте антиклинального перегиба по бактрийским слоям. Антиклинальная же складка по палеогеновым слоям располагается несколько южнее. По отложениям палеогена (рис. 58) складка имеет восток-северо-восточное простирание. Углы падения пород палеогена на южном крыле составляют  $15\text{--}20^\circ$ . Такие же углы падения имеет и северное крыло. Свод складки довольно пологий. Длина складки — 9, ширина 1,5 км. В долине р. Сох наблюдается ундуляция оси, обусловившая образование двух небольших поднятий — западного и восточного на фоне единой Северо-Сохской складки. На юге последняя ограничена узким и неглубоким синклинальным прогибом, отделяющим ее от Чонгарской складки, к северу породы палеогена погружаются на большую глубину.

**Нефтегазоносность.** Северо-Сохское газо-нефтяное месторождение является многопластовым (рис. 59). Горизонты III, V, VII палеогена содержат залежи газа с небольшими скоплениями нефти на отдельных участках, IV и VIII горизонты содержат залежи нефти, причем нефтяная залежь IV горизонта имеет газовую шапку.

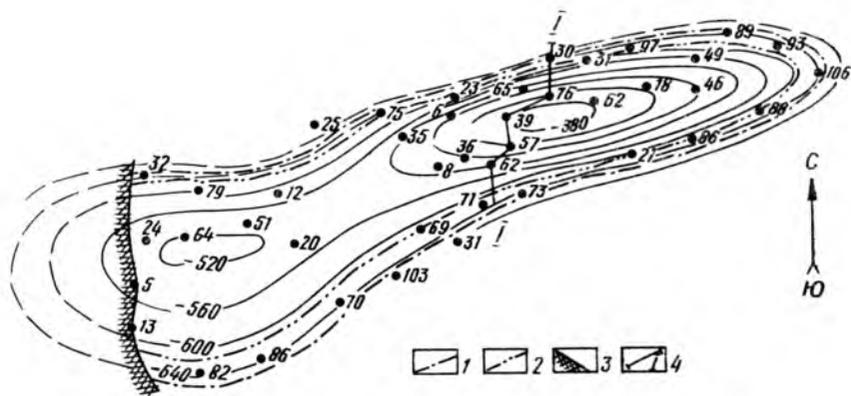


Рис. 58. Структурная карта нефте-газового месторождения Северный Сох по кровле IV горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — первоначальный контур газоносности; 3 — граница резкого ухудшения коллекторского свойства горизонта; 4 — линия профиля.

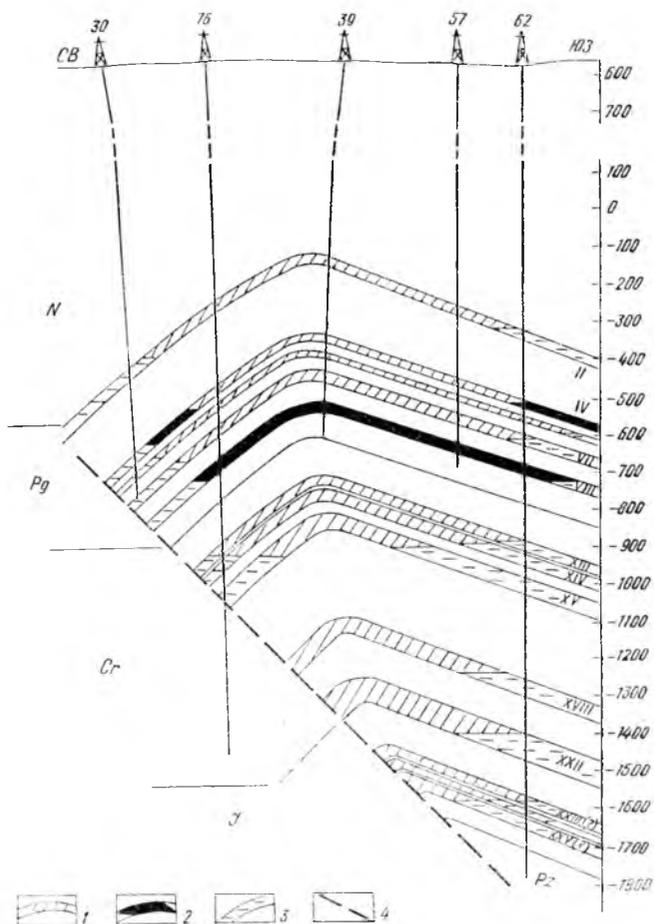


Рис. 59. Схема залегания нефти и газа на месторождении Северный Сох.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — разлом.

Залежи газа в XIV, XVa, XVIII и XXII горизонтах меловых отложений занимают наиболее высокую часть структуры, но имеют небольшие размеры. В юрских отложениях выявлена промышленная газоносность XXIV и XXV горизонтов. Ниже дается краткая характеристика продуктивных горизонтов месторождения.

II горизонт залегает в кровле сумсарских слоев палеогена и представлен мелкозернистыми серыми 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 86 мд. Глубина залегания горизонта 1070—1350 м. Площадь газоносности горизонта 7,7 км<sup>2</sup>, высота залежи 240 м. Начальное пластовое давление 109 атм, начальный дебит газа 580—900 тыс. м<sup>3</sup>. Текущее давление 68 атм. На 1 января 1968 г. в эксплуатации находились скважины 5, 10, 28, 53, 68.

Горизонт разрабатывается с 1958 г. С начала разработки извлечено 502677 тыс. м<sup>3</sup> газа и 21385 м<sup>3</sup> конденсата.

Газ имеет плотность 0,676 г/см<sup>3</sup>; содержание сероводорода 0,03%; азота + редких — 3,30; углекислоты 0,4; метана 86,0; газобензина 53.

Воды горизонта имеют плотность 1,0259 г/см<sup>3</sup>, содержание иода в них 4,23%; брома 4,0; аммиака до 44,4; минерализация от 31,9 (скв. 11) до 118,33 (скв. 3).

IV горизонт залегает в подошве риштанских слоев. Представлен в верхней части серыми плотными известняками, а в нижней — мелкозернистыми серыми песчаниками с прослоями зеленых глин и мергелей. Общая мощность горизонта по скважинам колеблется от 9 до 16 м, в среднем она составляет 10,4 м. Эффективная мощность изменяется от 1,0 до 5,0 м, в среднем 3 м. Общая пористость горизонта 2,76—16,4%, эффективная пористость с учетом промыслово-геофизических данных в верхней части — 6%, а в нижней — 17%. Проницаемость колеблется от 1,5 до 13,2 мд. Глубина залегания горизонта 1300—1420 м.

IV горизонт имеет длину залежи 8,0, ширину 1,8 км; высоту 320 м. Размеры газовой шапки соответственно 5,5, 0,6 км и 240 м. Площадь нефтегазоносности равна 1038 га. Залежь нефти и газа разрабатывается с 1956 г. Начальное пластовое давление в газовой шапке 149 атм, в нефтяной залежи 156 атм. Начальный дебит фонтанной нефти в скважине 4—212 т/сут при 10-миллиметровом штуцере.

Текущее пластовое давление в нефтяной части залежи равно 74,8 атм. Текущие дебиты скважин колеблются от 1,1 до 13,2 т/сут. На 1 января 1968 г. нефтяная залежь эксплуатируется четырьмя скважинами.

С начала разработки по 1 января 1968 г. добыто 470480 т нефти, 169797 м<sup>3</sup> воды и 190547,8 тыс. м<sup>3</sup> газа.

Нефть IV горизонта имеет плотность 0,880 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы 0,12%; асфальтенов 0,90; акцизных смол 14,7; кокса 2,5; парафина 7,9. Выход легких фракций до 100°—6,2%; до 200°—28, до 300°—46. Вязкость нефти при Э<sub>20</sub>—2,4. Нефть легкая, малосернистая.

Газ IV горизонта имеет удельный вес 0,812, содержит 59,0% метана, 1,1 азота, 0,1% углекислоты, 302 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> газобензина. Воды горизонта имеют плотность 1,055 г/см<sup>3</sup>, минерализацию до 5661 мг/л; содержание иода — до 28,8 мг/л; брома 1,0, аммиака до 50,0.

V горизонт залегает в верхней части туркестанских слоев палеогена. Представлен серыми и зеленовато-серыми известняками с прослоями зеленых глин и мергелей. Общая мощность горизонта 11 м, эффективная — 5 м. Пористость в среднем составляет 10%, проницаемость — 136 мд. Глубина залегания продуктивной части горизонта

1370—1450 м. Начальное пластовое давление 149 атм, текущее на 1 января 1968 г.—98 атм.

Начальный дебит газа по скважинам колеблется от 80 до 420 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Горизонт разрабатывается с 1961 г. скважиной 40. С начала разработки извлечено 128976 тыс. м<sup>3</sup> газа, 3108 м<sup>3</sup> конденсата.

Газ горизонта имеет плотность 0,650; содержание сероводорода 0,50%; углекислоты 0,13—2,80; азота + редких 1,6—2,0; метана 86,0; газобензина 28,4.

Воды горизонта имеют плотность 1,0328 г/см<sup>3</sup>, содержание аммиака 42,0%; минерализация 62,75—146,0. Иод и бром отсутствуют. Воды относятся к хлоркальциевому типу.

VII горизонт залегает в верхней части алайских слоев и сложен серыми доломитизированными известняками с 3-метровым слоем зеленых глин, разделяющим горизонт на две части. Среди известняков присутствуют прослои темно-зеленых мергелей и голубовато-серых ангидритов. Общая мощность горизонта 34 м, эффективная 15,3 м. Пористость известняков 12,5%. Глубина залегания горизонта в пределах газовой залежи 1380—1520 м. Начальное пластовое давление 150 атм, текущее — 110 атм, начальный дебит газа 190—420 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В 1967 г. горизонт разрабатывался четырьмя скважинами (41, 51, 65, 81).

VII горизонт разрабатывается с 1959 г. С начала разработки извлечено 364419 тыс. м<sup>3</sup> газа, 15719 м<sup>3</sup> конденсата.

Плотность газа (по воздуху) 0,687; содержание сероводорода 0,13—5,80%; углекислоты 0,7—1,27; азота + редких 2,0—3,3; метана 82,4; газобензина 40—83.

Плотность воды 1,0844 г/см<sup>3</sup>, количество иода до 5,39%; брома — 14,0; аммиака 12,2—65,0; минерализация 13,0—61,0.

VIII горизонт залегает в верхах бухарских слоев, сложен серыми и белыми песчанистыми известняками с прослоями зеленых и коричневых глин, голубовато-серых ангидритов и серых мелкозернистых песчаников. Общая мощность горизонта 33 м, суммарная мощность продуктивных прослоев достигает 16 м. Пористость 15—21% (средняя — 18%), проницаемость 160—180 мд.

Нижняя, сложенная песчаниками часть горизонта выделяется как горизонт IX, по ввиду отсутствия непроницаемой перемычки оба горизонта в промысловой практике рассматриваются как один объект. Глубина залегания горизонта 1470—1590 м. Начальное пластовое давление в нефтяной залежи 144 атм, начальный дебит нефти при 6-миллиметровом штуцере 35—40 т/сут, при 10-миллиметровом — 70—90 т/сут. Текущее пластовое давление 79,3 атм, текущий газовый фактор 270,9 м<sup>3</sup>/т.

Основная нефтяная залежь приурочена к восточному поднятию. Длина залежи около 4 км, ширина 850 м. Залежь нефти разрабатывается с 1956 г. К 1 января 1968 г. из VIII горизонта добыто 1867349 т нефти, 320085 м<sup>3</sup> воды, 43 0976,75 тыс. м<sup>3</sup> нефтяного газа.

Из горизонта извлечено 92,35% его первоначальных промышленных запасов. На 1 января 1968 г. VIII горизонт эксплуатируется 19 скважинами. Из них безводную нефть дают три, обводнены до 20% — три, до 50% — семь, до 90% — пять и свыше 90% — одна скважина.

Нефть VIII горизонта имеет следующую характеристику: плотность 0,848 г/см<sup>3</sup>; содержание серы 0,31%; асфальтенов 0,47; парафина 4,62; кокса 3,1. Выход легких фракций: до 100°—5,7%; до 200°—26,8; до 300°—48,0.

Нефтяной газ имеет плотность 0,835. Содержание сероводорода в нем 0,111%; метана 62,75; газобензина 194 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Воды относятся к хлоркальциевому типу и имеют плотность

1,028 г/см<sup>3</sup>, содержание (г/кг) сероводорода — «следы»; иода 5,08; брома 60,0; аммиака 30,80; минерализация до 65,0.

XIV горизонт залегаєт в средней части пестроцветной свиты верхнего мела. Сложен мелкозернистым серым, иногда красно-бурым песчаником. При испытании скважины 12 из этого горизонта получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 1130 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Залежь разрабатывается с декабря 1960 г. Начальное пластовое давление составляло 166 атм, текущее (на 1 января 1968 г.) равно 110 атм. Горизонт разрабатывается пятью скважинами (99, 100, 107, 109, 125). Текущий среднесуточный дебит газа в скважинах от 50 до 71 тыс. м<sup>3</sup>.

С начала разработки добыто 151338 тыс. м<sup>3</sup> газа и 5799 м<sup>3</sup> конденсата.

XVa горизонт залегаєт в средней части яловачской свиты верхнего мела и состоит из мелкозернистых красновато-серых песчаников. Горизонт разрабатывается с октября 1960 г. Начальное пластовое давление 168 атм, на 1 января 1968 г. оно снизилось до 111 атм. Начальный среднесуточный дебит 229 тыс. м<sup>3</sup>, а текущий — 117 тыс. м<sup>3</sup>. Горизонт разрабатывается пятью скважинами (27, 95, 96, 102, 126). С начала разработки XVa горизонта извлечено 257451 тыс. м<sup>3</sup> газа и 11022 м<sup>3</sup> конденсата.

XVIII горизонт залегаєт в низах льяканской свиты нижнего мела. Сложен светло-серыми массивными, иногда глинистыми известняками с прослоями глин. Эффективная мощность 17 м, эффективная пористость 12%. Залежь разрабатывается с июля 1960 г. Глубина залегания горизонта 1860—1878 м. Начальное пластовое давление 217 атм, текущее — 110 атм. Среднесуточный дебит газа в начале разработки составил 217 тыс. м<sup>3</sup>, на 1 января 1968 г. — 97 тыс. м<sup>3</sup>.

XXII горизонт залегаєт в подошве муанской свиты. Сложен мелкогалечными с прослоями песчаников конгломератами.

Разработка газовой залежи начата в феврале 1962 г. скважиной 94. Начальное пластовое давление составило 220 атм, на 1 января 1964 г. оно снизилось до 58 атм (скв. 94). С 12 апреля 1966 г. скважина 94 находится в консервации из-за низкого давления на устье. Всего из горизонта извлечено 39401 тыс. м<sup>3</sup> газа и 902 м<sup>3</sup> конденсата. Новые скважины на XXII горизонте не бурились, поэтому судить о газонефтеносности его не представляется возможным. Скважину 94 после капитального ремонта предполагается переключить на разработку XVIII горизонта.

XXIV горизонт залегаєт в верхней части разреза юрских отложений и состоит из мелкозернистых темно-серых песчаников. Газовая залежь этого горизонта разрабатывается с декабря 1966 г. скважиной 113. Начальное пластовое давление 240 атм, к 1 января 1968 г. оно снизилось до 230 атм. Начальный среднесуточный дебит 60 тыс. м<sup>3</sup>, текущий — 83 тыс. м<sup>3</sup>. С начала разработки извлечено 22110 тыс. м<sup>3</sup> газа и 1066 м<sup>3</sup> конденсата.

XXV горизонт залегаєт несколько ниже XXIV, но все же в верхней части юрских отложений. Представлен мелко- и среднезернистыми темно-серыми песчаниками. Горизонт разрабатывается с марта 1965 г. Начальное пластовое давление составляло 253 атм, текущее — 236 атм. Начальный среднесуточный дебит газа 450 тыс. м<sup>3</sup>, текущий — 288 тыс. м<sup>3</sup>. С начала разработки добыто 191081 тыс. м<sup>3</sup> газа и 3890 м<sup>3</sup> конденсата.

Газы меловых (горизонты XIV, XVa, XVIII) и юрских (XXIV, XXV) отложений имеют плотность 0,645—6,687 г/см<sup>3</sup>; 3—5% азота + редких, 93—96% метана, незначительное количество сероводорода.

**История разработки месторождения.** Северный Сох — уникальное в Ферганском бассейне многопластовое нефтегазовое месторождение.

Залежи IV и VIII горизонта были введены в разработку в 1956 г. Разбуривание осуществлялось по проекту разработки, составленному ИГИРНИГМом. Эксплуатационные скважины по IV горизонту были размещены параллельно начальному водо-нефтяному контуру, расстояние между которыми составляло 300 м. Бурение этих скважин велось в 1956—1961 гг. С увеличением числа эксплуатационных скважин отмечается непрерывный рост годовых отборов нефти (рис. 60). Максимальная годовая добыча (309,8 тыс. т) была достигнута в 1963 г., когда фонд действующих скважин составил 50.

В 1961 г. на месторождении Северный Сох впервые в Советском Союзе был осуществлен перепуск газа из меловых отложений в сводовую

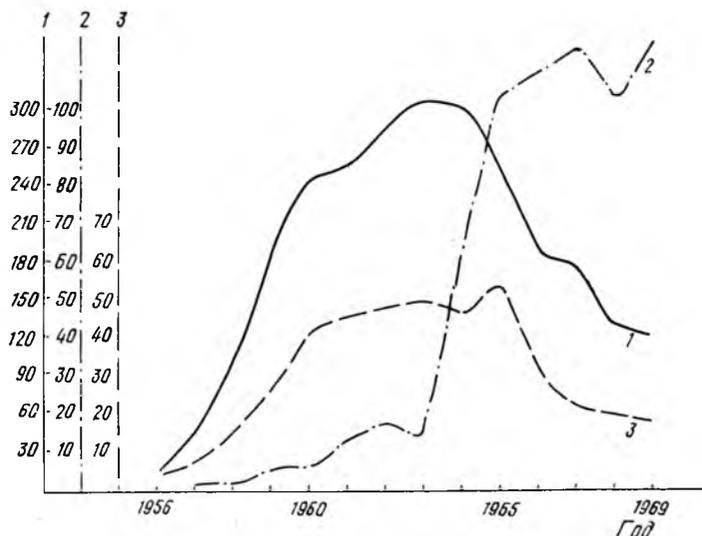


Рис. 60. История разработки месторождения Северный Сох.  
1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

часть залежи VIII горизонта. В 1963 г. проведено законтурное заводнение залежи. Благодаря эффективности осуществляемых методов, в 1964—1967 гг. удерживался высокий отбор. Годовые отборы нефти в указанные годы колебались в пределах 306,5—190,3 тыс. т в год.

На 1 января 1968 г. в залежь VIII горизонта закачано всего 1672,6 тыс. м<sup>3</sup> воды и 128,7 млн. м<sup>3</sup> газа. Закачка в 1,25 раз превышает объем отбора жидкости, и в связи с этим отмечается рост пластового давления более чем на 10 атм.

Годовая добыча в 1967 г. составляла 150,6 тыс. т при действующем фонде 23 скважины; более 91% годовой добычи приходится на долю залежи VIII горизонта.

На 1 января 1968 г. за счет поддержания пластового давления был дополнительно получен прирост нефти в размере 369 тыс. т, в том числе от заводнения 114 тыс. т и от перепуска газа 255 тыс. т. Промысловая себестоимость 1 тыс. т закачиваемого газа составляет 84,4 руб. и воды 3,1 руб.

Всего из месторождения на 1 января 1968 г. извлечено 2341 тыс. т нефти, 489 тыс. м<sup>3</sup> воды и 620 млн. м<sup>3</sup> газа, при этом достигнутая текущая нефтеотдача составляет 49% к извлекаемым запасам нефти. Оста-

точные запасы нефти, которые должны извлекаться путем воздействия на залежь, составляют 2404 тыс. т.

Опыт перепуска газа высокого давления на залежь VIII горизонта месторождения Северный Сох следует распространить и на другие залежи месторождений Ферганы, где имеются запасы газа высокого давления в меловых и юрских отложениях.

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ВОСТОЧНЫЙ ИЗБАСКЕНТ

Месторождение Восточный Избаскент открыто в 1956 г. Оно находится в 3 км к северо-востоку от месторождения Избаскент. В районе этого месторождения рельеф местности спокойный, лишь на юге в пределах Избаскентского адыра развиты многочисленные сухие овраги с крутыми, иногда отвесными склонами высотой до 50—100 м. Центральная и северная части описываемого района пересекаются с севера на юг широкими, но не глубокими долинами саев Пистамзар, Шолка, Учячек, Гольмен и Чимчикджар, из которых только последний является постоянно водоносным. Все остальные водоносны только во время весеннего паводка. На юге площади есть несколько малодобитных родников. Максимальные абсолютные отметки рельефа +1040 м, минимальные +880 м.

Восточно-Избаскентская структура выявлена в процессе глубокой разведки основной Избаскентской антиклинали. Поисково-разведочные работы на нефть и газ на этой площади проводятся с 1951 г. Промышленная нефтеносность установлена в феврале 1956 г., когда скважиной 27 из V горизонта был получен приток нефти с дебитом 70 т/сут. Месторождение разрабатывается с 1956 г.

В 1958 г. на площади начата разведка нефтегазоносности меловых отложений. В 1958—1959 гг. на верхнемеловые отложения пробурено три скважины, давшие при испытании отрицательные результаты. В 1960 г. пробурена скважина 131, также не давшая положительных результатов (при опробовании XVI горизонта получен незначительный приток нефти). В 1961 г. была пробурена скважина 138, вскрывшая XX горизонт мела, однако и на этой скважине при опробовании продуктивных горизонтов получены отрицательные результаты.

**Стратиграфия.** В геологическом строении Восточно-Избаскентской складки принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена.

Палеозойские породы представлены отложениями, характерными для Северной Ферганы. Вскрытая мощность доходит до 110 м.

Отложения мезозоя сложены породами юрского и мелового возрастов.

Юрские отложения залегают трансгрессивно и с угловым несогласием на размытой поверхности палеозойских отложений. Их мощность достигает 230 м.

Меловые отложения представлены муянской (270—360 м), ляканской (60—70 м), кызылпиляльской (70—80 м), калачинской (100—120 м), устричной (115—130 м), яловачской (110—120 м) и пестроцветной (260—330 м) свитами. Общая мощность отложений мела колеблется от 975 до 1130 м.

Отложения палеогена представлены бухарскими (55—60 м), сузакскими (20—25 м), алайскими (45—50 м), туркестанскими (25—30 м), риштан-исфара-ханабадскими (65—70 м) и сумсарскими (65—70 м) слоями. Общая мощность палеогеновых отложений составляет 285—300 м.

Неогеновые отложения представлены массагетской и бактрийской сериями пород мощностью 1610—1725 м.

**Тектоника.** В тектоническом отношении Восточно-Избаскентское месторождение представляет собой антиклинальную складку широтного простирания. Структурные планы складки по массагетским и палеогеновым слоям совпадают, по бактрийским образованиям отмечается смещение свода к югу.

Длина складки по V горизонту 6, ширина 2,5 км. Свод широкий и пологий. Северное крыло складки короткое и пологое с углами падения пород 1—2°. Южное крыло более крутое и длинное; углы падения пород 5—7°. В южном направлении, погружаясь под углом 10°, складка переходит

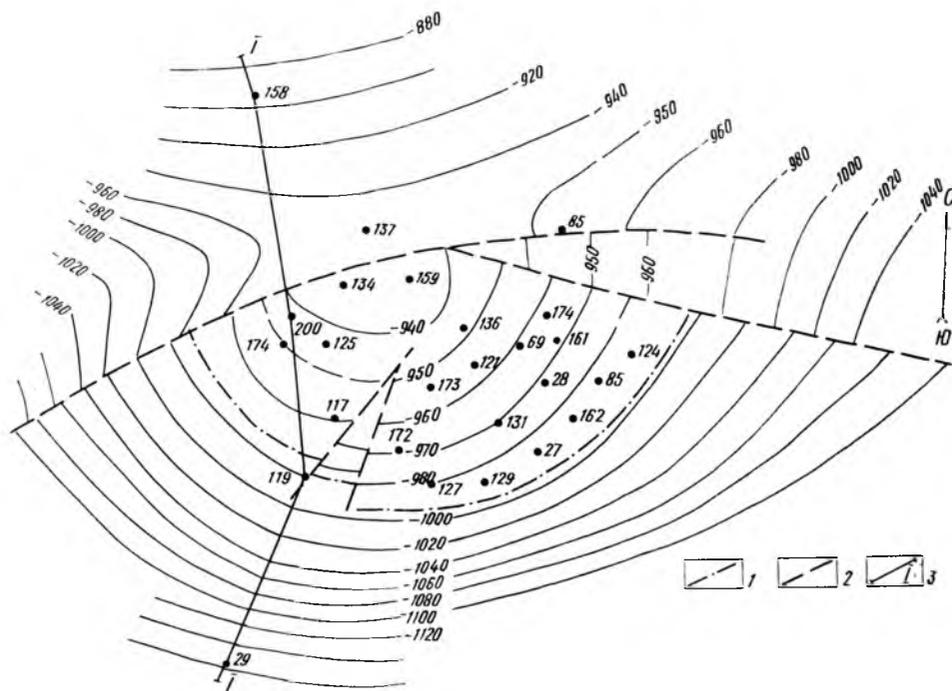


Рис. 61. Структурная карта нефтяного месторождения Восточный Избаскент по кровле V горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушений; 3 — линия профиля.

дит во флексуру, в пределах которой углы падения возрастают до 18—25°.

Периклинали складки постепенно расплываются на общем моноклинальном склоне.

Вдоль осевой плоскости структуры по отложениям палеогена прослеживается нарушение сбросового характера (рис. 61). Плоскость сбрасывателя имеет северное падение под углом 70—80°. Амплитуда сброса не превышает 20 м. Это нарушение в районе скважины 168 разветвляется на две расходящиеся ветви, причем южная ветвь уходит за пределы структуры. На южном крыле в районе скважины 119 и 166 наблюдается небольшое нарушение с амплитудой, не превышающей 10 м. Учитывая геологическое строение района в целом, можно предположить, что нарушение, проходящее по своду структуры, сечет весь комплекс мезозойских пород.

**Нефтеносность.** Нефтяное месторождение Восточный Избаскент многопластовое (рис. 62). Промышленные залежи нефти обнаружены в III,

V и VII горизонтах палеогена. Поисково-разведочные работы проводятся на площади с 1951 г. Открывательницей месторождения явилась скважина 27, давшая из V горизонта фонтан нефти с дебитом 70 т/сут. Следует отметить, что на восточной части складки при опробовании VIII горизонта получены нефтепроявления. В 1956 г. начата промышленная разработка месторождения. При опробовании горизонтов мела лишь из XVI горизонта (устричная свита) в скважине 131 получен промышленный приток нефти. На 1 января 1968 г. действующий фонд промысла составляет 62 скважины. С начала разработки добыто 456,7 тыс. т нефти.

III горизонт залегает в верхней части сумсарских слоев палеогена и представлен разнорезнистыми серыми и коричневато-бурыми песчаниками с прослойками малиновых глин. Общая мощность горизонта

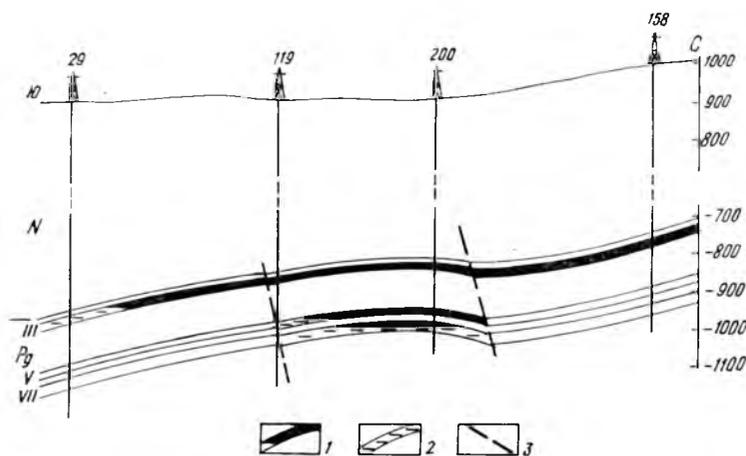


Рис. 62. Схема залегания нефти на месторождении Восточный Избаскент.

1 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 2 — вода; 3 — нарушения.

22 м, эффективная — 6,4 м. Пористость 12,5%, проницаемость колеблется от 0 до 50 млд. Средняя глубина залегания горизонта 1880 м. Этаж нефтеносности 220 м. Залежь полностью не оконтурена; тип залежи пластовый, литологически экранированный.

Первоначальное пластовое давление составляет 240—250 атм. Начальный дебит нефти 0,2—20,0 т/сут.

На 1 января 1968 г. действующий фонд состоит из 29 скважин. С начала разработки добыто 119,5 тыс. т нефти. Текущие дебиты 1,0—21,0 т/сут. Текущее пластовое давление 242,2 атм, текущий газовый фактор 53 м<sup>3</sup>/т. Нефть имеет удельный вес 0,873 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,34%; асфальтенов 1,25; акцизных смол 62,0; кокса 5,6. Выход легких фракций: до 100°—3,6%, до 200°—19%, до 300°—37,2%.

Воды III горизонта относятся к хлоркальциевому типу. Средняя минерализация 38,4 г/л.

V горизонт расположен в средней части туркестанских слоев палеогена и состоит из серых и зеленовато-серых трещиноватых известняков. Общая мощность горизонта 13 м, эффективная — 4 м. Пористость не определялась, проницаемость по промысловым данным 10—60 млд.

Средняя глубина залегания горизонта 1990 м. Нефтяная залежь относится к типу сводовых, пластовых. Начальные дебиты нефти 2,0—40,0 т/сут, начальное пластовое давление 250 атм, на 1 января 1968 г.

действующий фонд состоял из 28 скважин. С начала разработки добыто 313,0 тыс. т нефти. Текущие дебиты нефти 0,4—5,0 т/сут, текущий газовый фактор 49 м<sup>3</sup>/т. Нефть имеет удельный вес 0,869 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,27%; асфальтенов 1,6, акцизных смол 44,5; кокса 4,97. Выход легких фракций: до 100°—3,7%, до 200°—20%, до 300°—38,8%.

Воды V горизонта относятся к хлоркальциевому типу, их минерализация 61,8 г/л.

VII горизонт залегает в алайских слоях палеогена и сложен крепкими серыми трещиноватыми известняками. Общая мощность горизонта 30 м, эффективная 5,0 м. Пористость 12%, проницаемость 5—40 мд. Залежь приурочена к сводовой части. Длина ее 1,3 км, ширина 0,8 км. Этаж нефтеносности 4 м. Средняя глубина залегания горизонта 1950 м. Начальное давление 250 атм.

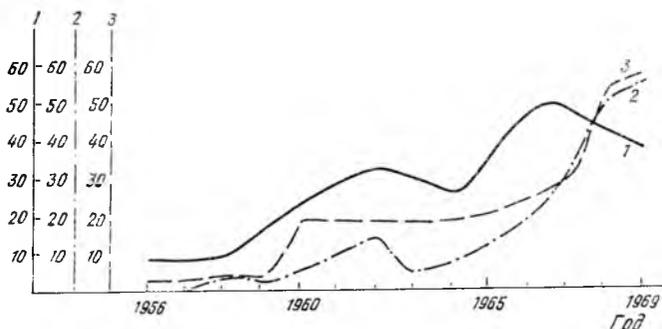


Рис. 63. История разработки месторождения Восточный Избаскент

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

На 1 января 1968 г. действующий фонд составляет две скважины. Всего с начала разработки отобрано 18,9 тыс. т нефти и 50,3 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Текущий дебит скважин 4,21 т/сут, текущий газовый фактор 60 м<sup>3</sup>/т. Нефть характеризуется следующими параметрами: удельный вес 0,862 г/см<sup>3</sup>; содержание серы 0,25%; асфальтенов 0,8; акцизных смол 50; кокса 4,93. Выход легких фракций: до 100°—39,0%, до 200°—22,0%, до 300°—39,5%. Газ, растворенный в нефти, содержит 50% метана, 48,2% более тяжелых углеводородов. Пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией 64,9 г/л. Следует отметить, что в настоящее время VII горизонт эксплуатируется совместно с V. Действующий фонд составляют три скважины. Из совмещенных горизонтов добыто 5313 т нефти и 354,3 тыс. м<sup>3</sup> газа. Текущий дебит нефти 6 т/сут, газовый фактор 67 м<sup>3</sup>/т.

**История разработки месторождения.** Нефтяное месторождение Восточный Избаскент открыто в 1956 г. На месторождении выявлено три залежи нефти — в III, V и VII горизонтах.

Разработка месторождения начата в 1956 г. вводом в эксплуатацию 14 разведочных скважин, в которых получены притоки нефти. Разбуривание залежи начато в 1960 г. Интенсивность разработки месторождения неравномерная. Отмечается два периода. Первый (1958—1962 гг.) характеризуется ростом годовых отборов нефти и достижением своего первого максимума в 1962 г., когда было добыто 34,1 тыс. т при действующем фонде 20 скважин (см. рис. 63).

В 1963—1964 гг. отмечается некоторый спад годовых отборов нефти,

связанный с обводнением высокодебитных скважин. С 1965 г. сетку начали уплотнять бурением эксплуатационных скважин. К 1967 г. количество их было доведено до 60, при этом годовой отбор нефти составил 50,7 тыс. т.

Залежи разрабатывались при упруго-водонапорном режиме с малой активностью контурных вод. С целью интенсификации добычи нефти в 1963 г. залежь V горизонта была заводнена. Всего закачано 186,8 тыс. м<sup>3</sup> воды и получен прирост нефти 49,6 тыс. т.

На 1 января 1968 г. в разработке находится 62 скважины. Из месторождения отобрано 456,7 тыс. т нефти.

### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ САРЫКАМЫШ

Месторождение Сарыкамыш открыто в 1956 г. Оно расположено на территории Фрунзенского района Ошской области Киргизской ССР в 18 км к северу от районного центра Куйбышево (бывший Риштан). Ближайшая железнодорожная станция Серово расположена в 40—45 км от описываемого района.

В морфологическом отношении Сарыкамышская площадь представляет собой ряд широтных параллельных возвышенностей предгорной адырной полосы, окаймляющей Ферганскую долину с юга. Наиболее высокая гипсометрическая отметка 1115 м приурочена к тригонометрическому пункту Пиндау. Относительные превышения отдельных возвышенностей составляют максимум 260 м.

Через Сарыкамышскую структуру в северном направлении протекает сай Сарыкамыш, в который впадает Безымянный сай, пересекающий первую Сарыкамышскую антиклиналь в центральной части. Других водных источников описываемая территория не имеет.

Сарыкамышская структура была описана в 1935 г. Г. П. Козицким, им же для этой площади составлена геологическая карта. В 1934 г. Г. А. Могилевский провел газовую и геологическую съемки на Северо-Риштанской и Сарыкамышской антиклиналях. В этом же году разведочной конторой «Средазнефть» были пробурены три разведочные скважины на сопредельной Южно-Риштанской складке, в которых был получен газ из риштанских слоев (IV горизонт).

В 1941 г. на Сарыкамышской группе структур провел инструментальную геологическую съемку О. А. Рыжков. Он оценивал Сарыкамышскую и Сарытокскую складки как бесперспективные на том основании, что нефтьсодержащие породы выведены на дневную поверхность.

В 1950 г. ГПК треста «Фергананефтеразведка» начала структурно-картировочное бурение на площади Северный Риштан, в результате чего выявлена промышленная газоносность верхнемеловых отложений (пестроцветная свита). В связи с этим в 1951 г. начата промышленная разведка площади. В последующие годы была не только подтверждена промышленная продуктивность пестроцветной свиты, но и установлена газоносность льяканской (нижний мел). После передачи Северо-Риштанской площади в разработку ГПК треста «Фергананефтеразведка» в 1952 г. приступила к структурно-картировочному бурению на сарыкамышских складках. Всего было пробурено 16 скважин. По материалам структурного бурения выявлено, что строение структуры по меловым отложениям, в основном, совпадает со строением по более молодым образованиям. В скважинах 8 и 10 получен газ из пестроцветной свиты верхнего мела. С 1955 г. на площади проводилось разведочное бурение на первой Сарыкамышской антиклинали, как наиболее перспективной. К 1 апреля 1956 г. пробурено и испытано 10 разведочных скважин, в конечном счете

разведаны две промышленные газовые залежи (в XIV и XVIII горизонтах меловых отложений).

**Стратиграфия.** В строении Сарыкамьшской структуры принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена. Вскрытая мощность палеозойских отложений доходит до 130 м. Отложения мезозоя представлены породами юрского и мелового возраста.

Отложения юрской системы сложены породами, характерными для Южной Ферганы. Мощность их достигает 320 м.

Меловые отложения представлены муянской (60—120 м), ляканской (15—40 м), кызылпиляльской (30—40 м), калачинской (35—40 м), устричной (50—60 м), яловачской (140—150 м), пестроцветной (100—120 м) и чангырташской (30—50 м) свитами.

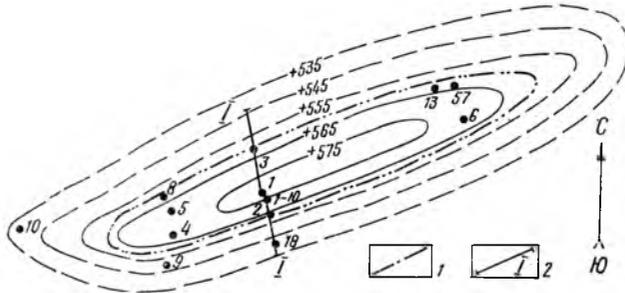


Рис. 64. Структурная карта газового месторождения Сарыкамьш по кровле XIV горизонта мела (по материалам НПУ «Киргизнефть»).

1 — первоначальный контур газоносности; 2 — линия профиля.

Отложения палеогеновой системы представлены полным разрезом: бухарскими (120—130 м), сузакскими (15—30 м), алайскими (40—50 м), туркестанскими (0—50 м), риштан-исфара-ханабадскими (0—160 м) и сумсарскими (0—60 м) слоями.

Неогеновые отложения состоят из континентальных пород массагетской и бактрийской серий. Их мощность 0—220 м.

Бактрийско-сохские отложения с размывом залегают на нижележащих слоях. Они то перекрывают массагетские образования, то ложатся на различные горизонты палеогена вплоть до алайских слоев. Этим объясняются изменения мощностей свит и слоев.

**Тектоника.** Сарыкамьшская группа структур объединяет несколько замкнутых по всему контуру складок восток-северо-восточного простирания. Наиболее крупной из них является первая Сарыкамьшская антиклиналь. Длина ее по отложениям палеогена равна 4 км, ширина — 1,3 км. Эта структура имеет сложное строение. Она состоит из трех куполов, образованных за счет ундуляции оси структуры. Сводовая часть складки размыта до отложений алайских слоев, которые по мере продвижения к периферии сменяются более молодыми породами. На северном крыле в присводовой части породы палеогена стоят «на головах». Через 120—160 м к северу от оси складки углы падения породы резко выполаживаются (до 15°). На южном крыле углы падения пород равны 70°, но к югу выполаживаются до 27°.

На поверхности структуры в районе скважин 1 и 4 прослеживается нарушение. Строение складки и по меловым, и по палеогеновым слоям однотипно.

Бурением выявлено два нарушения типа взброса, рассекающих меловые отложения. Одно проходит в юго-западной части структуры в районе скважин 4 и 10. Плоскость его направлена на юго-запад под углом  $75^\circ$ . Амплитуда вертикального смещения 15 м, горизонтального — 5 м. По этому нарушению юго-западная часть структуры приподнята и надвинута на северо-восточную.

Второе нарушение прослеживается по всей структуре. Плоскость сбрасывателя в районе скважин 15 и 3 направлена на юг под углом  $20-30^\circ$ , затем, плавно изгибаясь, становится более крутой, и в районе скважины 8, угол крутизны достигает  $60^\circ$ . Амплитуда вертикального смещения равна 160—180 м, горизонтального — 230—350 м. В западном направлении плоскость нарушения выглаживается и амплитуда горизонтального смещения увеличивается. По меловым отложениям (рис. 64) углы падения пород в присводовой части составляют  $1-2^\circ$ , а на крыльях  $5-6^\circ$ . В периклинальных частях складки углы падения  $5-6^\circ$ .

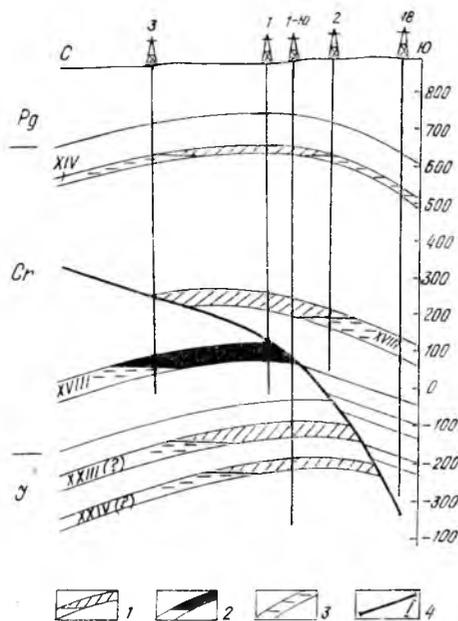


Рис. 65. Схема залегания газа на месторождении Сарыкамыш.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — нарушение.

цветной свиты в скважине 2 при испытании получен приток газа дебитом  $11 \text{ м}^3/\text{сут}$ . При испытании скважины 3 в интервалах 523—528 и 540—545 м из ляканской свиты получена нефть с водой. В интервале 523—528 м дебит воды  $0,3 \text{ м}^3$ , дебит нефти  $0,7-0,4 \text{ м}^3$ , а в интервале 540—545 м дебит воды  $0,9 \text{ м}^3$ , дебит нефти  $1 \text{ м}^3$ . В скважине 1 из ляканской свиты при испытании интервала 744—754 также был получен приток нефти с водой с дебитами, соответственно,  $0,25 \text{ м}^3$ ,  $1,0 \text{ м}^3$ . Ниже приводится характеристика продуктивных горизонтов.

XIV горизонт находится в пестроцветной свите верхнемеловых отложений. Они представлены серыми, серовато-зелеными, розоватыми мелкозернистыми кварцевыми песчаниками с прослоями серых и зеленых глин с включениями кальцита и ангидрита. Общая мощность горизонта 9 м, эффективная — 4,6 м. Пористость насыщения пород составляет в среднем  $12,6\%$ , проницаемость  $70-90 \text{ мд}$ . Глубина залегания горизонта  $310-360 \text{ м}$ .

Газовая залежь XIV горизонта приурочена к сводовой части складки. Длина залежи 3,2, ширина  $0,47 \text{ км}$ . Площадь газоносности равна

124,5 га. Этаж газоносности 80—100 м. Газоносность горизонта выявлена в 1955 г. скважинами 3, 4, 6, 7, из которых были получены газовые фонтаны с дебитом, соответственно, 150 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , 760 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , 19,4 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  и 864 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Однако эти скважины еще в 1956 г. законсервированы.

На 1 января 1955 г. эксплуатационный фонд состоит из семи-восьми скважин. Первоначальные дебиты газа 300—400 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Режим горизонта газовый.

Газ XIV горизонта легкий с плотностью (воздух-1) 0,685.

Содержание азота+редких 8,3%; метана 81,1; сероводорода нет, углекислого газа до 0,3%.

Воды горизонта слабо минерализованные и относятся к сульфатно-натриевому типу. Удельный вес воды 1,0046, минерализация 5—7 г/кг.

Как показали анализы, вода этого горизонта не содержит иод, бром, сероводород. Содержание метана — 0,13 мг/л.

XVIII горизонт расположен в ляканской свите нижнемеловых отложений и представлен в основном серыми, светло-серыми крепкими и плотными известняками, а также розовыми и серыми мергелями с прослойками глин коричневого и зеленого цвета. Общая мощность горизонта 44—49 м, эффективная — 8 м. Глубина залегания горизонта 630—660 м. Пористость пород 6—10%. Газовая залежь XVIII горизонта находится в надвиговой части структуры. Длина ее 1,7 км, ширина 0,220 км. Площадь газоносности равна 32,7 га.

Кроме того, в поднадвиговой части структуры в XVIII горизонте обнаружена непромышленная нефтяная залежь.

Газоносность горизонта выявлена в 1955 г. скважинами 5 и 6, давшими, соответственно, притоки 70,8 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  и 12 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

В скважине 1 получена нефть с дебитом 0,6 т/сут и вода с дебитом 11 т/сут. В скважине 3 с интервала 523—528 м из XVIII горизонта после испытания получена нефть с водой. Дебит нефти 0,4—0,7 т/сут, воды — 0,3 т/сут. Эти скважины до сих пор находятся в консервации.

Начальное пластовое давление 65 атм. Первоначальные дебиты газа 250 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , первоначальные дебиты нефти 30 т/сут. Режим горизонта газовый.

Газ имеет плотность (воздух-1) 0,681. Содержание азота+редких 4,2%; метана 82,75; сероводорода 0,3; углекислого газа 1,05.

Нефть поднадвиговой части горизонта характеризуется следующими параметрами: удельный вес 0,765 г/см<sup>3</sup>; содержание серы 0,05%; акцизных смол от 2 до 22, асфальтенов нет, кокса 0,292, парафина 5,21%. Вязкость  $\Theta_{20}$ —1,06. Разгонка по Энглеру:  $\Theta_{100}$ —15—120,  $\Theta_{200}$ —50—47%,  $\Theta_{300}$ —72—73%.

Воды горизонта напорные, относятся к хлоркальциевому типу; удельный вес 1,0046, минерализация 8,252 г/кг, иода нет, брома 1,0—2,0 г/л; сероводорода от 4,86 до 213,43.

В отложениях юры открыто два горизонта, содержащих газ. Оба они находятся в верхней части юры и представлены коричневато-серыми мелкозернистыми песчаниками. Открывательницей явилась скважина Ю. Газ в этой скважине получен из интервалов 977—990 и 1093—1103 м. Дебиты газа, соответственно, равны 700 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$  и 90 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , начальное давление 119—116 атм.

Газ имеет плотность (воздух-1) 0,685—0,756 г/см<sup>3</sup>; содержание азота+редких 3,8—4,0%, метана 82,4—85,6. Из-за необустроенности скважина Ю законсервирована.

Месторождение Ханкыз открыто в 1957 г. Оно находится в 17 км к северо-востоку от пос. Чимюн на территории Ферганской области Узбекской ССР.

В морфологическом отношении описываемый район представляет собой мульдообразную межадырную долину с абсолютными отметками 600—630 м. Эта долина очень полого воздымается на север и юг и ограничивается Акпияльским и Капчигайским адырами, абсолютные отметки которых, соответственно, составляют 857,7 и 733,3 м. Таким образом, превышение адыров над долиной — 100—250 м.

Структурный план месторождения на поверхности не отображен. Многочисленные каналы и арыки, протекающие по площади, берут начало у одного из горных притоков Шахимардансая, воды которых разбираются на орошение.

Район давно привлекал внимание геологов как перспективный на нефть и газ. Но только в 1950 г. на площади произведена геофизическая съемка под руководством А. А. Сержанта. В 1954 г. здесь были выполнены электроразведочные и сейсмические профильные работы, а в 1955 г. — сейсмические исследования, основными исполнителями которых были Э. С. Марков, М. И. Бальчев, Г. И. Рубайло, В. С. Лемешкин, К. А. Починский. Интерпретацию материалов сейсморазведки производили Э. Г. Мальцева, И. С. Вольвовский, Б. Б. Таль-Вирский, В. А. Васильева, а электроразведки — Н. К. Ивлентьев и И. И. Крейнс.

Эти работы подтвердили наличие здесь погребенной Ханкызской складки. Для уточнения ее глубинного строения и выяснения продуктивности ее недр с 1956 г. по 1958 г. было пробурено девять скважин. В результате этих работ определены промышленные залежи нефти во II и VII горизонтах палеогена. В 1965 г. при испытании продуктивного горизонта кызылпияльской свиты был получен газ дебитом 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На площади с 1956 (начало разведочного бурения) по 1958 г. пробурено 25 скважин, из них 12 дали промышленные притоки нефти и газа, остальные ликвидированы либо по геологическим, либо по техническим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Ханкызской антиклинали принимают участие породы палеозойского, палеогенового и неогенового возрастов. Вскрытая мощность палеозойских отложений составляет 55 м. Отложения мезозоя представлены породами юрского и мелового возрастов, а юры — породами, характерными для Южной Ферганы. Мощность их достигает 535 м.

Меловые отложения представлены муянской (120—140 м), ляканской (40—45 м), кызылпияльской (40—60 м), калачинской (110—115 м), устричной (90—100 м), яловачской (130—150 м), пестроцветной (170—180 м) и чангырташской (60—65 м) свитами. Общая мощность меловых отложений составляет 760—840 м.

Палеогеновая система также представлена полным разрезом: бухарскими (120—125 м), сузакскими (40—45 м), алайскими (55—60 м), туркестанскими (90—95 м), риштан-исфара-ханабадскими (110—120 м) и сумсарскими (110—120 м) слоями. Общая мощность доходит до 560 м. Неогеновая система состоит из отложений массагетской и бактрийской серий, общая мощность которых колеблется от 90 до 1400 м.

**Тектоника.** О. А. Рыжков полагает, что Ханкызская структура располагается в пределах Капчигайско-Ачисайского антиклинория и представляет собой брахиантиклиналь широтного простирания. Складка относится к типу погребенных структур. Длина складки по отложениям неогена

(по данным сейсморазведки) достигает 8 км при ширине 4 км. Свод ее широкий, крылья пологие. Максимальный угол наклона крыльев до 15°. На юге структура ограничена синклинальным прогибом, отделяющим ее от погружения Кызыларчинской антиклинали. Северное крыло, погружаясь, сливается с равниной Центральной Ферганы. По материалам глубокого бурения установлено, что в отложениях палеогена (рис. 66) складка имеет почти симметричное строение с углами падения на северном крыле 5—7°, на южном — 8—10°. Длина складки 4, ширина 2,5 км. На южном крыле в скважине 6 прослеживается нарушение взбросового типа, амплитуда которого 30 м. Это нарушение установлено только в одной точке и поэтому имеет условный характер.

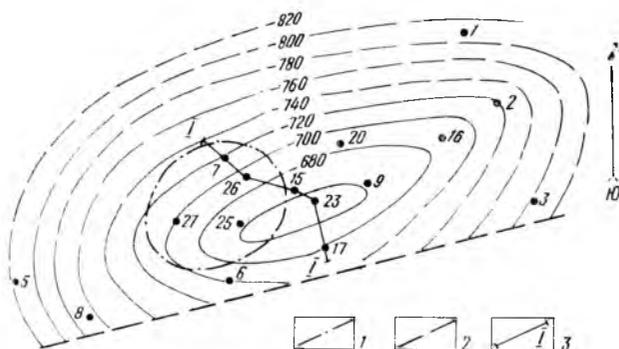


Рис. 66. Структурная карта нефте-газового месторождения Ханкыз по кровле II горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — предполагаемый первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушения; 3 — линия профиля.

**Нефтегазоносность.** На нефте-газовом месторождении Ханкыз промышленные залежи нефти приурочены к II и VII горизонтам палеогена. Залежи нефти этих горизонтов имеют небольшие размеры (рис. 67). Небольшой приток нефти получен и при испытании VIII горизонта в скважинах — 6 и 4 (дебит от 0,3 до 0,03 т/сут), в скважине 2 получена вода с нефтью.

В 1965 г. при испытании продуктивного горизонта кызылпияляльской свиты в скважине 23 с интервала глубин 2499—2491 м был получен газ с дебитом 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В настоящее время скважина 23 находится в консервации.

II горизонт залегает в кровле сумсарских слоев палеогена и представлен песчаниками красного цвета, местами переходящими в песчано-глинистые алевролиты красновато-малинового цвета с прослоями песчанистых и известковистых малиновых глин. Общая мощность горизонта достигает 60 м, эффективная — не превышает 8—10 м. Средняя глубина залегания горизонта 1300—1350 м, пористость 10—17%, проницаемость 2—25 мд. Площадь нефтеносности 160 га, этаж 60 м. Промышленная нефтеносность II горизонта была установлена в феврале 1957 г. разведочной скважиной 2. В апреле того же года была получена промышленная нефть из разведочной скважины 4.

Начальные дебиты скважин 5—20 т/сут, газовый фактор 10 м<sup>3</sup>/т, текущий 16 м<sup>3</sup>/т. Начальное пластовое давление 153 атм, текущее — 102 атм. Эксплуатационный фонд на 1 января 1968 г. составляет 6 скважин.

Залежь II горизонта относится к пластовым сводовым и разрабатывается при упруго-водонапорном режиме. С начала разработки из горизонта извлечено 150985 т нефти, 65427 м<sup>3</sup> воды и 2373 тыс. м<sup>3</sup> газа. Плотность нефти 0,875—0,885; содержание серы 0,59%; асфальтенов 0,25; кокса 3,65; парафина 12,0; акцизных смол 35,5. Выход легких фракций до 100°—2,0%; до 200°—17,0; до 300°—31,0.

Вязкость нефти:  $\Theta_{20}$  — 5,60,  $\Theta_{50}$  — 2,30. Плотность газа 0,65, содержание азота + редких 6,5%; метана 95,1.

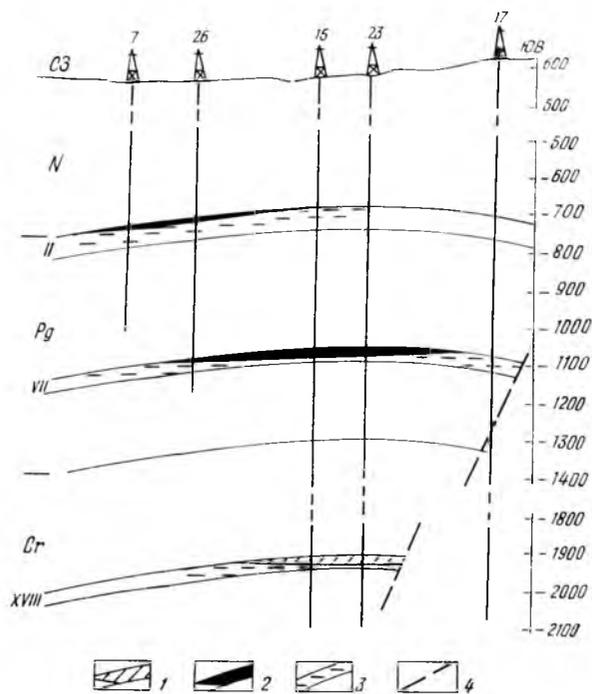


Рис. 67. Схема залегания нефти и газа на месторождении Ханкыз.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — нарушение.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу и характеризуются следующими параметрами: плотность 1,025 г/см<sup>3</sup>, минерализация 2765 мг-экв/л, рН=7,1, содержание иода 1,9 мг/л, брома нет, аммиака до 26,5.

VII горизонт состоит из двух частей: верхняя часть мощностью 15 м в основном представлена плотными, местами трещиноватыми известняками с прослоями мергелей и зеленых глин; нижняя часть (25 м) — пористыми, местами кавернозными доломитизированными известняками с прослоями ракушечников, мергелей и зеленых глин. Нижняя и верхняя части отделяются 5—6-метровым пропластком зеленых глин и мергелей. Общая мощность горизонта доходит до 50—55 м, а эффективная не превышает 10—14 м. Глубина залегания горизонта 1675 м.

Пористость 5—20%, проницаемость 5—30 мд. Этаж нефтеносности 30—40 м. Площадь нефтеносности 87 га. Продуктивность VII горизонта была установлена в ноябре 1956 г. в разведочной скважине 2. При испы-

тании в интервале 1696—1720 м был получен приток воды с нефтью в количестве  $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ . При испытании скважины 9 была получена безводная нефть с дебитом  $4 \text{ т}/\text{сут}$ . Горизонт разрабатывается с 1959 г.

Начальное пластовое давление  $172 \text{ атм}$ , текущее —  $120 \text{ атм}$ . Начальные дебиты скважин 5—10  $\text{т}/\text{сут}$ , текущие 3—7. Начальный газовый фактор 20, текущий 5—6  $\text{м}^3/\text{т}$ .

Залежь VII горизонта разрабатывается в условиях упруго-водонапорного режима. На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд составляет 4 скважины. С начала разработки из горизонта добыто 37492 т нефти, 10185  $\text{м}^3$  воды и 645,8 тыс.  $\text{м}^3$  газа.

Плотность нефти  $0,898 \text{ г}/\text{см}^3$ , содержание серы 1,18%; асфальтенов 1,25; кокса 3,10; парафина 15,0, акцизных смол 28,0. Выход легких

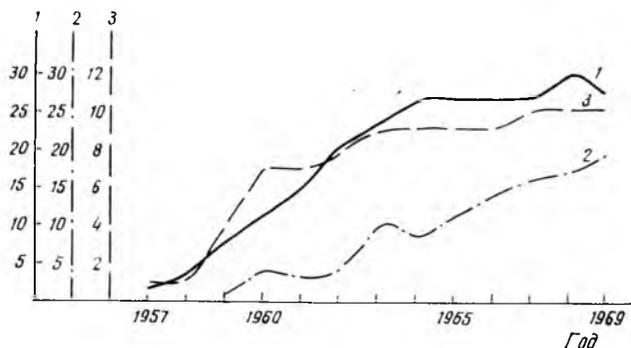


Рис. 68. История разработки месторождения Ханкыз.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

фракций до  $100^\circ$  — 1,5%, до  $200^\circ$  — 9,0; до  $300^\circ$  — 21,0. Вязкость нефти:  $\Theta_{50}$  — 3,10.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу и характеризуются следующими параметрами: плотность  $1,119 \text{ г}/\text{см}^3$ , минерализация  $5565 \text{ мг-экв}/\text{л}$ ; рН = 7,4; содержание иода  $7,15 \text{ мг}/\text{л}$ ; брома 1,0; аммиака 20,3.

**История разработки месторождения.** Объектами разработки на площади являются II и VII горизонты. Схема залежи и история разработки месторождения показаны на рисунках 67, 68. Продуктивный II горизонт представлен песчаниками и относится к поровому типу. VII горизонт, сложенный доломитизированным известняком, относится к порово-трещинному типу.

Разработка месторождения начата в 1957 г. В начальные периоды в эксплуатации находились разведочные скважины, давшие нефть.

Годовые отборы нефти с подключением скважин непрерывно увеличивались и к 1968 г. составляли 26,8 тыс. т при действующем фонде 10 скважин. Темп извлечения запасов очень низкий и колеблется по продуктивным горизонтам в пределах 1—3,5%. В 1967 г. по месторождению добыто 2,35% от извлекаемых запасов нефти.

На 1 января 1968 г. всего извлечено 188,4 тыс. т нефти и 75,2 тыс.  $\text{м}^3$  воды.

Залежи разрабатываются при упруго-водонапорном режиме с малой активностью контурных вод.

## ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ХАРТУМ

Месторождение открыто в 1957 г. Оно расположено в 9 км к востоку от г. Андижана, в пределах Андижанского района Андижанской области УзССР.

Хартумская площадь сложена на поверхности верхнетретичными и четвертичными отложениями. В пределах площади имеется сеть искусственных каналов и арыков.

В 1948 г. в районе Хартумской площади Б. П. Лебедев провел маршрутную геофизическую съемку, а в 1954 г. Т. В. Смолина составила сводную геофизическую карту. Хартум как самостоятельное поднятие было выявлено в 1954 г. в результате сейсморазведочных работ.

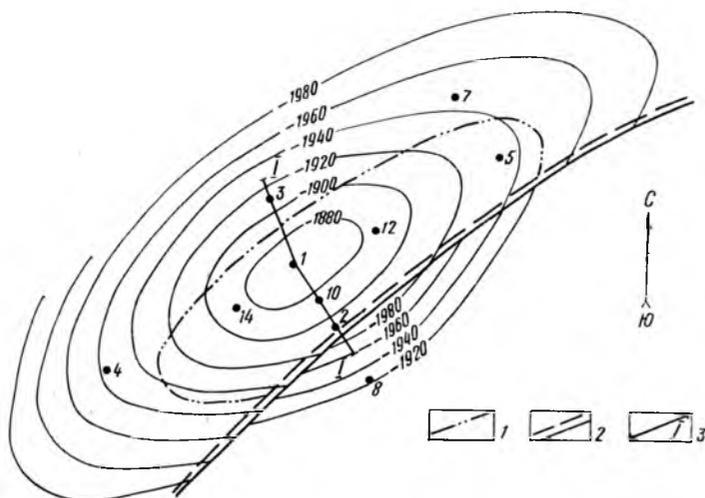


Рис. 69. Структурная карта нефтегазового месторождения Хартум по кровле VII горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушения; 3 — линия профиля.

Глубокие разведочные работы начаты в 1956 г. В 1957 г. при испытании скважины 1, пробуренной в своде складки на VIII горизонте в интервале 2585—2620 м, получен фонтан нефти с дебитом 60 т/сут, а скважина 2 из VII горизонта дала приток газа с дебитом 0,5 млн. м<sup>3</sup>/сут. При испытании VI горизонта в скважине 12 получен приток нефти с дебитом 10 т/сут и небольшое количество воды. Нефте- и газопроявления отмечены также при испытании III и V горизонтов.

На площади с 1956 (начало разведочного бурения) по 1958 г. пробурено 38 скважин, из них 11 дали промышленную нефть и газ, остальные ликвидированы либо по геологическим, либо по техническим причинам.

**Стратиграфия.** На Хартумской площади буровыми скважинами вскрыты палеогеновые и неогеновые отложения. Палеогеновые представлены бухарскими (100—105 м), сузакскими (50—55 м), алайскими (80—90 м), туркестанскими (100—105 м), риштан-исфара-ханабадскими (150—155 м) и сумсарскими (120—125 м) слоями. Общая мощность палеогена 605—635 м.

Неогеновые отложения выражены массагетской и бактрийской сериями. Мощность их колеблется от 1550 до 1700 м.

**Тектоника.** Хартумская складка представляет собой брахиантиклиналь, вытянутую с юго-запада на северо-восток (рис. 69). Складка располагается параллельно Аламышикской гряде. Углы падения пород и присводовой части составляют 5—6°, но к северо-западу доходят до 20°. Западная периклиналь Хартумской складки выражена не ясно. Углы падения на восточное погружение складки 3—4°. Длина складки по кровле VIII горизонта 3,5 км, ширина 1,5 км. Южное крыло осложнено серией тектонических нарушений, но одно из них (1—1) является основным. Амплитуда горизонтального смещения составляет 160 м, вертикально-

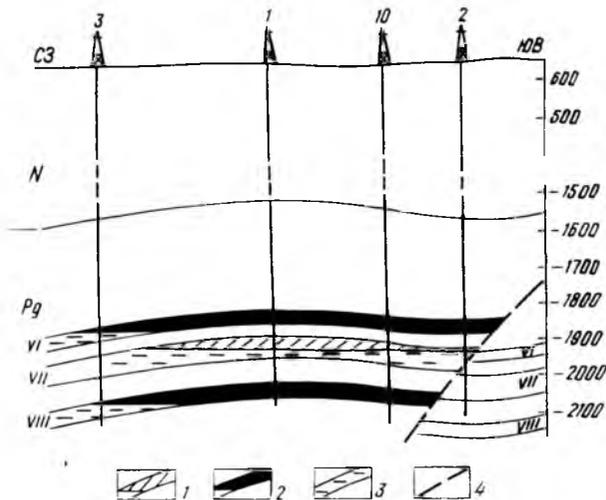


Рис. 70. Схема залегания нефти и газа на месторождении Хартум.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — нарушение.

го — 100 м. Остальные нарушения, которые пересекаются скважинами 2 и 10, имеют незначительную амплитуду. Они являются осложнениями основного нарушения и не распространяются на большое расстояние.

**Нефтегазоносность.** Промышленные скопления нефти установлены в горизонтах VI и VIII, а газа в VII (рис. 70). При опробовании III и V горизонтов были получены нефте- и газопроявления, III горизонт дал приток воды.

VI горизонт залегает в нижней половине туркестанских слоев среди зеленых глин. Представлен темно-зелеными известняками и доломитами. Общая мощность горизонта 25, эффективная — 7 м. Пористость колеблется от 8 до 10%, а проницаемость от 0 до 5 мд. Промышленная нефтеносность установлена в 1963 г. в скважинах 2, 12, при испытании которых была получена нефть с дебитом 10—15 т/сут. Глубина залегания горизонта 2400 м.

На 1 января 1968 г. эксплуатационный фонд состоит из двух скважин. Начальное пластовое давление 266 атм, а текущее 198 атм. Текущий дебит скважин 5—6 т/сут, с начала разработки добыто 20686 т нефти.

VII горизонт сложен серыми известняками с прослоями зеленых глин. Общая мощность горизонта 60—75 м, эффективная 14 м. Эффективная пористость 19,4%, средняя проницаемость 32 мд. В средней и верхней частях VII горизонта в скважинах 1 и 2 установлен промышленный газ с дебитом 0,5—0,6 млн. м<sup>3</sup>/сут. Длина залежи 2,5 км, ширина 0,6 км, высота 100 м. Глубина залегания продуктивной части горизонта 2480 м. Начальное пластовое давление 294 атм. Газ имеет плотность (по воздуху) 0,758, содержит сероводорода 0,02%; метана 76,2, азота + редких 2,8%.

Воды VII горизонта более минерализованы, чем воды вышележащих горизонтов. Минерализация их колеблется от 143,5 до 210,3 г/кг. Воды эти относятся к хлоркальциевому типу, вода они не содержат.

VIII горизонт расположен в палеогеновых слоях и представлен светло-серыми плотными, загипсованными известняками с прослоями мергелей и зеленых глин. Общая мощность 30 м, эффективная 8 м, по-

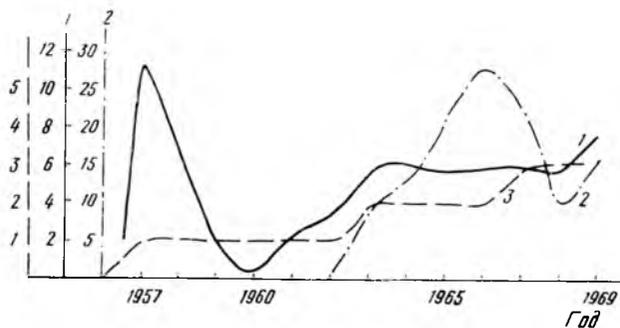


Рис. 71. История разработки месторождения Хартум.  
1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

ристость 10%, коэффициент нефтенасыщенности 0,6, проницаемость 40 мд.

Горизонт разрабатывается с 1957 г. после получения фонтанной нефти с дебитом 55—60 т/сут в скважинах 1 и 12.

Глубина залегания продуктивной части горизонта 2620 м. Начальное пластовое давление 312 атм, текущее 240 атм. Начальный газовый фактор составлял 150 м<sup>3</sup>/т, текущий — 58 м<sup>3</sup>/т.

На 1 января 1968 г. в эксплуатации находится одна скважина, дающая до 5,0 т/сут. С начала разработки добыто 354437 т нефти. Нефть имеет плотность 0,826 г/см<sup>3</sup>, содержит серы 0,10%; асфальтенов 0,15; акцизных смол 9,0; кокса 1,74; парафина 6,4. До 100° выкипает 6,5%, до 200°—32%, до 300°—55%.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу и характеризуются высокой минерализацией.

**История разработки месторождения.** Разработка месторождения начата в 1957 г. вводом в пробную эксплуатацию скважины 1 по VIII горизонту (рис. 71). С 1957 г. по 1963 г. в разработке находилась лишь одна скважина. В 1963 г. подключена в разработку залежь VI горизонта. Продуктивность VI горизонта несколько ниже, чем VIII, и поэтому существенного прироста в добыче нефти не дала.

В процессе пробной эксплуатации по залежам VI и VIII горизонтов отмечается интенсивное падение пластового давления и резкое снижение

величины газовых факторов, что свидетельствует об ограниченности запасов упругой энергии залежей и средней активности контурных вод.

На 1 января 1968 г. по залежам VI и VIII горизонтов в разработке находятся две скважины. Суммарная добыча нефти составляет 56,1 тыс. т, из которых 35,4 тыс. падает на залежь VIII горизонта.

Залежь нефти полностью не разбурена. Для разработки месторождения необходимо пробурить новые скважины, размещая их по треугольной сетке из расчета 8—10 га на одну скважину.

## НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ВОСТОЧНЫЙ АВАЛЬ

Месторождение Восточный Аваль открыто в 1957 г. Оно расположено на территории Ферганского района Ферганской области УзССР, в 10 км к югу от г. Ферганы. В восточной части площади протекает р. Исфайрамсай. Других водных источников на территории Аввальского месторождения нет.

Морфологически площадь выражена небольшим увалом северо-восточного простирания. Структура Восточный Авваль выявлена в 1954 г. сейсморазведочными работами и отделена от Аввальской неглубокой синклиналию. Поднятие Восточный Авваль является восточным периклинальным окончанием большой Кызыларчинской складки.

На Восточно-Аввальской площади на 1 января 1968 г. пробурено 15 скважин, из них только одна (34) вскрыла палеозойские отложения. В результате проведенных работ установлена нефтегазоносность V горизонта. Остальные горизонты оказались водоносными или сухими. Разработка месторождения начата в 1957 г.

**Стратиграфия.** В строении Восточно-Аввальской складки принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена.

Палеозойские отложения вскрыты только одной скважиной, мощностью 60 м. Отложения мезозоя представлены породами юрского и мелового возрастов.

Отложения юрской системы сложены породами, характерными для Южной Ферганы. Мощность доходит до 400 м. Меловые отложения представлены муянской (200—260 м), ляканской (45—50 м), кызылпиляльской (85—90 м), калачинской (100—110 м), устричной (100—120 м), яловачской (120—130 м), пестроцветной (110—125 м) и чангырташской (70—80 м) свитами.

Отложения палеогеновой системы представлены бухарскими (90—100 м), сузакскими (35—40 м), алайскими (50—55 м), туркестанскими (55—60 м), риштан-исфара-ханабадскими (100—120 м) и сумсарскими (50—55 м) слоями. Неогеновые отложения представлены континентальными породами массагетской и бактрийской серий. Общая мощность их колеблется от 130 до 370 м.

**Тектоника.** Восточно-Аввальская структура — брахиантиклиналь северо-восточного простирания. Длина складки по V горизонту 4 км, ширина — 1,2 км (рис. 72). За счет небольшой ундуляции оси складка разделяется на два купола. Юго-западный купол асимметричный. Углы падения юго-восточного крыла в среднем 25°, северо-западного — 18°, на северо-восточном поднятия углы падения крыльев 12—17°.

Восточно-Аввальская складка разбита нарушением типа надвига, по которому основная часть складки надвинута на северное крыло. Плоскость скольжения падает к югу под углом 45—50°. Амплитуда надвига 10—15 м.

Восточно-Аввальская брахиантиклиналь по отношению к Аввальской располагается кулисообразно. Аввальская же структура, как уста-

новлено в результате бурения и геофизических исследований, является периклинальным окончанием Кызыларчинской складки, расположенной на юго-западе района.

**Нефтегазоносность.** На поверхности Восточно-Аввальской складки признаков нефтегазоносности не наблюдается. Для выяснения нефтегазо-

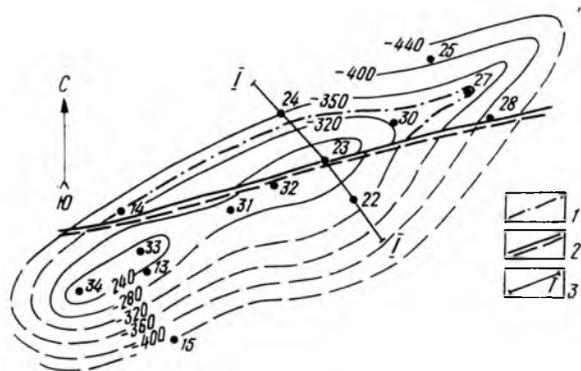


Рис. 72. Структурная карта нефтегазового месторождения Восточный Авваль по кровле V горизонта палеогена (по материалам объединения «Узбекнефть»).  
1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушения; 3 — линия профиля.

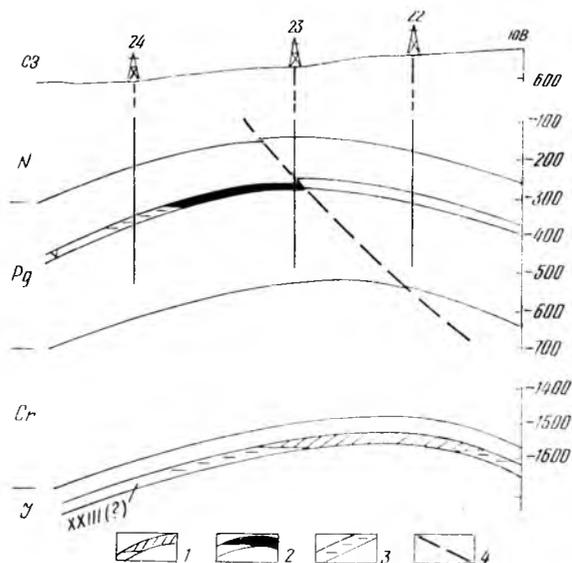


Рис. 73. Схема залегания нефти и газа на месторождении Восточный Авваль.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе);  
3 — вода; 4 — нарушение.

ности данной площади пробурено 15 разведочных скважин. В результате их испытания выяснилось, что V горизонт палеогена содержит промышленную нефть, а в VI и VIII горизонтах получена пластовая вода с незначительным выделением нефти (рис. 73).

Промышленный газ получен из верхней части ляканской свиты ниж-

него мела. Остальные горизонты при испытании оказались либо водоносными, либо сухими.

V горизонт залегает среди туркестанских слоев палеогена и представлен серыми и светло-бурыми трещиноватыми известняками с прослоями песчаника. Общая мощность 7—8 м, эффективная — 6 м. Средняя глубина залегания горизонтов 900 м. Площадь нефтеносности равна 132 га. Пористость варьирует в пределах 10—35%, проницаемость 5—30 мд. Залежь пластовая, тектонически экранированная, разрабатывается с 1957 г. Начальные дебиты нефти составляли в среднем 17—20 т/сут, текущие 5—6 т/сут. Начальный газовый фактор 40 м<sup>3</sup>/т, текущий 5 м<sup>3</sup>/т. Начальное пластовое давление 98 атм, текущее 60 атм.

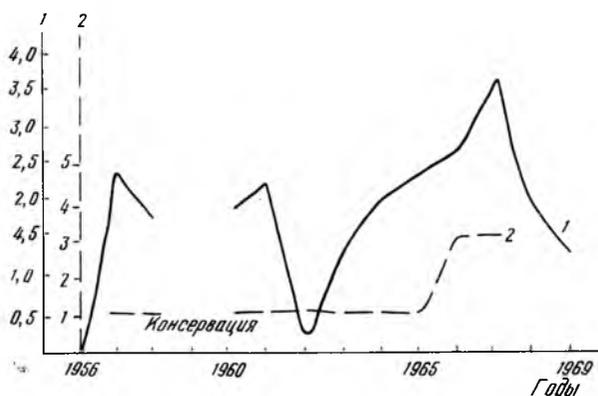


Рис. 74. История разработки месторождения Восточный Авваль.

1 — добыча нефти; 2 — действующий фонд скважин.

**История разработки месторождения.** Продуктивность площади была установлена в 1956 г. Нефтеносным оказался V горизонт туркестанских слоев. Породами, вмещающими нефть, являются слаботрещиноватые известняки, которые относятся к коллекторам порово-трещинного типа. Разработка залежи начата в 1957 г. вводом в эксплуатацию разведочной скважины 23. С 1957 по 1965 г. в разработке находилась только эта скважина. Годовые отборы нефти из скважины 23 колебались в пределах 0,21—2,5 тыс. т. В 1966 г. пробурено еще 2 скважины, а в 1967 г. их фонд возрос до 4 и годовая добыча нефти достигла 3,57 тыс. т (рис. 74).

На 1 января 1968 г. действующий фонд состоит из 4 скважин, три из них дают нефть с водой. Обводненность некоторых скважин колеблется в пределах 40—90%. На 1 января 1968 г. из залежи извлечено 20,5 тыс. т нефти, 1,7 тыс. м<sup>3</sup> воды и 890,8 тыс. м<sup>3</sup> газа. Залежь разрабатывается при режиме растворенного газа. Текущая нефтеотдача составляет 11% геологических запасов нефти.

#### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ХОДЖАОСМАН

Месторождение Ходжаосман открыто в 1961 г. Оно расположено в 35 км к юго-западу от г. Андижана, в 3 км южнее Палванташского месторождения и входит в пределы Ленинского района Андижанской области УзССР.

В орографическом отношении основная часть площади представляет собой равнину, изрезанную искусственными оросительными каналами.

На северо-западной части площади, там, где на поверхности развиты конгломераты бактрийских слоев, располагается невысокая возвышенность, изрезанная многочисленными сухими оврагами. Река Каратепе-Чаукентсай отделяет равнинную часть территории от этой возвышенности.

Ходжаосманская структура под названием Булакской была выявлена в 1934 г. Г. И. Шатовым при геологической съемке Палванташской площади и прилегающих к ней участков. В 1939 г. она закартирована Ф. Л. Чернышевым под названием Ходжаосманской. Изучение глубинного строения площади начато в 1945 г., когда было пробурено 6 структурных скважин, по которым и составлено обоснование к постановке разведочного бурения.

В апреле 1946 г. на Ходжаосманской структуре началось разведочное бурение. За шесть месяцев пробурено три скважины, которые выявили отсутствие палеогеновых отложений на своде складки и их водоносность на северо-западном крыле.

Разведочные работы были возобновлены в 1951 г. и продолжались до 1953 г. При опробовании меловых горизонтов получены отрицательные результаты. По данным бурения установлено, что свод складки размыт до отложений льяканской свиты нижнего мела и здесь породы бактрийской серии залегают с угловым несогласием на размытой поверхности различных горизонтов палеогена и мела.

В 1953—1954 гг. для уточнения глубинного строения структуры были проведены электроразведочные работы, в результате которых выявлена антиклинальная складка по опорному электрическому горизонту. В 1960 г. на площади было начато структурное бурение для уточнения строения этой складки.

Из 16 пробуренных скважин 4 вскрыты на своде структуры отложения мела, в результате чего значительно уточнено строение Ходжаосманской структуры. При испытании XVIII горизонта в структурной скважине 21 получен фонтан нефти с дебитом 25—30 *т/сут*. В связи с этим в 1961 г. было возобновлено глубокое разведочное бурение с целью оконтуривания выявленной залежи нефти и выяснения нефтегазосности нижнемеловых и юрских отложений. На протяжении нескольких лет было пробурено и испытано 11 разведочных и 8 эксплуатационных скважин. Установлено, что залежь нефти XVIII горизонта имеет ограниченные запасы. Горизонты XX и XXII муянской свиты содержат непромышленные скопления нефти и газа с водой. Отложения юры оказались бесперспективными.

В поверхностном строении площади участвуют отложения бактрийской серии. Более древние мезозойские, палеогеновые и палеозойские образования вскрыты разведочными скважинами.

**Стратиграфия.** В строении Ходжаосманской складки принимают участие отложения палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена.

Вскрытая мощность палеозойских отложений составляет 400 м. Мезозой представлен породами юрского и мелового возрастов. Отложения юрской системы характерны для Южной Ферганы, мощность их доходит до 300 м. Меловые образования представлены муянской (230—385 м), льяканской (30—90 м), кзылпиляльской (70—90 м), калачинской (45—65 м), устричной (0—60 м), яловачской (0—120 м), пестроцветной (0—100 м), чангырташской (0—100 м) свитами.

Породы палеогеновой системы ложатся на размытую поверхность меловых отложений и представлены бухарскими (0—100 м), сузакскими (0—50 м), алайскими (0—60 м), туркестанскими (0—60 м), риштан-исфара-ханабадскими (0—100 м), сумсарскими (0—15 м) слоями.

Резкое изменение мощностей связано с размывом палеогеновых и меловых отложений на сводовой части складки.

Неогеновые отложения подразделяются на нижнюю — массагетскую и верхнюю — бактрийскую серии. Однако отложения массагетской серии на Ходжаосманской площади в пробуренных скважинах отсутствуют, так как срезаются конгломератами бактрийской серии. Общая мощность бактрийской серии по скважинам колеблется от 400 до 650 м.

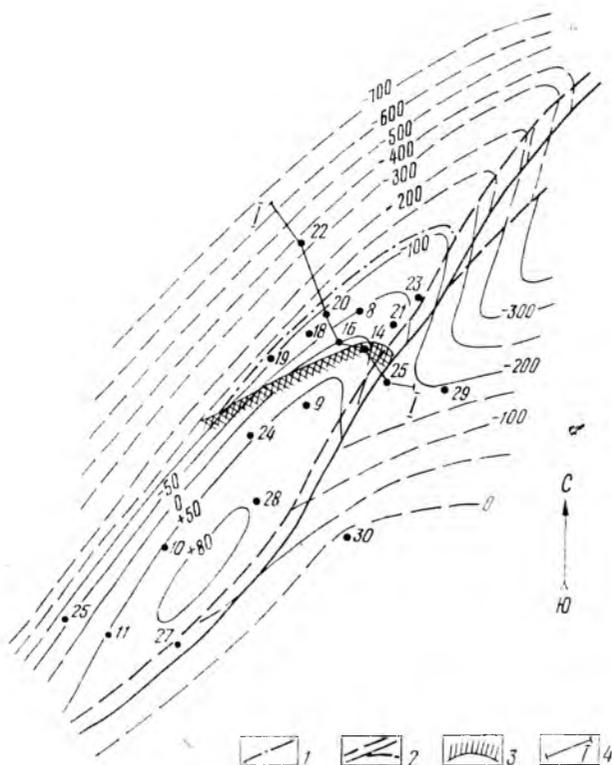


Рис. 75. Структурная карта нефтяного месторождения Ходжаосман по кровле XVIII-Г горизонта мела (по материалам объединения «Узбекнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушения; 3 — граница резкого ухудшения коллекторского свойства; 4 — линия профиля.

**Тектоника.** Ходжаосманская структура представляет собой асимметричную антиклинальную складку субширотного простирания, сложенную на поверхности конгломератами бактрийской серии. Углы падения пород на северо-западном крыле  $12-15^\circ$ , а на юго-восточном  $25-35^\circ$ . На северо-восточной периклинали породы падают под углом  $6-7^\circ$ . Юго-западная периклинали вырисовывается плохо.

По данным бурения Ходжаосманская структура в мезозойских отложениях представляет собой почти симметричную антиклинальную складку северо-западного простирания. Предбактрийской денудацией сводная часть складки размыта до отложений ляканской свиты нижнего мела. На размытой поверхности различных горизонтов мела и палеогена залегают породы бактрийской серии.

По кровле горизонта XVIII складка имеет длину 4,5, ширину 2 км (рис. 75). Углы падения меловых отложений на крыльях колеблются в

пределах 35—45°. Юго-восточное крыло осложнено продольным тектоническим нарушением типа сбросо-надвига. Оно проходит с юго-запада на северо-восток параллельно оси складки. На северо-восточной периклинали нарушение разделяется на две ветви. Плоскость нарушения падает к северо-западу под углом 50—60°. Юго-восточное крыло опущено на 150—160 м.

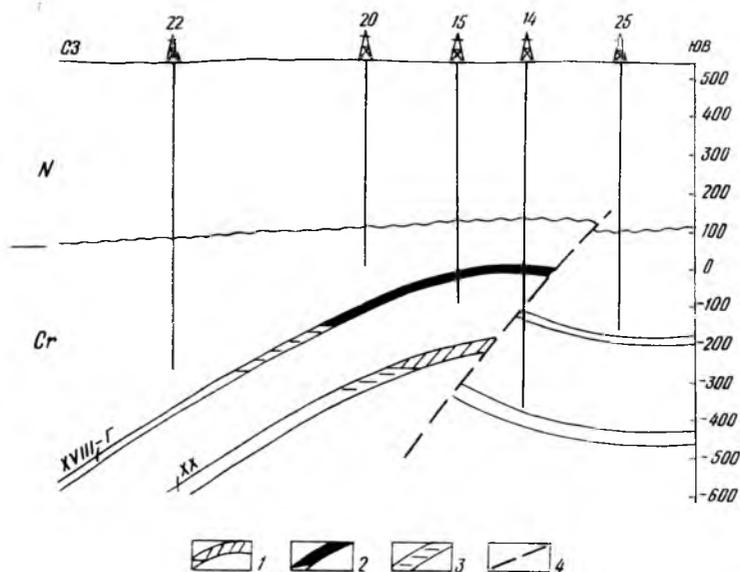


Рис. 76. Схема залегания нефти и газа на месторождении Ходжаосман.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — нарушения.

**Нефтеносность.** При испытании продуктивных горизонтов муянской свиты были получены слабые притоки нефти и газа с водой. В скважине 12 из XX горизонта получен приток нефти с дебитом 1,7 м<sup>3</sup>/сут и воды 5,9 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 10 получен фонтан газа дебитом 6,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут с жидкостью. В этой же скважине из XXII горизонта получено 14 л/сут нефти и вода. При бурении ряда структурных скважин (7, 8, 10, 11) в кернах пород бактрийской серии отмечены признаки нефти.

Промышленные притоки нефти выявлены только в XVIII горизонте (ляканская свита). Залежь нефти приурочена к северо-западному крылу северо-восточной периклинальной части складки и относится к литологически экранированному типу (рис. 76).

XVIII горизонт состоит из мелкозернистых песчаников, их мощность от 3 до 10 м, эффективная — от 3 до 6 м. Глубина залегания продуктивной части горизонта 550—600 м. Горизонт разрабатывается с 1961 г. (рис. 77). Начальное пласто-

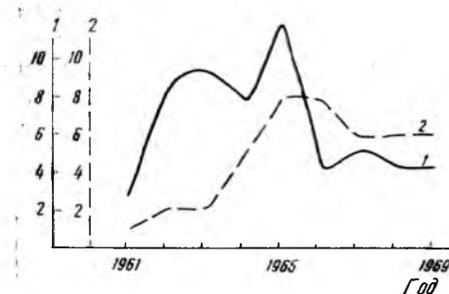


Рис. 77. История разработки месторождения Ходжаосман.

1 — добыча нефти; 2 — действующий фонд скважин.

вое давление 60, текущее — 5 атм. Начальный газовый фактор составил 58 м<sup>3</sup>/т. Начальный дебит нефти около 20 т/сут, текущий — от 0,3 до 9 т/сут. На 1 января 1968 г. в эксплуатации находится 6 скважин, и все они дают безводную нефть. С начала разработки добыто нефти 50095 т, скважины работают по режиму растворенного газа.

Плотность нефти 0,82—0,83 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,23%; асфальтенов 0,04; кокса 0,47; парафина до 5,0; акцизных смол 48,0. Выход легких фракций до 100°—2,0%; до 200°—30,0; до 300°—57,0. Вязкость нефти.  $\Theta_{20}^{\circ}$ —1,64;  $\Theta_{50}^{\circ}$ —1,12. Как видно, нефть XVIII горизонта легкая, мало-сернистая, парафинистая.

За время разработки горизонта добыто 2274,4 тыс. м<sup>3</sup> попутного газа. Плотность газа 0,606; содержание азота + редких 7,1; метана 91,8%.

Воды горизонта относятся к хлоркальциевому типу и характеризуются следующими параметрами: плотность 1,019 г/см<sup>3</sup>, минерализация 2854 мг-экв/л, содержание иода 2,115—10,190 мг/л; брома нет, аммиака до 26,66; рН=7,2.

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ РАВАТ

Месторождение Рават открыто в 1962 г. Оно находится на территории Ленинабадского района Таджикской ССР. Описываемая площадь расположена в зоне адыров в предгорьях Туркестанского хребта и представляет собой холмистую область, сложенную серыми конгломератами сохского возраста. Поверхность месторождения полого наклонена с юга на север и местами осложнена саями. По описываемой территории протекает р. Исфара, образующая широкую (около 500 м) долину, которая разделяет площадь на две почти равные части. Обрывистые борта долины сложены конгломератами.

Геологическое описание района впервые было дано К. П. Калицким и В. Н. Вебером в 1909—1914 гг., проводившими здесь геологическое картирование. С 1930 г. на площади проводятся геофизические исследования. С 1946 г. по 1949 г. район был охвачен магниторазведкой. В 1957 г. непосредственно в районе Раватской антиклинали детальные сейсмические исследования методом ОБ проводили И. А. Розенберг и З. С. Маркаров. Затем в 1958—1959 гг. Тузлукская партия под руководством З. С. Маркарова осуществила детальные сейсмические исследования методом ОБ, дополнившие ранее проведенные исследования. В результате выполненных работ построена структурная карта Раватского поднятия.

По данным сейсморазведки Раватская складка представлена в виде двух самостоятельных поднятий, разделенных прогибами и расположенных кулисообразно. За восточным поднятием оставлено прежнее название Рават, а западное названо Канибадамом.

На основании данных сейсморазведки на Раватской структуре было начато бурение скважины I, в которой из II горизонта в 1962 г. был получен фонтан нефти. На 1 января 1968 г. на структуре пробурено 18 глубоких скважин, при этом выявлена промышленная нефтеносность II, IV, VII горизонтов палеогена в 7 скважинах.

**Стратиграфия.** В строении Раватской структуры принимают участие палеозойские, юрские, палеогеновые и неогеновые отложения. Палеозойские отложения состоят из темно-серых песчанистых крепких аргиллитов. Они вскрыты на глубине 35 м.

Отложения юрской системы характерны для Южной Ферганы. Мощность их достигает 255 м.

Меловые отложения представлены муянской (110—115 м), льякан-

ской (35—40 м), кызылпиляльской (25—30 м), калачинской (25—30 м), устричной (40—45 м), яловачской (125—130 м) и пестроцветной (75—80 м) свитами. Общая мощность меловых отложений 465—470 м.

Отложения неогеновой системы представлены бухарскими (115—120 м), сузакскими (25—30 м), алайскими (40—45 м), туркестанскими (45—50 м), риштан-исфара-ханабадскими (120—135 м) и сумсарскими (25—30 м) слоями. Общая мощность палеогеновых отложений изменяется от 375 до 410 м.

Неогеновая система выражена массагетской и бактрийской сериями общей мощностью 3000—3120 м.

**Тектоника.** Раватская структура представляет собой брахиантиклиналь широтного простирания. Она располагается к северу от Айритан-

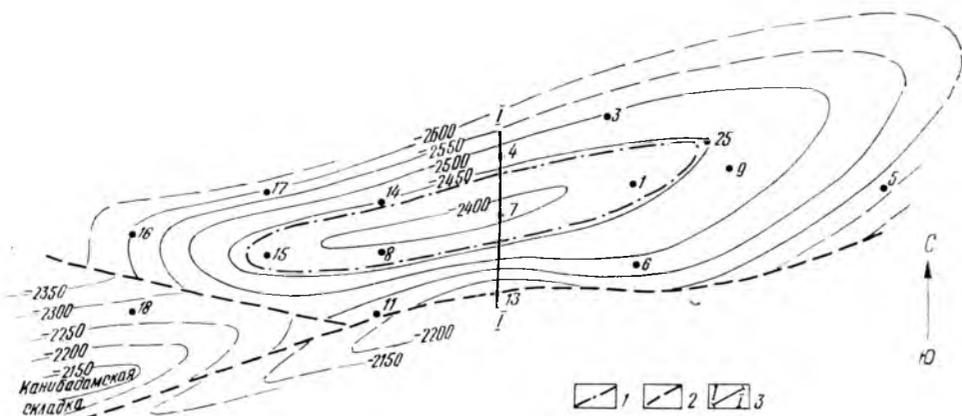


Рис. 78. Структурная карта нефте-газового месторождения Рават по кровле II горизонта палеогена (по материалам НПУ «Таджикнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности II горизонта; 2 — линия нарушения; 3 — линия профиля.

ской структуры между складками Шорсу-VI на востоке и Канибадам на западе. Раватская структура по отношению к Канибадамской располагается кулисообразно. По кровле II горизонта она имеет длину 8, ширину 2 км (рис. 78). Раватская структура симметричная, гипсометрически она располагается на 290 м ниже Канибадамской. Угол падения палеогеновых отложений на крыльях структуры 10—12°, а на периклинальных замыканиях около 6°.

На погружениях южного крыла параллельно простиранию складки проходит тектоническое нарушение типа взброса. Это нарушение протягивается как на запад, так и на восток на расстояние свыше 60 км. На западе оно проходит по южному крылу Канибадамской структуры, затем уходит на юго-запад и затухает на северном крыле Каратауской палеозойской структуры.

На востоке оно прослеживается по северному крылу структуры Шорсу-IV и далее севернее Северо-Сохской структуры. В пределах Раватской складки плоскость сбрасывателя этого нарушения в отложениях неогена наклонена на юг под углом 73°. Амплитуда смещения в низах неогена 125 м, но с глубиной она увеличивается.

**Нефтегазоносность.** Нефтяное месторождение Рават является многопластовым. Залежи нефти выявлены во II, IV и VII горизонтах (рис. 79). В настоящее время месторождение находится в пробной эксплуатации.

II горизонт залегает в кровле сумсарских слоев палеогена и представлен коричневатой и зеленоватой-серыми мелко- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками общей мощностью 12,5 м. Проницаемость этих песчаников измеряется несколькими миллидари. Фонтан нефти из II горизонта был получен в 1962 г. в разведочной скважине 1. Нефтяная залежь по размерам небольшая. Предполагаемый режим — режим растворенного газа. Начальное пластовое давление 302 атм, первоначальный газовый фактор 350 м<sup>3</sup>/т, начальные дебиты 34,6 т/сут.

На 1 января 1968 г. по II горизонту в эксплуатации находятся две скважины (1 и 7). С начала разработки добыто 20989 т нефти. Текущие

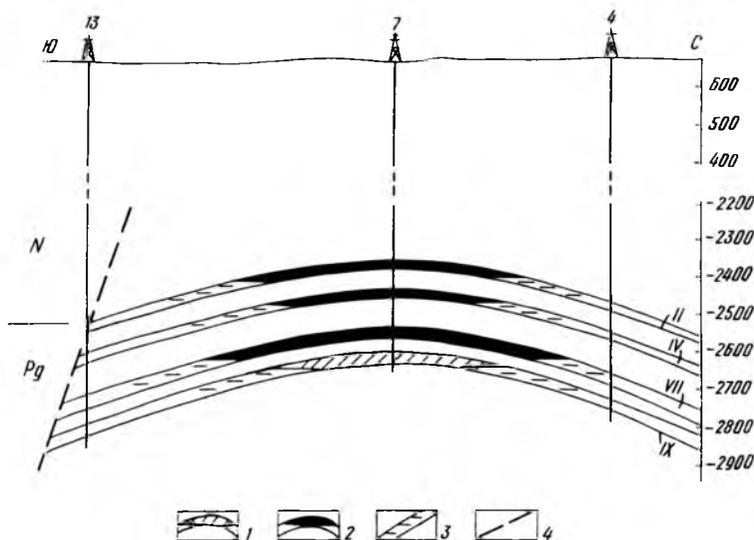


Рис. 79. Схема залегания нефти и газа на месторождении Рават.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода; 4 — разлом.

дебиты 14,8 т/сут. Текущее пластовое давление 267 атм, текущий газовый фактор 328 м<sup>3</sup>/т. Нефть II горизонта легкая (удельный вес 0,827 г/см<sup>3</sup>). Содержание серы 0,8%, асфальтенов 1,52, акцизных смол нет, кокса 2,22, парафина 7,72. Выход легких фракций: до 100°—8,72%; до 200°—37,97, до 300°—59,79. Вязкость  $\Theta_{20}$ —2,01,  $\Theta_{50}$ —1,21.

С начала разработки добыто 10,1 млн. м<sup>3</sup> попутного газа плотностью (воздух-1) 0,857. Содержание углекислого газа 0,4%; аммиака 57,4; азота + редких 6,39; серы нет.

IV горизонт находится в подошве риштанских слоев палеогена и состоит из серых известковистых песчаников в нижней части горизонта и серых глинистых, песчаных известняков с включениями гипсов в верхней части горизонта. Общая мощность 14 м, проницаемость 2,6 мд. В пробной эксплуатации находится одна скважина (9), начавшая эксплуатироваться в феврале 1967 г. Первоначальный дебит 10,8 т/сут, пластовое давление 371 атм, начальный газовый фактор 39,0 м<sup>3</sup>/т. С начала разработки на июль 1968 г. добыто нефти 2503 т. Эксплуатационный фонд состоит из одной скважины. Текущий дебит 14 т/сут, текущее пластовое давление 371,6 атм. Нефть IV горизонта имеет следующую характеристику: удельный вес 0,8795 г/см<sup>3</sup>; содержание серы 0,65%; асфальтенов 3,18; золы 0,015; кокса 4,35; парафина 6,55. Выход легких фракций:

до 100°—2,2%; до 200°—16,88; до 300°—33,76. Вязкость  $\Theta_{20}$ —16,4;  $\Theta_{50}$ —2,03. Растворенный газ имеет плотность (воздух-1) равную 0,980, содержание углекислого газа 0,94%; аммиака 56,6.

VII горизонт расположен в кровле алайских слоев, он состоит из светло-серых и серых палитоморфных, местами песчаных известняков с прослоями светло-серых песчаников и серо-зеленых глин. Среди глин встречаются прослойки мергеля. Общая мощность горизонта 30 м. Проницаемость 2,6 мд. Горизонт эксплуатируется с 1965 г. Начальные дебиты 7 т/сут, начальное пластовое давление 326 атм, начальный газовый фактор 100—120 м<sup>3</sup>/т.

На 1 января 1967 г. действующий фонд состоит из одной скважины (5), текущий дебит нефти 148 т/сут, текущий дебит газа 966 м<sup>3</sup>/сут, текущее пластовое давление 285,9 атм, текущий газовый фактор 53,2 м<sup>3</sup>/т.

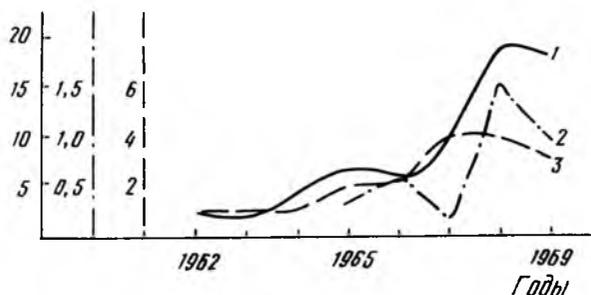


Рис. 80. История разработки месторождения Рават.

1 — добыча нефти; 2 — добыча воды; 3 — действующий фонд скважин.

С начала разработки (рис. 80) добыто 9142,6 т нефти и 302,2 тыс. м<sup>3</sup> газа. Нефть VII горизонта характеризуется следующими параметрами: удельный вес 0,8713 г/см<sup>3</sup>; серы в нем нет, асфальтенов 1,036%; акцизных смол 68,0; кокса 4,82; парафина 17,68. Выход легких фракций: до 100°—4,0; до 200°—15,0, до 300°—28,0. Вязкость:  $\Theta_{30}$ —10,4;  $\Theta_{50}$ —2,15. В настоящее время VII горизонт в скважине 6 обводнен и эксплуатация его прекращена.

### ГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ САРЫТОК

Месторождение Сарыток открыто в 1963 г. Оно находится на территории Фрунзенского района Ошской области Киргизской ССР в 20 км к северу от районного центра Куйбышев (бывший Риштан).

В морфологическом отношении Сарытоцкая площадь представляет собой возвышенность, состоящую из нескольких расположенных параллельно гряд, пропиленных сравнительно глубокими саями.

Впервые этот район был изучен в 1916 г. К. П. Калицким.

В 1933 г. Сарытоцкая структура была описана Г. П. Козицким и им же составлена карта этого района.

В 1941 г. О. А. Рыжков провел инструментальную геологическую съемку Сарыкамышской брахиантиклинали.

В 1948 г. геологоразведочная контора приступила к разведке Сарытоцкой складки. До 1950 г. было пробурено девять структурных скважин, размещенных по двум профилям. При проводке этих скважин было установлено наличие газоносных горизонтов в нестроцветной свите и отмечен

незначительный приток легкой нефти из верхней части экзогипсовой свиты верхнего мела.

Ввиду небольших размеров складки глубокое разведочное бурение на нижнемеловых отложениях не проводилось. После получения газа из юрских отложений на Северо-Риштанском и Северо-Сохском месторождениях решено было выбрать для разведки юры наиболее резко выраженные антиклинали, расположенные в благоприятных для нефтегазоаккумуляции региональных гидрогеологических условиях. К таким складкам относится и Сарытокская.

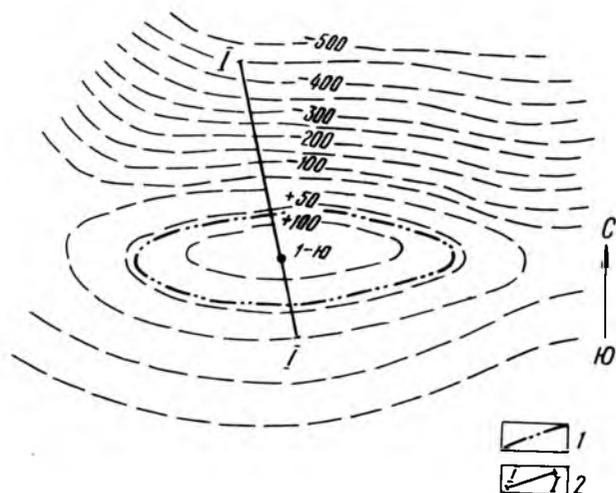


Рис. 81. Структурная карта газового месторождения Сарыток по кровле XXVI горизонта юры.

1 — условный контур газоносности; 2 — линия профиля.

С целью разведки юрских отложений в 1963 г. пробурена скважина 1, которая на глубине 1257 м вошла в палеозой.

При испытании юрских отложений в интервале 1140—1145 м был получен фонтан газа с дебитом 450 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

**Стратиграфия.** В строении Сарытокской структуры принимают участие породы палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена.

Вскрытая мощность палеозойских отложений доходит до 45 м. Отложения мезозоя представлены породами юрского и мелового возрастов. Меловые отложения представлены муянской (100—120 м), ляканской (50—55 м), кызылпияльской (25—30 м), калачинской (45—50 м), устричной (55—60 м) и пестроцветной (110—115 м) свитами.

Палеогеновые отложения сложены комплексом бухарских (130—140 м), сузакских (25—30 м), алайских (0—60 м), туркестанских (0—40 м), риштан-исфара-ханабадских (0—70 м), сумсарских (0—40 м) слоев. Отложения неогена вскрыты скважинами на крыльях структуры. Они представлены массажетской и бактрийской сериями. Мощность их колеблется от 0 до 420 м.

**Тектоника.** Месторождение Сарыток приурочено к антиклинальной складке группы структур Риштан-Бельчустского района. В эту же группу структур входят Северо-Риштанская, Южно-Риштанская, Сарытокская, Сарыкамышская, Тютокская и Бельчустская складки.

Все структуры Бельчустского района располагаются кулисообразно, образуя самостоятельные тектонические линии.

Длина складки Сарыток по кровле юры 1,5 км, а ширина 0,8 км (рис. 81). Сводовая часть складки размывта до сузакских слоев, однако по мере продвижения к периферийным частям они сменяются более молодыми. Члены палеогенового разреза к югу от оси складки породы резко выколаживаются до 10°, а к северу углы падения пород достигают 40—45°.

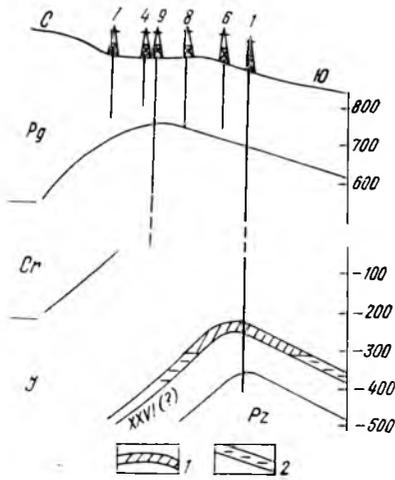


Рис. 82. Схема залегания газа на месторождении Сарыток.

1 — газ, 2 — вода.

**Газоносность.** Газовое месторождение Сарыток является однопластовым (рис. 82). Промышленный газ получен в 1963 г. в скважине 1 при испытании интервала 1146—1150 м (нижняя часть юрских отложений). В настоящее время месторождение законсервировано.

Продуктивный горизонт представлен серыми мелкозернистыми песчаниками. Общая мощность горизонта 10—12 м. Пористость 22,4; проницаемость 65,51 мд. Первоначальный дебит газа при 6,2-миллиметровом штуцере 60 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 119,0 атм, газ легкий,

плотность его (воздух-1) — 0,681, содержание метана 83,7%; этана 7,8; пропана 1,8; азота + редких 4,0.

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НАМАНГАН

Месторождение открыто в 1965 г. В морфологическом отношении Наманганская площадь представляет собой невысокую возвышенность, вытянутую с юго-запада на северо-восток на фоне общего наклона поверхности на юг.

Большая часть площади имеет мягкий рельеф с пологими очертаниями. Крутые и высокие склоны наблюдаются в основном по склонам саев. В центральной части площади протекают Кушансай и Пишкарансай, которые, сливаясь на юге, образуют Чартаксай. На западе площади протекает Намангансай. Склоны этих саев крутые, высота их местами достигает 100 м. На восточной части площади развито множество сухих саев, из которых наиболее крупные Сасыксай, Кансай, Булаксай. По Булаксайю протекает небольшая речка со слабоминерализованной не пригодной для питья водой.

Впервые Наманганскую структуру изучил Г. И. Шатов в 1933 г., который дал обоснование для проведения разведочного бурения. В последующие годы Наманганскую структуру исследовали В. И. Свядковская (1935 г.), А. С. Медведев (1944 г.), А. Г. Бабаев (1947 г.).

Результаты перечисленных работ послужили основанием для заложения глубоких разведочных скважин.

С 1944 по 1951 г. пробурено четыре скважины, но ни одна из них не вскрыла продуктивные горизонты палеогена. В скважине 2 испытано четыре горизонта в массагетских отложениях, которые дали целебную воду. На базе этой воды было начато строительство курорта Чартак, а пробуренные скважины в 1950 г. были переданы курорту.

Проектные глубины первых скважин для вскрытия палеогена со-

ставляли 2000 м, тогда как палеоген не был вскрыт даже на глубине 3127 м. По этой причине площадь была законсервирована.

По данным сейсморазведки на фоне Наманганской антиклинали было выделено три небольших самостоятельных поднятия: Кушанское, Карабагское и Ново-Наманганское. На основании этих данных рекомендовано бурение разведочных скважин на Кушанском (1958 г.) и Карабагском (1959 г.) поднятиях. В скважине 5, пробуренной в своде Кушанской складки, из VII и V горизонтов была получена нефть дебитом 18—20 т/сут, а в скважине 6, пробуренной в своде Карабагской складки, из V горизонта был получен приток нефти дебитом 0,5—0,6 т/сут.

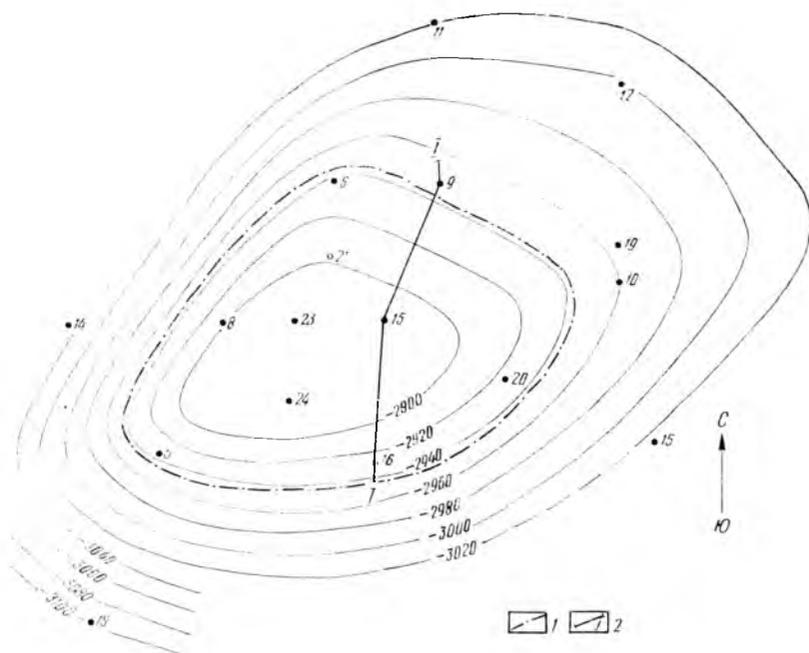


Рис. 83. Структурная карта нефтяного месторождения Наманган по кровле V горизонта палеогена.

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия профиля.

С получением нефти на Кушанской и Карабагской структурах в синклинальном прогибе между ними была заложена скважина 8, которая вскрыла палеоген, на 32 м выше, чем в скважинах 5 и 6, и из V горизонта был получен нефтяной фонтан. Скважина 13, заложённая в синклинали между Кушанской и Ново-Наманганской складками, вскрыла палеоген на 15 м выше скважины 8 и при испытании V горизонта получен мощный нефтяной фонтан.

Таким образом, разведочным бурением подтверждена промышленная нефтеносность V горизонта и наличие единой Наманганской структуры, ось которой по палеогену смещена на 3 км к северу по отношению к поверхности оси.

С 1944 (начало разведочного бурения) по 1968 г. пробурено на площади 28 скважин, из них в 10 получена промышленная нефть, остальные ликвидированы либо по геологическим, либо по техническим причинам.

**Стратиграфия.** В строении Наманганской складки принимают участие породы палеогена и неогена. На данной площади ввиду большой

мощности отложений неогена, ни одна из пробуренных скважин не вскрыла меловые породы.

Отложения палеогеновой системы представлены бухарскими (40—45 м), сузакскими (20—25 м), алайскими (25—30 м), туркестанскими (45—50 м), риштан-исфара-ханабадскими (40—45 м) и сумсарскими (50—55 м) слоями. Неогеновые отложения подразделяются на массагетскую и бактрийскую серии. Мощность их колеблется от 3400 до 3550 м.

**Тектоника.** Наманганская структура на поверхности представляет собой громадную пологую антиклинальную складку субширотного простирания. По бактрийским слоям ее длина 32, ширина 10—12 км. Северное крыло падает под углом 2—6, а южное 2—7°. Первые разведочные

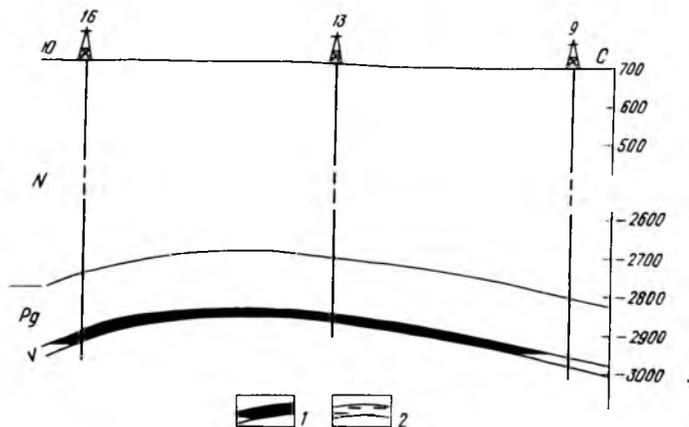


Рис. 84. Схема залегания нефти на месторождении Наманган.

1 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе);  
2 — вода.

скважины, пробуренные на площади, не достигли палеогеновых горизонтов и глубинное строение структуры осталось неясным. По данным сейсморазведочных работ здесь существует три самостоятельных поднятия: Кушанское, Карабагское и Ново-Наманганское. Однако как показали материалы разведочного бурения (16 скважин с 1959 г.), этот вывод оказался ошибочным. В действительности Наманганская складка по палеогеновым слоям — единая антиклинальная складка, соответствующая поверхностной структуре, но свод ее смещен к северу на 3 км. По кровле горизонта V Наманганская складка представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания и имеет длину 9 км, ширину 5 км. Углы падения южного крыла 6, северного 7° (рис. 83).

На северном крыле структуры в районе скважин 11, 12, 6 и 9 отмечается небольшой перегиб, который, по-видимому, обусловлен разломом. Возможно, что мезозойские отложения маскируют один из глубоких разломов. Однако в процессе бурения разломы не отмечены.

**Нефтеносность.** Результатами испытания разведочных скважин установлена промышленная нефтеносность в V горизонте и выявлены нефтепроявления в VII и VIII горизонтах палеогена (рис. 84).

На данной стадии изученности на Наманганской складке промышленно нефтеносным является V горизонт.

V горизонт залегает среди туркестанских слоев палеогена и состоит из светло-серых, доломитизированных известняков. Его мощность 10 м, эффективная 3—4 м. Средняя пористость 10%, проницаемость ко-

леблется от 50 до 100 *млд.* Средняя глубина залегания горизонта 3630 *м.* Этаж нефтеносности составляет 61 *м.* Длина залежи в пределах контура нефтеносности 5,4 *км,* ширина 3,6 *км.* Нефтеносность горизонта установлена в октябре 1964 г. Начальное пластовое давление 600 *атм,* текущее 504 *атм.* Начальный газовый фактор 180, текущий — 130 *м<sup>3</sup>/т.* Начальный дебит нефти 250—300 *т/сут* (через 10-миллиметровый штуцер), текущий 50 *т/сут.* Текущий действующий фонд составляют две скважины.

За время разработки из горизонта V добыто 72 709 *т* нефти, а всего из месторождения 77,6 *тыс. т.*

Нефть имеет следующую характеристику: плотность 0,855 *г/см<sup>3</sup>,* содержание серы 0,30%; кокса 3,4; парафина 5,0; силикагелевых смол 8,6. Начало кипения 87°. Выход легких фракций: до 100°—3%; до 200°—23, до 300°—41 %.

Нефть V горизонта малосернистая, парафинистая со средним удельным весом. За время разработки горизонта добыто 9000 *м<sup>3</sup>* газа. Плотность газа 0,955, содержание азота + редких 3,0%; метана 63,95. С начала разработки извлечено 47,3 *тыс. м<sup>3</sup>* воды. Воды горизонта, как и остальные воды нефтяных месторождений Ферганской долины относятся к хлоркальциевому типу и характеризуются следующими параметрами: плотность 1,060 *г/см<sup>3</sup>,* минерализация 4708 *мг/экв;* содержание иода до 11,2 *мг/л;* брома 0,6, аммиака до 18,0; рН=7,0.

#### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КЫЗЫЛАЛМА

Месторождение Кызылалма открыто в 1966 г. и расположено в северо-восточной части Ферганской долины на территории Джалалабадской области Киргизской ССР. Месторождение находится в пределах Майлисуйского выступа, северо-западнее месторождения Майлису-IV.

С поверхности территория месторождения сложена отложениями бактрийской серии. В морфологическом отношении это всхолмленная равнина, не имеющая постоянных водотоков. Равнина в различных направлениях прорезана сухими оврагами.

Разведочное бурение на площади началось в 1962 г. В том же году в скважине 3 была установлена нефтеносность XXIII горизонта юры, а в 1966 г. газоносность этого же горизонта. Кроме того, из III горизонта сумсарских слоев палеогена получены нефтепроявления. В настоящее время месторождение находится в стадии разведки.

**Стратиграфия.** В строении Кызылалминской структуры принимают участие отложения палеозоя, мезозоя, палеогена и неогена.

Вскрытая мощность палеозойских отложений составляет 250 *м,* мезозой представлен породами юрского и мелового возраста. Для юры характерны породы Южной Ферганы. Мощность доходит до 220 *м.*

Меловые отложения представлены муянской (280—290 *м*), льяканской (45—50 *м*), кызылпиляльской (40—45 *м*), калачинской (90—100 *м*), устричной (120—125 *м*), яловачской (80—90 *м*) и пестроцветной (250—165 *м*) свитами.

Палеогеновая система представлена бухарскими (50—55 *м*), сузакскими (10—15 *м*), алайскими (30—40 *м*), туркестанскими (25—30 *м*), риштан-исфара-ханабадскими (50—60 *м*) и сумсарскими (65—70 *м*) слоями. Неогеновые отложения согласно залегают на породах палеогена. Они представлены массагетской и бактрийской сериями. Их общая мощность 1290—1310 *м.*

**Тектоника.** Кызылалминская структура представляет собой асимметричную антиклинальную складку. Ось структуры вытянута с запада на юго-восток, ее выпуклость обращена к югу (рис. 85).

По отложениям бактрийской серии углы падения пород на северном крыле достигают  $20^\circ$ , на южном не превышают  $10^\circ$ . В палеогеновых отложениях углы падения пород северного и южного крыльев соответственно равны  $25$  и  $14^\circ$ . Длина складки, замеренная по отложениям юры, составляет  $7,5$ , ширина  $2$  км. Тектонические нарушения не установлены.

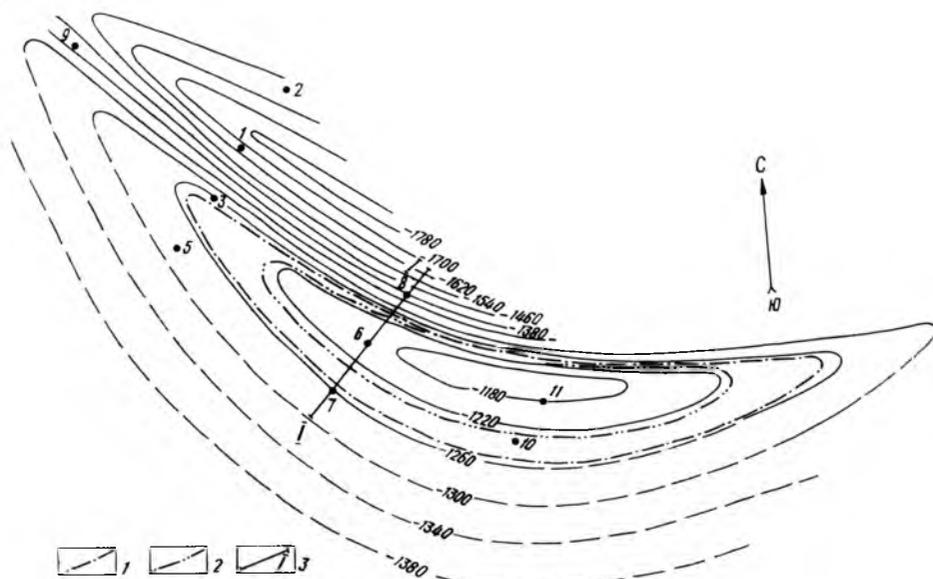


Рис. 85. Структурная карта нефтегазового месторождения Кызылалма по кровле XXIII горизонта.

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — первоначальный контур газоносности; 3 — линия профиля.

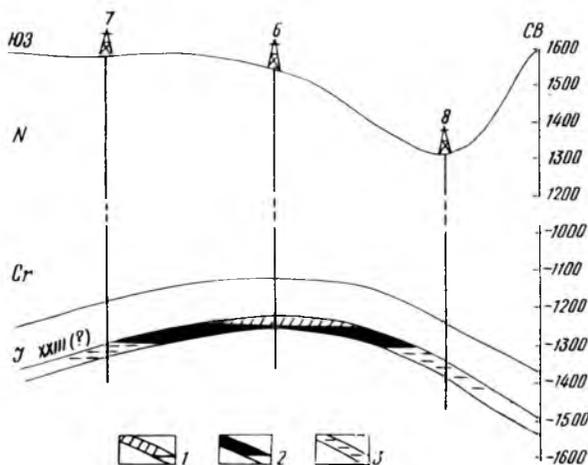


Рис. 86. Схема залегания нефти и газа на месторождении Кызылалма.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода.

**Нефтегазоносность.** Кызылалминская антиклиналь введена в поисковое бурение в 1962 г. Несмотря на то, что на площади пробурено 11 скважин, ее промышленная продуктивность нуждается в уточнении, хотя и установлена в III и XXIII горизонтах (рис. 86).

При опробовании III горизонта сумсарских слоев палеогена получено 0,06 т/сут нефти с водой. Контур нефтеносности III горизонта является единым для всех структур северо-восточной группы месторождений. Граница контура проходит южнее месторождения Кызылалма, что объясняется, по-видимому, плохой проницаемостью пород III горизонта.

В 1962 г. в скважине 3 из XXIII горизонта получен приток нефти, а в 1966 г. из этого же горизонта в скважине 6 получен фонтан свободного газа с дебитом 947 тыс. м<sup>3</sup>/сут через 22-миллиметровый штуцер.

Первоначальное пластовое давление 310—320 атм, пористость горизонта по промысловым данным 12—18%, проницаемость—0,15—0,17 мд.

На 1 января 1967 г. добыто 1360 т нефти. Действующий фонд составляет одна скважина.

Нефть XXIII горизонта имеет следующую характеристику: удельный вес 0,815 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,039%; асфальтенов 0,122, силикагелиевых смол 7,45, кокса 1,35, парафина 22,98, выход легких фракций до 180°—16,0%; до 230°—26,0; до 300°—44,0. При 20° не течет, попутный газ имеет плотность (воздух-1) 0,683 г/см<sup>3</sup>; метана 79,0%; азота + редких 9,5; сероводорода и углекислого газа нет.

Свободный газ характеризуется следующими параметрами: плотность (воздух-1) 0,632—0,638; содержание метана 82,1%; азота + редких 12,5; углекислого газа 0,4.

В настоящее время скважина 6, из которой получен свободный газ, сдана в эксплуатацию.

### ГАЗО-НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАНИБАДАМ

Месторождение Канибадам открыто в 1967 г. Оно находится в 5 км к юго-востоку от г. Канибадам на территории Ленинабадской области Таджикской ССР.

Площадь расположена в предгорной части Туркестанского хребта и представляет собой всхолмленную местность, слабо наклоненную с юга на север. Поверхность месторождения сложена серыми конгломератами бактрийского возраста. Водные ресурсы района представлены р. Исфарой, которая образует широкую долину с крутыми и обрывистыми берегами. Возвышенная часть поверхности осложнена рядом саев.

Описываемая площадь впервые закартирована в 1909—1914 гг. К. П. Калицким и В. Н. Вебером. С 1930 г. на территории проводились геофизические исследования. Так, в 1957 г. И. А. Розенбергом и Э. С. Макаровым, а в 1958 г. под руководством Э. С. Макарова проведены детальные сейсмические исследования. В результате этих работ составлена карта площади.

По данным сейсморазведки складка представлена двумя кулисообразно расположенными самостоятельными поднятиями. Западное поднятие названо Канибадамом, а восточное Раватом. На основании данных сейсморазведки на Канибадамской структуре начато бурение глубокой разведочной скважины 10, в которой из V горизонта туркестанских слоев палеогена получена нефть.

**Стратиграфия.** В строении Канибадамской складки принимают участие породы юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем. Юрские отложения вскрыты в нескольких скважинах. Мощность их 255 м.

Меловые отложения представлены муянской (100—110 м), льяканской (35—40 м), кызылпиляльской (25—30 м), калачинской (25—30 м), устричной (40—45 м), яловачской (125—130 м) и пестроцветной (75—80 м) свитами. Общая мощность меловых отложений 435—470 м.

Палеогеновая система представлена полным разрезом: бухарскими

(115—120 м), сузакскими (25—30 м), алайскими (40—50 м), туркестанскими (45—50 м), риштан-исфара-ханабадскими (120—135 м) и сумсарскими (25—30 м) слоями.

Неогеновая система состоит из пород массагетской и бактрийской серий. Их общая мощность 2290—3120 м.

**Тектоника.** Канибадамская структура представляет собой брахиантиклиналь широтного простирания, кулисообразно расположенную по отношению к Раватской структуре.

Гипсометрически Канибадамская структура находится на 290 м выше последней. Складка имеет асимметричное строение. Углы падения

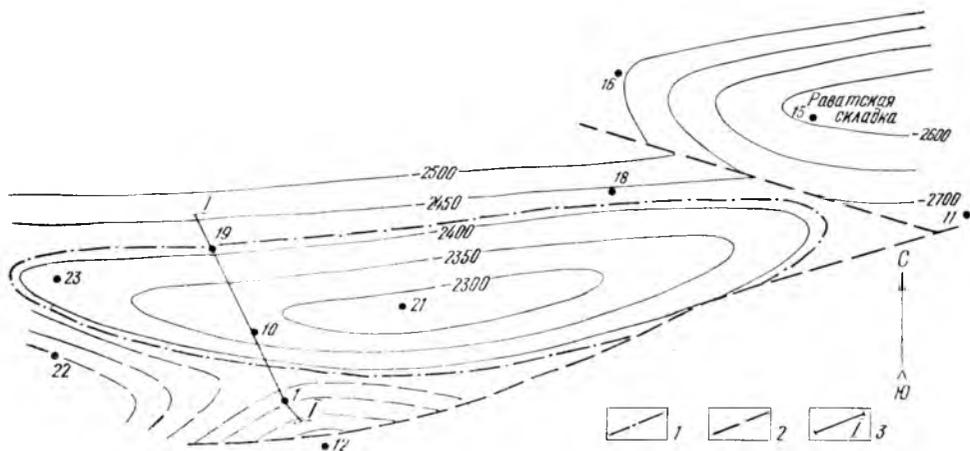


Рис. 87. Структурная карта нефте-газового месторождения Канибадам по кровле V горизонта (по материалам НПУ «Таджикнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия нарушений; 3 — линия профиля.

пород на северном крыле не превышают  $15^\circ$ , тогда как на южном они составляют  $28—29^\circ$ . Длина складки по кровле V горизонта палеогена 6,75 км, а ширина 1,5 км (рис. 87).

На погружении южного крыла почти параллельно простиранию складки проходит нарушение типа взброса. Оно протягивается по всему южному крылу, уходит на запад-юго-запад и затухает на северном склоне Каратауского поднятия. Плоскость сбрасывателя наклонена на юг под углом  $70^\circ$ . Амплитуда смещения в низах неогена 200 м, в палеогене более 300 м.

**Нефтеносность.** Нефтяная залежь на месторождении Канибадам приурочена к V горизонту туркестанских слоев палеогена (рис. 88). Залежь была открыта в январе 1967 г. при испытании скважины 10. В настоящее время месторождение находится в пробной эксплуатации. Кроме того, в IX горизонте (бухарские слои) в 1967 г. была выявлена промышленная залежь газа. В настоящее время газовая залежь законсервирована.

V горизонт залегает в средней части туркестанских слоев палеогена и представлен коричневато-серыми мелкозернистыми песчаниками. Коллекторские свойства пород не замерялись, но судя по промысловым данным, горизонт малопроницаем. Общая мощность горизонта 13—15 м.

Длина залежи 5350, ширина — 1000 м. Предполагаемый режим — режим растворенного газа. Пластовое давление 296 атм, дебиты нефти 15,5 т/сут при 6-миллиметровом штуцере; газовый фактор колеблется от 89 до 365 м<sup>3</sup>/т.

Всего с начала эксплуатации на 1 января 1968 г. добыто 5132 т нефти. Эксплуатационный фонд состоит из одной скважины.

Нефть V горизонта имеет удельный вес  $0,8646 \text{ г/см}^3$ , содержание серы 0,25%; асфальтенов 1,79; акцизных смол 22,0; кокса 2,33; парафина 8,88. Выход легких фракций: до  $100^\circ$ —3,04%; до  $200^\circ$ —18,26%; до  $300^\circ$ —35,76%.

Растворенный в нефти газ имеет следующую характеристику: плотность (воздух-1) 0,768, содержание углекислого газа 1,35%; кислорода 0,3; метана 66,76; азота 5,4.

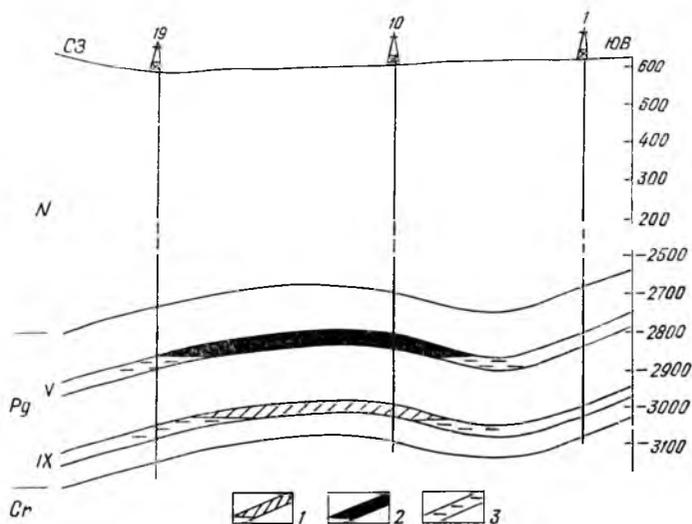


Рис. 88. Схема залежей нефти и газа на месторождении Каннибадам.

1 — газ; 2 — нефть (мощность продуктивного горизонта не в масштабе); 3 — вода.

### НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ АЙРИТАН

Месторождение открыто в 1967 г. Оно находится на территории Кировского района Ферганской области УзССР и Исфаринского района Ленинадской области Таджикской ССР в 18 км к северу от г. Исфара. В морфологическом отношении площадь представляет собой гряду широтного простиранья, отметки рельефа колеблются от 50 до 170 м. Наибольшая абсолютная отметка достигает 856 м. На поверхности площадь сложена пролювиально-аллювиальными породами четвертичного возраста.

Крупной водной артерией на площади является р. Исфара, протекающая по центральной части площади. Склоны гряды изрезаны многочисленными сухими мелкими саями.

Описываемое нефтяное месторождение приурочено к антиклинальной складке, которая хорошо выражена на поверхности по бактрийским слоям в долине р. Исфара. Особый интерес к Айританской складке возник в 1933 г. в связи с открытием промышленной нефти на соседней Нефтеабадской структуре, расположенной в 3 км к югу.

В 1935 г. Н. П. Линтроп и К. П. Калицкий в присводовой части структуры заложили скважину б, однако она была ликвидирована по техническим причинам на глубине 1211 м, вскрыв при этом только красные глины массагетской серии.

В 1939 г. М. Н. Грамм и Л. Г. Жуковский, проводившие геологическую съемку Айританской антиклинали и прилегающих к ней структур, выделили северную группу антиклинальных поднятий: Сельрохо, Айритан, Шорсу-VI и параллельную ей южную: Каратау, Нефтеабад, Шорсу-IV.

В 1939 г. П. Л. Антонов и П. Н. Чекунов проводили на этой площади геофизические исследования, а в 1942 г. под руководством Е. В. Кудряшова была осуществлена профильная инструментальная съемка.

В 1943 г. районы нефтепромыслов Ким, Нефтеабад, разведочная площадь Айритан были закартированы К. Н. Мисниковым, им же выяс-

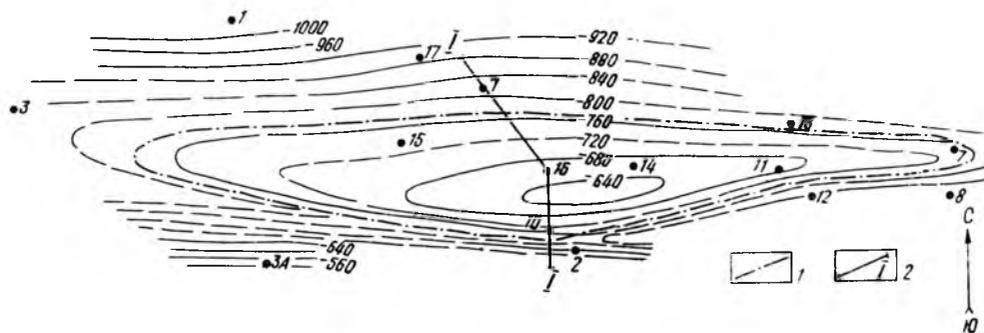


Рис. 89. Структурная карта нефтяного месторождения Айритан по кровле VII горизонта (по материалам НПУ «Таджикнефть»).

1 — первоначальный контур нефтеносности; 2 — линия профиля.

нено кулисообразное строение Нефтеабадской и Айританской складок. В 1943 г. разведочная скважина 1 была пробурена до VI горизонта (глубина забоя 1465 м), но при испытании VI горизонта дала воду.

В 1958 г. проводились сейсморазведочные работы МОБ, уточнившие некоторые детали строения структуры.

На основании геологических и геофизических исследований в 1960 г. на площади Айритан были пробурены три структурно-поисковые скважины, в результате был установлен перегиб слоев в отложениях массагетской серии пород неогена и в палеогене.

В 1963—1964 гг. для выяснения глубинного геологического строения и подготовки площади к разведке пробурено 14 структурно-поисковых скважин. Затем было пробурено несколько разведочных скважин. В октябре 1967 г. установлена промышленная нефтеносность VII горизонта в скважине 16 и с этого времени она находится в пробной эксплуатации.

С 1967 (начало разведочного бурения) по 1968 г. на площади пробурено 14 скважин, из них на 8 получена промышленная нефть, остальные ликвидированы по геологическим или техническим причинам.

**Стратиграфия.** На структуре Айритан разведочными скважинами вскрыты отложения неогена, палеогена и верхняя часть пестроцветной свиты верхнего мела. Меловые отложения вскрыты только (пестроцветная свита) скважиной 4, где мощность 120 м. Палеогеновые породы сложены бухарскими (95—105 м), сузакскими (35—40 м), алайскими (45—50 м), туркестанскими (50—60 м), риштан-исфара-ханабадскими (100—110 м) и сумсарскими (30—35 м) слоями. Отложения неогеновой системы представлены массагетской и бактрийской сериями пород. Общая мощность неогена колеблется от 1185 до 1595 м.

**Тектоника.** Айританская складка является антиклиналью широтного простирания (рис. 89). Она располагается между Нефтеабадской

структурой на юге и Раватской на севере. Эти структуры обособляются на погружении северного крыла крупной Исфаринской складки. На поверхности Айританской структуры развиты породы бактрийской серии, покрытые небольшим по мощности чехлом четвертичных образований.

Через сводовую часть структуры протекает р. Исфара. По бортам ее долины на крутых и высоких обрывах хорошо вырисовывается антиклинальное строение Айританской складки по отложениям неогена. На правом борту долины южное крыло падает под углом 9—10, а северное 5—6°. На левом борту южное крыло имеет падение 6—7, а северное 5—6°. Свод структуры четко устанавливается по элементам залегания пород: он резко изогнут, слегка заострен.

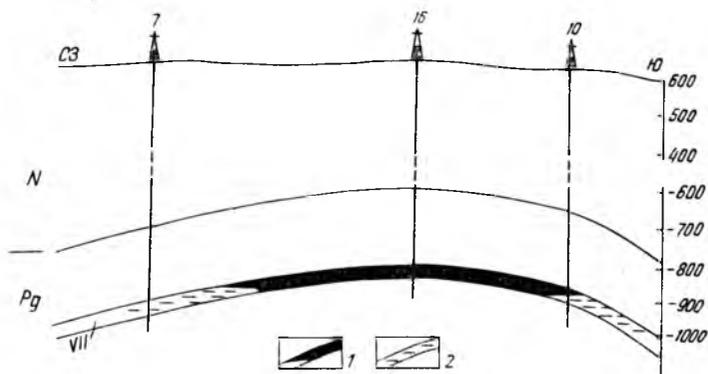


Рис. 90. Схема залегания нефти на месторождении Айритан.  
1 — нефть; 2 — вода (мощность продуктивного горизонта не в масштабе).

Глубинное строение изучено по данным структурных и разведочных скважин, вскрывших массагетские и палеогеновые слои. Выяснено, что структурные планы по этим отложениям в основном совпадают. Палеогеновая складка имеет длину 5,5, ширину 1,3 км. Сводовая часть складки к востоку суживается, приобретая более крутые углы падения крыльев. На востоке погружается под углом 15—18, а на юге 26—27°. Западная часть складки имеет несколько более пологое залегание. Здесь углы падения пород на северном крыле равны 10—11, а на южном 15—17°.

Периклипальные замыкания складки выражены отчетливо, как по поверхности, так и по палеогеновым породам.

Ввиду небольшой асимметричности в строении структуры наблюдается смещение оси палеогеновой складки по отношению к поверхностной оси в сторону пологого северного крыла на 50—60 м.

На нынешней стадии изученности Айританской структуры в ее строении не отмечается каких-либо тектонических разрывных нарушений.

**Нефтеносность.** На месторождении Айритан нефтеносным является только VII горизонт, находящийся в верхней части алайских слоев палеогеновых отложений (рис. 90). Горизонт представлен буровато-серыми песчанистыми трещиноватыми известняками с прослоями мергелей. Общая его мощность 30, эффективная 6 м. Коллекторские свойства пород не определялись.

2 октября 1967 г. скважина 16 передана в пробную эксплуатацию и по VII горизонту получен приток фонтанной нефти при пластовом давлении 147,34 атм. Газовый фактор при 9,4-миллиметровом штуцере равен 181 м<sup>3</sup>/т. С начала разработки добыто 2402 т нефти. Суточный дебит

нефти при 9,4-миллиметровом штуцере равен 75,24 т/сут, дебит газа при том же штуцере 13600 м<sup>3</sup>/сут. Нефть, добываемая на месторождении, безводная, с удельным весом 0,89715, содержание: серы 1,897%; асфальтенов 0,9325; акцизных смол 48,0; кокса 3,1; парафина 11,5. Выход легких фракций до 100°—4,0%; до 200—18,0, до 300—32,0.

Газ, растворенный в нефти, имеет плотность (воздух-1) 0,868; содержание углекислого газа 0,5%; метана 43,25, азота 1,35.

Воды VII горизонта относятся к хлоркальциевому типу, с содержанием иода 1,27 мг/л, брома и сероводорода нет, метана 0,8, рН=8,4.

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ДАЛЬНЕЙШЕЕ НАПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

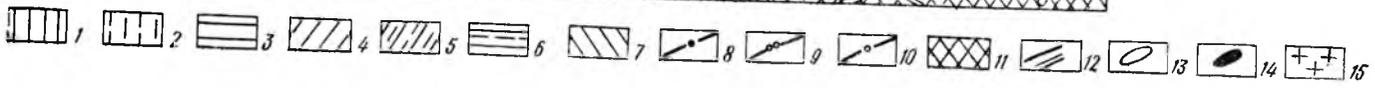
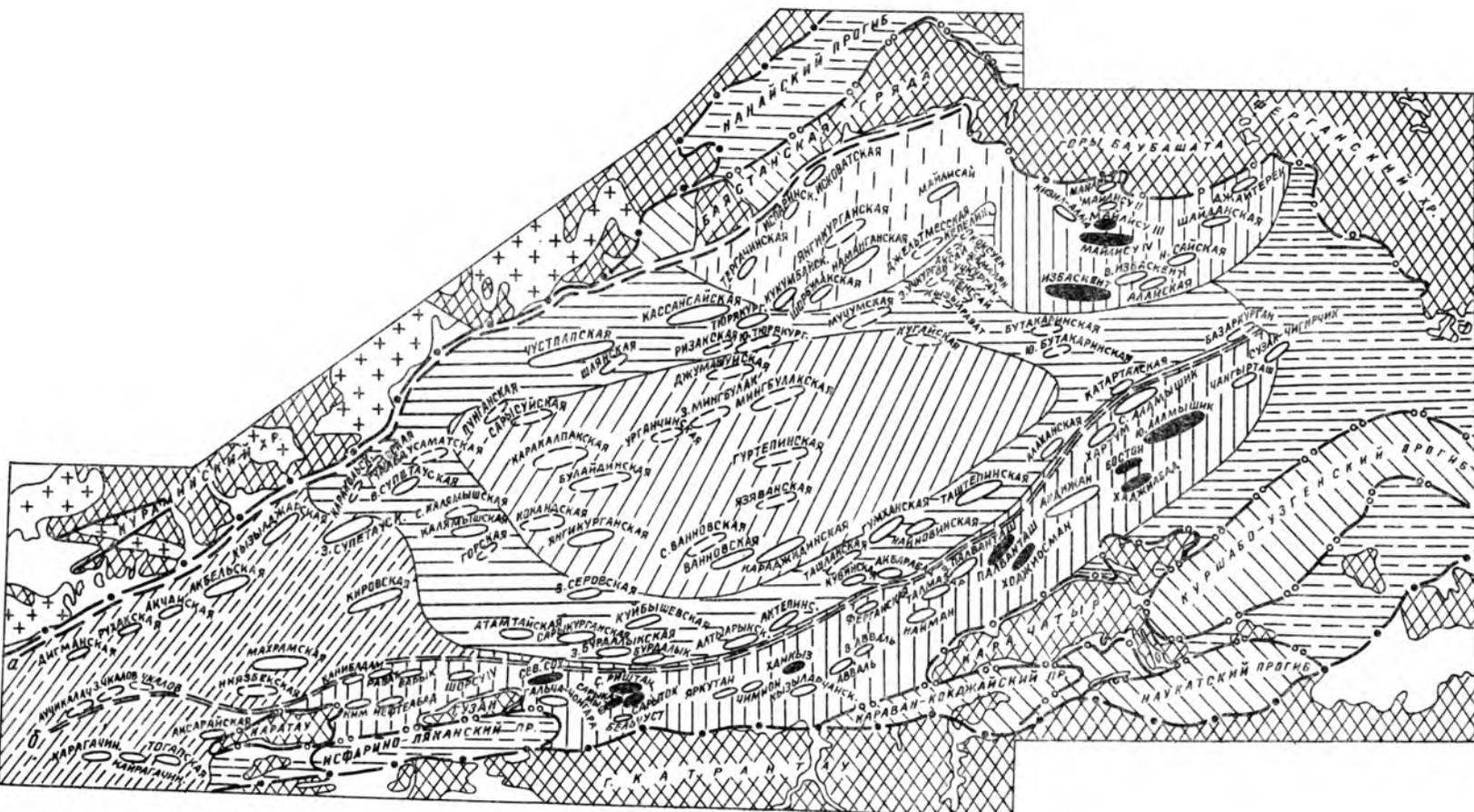
Изложенный выше материал свидетельствует о том, что весь комплекс платформенных и постплатформенных орогенных образований Ферганского бассейна представляет большой практический интерес для поисков скоплений нефти и газа.

Этот вывод подтвержден всей практикой разведочных работ, увенчавшейся открытием многочисленных залежей нефти и газа в юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях.

Следующим важнейшим итогом прошедшего периода освоения месторождений Ферганы следует считать вывод о перспективности отложений осадочного чехла не отдельных зон, а всей территории Ферганской впадины. И это положение в значительной мере подтверждено, поскольку месторождения уже выявлены повсеместно в южной, местами в восточной и северной частях Ферганы. Опираясь на данное заключение, следует с еще большей тщательностью продолжать поиски различного рода ловушек в восточной и северной частях Ферганы, где перспективы их выявления, без сомнения, более значительны, чем на юге, для того, чтобы подготовить их к разведочному бурению. Поэтому, используя опыт и блестящие результаты работ на южном и северо-восточном бортах впадины, необходимо интенсивнее вести поисково-разведочные работы на этих все еще недостаточно освоенных участках впадины. Здесь еще имеются мало изученные структуры, которые следует как можно быстрее подготовить к вводу в глубокую разведку. Выше уже отмечены широкий стратиграфический диапазон продуктивности осадочного покрова Ферганского бассейна и существенные различия соотношений различных фазовых состояний углеводородов, выявленных в юрских, меловых, палеогеновых и неогеновых отложениях. Следовательно, степень конкретности и достоверности прогноза на будущее в немалой мере будет зависеть от того, насколько полно учтены эти различия. В связи с этим представляется целесообразным рассмотреть перспективы применительно к каждой секции стратиграфического разреза продуктивной толщи бассейна, а затем уже дать оценку перспектив нефтегазоносности и газонос-

Рис. 91. Карта прогноза перспектив нефтегазоносности меловых отложений Ферганской межгорной впадины (по А. Р. Ходжаеву).

1 — зона с установленной региональной промышленной нефтегазоносностью меловых отложений с глубиной залегания до 5000 м; 2 — перспективная зона с глубиной залегания меловых отложений до 5000 м; 3 — перспективная зона с глубиной залегания меловых отложений до 7000 м; 4 — перспективная зона с глубиной залегания меловых отложений свыше 7000 м; 5 — возможно перспективная зона с глубиной залегания меловых отложений до 5000 м; 6 — малоперспективная зона; 7 — бесперспективная зона; 8 — контуры Ферганской межгорной впадины; 9 — контуры окраинных прогибов; 10 — контуры выступов складчатого фундамента на дневную поверхность в пределах впадины; 11 — выход складчатого фундамента на дневную поверхность; 12 — главные зоны разломов фундамента (а — северная, б — южная); 13 — выявленные структуры; 14 — месторождения нефти и газа с залежами в меловых отложениях; 15 — палеозойское обрамление впадины, сложенное магматогенными образованиями и выведенное на дневную поверхность.



ности. Очевидна также необходимость учета глубин залегания каждого перспективного горизонта, выделенного для дальнейшего поиска новых месторождений. Следовательно, прогнозные рекомендации должны исходить не только из генетических предпосылок нефтегазоносности и геологического строения площадей, выдвигаемых под разведку, но и от глубин залегания продуктивных горизонтов.

На основе этих положений разработаны прогнозные карты нефтегазоносности для меловых (рис. 91), палеогеновых (рис. 92) и неогеновых (рис. 93) отложений Ферганы, а также сводная карта перспектив (рис. 94).

На ней выделены участки, благоприятные для поисков тектонически-, стратиграфически- и литологически экранированных залежей нефти и газа. Несмотря на хорошую освоенность Ферганского нефтеносного бассейна, в его пределах еще можно выделить достаточно крупные участки, перспективные для поисков новых месторождений. Наибольшую площадь занимают участки, на которых складчатое основание залегает на глубинах до 5000 м и больше. Среди них первостепенное значение приобретает обширная зона Северной ступени. Здесь, во-первых, большинство структур отличается крупными размерами, а во-вторых, еще не исчерпана возможность выявления новых структур. Учитывая сложные сейсмологические условия (в особенности в западных районах), необходимо предусмотреть бурение нескольких параметрических скважин с проектными глубинами 4000—5000 м. Такие скважины целесообразно пробурить и в пределах Чустпап-Наманганской ступени на Ягикурганской зоне поднятий, на Кассанской складке, Супетауской ступени на площадях Дигмай, Акчоп, Акбель, Супетау.

Необходимо внести в глубокое разведочное бурение также перспективные площади Кассансай, Восточный Чустпап, Тюрякурган, Восточный Супетау. Учитывая при этом глубокое залегание палеогеновых отложений (4000—5000 м), проектным горизонтом следует считать регионально продуктивные горизонты (V—VII) палеогена. Поиски залежей нефти в палеогеновых слоях следует совмещать с детальнейшим изучением всех данных по неогеновым отложениям для того, чтобы не пропустить залежи, как это было в прошлом на юге Ферганы.

В связи со значительными глубинами залегания мезозойских отложений выяснение их нефтегазоносности следует начать на тех площадях, где по палеогеновым отложениям получены притоки нефти или газа, и в первую очередь, на Наманганском месторождении и на площади Исковат.

Нарынская ступень представляется перспективной зоной для поисков залежей нефти и газа в ловушках литологического и стратиграфического типа. Однако имеющийся на этой зоне фактический материал необходимо специально изучить с целью выявления основных закономерностей изменения лито-фацциальной характеристики продуктивных горизонтов по площади.

Рис. 92. Карта прогноза перспектив нефтегазоносности палеогеновых отложений Ферганской межгорной впадины (по А. Р. Ходжаеву).

1 — зона с установленной региональной промышленной нефтегазоносностью палеогеновых отложений с глубиной залегания до 5000 м; 2 — перспективная зона с глубиной залегания палеогеновых отложений до 5000 м; 3 — перспективная зона с глубиной залегания палеогеновых отложений до 7000 м; 4 — перспективная зона с глубиной залегания палеогеновых отложений свыше 7000 м; 5 — малоперспективная зона; 6 — бесперспективная зона; 7 — контуры Ферганской межгорной впадины; 8 — контуры окраинных прогибов; 9 — контуры выступов складчатого фундамента на дневную поверхность в пределах впадины; 10 — выход складчатого фундамента на дневную поверхность; 11 — главные зоны разломов фундамента (а — северная, б — южная); 12 — выявленные структуры; 13 — месторождения нефти и газа с залежами в палеогеновых отложениях; 14 — палеозойское обрамление впадины, сложенное магматогенными образованиями и выведенные на дневную поверхность.



Большой интерес представляет исследование полосы, примыкающей к Северо-Ферганской зоне разломов. Здесь, возможно, удастся обнаружить тектонически экранированные залежи.

Изучение геологического строения Северной Ферганы немыслимо без изучения структурного плана палеозойского фундамента. В связи с большими глубинами залегания продуктивных горизонтов большое значение приобретает изучение динамики подземных вод. Уже сейчас доказано, что на глубоководных структурах вследствие напора пластовых вод водо-нефтяной контакт наклонен в противоположную от падения пластов сторону. В связи с этим вполне возможно, что малоамплитудные складки окажутся «пустыми». Это означает, что при выборе объекта поисково-разведочных работ следует учитывать не только длину и ширину складок, но и их амплитуды.

В пределах Нарынской ступени располагаются такие крупные структуры, как Избаскентская, Майлисуйская IV и более мелкие — Майлисуйские складки, Кызылалминская, Восточно-Избаскентская и др. Все они также образуют единую зону нефтегазонакопления, представляющую большой практический интерес по всему разрезу осадочного чехла. Здесь, помимо сводовых, литологически и стратиграфически экранированных, возможны и тектонически экранированные залежи.

В пределах Чустпап-Наманганской ступени также располагается группа крупных структур: Наманганская, Шорбулакская, Учкурганская, Джельтмеская и другие. Эту зону также следует оценивать как высокоперспективную, однако, здесь продуктивные горизонты залегают на больших глубинах и потому труднодоступны. Здесь, по-видимому, будут преобладать сводовые залежи, хотя возможны и тектонически экранированные.

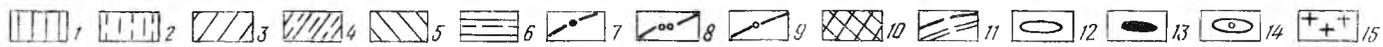
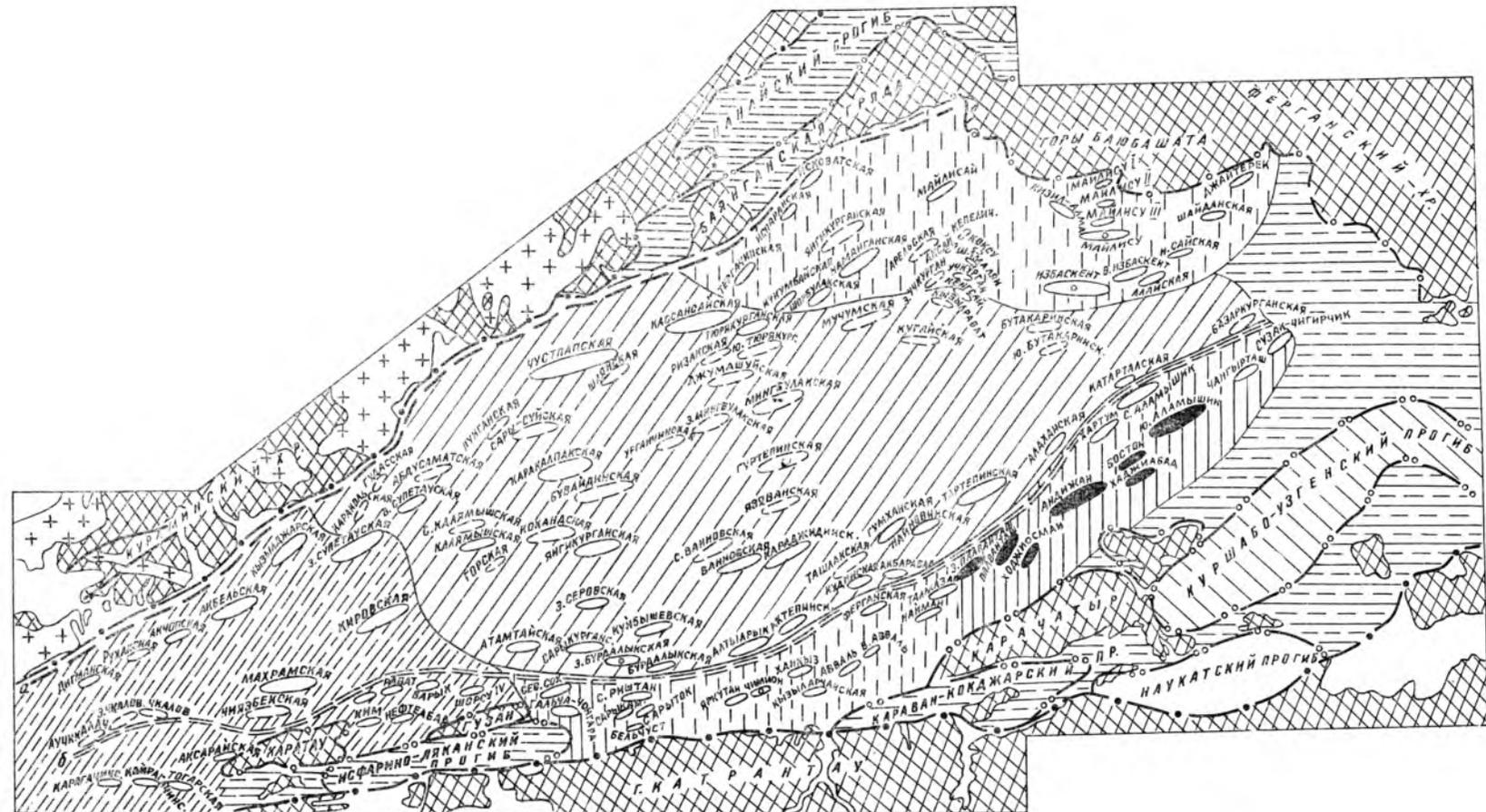
На крайнем северо-западе, в районе Супетауской ступени группа солянокупольных структур может быть выделена в особый тип зоны регионального нефтегазонакопления, возможно по отложениям палеогена и мела.

Все изложенное позволяет оценивать северный борт Ферганской впадины как территорию, в высшей степени перспективную для открытия здесь крупных залежей нефти и газа в отложениях палеогена, мезозоя и, возможно, неогена.

В центральной части Ферганской впадины все продуктивные горизонты залегают на очень больших глубинах и лишь неогеновые отложения могут рассматриваться в качестве возможного объекта поисково-разведочных работ. Здесь следует всемерно усилить геофизические работы с целью поисков и подготовки к разведке глубоким бурением не только локальных складок, но и крупных зон поднятий, таких как Мингбулакская и Караджидинская. Для изучения глубинного геологического строения, лито-фациальной характеристики неогеновых

Рис. 93. Карта прогноза перспектив нефтегазоносности неогеновых отложений Ферганской межгорной впадины (по А. Р. Ходжаеву).

1 — зона с установленной региональной промышленной нефтегазоносностью неогеновых отложений с глубиной залегания до 3000 м; 2—3 — зона с установленными региональными признаками нефтегазоносности неогеновых отложений с глубиной залегания неогеновых отложений до 6000 м; 4—5 — возможно перспективная зона с глубиной залегания неогеновых отложений до 3000 м; малоперспективная зона; 6 — бесперспективная зона; 7 — контуры Ферганской межгорной впадины; 8 — контуры окраинных прогибов; 9 — контуры выступов складчатого фундамента на дневную поверхность в пределах впадины; 10 — выход складчатого фундамента на дневную поверхность; 11 — главные зоны разломов фундамента (а — северная, б — южная); 12 — выявленные структуры; 13 — месторождения нефти и газа с залежами в неогеновых отложениях; 14 — площади, где получены полупромышленные притоки нефти и газа из неогеновых отложений; 15 — палеозойское обрамление впадины, сложенное магматогенными образованиями и выведенные на дневную поверхность.



и палеогеновых отложений, а также пород, слагающих центральный грабен, мы считаем целесообразным бурение параметрической или опорной скважины в пределах Мингбулакской складки, а затем в пределах Караджидинской зоны поднятий.

Предлагаемое в настоящей работе направление поисково-разведочных работ позволит открыть в указанных районах ряд крупных залежей нефти и газа промышленного значения, что будет способствовать увеличению нефти и газа в Ферганской впадине.

В пределах южной ступени, учитывая меньшие глубины залегания отложений покрова (4000—4500 м) разведочные скважины целесообразно закладывать с задачей вскрытия всего комплекса отложений покрова. Для территории южной ступени определен интерес приобретают пермо-триасовые образования. Они обладают рядом признаков, сближающих их с вышележащими породами, и содержат в своем разрезе хорошо проницаемые горизонты терригенных пород. В связи с этим здесь граница между фундаментом и осадочным чехлом скорее всего находится на более низких стратиграфических отметках, чем в остальных районах Ферганы.

Получение притока нефти из пермо-триасовых отложений на месторождении Бостон следует расценивать как стимул для вскрытия этих образований и испытания их на приток и на других площадях. Кроме этого, следует уточнить перспективы нефтегазоносности юрских отложений в пределах целого ряда локальных складок южной ступени. К числу таких складок можно отнести Раватскую, Шорсинскую, Северо-Сохскую, Северо-Риштанскую, Чимшонскую, Андижанскую и группу Сузакских складок. Все они представляют открытия новых залежей по всему разрезу осадочного чехла, поскольку располагаются в пределах крупнейшей в Фергане зоне нефтегазонакопления. Здесь в пределах этой зоны залежи нефти встречены и на сводах структур, и на некотором удалении от свода, и под поверхностями стратиграфических несогласий, и в ловушках литологического типа.

Перспективными объектами для поисков новых месторождений следует считать погребенные структуры, располагающиеся в северном, погруженном фланге Южно-Ферганской зоны. На этих структурах можно рассчитывать на открытие залежей в неогеновых, палеогеновых и меловых отложениях. Наиболее вероятно, что залежи здесь будут пластовые, нарушенные и ненарушенные.

Флексурно-разрывная структура этой зоны в целом находит свое отражение и в расчлененности локальных структур. Поэтому описанную зону можно рассматривать как перспективную на тектонически экранированные залежи по всему разрезу осадочного чехла.

Считать, что в Ферганском бассейне новых объектов для геолого-разведочных работ уже нет, преждевременно. В то же время все или почти все структурные ловушки, располагающиеся в таких перспективных зонах, в пределах которых продуктивные горизонты залегают на глубинах до 3000 м, уже находились в разведке и нет особых оснований рассчитывать на возможность открытия новых структур в этих зонах. Все это позволяет сформулировать следующие 4 направления поисково-разведочных работ: 1) доразведка разрабатываемых месторождений и разведочных площадей с задачей окончательного определения перспектив нефтеносности и газоносности юрских и меловых отложений; 2) доразведка разрабатываемых месторождений и разведочных площадей с задачей выявления залежей нефти в неогеновых отложениях; 3) поиск скоплений нефти и газа на площадях, для кото-



рых глубина залегания палеогеновых продуктивных отложений составляет 4000—6000 м и 4) направленный поиск скоплений нефти и газа в ловушках литологического типа.

На карте (рис. 94) соответствующими индексами показаны поля, по которым представляется целесообразным реализовать перечисленные направления работ.

Особое значение следует придать работам по поиску залежей нефти в ловушках литологического типа. Актуальность этой задачи может быть обоснована двумя соображениями.

Во-первых, подобные залежи могут быть выявлены в зонах с неглубоким залеганием продуктивных пластов (до 2000 м), что, естественно, обуславливает низкую себестоимость поисково-разведочных работ. Во-вторых, в Ферганском бассейне в процессе освоения площади Гальча-Чонгара уже накоплен некоторый опыт опонскования залежей, приуроченных к ловушкам выклинивания. Более того, обобщение накопленных материалов позволило уже сформулировать геологические предпосылки формирования таких залежей (Акрамходжаев, 1960) и даже обосновать конкретные рекомендации по их поискам (Ходжаев и др., 1971, Акрамходжаев и Сайдалиева, 1971).

Есть все основания рассчитывать, что в Ферганском нефтегазоносном бассейне еще далеко не исчерпана возможность открытия новых нефтяных и газовых месторождений.

## ЛИТЕРАТУРА

- Азимов П. К., Егоров В. Л., Шмелев И. А. Направление поисково-разведочных работ в Ферганской впадине на 1966—1970 гг., «Геология нефти и газа», 1966, № 11.
- Азимов П. К., Розенберг И. Б. О перспективах нефти в бактрийских отложениях месторождения Ходжиабат, «Геология нефти», 1960, № 10.
- Азимов П. К., Соколов И. П. Литологическая залежь нефти на месторождении Гальча в Фергане, «Геология нефти», 1961, № 7.
- Азимов П. К., Варов Б. А. О некоторых особенностях поисков залежи нефти в погребенных структурах Ферганы, ГОСИНТИ, Тематический сборник, 1961.
- Азимов П. К., Ларина Л. Н., Москалев Н. П. К литологии юрских отложений Ферганы, Вестн. Моск. ун-та, 1965, № 4.
- Адылов Ф. Т., Мавлянов А. В., Мухидов А. В. О взаимодействии месторождений Палванташ и Западный Палванташ в процессе разработки VII горизонта, «Нефтяная и газовая промышленность Средней Азии», 1967, № 3.
- Акрамходжаев А. М. Литология и нефтегазоносность меловых отложений Ферганской депрессии, Ташкент, Изд-во АН УзССР, 1960.
- Акрамходжаев А. М. [и др.] Нефтегазообразование и нефтегазоаккумуляция в Ферганской впадине, Ташкент, Изд-во «Фан» УзССР, 1966.
- Акрамходжаев А. М. [и др.] Фациально-литологические и химико-битуминологические факторы нефтегазообразования в Ферганской впадине, Ташкент, Изд-во «Фан», 1966.
- Акрамходжаев А. М., Сайдалиева М. С. Ферганский нефтегазоносный бассейн, М., Изд-во «Недра», 1971.
- Бабаев А. Г. О типах разреза мела Ферганы, ДАН УзССР, 1950, № 12.
- Бабаев А. Г. Петрография верхнемеловых отложений Южной Ферганы, Тр. Ин-та геологии АН УзССР, вып. 10, 1954.
- Бабаев А. Г., Лебзин Е. В. К познанию тектоники Западного Узбекистана, «Узб. геол. ж.» 1959, № 3.
- Бабаев А. Г., Лебзин Е. В. О тектонических закономерностях размещения и условий формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западного Узбекистана, «Новости нефтяной техники», 1960, № 3.
- Бабаев А. Г., Лебзин Е. В. Структурно-тектоническое районирование мезозойских отложений Западного Узбекистана в связи с их нефтегазоносностью, «Советская геология», 1960, № 12.
- Бабаев А. Г. Геологические предпосылки нефтегазоносности Западного Узбекистана, М., Гостопиздат, 1961.
- Бабаев А. Г. Геотектоническая история Западного Узбекистана и региональные закономерности размещения скоплений нефти и газа, Л., Изд-во «Недра», 1966.
- Бакиров А. А. Геохимические предпосылки для поисков крупных нефтегазоносных областей на территории среднеазиатских республик, «Советская геология», 1957, № 57.
- Бакиров А. А. Классификация локальных и региональных скоплений нефти и газа в земной коре, Международный геологический конгресс, 22 сессия (доклад), 1964.
- Брод И. О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах, М., Изд-во «Недра», 1964.
- Васильковский Н. П. К стратиграфии четвертичных отложений Ферганы, Мат. по геологии Средней Азии, вып. 2, Ташкент, 1935.
- Васильковский Н. П. Тектоническое развитие Ферганской депрессии в кайнозое, Тр. Института геологии АН УзССР, № 1, 1948.

- Варенцов М. И. Нефтегазоносные бассейны Земного шара, Сб. докл. сов. геологов на XXI сессии МГН, М., Изд-во АН СССР.
- Вебер В. Н. Геологические исследования в Фергане в 1909—1910 гг., Изв. геологического комитета, т. 24, 1910, № 7.
- Вебер В. Н. Геологическая карта Средней Азии (Исфара), Сев. половина, Труды ВГРО, вып. 194, 1934.
- Вольвовский И. С., Рябой В. З., Шрайбман В. И. Глубинное геологическое строение Ферганской впадины по геофизическим данным, «Сов. геология», 1962, № 1.
- Вольвовский И. С. [и др.]. Тектоника Туранской плиты, М., Изд-во «Наука», 1964.
- Вялов О. С. Схема деления третичных отложений Ферганы, ДАН СССР, т. 2, 1935, № 34.
- Вялов О. С. Мел и палеоген Ферганы, Тр. ТПЭ, вып. 47, 1936.
- Вялов О. С. О нефтеносности Ферганы, ДАН СССР, т. 56, 1947, № 1.
- Вялов О. С., Хуторов А. М. Геологическое строение и перспективы нефтеносных районов Средней Азии, т. 1, Ферганская депрессия, Труды ВНИГРИ, Нов. сер., вып. 24, 1947.
- Габрильян А. М. Литология, палеогеография и вопросы нефтегазоносности Ферганской депрессии, Ташкент, Изд-во АН УзССР, 1957.
- Гарецкий Р. Г. Тектоника Туранской плиты, Междунар. геол. конгресс, XXII сессия, М., Изд-во «Наука», Геология нефтегазоносных областей Средней Азии и Южного Казахстана, М., Изд-во «Недра», 1969.
- Губкин И. М. Геологические перспективы нефтяной промышленности Средней Азии, «Неф. хоз-во» 1934, № 7—8.
- Губкин И. М. Учение о нефти, ОНТИ, М. -Л., 1932.
- Давлятов Ш. Д. Тектоника нефтегазоносных районов Западного Узбекистана, Ташкент, Изд-во «Фан», 1971.
- Дикенштейн Г. Х., Азимов П. К. Нефтяные и газовые месторождения Средней Азии, М., Изд-во «Недра», 1965.
- Зубов И. П., Хуторов А. М. Андижанское месторождение нефти, «Неф. хоз-во», 1948, № 2.
- Ибрагимов З. С. Физические параметры нефтегазоносных горизонтов мела и палеогена Ферганы, Ташкент, Изд-во АН УзССР, 1960.
- Калицкий К. П. Происхождение и условия залегания Ферганской нефти, Труды Нефтяного геологического института, сер. А, вып. 89, 1936.
- Калицкий К. П. Об условиях залегания нефти в Ферганском районе, Труды Нефтяного геолого-разведочного института, сер. А, вып. 73, 1936.
- Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений, М., Гостоптехиздат, 1963.
- Клейнберг В. Г. Фациальные условия нефтеносности Ферганских палеогеновых отложений, Геологический сборник № 2, Тр. ВНИГРИ, вып. 95, Гостоптехиздат, 1956.
- Крылов Н. А. Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ, М., Изд-во «Наука», 1971.
- Машрапов З. М. Некоторые особенности залежей нефти и газа южного крыла Ферганской впадины, Вопросы геологии и нефтеносности Узбекистана, вып. 2, 1967.
- Мухидов А. Р. К вопросу доразведки юрских отложений месторождения Палванташ, «Узб. геол. ж.», 1969, № 2.
- Мушкетов Д. И. Краткий отчет о геологических исследованиях в Восточной Фергане 1913—1915 гг. «Изв. Геол. комитета», т. 34, 1915, № 10.
- Огнев В. Н. Геология Ферганского хребта, Тр. ВСЕГЕИ, 1946.
- Пейве А. В. Схема тектоники Западного Тянь-Шаня, Изв. АН СССР, Сер. геол., 1938, № 5—6.
- Петрушевский Б. А. Урало-Сибирская эпигерцинская платформа и Тянь-Шань, М., Изд-во АН СССР, 1955.
- Попов В. И. История депрессий и поднятий Западного Тянь-Шаня, Ташкент, Комитет наук УзССР, 1938.
- Попов В. И. Геологические условия формирования кайнозойских моласс Ферганы, Изд-во УзФАН СССР, Ташкент, 1940.
- Рыжков О. А. Тектоника меловых и кайнозойских отложений Ферганской депрессии, Ташкент, Изд-во АН УзССР, 1959.
- Сайдалиева М. С. Залежи нефти и газа континентального кайнозоя Андижанской группы складок, Ташкент, Изд-во АН УзССР, 1962.
- Сайдалиева М. С. [и др.] К вопросу тектонического районирования Ферганской впадины, «Узб. геол. ж.» 1966, № 1.
- Симаков С. Н. [и др.]. Геологическое строение и нефтегазоносность Ферганы, Л., Гостоптехиздат, 1957.
- Станкевич Ю. В. К вопросу о взаимоотношениях юрских и меловых отложений Южной Ферганы, Тр. САГУ, выпуск XIII, 1955.

- Старобинец И. С., Сагидова Ф. З. Геохимия нефтей и газов Ферганской депрессии, Ташкент, Изд-во АН УзССР, 1963.
- Таль-Вирский Б. Б. Некоторые закономерности тектонического развития эпиплатформенной орогенной области Западного Тянь-Шаня (по результатам геофизических исследований), М., Изд-во «Наука», 1964.
- Тектоника и нефтегазоносность мезо- и кайнозоя Узбекистана, Ташкент, Изд-во АН УзССР, 1962.
- Тектоническая карта СССР и сопредельных стран, 1956.
- Тектоническая карта Евразии, 1966.
- Тектоника Евразии (объяснительная записка к тектонической карте Евразии), 1966.
- Туаев Н. П. Проблема нефтегазоносности палеозойских отложений Средней Азии, Тр. Ин-та геологии АН УзССР, 1948.
- Ходжаев А. Р. О перспективах нефтеносности месторождений Северной Ферганы, «Экономика и жизнь».
- Ходжаев А. Р. К вопросу изучения истории геологического развития Северной Ферганы, Геология и нефтегазоносность районов Средней Азии, М., Изд-во «Наука», вып. 78, 1965.
- Ходжаев А. Р. Новые данные о нефтеносности Северной Ферганы, «Узб. геол. ж.», 1964, № 2.
- Ходжаев А. Р. Основные задачи геолого-разведочных организаций Узбекской ССР по увеличению темпов прироста запасов нефти, Проблемы нефтеносности территорий Узбекской, Киргизской и Таджикской ССР.
- Ходжаев А. Р., Азимов П. К. Новое в геологическом строении Наманганской группы структур, «Узб. геол. ж.» 1964, № 5.
- Ходжаев А. Р., Азимов П. К. О перспективах нефтегазоносности юрских отложений Ферганы, Тематические научно-технические обзоры ЦНИИТЭ, М., 1965.
- Ходжаев А. Р., Азимов П. К. Новые данные о тектонике Ферганской межгорной впадины, «Узб. геол. ж.», 1968, № 4.
- Ходжаев А. Р., Азимов П. К. О тектоническом районировании Ферганской межгорной впадины, «Узб. геол. ж.», 1965, № 4.
- Ходжаев А. Р. Геология и нефтегазоносность Северной Ферганы, Ташкент, Изд-во «Узбекистан», 1969.
- Ходжаев А. Р., Бабаев А. Г., Машрапов З. М. Литологические залежи нефти и газа Ферганской впадины и перспективы их открытия, Узб. институт научно-технической информации, Ташкент, 1971.
- Хуторов А. М. О формировании вторичных залежей нефти в Ферганской депрессии, «Геология нефти», 1958, № 7.
- Хуторов А. М. Разработка нефтяных залежей с газонапорным режимом (на примере Палванташа), «Нефтяное хозяйство», 1959, № 5.
- Хаин В. Е. Геотектонические основы поисков нефти, Баку, Азнефтеиздат, 1954.
- Хаин В. Е. О некоторых основных понятиях в учении о фациях и формациях, БМОИП, т. 25, 1950, № 6.
- Шатский Н. С. О структурной связи платформы со складчатыми геосинклинальными областями, Изв. АН СССР, сер. геол., 1947, № 5.
- Шульц С. С. Анализ новейшей тектоники и рельеф Тянь-Шаня, Зап. Всесоюзн. геогр. об-ва, Нов. сер. т. 3, М., ИГИЗ, География, 1948.
- Шульц С. С. Основные геоструктурные области Земли по данным новейшей тектоники СССР, «Советская геология», 1962, № 1.
- Юрьев А. А., Умаров А. У. Геоморфология и новейшая тектоника Западного Узбекистана, Ташкент, Изд-во «Фан» УзССР, 1971.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение . . . . .	3
Предисловие . . . . .	5
Глава I	
Общие сведения о геологическом строении Ферганской впадины . . . . .	7
Глава II	
Нефтяные и газовые месторождения Ферганской впадины . . . . .	32
Нефтяное месторождение Майлисай . . . . .	32
Нефтяное месторождение Чимион . . . . .	34
Нефтяное месторождение Ким (Сельрохо) . . . . .	38
Нефтяное месторождение Шорсу IV . . . . .	47
Газо-нефтяное месторождение Андижан . . . . .	52
Газо-нефтяное месторождение Нефтеабад . . . . .	59
Нефтяное месторождение Чангырташ . . . . .	63
Газо-нефтяное месторождение Палванташ . . . . .	68
Газо-нефтяное месторождение Южный Аламышик . . . . .	76
Газо-нефтяное месторождение Шарихан-Ходжнабад . . . . .	84
Газо-нефтяное месторождение Чонгара-Гальча . . . . .	93
Газо-нефтяное месторождение Майлосу IV . . . . .	98
Газо-нефтяное месторождение Избаскент . . . . .	106
Нефтяное месторождение Бостон . . . . .	112
Газовое месторождение Аксарай . . . . .	117
Газо-нефтяное месторождение Северный Риштан . . . . .	118
Нефтяное месторождение Западный Палванташ . . . . .	122
Нефтяное месторождение Авваль . . . . .	130
Газо-нефтяное месторождение Северный Сох . . . . .	133
Нефтяное месторождение Восточный Избаскент . . . . .	140
Газо-нефтяное месторождение Сарыкамьш . . . . .	144
Газо-нефтяное месторождение Ханкыз . . . . .	148
Газо-нефтяное месторождение Хартум . . . . .	152
Нефтяное месторождение Восточный Авваль . . . . .	155
Нефтяное месторождение Ходжаосмаи . . . . .	157
Нефтяное месторождение Рават . . . . .	161
Газовое месторождение Сарыток . . . . .	164
Нефтяное месторождение Немаган . . . . .	166
Газо-нефтяное месторождение Кызылалма . . . . .	169
Газо-нефтяное месторождение Канибадам . . . . .	171
Нефтяное месторождение Айритан . . . . .	173
Перспективы нефтегазопосности и дальнейшее направление геологоразведочных работ . . . . .	176
Литература . . . . .	185