



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«УЗБЕКНЕФТЕГАЗ»

УЗБЕКСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
АО «O'ZLITINEFTGAZ»

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ АО «O'ZLITINEFTGAZ»

*в честь года «Поддержки активного предпринимательства,
инновационных идей и технологий»*



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«УЗБЕКНЕФТЕГАЗ»**

**УЗБЕКСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
АО «O'ZLITINEFTGAZ»**

**СБОРНИК
НАУЧНЫХ ТРУДОВ
АО «O'ZLITINEFTGAZ»**

*в честь года «Поддержки активного предпринимательства,
инновационных идей и технологий»*

Ташкент - 2018

В сборнике освещены отдельные вопросы разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений; подготовки и переработки нефти, газа и газоконденсата; транспорта и хранения нефти и газа; экономики нефтегазовой отрасли; экологии, промышленной безопасности и использования альтернативных видов топлива.

Сборник представляет научный и практический интерес для специалистов производственных предприятий и организаций, научно-исследовательских институтов и высших учебных заведений нефтегазовой и смежных отраслей экономики.

Сборник подготовлен к изданию сектором научно-технической информации АО «O'ZLITINEFTGAZ».

Редакционная коллегия: Хакбердиев Д.М., Каримова С.Б., Ли Р.Ч. – д.т.н., Салиджанова Н.С. – д.т.н., Шафиев Р.У. – к.т.н., Шевцов В.М. – к.т.н., Ивонина И.Э. – к.э.н., Досумова Э.Я. – к.х.н., Борн Р.И., Суннатов М.С., Тухтаев Д.Э.

© Узбекский научно-исследовательский и
проектный институт АО «O'ZLITINEFTGAZ»

Анализ и оценка перспективности терригенных юрских отложений на Испанлы-Чандырском поднятии месторождения Матонат для проведения доразведки
*М.С. Суннатов, М.Р. Валиев, Р.Е. Абдурахманов,
С.Ш. Абдужалилов, Б.М. Мамадалиев*

Одной из важнейших проблем нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан на фоне постоянно растущего потребления продуктов углеводородного сырья является улучшение состояния сырьевой базы: своевременное обеспечение нефтегазоперерабатывающих заводов и нефтегазохимических комплексов УВ-сырьем на фоне роста в общем балансе извлекаемых УВ доли труднодоступных и трудноизвлекаемых запасов.

Основные промышленные запасы нефти и газа в Республике Узбекистан сосредоточены в верхнеюрских карбонатных отложениях Бухаро-Хивинского региона. Юрская терригенная формация данного региона, несмотря на выявленные в ней газовые залежи с промышленными запасами, до сих пор остается второстепенным объектом, однако в связи с ощутимым сокращением ресурса перспективных ловушек в карбонатной формации в настоящее время особое внимание уделяется юрской терригенной формации Бухаро-Хивинского региона.

Перспективность терригенной формации доказана недавним открытием ряда месторождений – Чаккакум, Гарбий Хаккуль и др.

С 1976-1980 гг. тематической партией Бухарской геофизической экспедиции, проанализированы и обобщены результаты геофизических исследований, проведенных в пределах Денгизкульского, Испанлы-Чандырского валов и северо-западной части Чарджоуской тектонической ступени. В результате разведаны и подтверждены 30 локальных структур, в том числе, впервые в пределах площади Дивалкак выявлен антиклинальный перегиб, приуроченный к рифовой аномалии.

В 1982 г. одновременно с глубоким бурением, проводимым на площади Дивалкак, начато бурение параметрической скважины на площади Матонат. Всего, за тот период были пробурены одна параметрическая и две поисковые скважины. В результате опробования параметрической скважины № 1 из терригенных отложений нижней-средней юры получен промышленный газ дебитом $Q_r=102,5$ тыс. м³/сут из XVIII горизонта с пласта № 20 в интервале 2806-2816 м. В поисковой скважине № 2 из терригенных отложений получен приток газа, в скважине № 3 - слабый приток газа с пластовой водой. Это свидетельствует о наличии в терригенных отложениях многопластовых залежей с относительно небольшими запасами УВ.

По результатам испытания скважин был выполнен подсчет запасов терригенной формации месторождения Матонат в 1992 году, который совместно с подсчитанными запасами газа месторождения Дивалкак, были включены в Государственный баланс РУз.

С целью уточнения геологического строения и доразведки XVIII горизонта терригенных юрских отложений нами был проанализирован весь фонд скважин для увеличения прироста запасов и добычи газа. На рассматриваемом месторождении Матонат пробурены 14 поисково-разведочных и оценочно-эксплуатационных скважин. Скважины №№ 1, 2, 3, 4 и 3Д вскрыли терригенную часть.

На основании анализа геолого-геофизических данных была построена геологическая модель залежи месторождения Матонат, вмещающая в себя терригенные юрские отложения.

Произведена тщательная корреляция разрезов нижней юры по всем поисковым скважинам вышеуказанного месторождения (рис. 1). Она показывает, что пласты характеризуются низким сопротивлением и каждый пласт имеет маломощную глинистую покрывку.

Анализ фактического материала показал, что в нижнеюрской продуктивной толще месторождения Матонат, пласты-коллектора распространяются неравномерно по площади и разрезу, коллектора пред-

ставлены плохо коррелируемыми между собой пластами песчаников и линз, толщиной от 0,6 до 6,6 м. Большая часть пропластков и линз ограничена по площади распространения и разобрана по разрезу небольшими интервалами залегания глинистых пород.

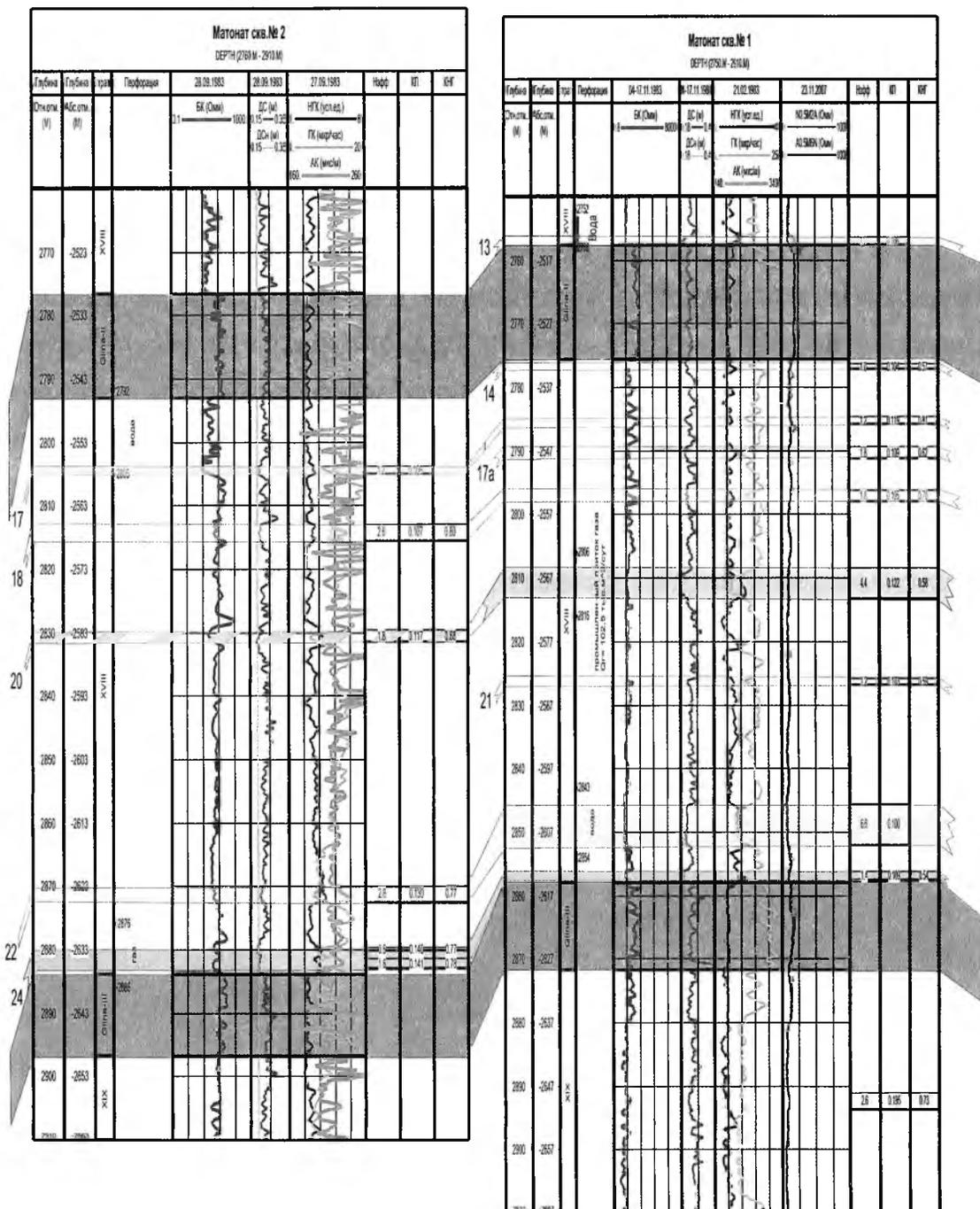


Рис. 1. Корреляция XVIII горизонта скважин №№ 2 и 1.

Для объективного представления строения терригенной юрской формации в условиях плохой послойной коррелируемости, построение геологических разрезов продуктивной толщи сводилось к выделению и закреплению двух стратиграфических реперов, между которыми залегает продуктивная толща. В пределах месторождений Дивалкак и Матонат выдержанными реперами являются глины. Первый репер залегает в средней части нижнеюрской толщи в XVIII горизонте, а второй - в подошве XVIII горизонта. Выделенные репера подтверждаются пробуренными глубокими скважинами (рис. 1).

Отмеченные реперы имеют повсеместное распространение в пределах Дивалкакской и Матонатской площадях. Они расположены параллельно друг другу. Это дало нам возможность все пропластки и линзы в толще нижней юры проводить параллельно к этим двум реперам, т.к. все они образовались в континентальных условиях.

Тем самым, удалось избежать ошибочного коррелирования в одно единое, т.к. линзы залегают стратиграфически на разных уровнях. Поэтому ограничились построением одной структурной карты для XVIII горизонта по подошве глин второго репера (рис. 2).

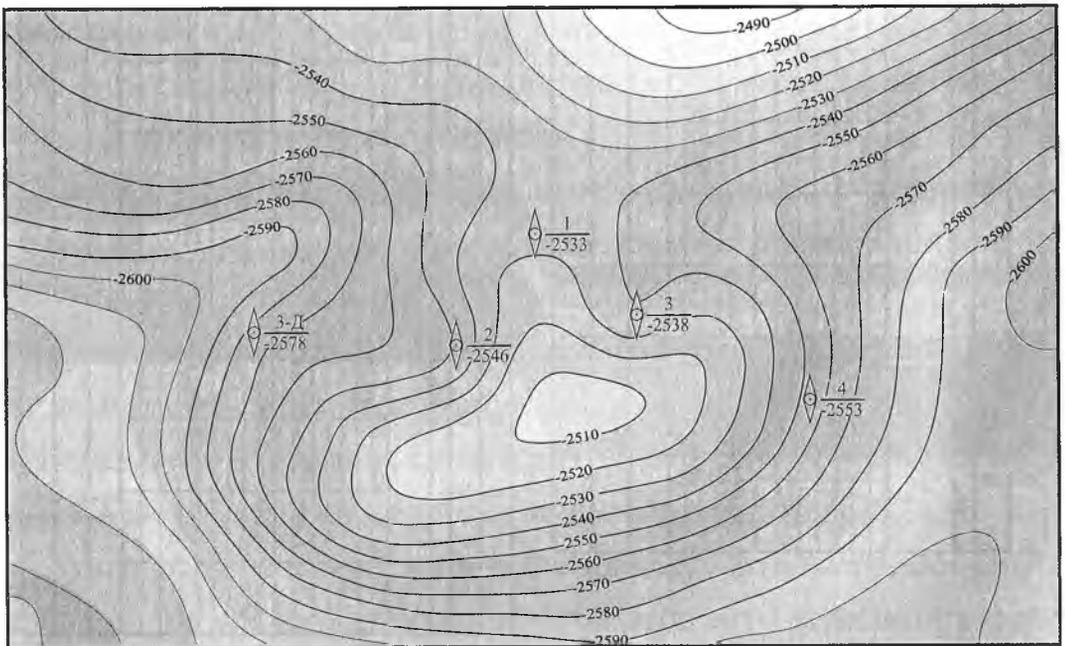


Рис. 2. Структурная карта по подошве глин второго репера

В связи с тем, что все линзы песчаников и алевролитов залегают параллельно выделенным опорным глинам (подошва глин второго репера и кровля глин третьего репера), построенная карта по кровле опорных глин первого репера будет отражать одновременно и структурное положение каждой линзы в зависимости от того, в какой части структуры они будут расположены.

На основе корреляции каротажных диаграмм построены два профиля нижеюрской продуктивной части разреза, которые пересекали месторождения вдоль и поперек (рис. 3 и 4).

На основе построения и уточнения строения продуктивных пластов была построена трехмерная геологическая модель по терригенным юрским отложениям. Построения показали, что в терригенной юре пласты-коллектора №№ 24 и 20 являются газонасыщенными, а пласты №№ 21а и 18 возможно газонасыщенными.

На профилях видно, что в разрезе нижней юры выдержанные по площади продуктивные пласты не обнаруживаются.

Следует отметить, в построенной корреляционной схеме выяснилось, что в скважине № 2 прослеживается пласт № 20, в котором из скважины № 1 был получен промышленный приток газа.

В связи с этим, целесообразно опробовать в XVIII горизонте пласт № 20 в интервале 2829,6-2831,4 м скважины № 2 с целью подтверждения сделанных выводов о прослеживании пласта № 20 для дополнительного увеличения добычи УВ.

На основе комплексного изучения особенностей геологического строения терригенных юрских отложений месторождения Матонат нами рекомендуется, с целью ускорения решения этой задачи и экономии капитальных и материальных затрат, приступить к опробованию пласта № 20 XVIII горизонта в скважине № 2.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ПО ЛИНИИ СКВАЖИН №№ 1-3-4

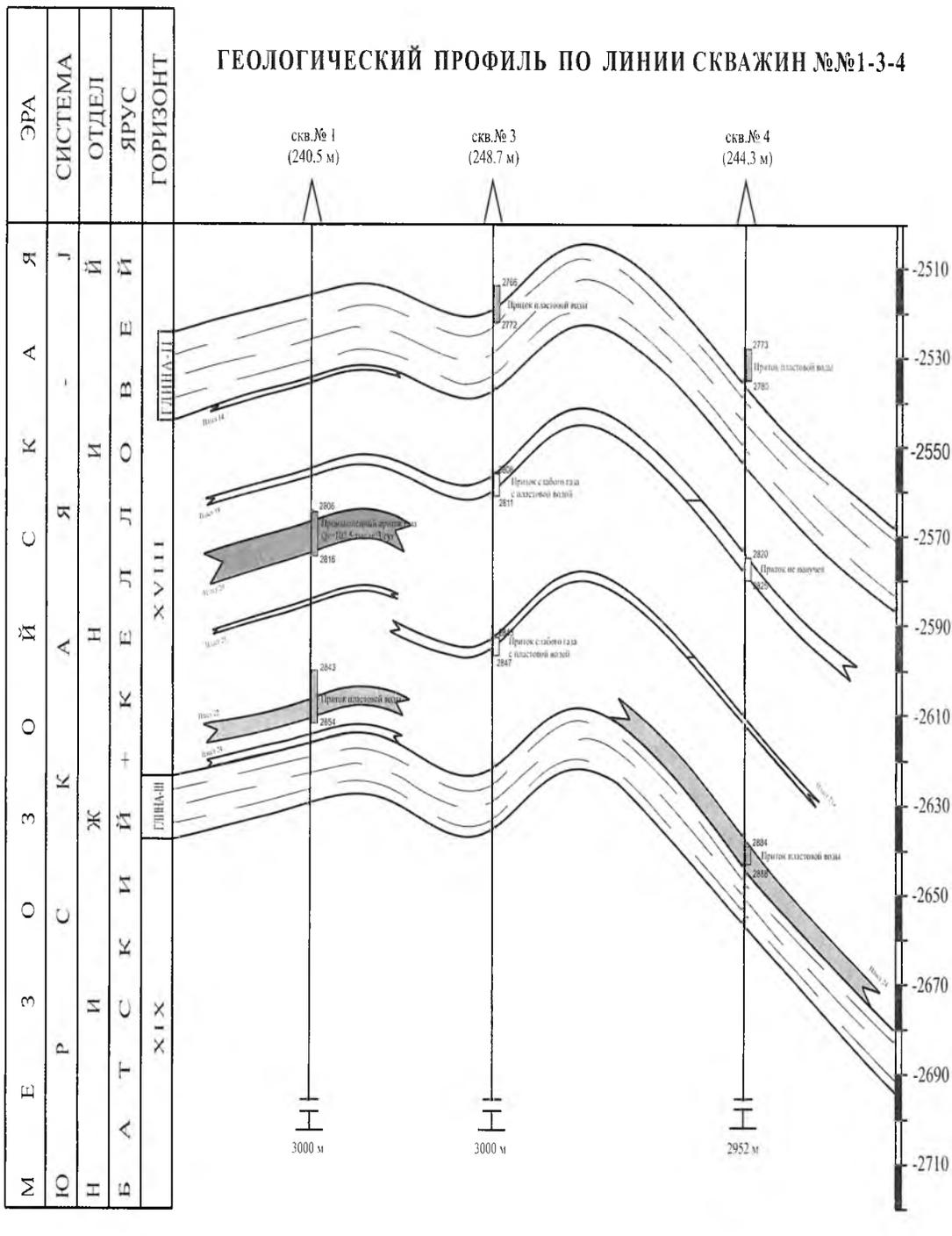


Рис. 3. Геологический профиль по линии скважин №№ 1-3-4

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ПО ЛИНИИ СКВАЖИН №№2-1

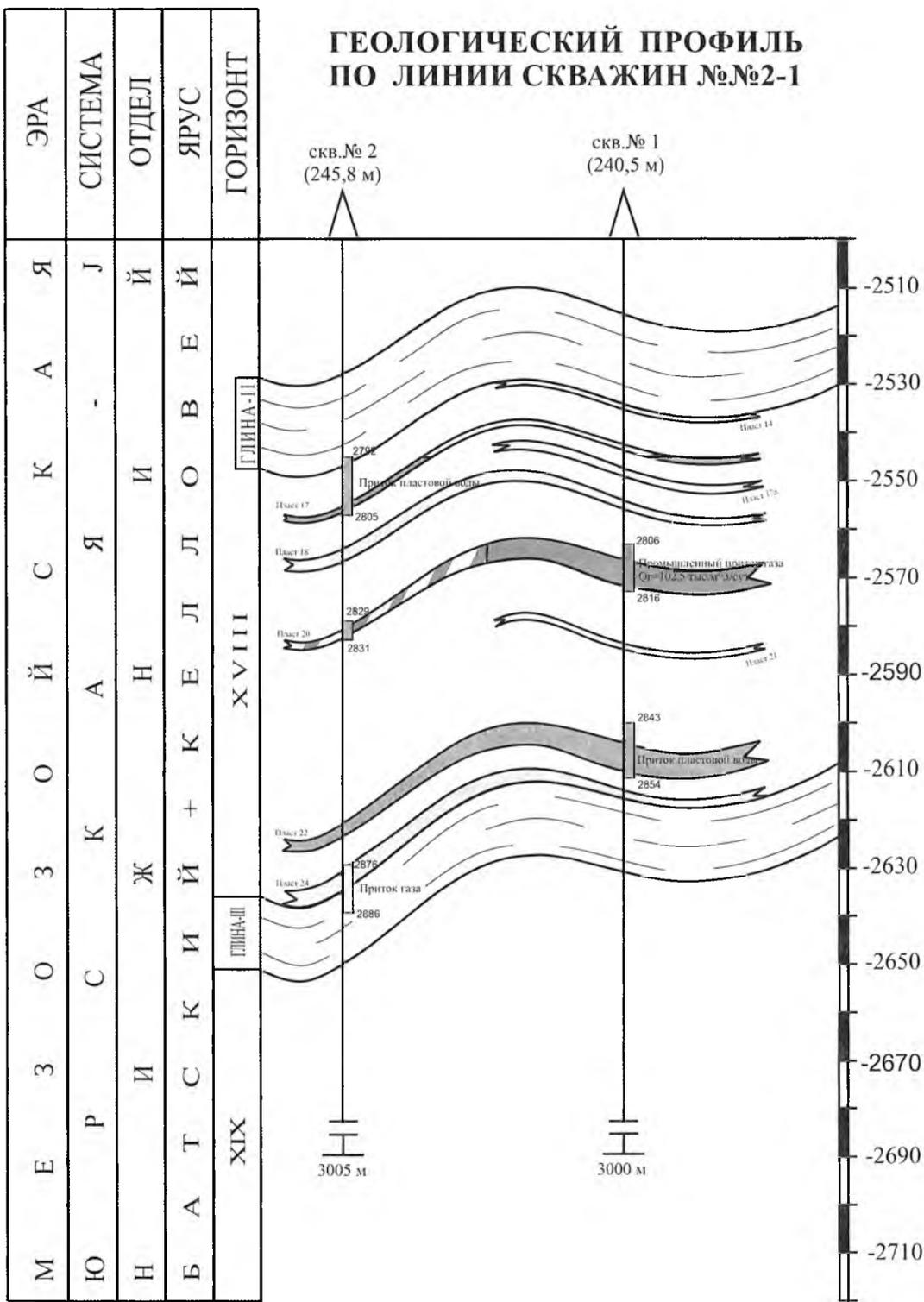


Рис. 4. Геологический профиль по линии скважин №№2-1

Литература

1. Алексеев В.П. и др. «Расчленение и корреляция разрезов юрской терригенной формации Чарджоуской ступени по данным ГИС» (Узб. геол. журнал), 1990г., №4. С 15-22
2. Бакиров А.А. и др. «Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа», 3-е издание Москва, Высшая школа, 1987г. 186 с.
3. Юлдашева М.Г., Евсеева Г.Б., Каршиев О.А. «Перспективы наращивания нефтегазового потенциала за счет ниже-среднеюрских терригенных отложений в Бухаро-Хивинском и Устюртском нефтегазоносных регионах» (Узбекский журнал нефти и газа), 2016г., специальный выпуск. С 53-61.
4. Подсчет запасов УВ месторождения Матонат, АО «Узбекгеофизика», 2011г. 236 с.

УДК 622.276.6

Контроль за разработкой ГКМ Северный Нишан

к.т.н. В.М. Шевцов, Б.Х. Беков, Ю.П. Хакимова, С.Б. Шовхиев

В процессе разработки месторождений природного газа в продукции скважин может появляться пластовая вода. Чаще всего это происходит при превышении предельно допустимой депрессии на пласт, когда пластовая вода продвигается в залежь или подтягивается к забою скважин по отдельным наиболее проницаемым коллекторам. В результате этого пластовая вода попадает в продукцию скважин, снижая их производительность. Для предотвращения полного обводнения скважин необходимо своевременно корректировать технологический режим их работы. При этом следует отличать пластовую воду от конденсационной (реликтовая вода в порах), что осуществляется по результатам гидрохимического анализа проб жидкости, выносимой с добываемым газом.

Размеры газовой залежи месторождения Северный Нишан по замкнутой изогипсе 3300 м составляют: длина - 11 км, ширина – 5,5 км, высота – 420 м. Северная часть складки осложнена тектоническим нарушением, поэтому продвижение пластовых вод возможно только с южной, восточной и западной частей, при условии образования глубокой депрессионной воронки пластового давления, так как высота залежи более 400 м. Это явление наблюдалось в период 2007 – 2011 гг., когда дебиты газа скважин достигали до 1,0 млн. м³/сутки при депрессии на пласт 250 – 320 кгс/см² и в таком режиме скважины работали длительное время [1].

В скважинах, остановленных из-за обводнения их продукции (скв. 8, 21, 22, 44), общая минерализация проб воды варьирует в пределах 96,7 – 151,0 г/л, что близко к общей минерализации пластовой воды XV+XVa горизонтов – 166,3 г/л [2].

Наличие пластовой воды в продукции отмечено в 2011 г. в 12 скважинах, в 2013 г. - 3 скважинах и в 2017 г. - 6 скважинах. В 2011 г. были остановлены скважины 9, 25, 28, 33, 36 из-за обводнения их продукции. Пробы воды, отобранные в этих скважинах, характеризовались высоким содержанием хлора и общей минерализацией. В результате отсутствия мер по изменению режима работы этих скважин они полностью обводнились. В тоже время скважины 20, 26, расположенные в купольной части залежи, имеющие низкую минерализацию проб жидкости, работают с соблюдением режима, хотя в этой части из-за обводнения остановлены скважины 17, 19, 21, 22, 25, 28, 30.

Из вышеприведенного анализа следует вывод, что основным осложнением в работе газодобывающих скважин ГКМ Северный Нишан является пластовая вода, которая заметно снижает их продуктивность.

Вторжение пластовых вод в залежь приводит также к защемлению отдельных объемов газа в зоне его отбора. При этом резко снижаются пластовое и рабочее устьевое давления. В результате скважины выбывают из эксплуатации из-за полного обводнения их продукции.

Выводы:

Налаженный гидрохимический контроль за продукцией газодобывающих скважин позволяет своевременно предотвращать активное вторжение пластовых вод в залежь. Поскольку водоизоляционные работы обводнившихся скважин ГКМ Северный Нишан проводятся путем установки цементных мостов, что не всегда даёт положительные результаты, необходимо внедрять другие более эффективные методы, например селективную водоизоляцию. В некоторых обводняющихся скважинах (скв. 21, 22, 40, 44) для осушки их призабойной зоны предлагается экспериментально закачать 0,1 % водного раствора полиакриламида с последующей закачкой ПАВ и горячего газа.

Литература

1. Шевцов В.М., Журавлев Я.Е. «Коррективы проекта разработки газоконденсатного месторождения Северный Нишан». АО «O'ZLITINEFTGAZ», Ташкент, 2011 г.
2. Жуковский Б.Л., Пак С.А. и др. Подсчет запасов газа и конденсата месторождения Северный Нишан в Узбекской ССР за период 1977 - 1991 гг., ОПМ «Узбекгеофизика», Ташкент, 1991 г.

УДК 622.276

Исследование факторов, влияющих на интенсивность воздействия электромагнитных излучений

*к.т.н. В.М. Шевцов, Н.В. Нуштаева, А.С. Сайдалимов**

**РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина*

Современные методы интенсификации притока флюида к забою скважин путем увеличения радиуса воздействия позволяют глубже проникать в пласт, что в свою очередь повышает продуктивность скважин и нефте- и газоотдачу залежей углеводородов. К одним из таких

методов можно отнести электромагнитное воздействие.

Электромагнитное воздействие позволяет также устранять ряд осложнений, возникающих при разработке нефтегазовых месторождений. Например, к одному из эффектов этого воздействия можно отнести изменение краевого угла смачивания и поверхностного натяжения капель воды в поровом пространстве, что приводит к увеличению их мобильности. В результате капельки воды начинают продвигаться в прискважинную область, что позволяет уменьшать или ликвидировать водяные конусы, возникающие в газодобывающих скважинах за счет подтягивания подошвенной воды.

Также к положительным эффектам можно отнести воздействие электромагнитных волн на ассоциации молекул асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтегазовых месторождениях. Под действием электромагнитных волн ассоциации молекул АСПО начинают разрушаться и смешиваться с нефтью, что позволяет очищать поровые каналы и увеличивать проницаемость коллектора.

Немаловажными факторами воздействия электромагнитных волн является их интенсивность и процесс затухания колебаний. Для исследования их влияния были проведены эксперименты с использованием лабораторной установки. В результате обработки экспериментальных данных были построены диаграммы распределения интенсивности излучения, которые показывают его затухание в зависимости от мощности источника и удаления от него. Эти диаграммы представлены на рисунках 1-3.

Как следует из анализа диаграмм, представленных на рисунках 1-3, основной фронт воздействия излучаемых электромагнитных волн достигает отметки 4 м, что позволяет в достаточной мере воздействовать на процессы интенсификации притока пластовых флюидов к забою скважин. Кроме того, эксперименты на модели коллектора показали, что на интенсивность излучения значительно влияют алюмосиликаты, содержащиеся в породе коллектора и его водонасыщенность.

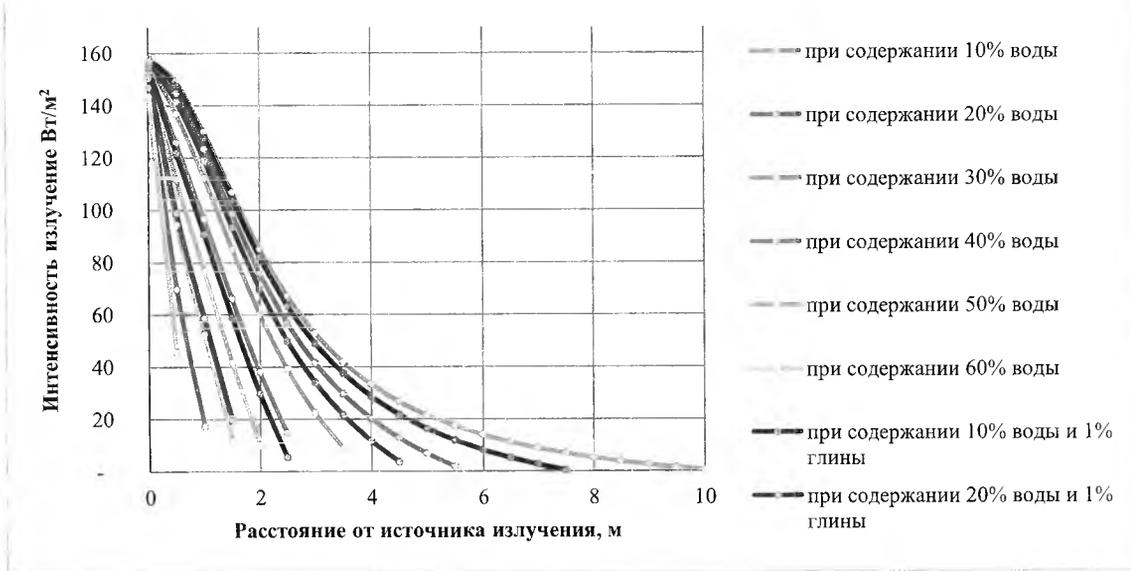


Рис. 1. Распределение интенсивности излучения при мощности источника 150 Вт.

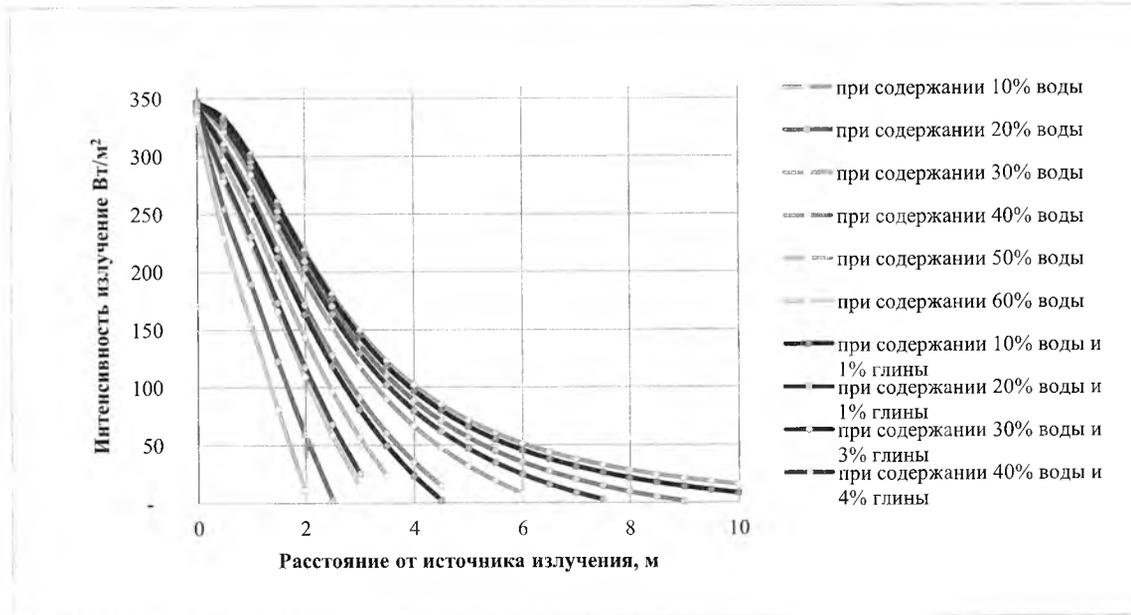


Рис. 2. Распределение интенсивности излучения при мощности источника 350 Вт.

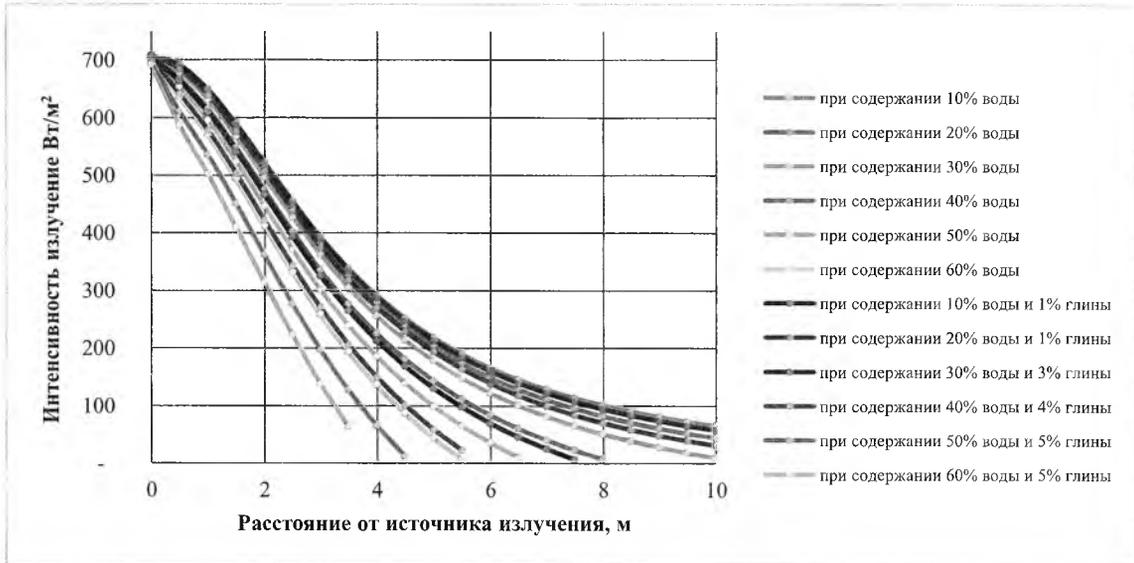


Рис. 3. Распределение интенсивности излучения при мощности источника 700 Вт.

Выводы:

1. Интенсивность воздействия излучаемых электромагнитных волн, отмеченная на расстоянии нескольких метров, позволяет в достаточной мере воздействовать на процессы интенсификации притока пластовых флюидов к забою скважин.

2. На интенсивность излучения значительно влияет состав породы коллектора и его водонасыщенность.

УДК 622.279.23./4.001.24

Ускорение ввода в эксплуатацию разведываемых газоконденсатных месторождений

Б.Х. Беков, Ш.Р. Мамажумаев, Ю.П. Хакимова,*

**Слушатель Академии Государственного Управления при Президенте Республики Узбекистан*

В последние годы в Узбекистане сложилась практика ускорения освоения разведываемых газоконденсатных месторождений путем ввода

в опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ) первых разведочных скважин, давших промышленные притоки газа. Основной задачей проектирования ОПЭ таких месторождений является нахождение решений по их ускоренному освоению с наибольшей технико-экономической эффективностью [1].

Рассмотрим решение этой задачи на примере проектирования ОПЭ разведываемого газоконденсатного месторождения (ГКМ) Саватли, открытого в 2015 г., расположенного на территории Караул-базарского района Бухарской области Республики Узбекистан.

Промышленная газоносность месторождения Саватли приурочена к XV-1, XV-2 горизонтам верхне-юрских карбонатных отложений. ГКМ Саватли изучено в процессе проведения геолого-разведочных работ (ГРР), его промышленная газоносность доказана результатами испытаний пробуренных поисковых и разведочных скважин. В состав пластового газа ГКМ Саватли входят (%): метан – 87,71; этан – 4,64; пропан – 2,06; изо-бутан – 0,39; н-бутан – 0,44; пентаны и вышекипящие – 1,34; азот – 1,45; сероводород – 0,007; углекислый газ – 1,96. Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе составляет 58,63 г/м³ (на сухой газ – 59,43 г/м³).

Всего на площади месторождения Саватли были пробурены 4 скважины, из них 3 поисковые (скв. 1, 2, 3) и одна разведочная (скв. 4). Скважина 1 в настоящее время находится в консервации. Опробованы все четыре скважины, при этом промышленные притоки газа были получены в процессе испытания скважины 1 в интервале залегания XV-1, XV-2 горизонтов. По результатам обработки данных испытания этой скважины были определены коэффициенты фильтрационных сопротивлений, среднее значение которых, необходимое для прогнозирования технологических показателей разработки ГКМ Саватли, составляет: $A=36,9$; $B=0,417$.

В работе [2] авторами выполнены три варианта прогноза разработки месторождения Саватли с годовой добычей газа 80, 120 и 150 млн.м³ в период постоянного отбора. Как показали прогнозные расчеты

для реализации добычи газа по этим вариантам потребуется проектный действующий фонд соответственно из 5, 6 и 7 скважин.

Во всех рассмотренных вариантах разработки продукция скважин по шлейфам собирается на проектный БВН, располагаемый на площади ГКМ Саватли. Затем добываемый газ рекомендуется направить для предварительной подготовки газа на близлежащий действующий промысел месторождения Даяхатын.

Технико-экономическая оценка прогноза показателей разработки выявила преимущество варианта 3 разработки газоконденсатного месторождения Саватли с годовой добычей газа 150 млн. м³ и действующим фондом из 7 скважин. Освоение месторождения согласно этому варианту характеризуется прибылью 126,66 млн. долл. США, внутренней нормой рентабельности (IRR) 13,91 %, и сроком окупаемости капвложений – 8 лет, при существующей отпускной цене на газ ООО «Газлинефтегаздобыча».

Выводы:

Как показывают результаты выполненных исследований, ГКМ Саватли может быть успешно освоено в короткие сроки в случае использования для добычи газа разведочных скважин и подачи его на близлежащий обустроенный промысел разрабатываемого ГКМ Даяхатын.

Литература:

1. Шевцов В.М. и др. Отчет по теме ПУ 03.04/16.16 «Проект ОПЭ газоконденсатного месторождения Арслан». Ташкент, АО «O'ZLITINEFTGAZ», 2016.

2. Шевцов В.М. и др. Отчет по теме ПГ 03.06/17.17 «Проект ОПЭ газоконденсатного месторождения Саватли». Ташкент, АО «O'ZLITINEFTGAZ», 2017.

**Система оценки качества и достоверности
гидродинамических исследований скважин**

А.Н. Холодов, Р.Р. Рахимов

Появление на нефтегазовом рынке Узбекистана иностранных добывающих компаний формирует потребность в качественном сервисном обслуживании по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС).

В связи с этим возникает необходимость контроля со стороны заказчиков качества выполнения работ и достоверности результатов интерпретации. В последнее время специалисты по ГДИС уделяют большое внимание вопросам качества гидродинамической информации, разрабатывают рекомендации, схемы и последовательность выполнения интерпретационных работ и анализа их результатов.

При этом различный уровень подготовки специалистов нефтегазодобывающих предприятий, осуществляющих прием и анализ выполненных работ, и субъективность оценки результатов определяют потребность в разработке четких критериев качества исследований и достоверности определения фильтрационно-емкостных свойств пластов, алгоритмов выполнения данных процедур.

В данной статье в качестве примера рассмотрим деятельность газодобывающей компании СП ООО «Uz-Kor gas-chemical».

Деятельность компании СП ООО «Uz-Kor gas-chemical» осуществляется по трем основным направлениям:

1. Добыча природного газа и газового конденсата.
2. Глубокая многоступенчатая переработка природного газа с извлечением ценных компонентов на Устюртском газохимическом комплексе.
3. Реализация произведённой полимерной продукции на экспорт.

Реализация каждого направления зависит от предыдущих. Для корректного бесперебойного обеспечения завода сырьем требуется безусловное выполнение проектных показателей добычи. Основной

сырьевой базой для этого является месторождение Сургил в Устюртском регионе Республики Узбекистан, разрабатываемое компанией с 2012 г.

Ежегодная добыча и транспортировка с месторождения Сургил составляет природного газа 3,0 млрд. кубических метров и газового конденсата 115 тысяч тонн. Для обеспечения заданного уровня добычи, с существующим фондом скважин (более 100), а также с продолжающимся бурением (10 ед. год) требуется проведение ГДИС. При этом необходимо отметить, что месторождение Сургил является по типу залежи сложным многопластовым объектом, следовательно, для каждой скважины имеется несколько потенциально перспективных объектов. И ГДИС становится основным достоверным методом подтверждения продуктивности объектов.

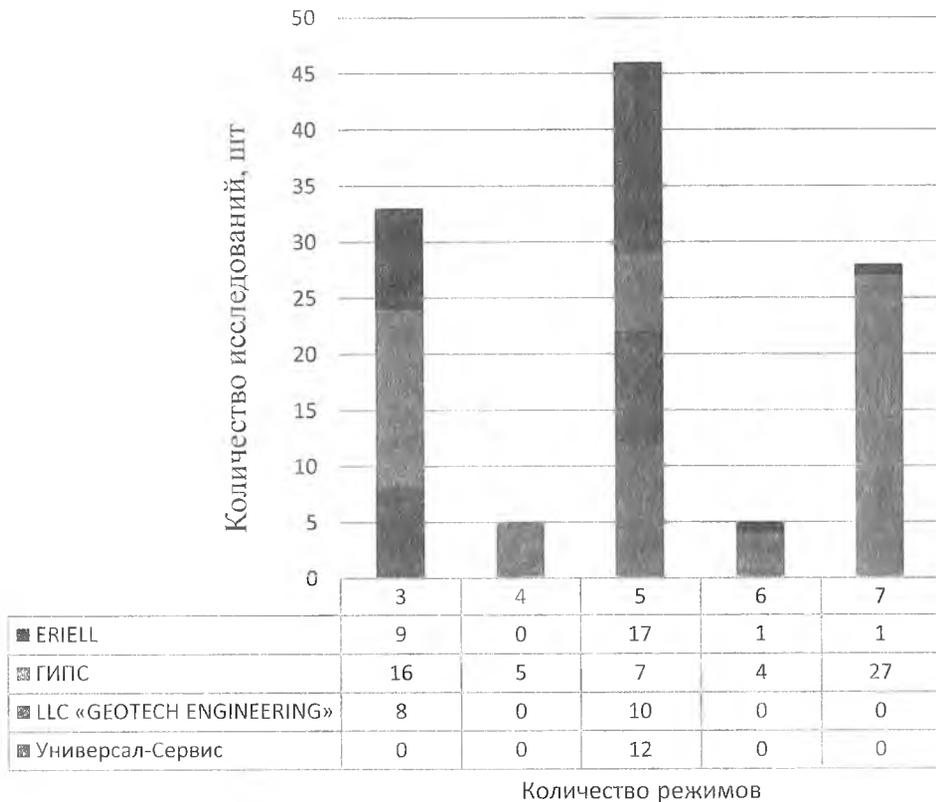
Для детального контроля хода исполнения проекта разработки, специалистами АО «O'ZLITINEFTGAZ» построены 3D геологическая и гидродинамическая модели месторождения, ведётся их непрерывное обновление. Одним из наиболее достоверных типов исходных материалов для построения гидродинамической модели является ГДИС.

Перед внесением материалов ГДИС в модель, была проведена их верификация, в результате которой выявлена зависимость качества проведенных исследований от количества режимов испытаний; при более подробном изучении также выявилась взаимосвязь качества исследований от выбора подрядчика (рис. 1, 2).

Выявленные закономерности свидетельствуют о низком контроле качества проведенных исследований со стороны заказчика, связанных с постановкой задач в техническом задании и желанием экономии расходуемых средств.

Похожая ситуация отмечается не только у компании, приведенной в примере, но у других нефтегазодобывающих предприятий.

В этой связи целью данной работы явилась разработка системы критериев, позволяющих объективно и в формализованном виде оценить качество исследований и достоверность результатов интерпретации полученных данных.



Количество режимов

Рис. 1. Соотношение количества проведенных исследований с количеством режимов исследования по сервисным компаниям.

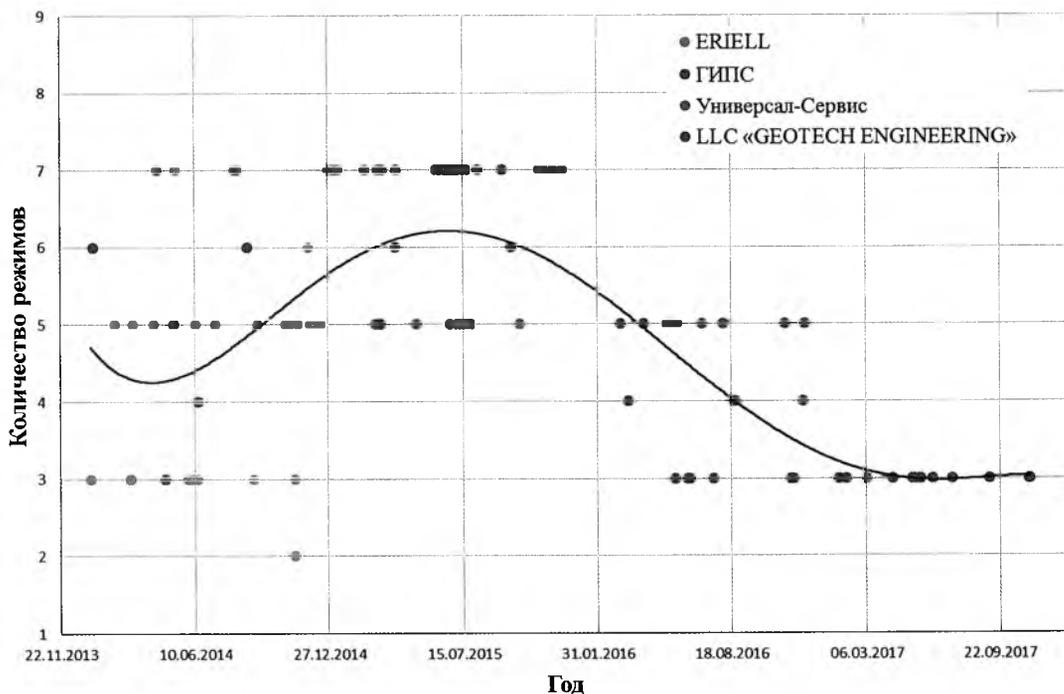


Рис. 2. Динамика количества режимов в процессе исследования скважин.

Эта система предназначена для контроля полноты и качества выполнения поставленных задач исследования скважин, оперативного выявления наиболее распространенных нарушений при проведении исследований, установления типичных ошибок в процессе интерпретации результатов, определения достоверности показателей работы скважины и ФЕС пласта.

Оценка качества ГДИС.

В процессе приема результатов ГДИ на неустановившихся режимах осуществляется входной контроль качества их проведения, которое предлагается оценивать по комплексу разработанных критериев:

1. Решение поставленных задач ГДИ и полнота определения параметров скважины и пласта в соответствии с заявкой на проведение исследования.
2. Отсутствие аварий или нарушений, приводящих к срыву работ по причине подрядчика.
3. Соответствие планируемых и фактических параметров ГДИ.
4. Отсутствие технических осложнений в процессе исследований, значительно искажающих кривую изменения давления (КИД), таких как сбои работы оборудования, незапланированные перемещения прибора по стволу и прочее.
5. Наличие незарегистрированной истории работы скважин перед КИД, КВД.
6. Разрешительная способность используемых манометров.
7. Непрерывность записи приборов в процессе исследования.
8. Соответствие режима работы скважины условиям проведения исследования.
9. Соответствие формата отчета требуемым результатам.

На основе вышеперечисленных критериев для каждого ГДИС заполняется таблица для определения и оценки качества ГДИ.

Таблица 1 – Критерии качества исследования.

Критерии качества ГДИ	Выполнение «+», невыполнение «-»		
	+	+	-
Решение поставленных задач	+	+	-
Отсутствие аварий и грубых нарушений технологии	+	+	-
Соответствие планируемых и фактических параметров исследования	+	+ или -	+ или -
Отсутствие технических нарушений	+	+ или -	+ или -
Наличие зарегистрированной истории работы скважины	+	+ или -	+ или -
Разрешение манометра	+	+ или -	+ или -
Отсутствие перерывов в записи	+	+ или -	+ или -
Наличие соответствующего режима	+	-	+ или -
Соответствие формата и полноты отчета о результатах	+	+	-
Оценка качества ГДИ	Высокое	Удовл.	Неудовл.

Предлагаемая система оценки качества выполненных исследований может использоваться в нефтегазодобывающих компаниях в качестве базового инструмента приемки результатов ГДИ.

При этом несомненно стоит уделять пристальное внимание граничным условиям применения исследований и качеству работ по интерпретации полученных данных.

Литература:

1. Холодов А.Н. Отчет по теме «Авторский надзор за разработкой месторождения Сургил». Ташкент, АО «O'ZLITINEFTGAZ», 2018.
2. Федоров В.Н. Контроль разработки газонефтяных месторождений методами гидродинамических исследований скважин в условиях аутсорсинга 11-я научно-техническая конференция «Мониторинг разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» Томск, 2012.
3. Санников В.А и др. Система оценки качества и достоверности гидродинамических исследований скважин «Нефтяное хозяйство» № 9 2013.

Нефть ва газ қудуқларини сув конус ҳосил қилишини таҳлили

М.Я. Салихов

Углеводородларни тузилмаларда йиғилишини асосий сабабчиси ер ости сувларидир. Шунинг учун ҳам нефть ва газ қазиб олиш жараёнида қудуқлардан қатлам сувларини қўшилиб чиқиши табиий ҳолатдир. Аммо қудуқлардан нефть ва газ қазиб олишда ушбу қатлам сувларини жаддаллашиш жараёни нафақат Ўзбекистонда балки бутун дунё нефть ва газ қазиб чиқариш саноатида асосий муаммолардан биридир.

Ҳозирги кунга келиб шундай ҳолатлар ҳам рўй бермоқдаки, бу ҳолатда нефть ва газ олувчи қудуқлардан маҳсулот ўрнига қатлам сувлари жадаллик билан чиқмоқда.

Бунга бир қанча омиллар сабаб бўлади. Улардан асосийлари бевосита таъсир этувчиси, қатлам ва қудуқ туби босимларини фарқи (ΔP) юқорилиги, қатлам сувларининг хусусиятлари, нефть ва газни хусусиятлардан кўра фарқли равишда қатлам сувининг зичлиги юқори бўлиши, ҳамда ковшоқклиги кичик бўлганлиги учун, босим остида қатламдаги углеводородлар ўрнига қудуққа қатлам суви ҳаракатлана бошлайди. Оқибатда қатламдан углеводородларни ўрнига қатлам сувлари чиқади.

Маҳсулот берувчи қудуқни сувланиш жараёнининг жадаллашиши шуни кўрсатадики қатламдан келувчи оқим таъсирида маҳсулдор қатламда эҳтимол конус жараёни рўй беради. Бунга мисол қилиб "Шуртан-нефтегаз" МЧЖга қарашли Қоратепа конини кўришимиз мумкин.

2016 йилнинг биринчи чораги учун Қоратепа конининг қудуқларини технологик ишлаш режими 1 - жадвалда келтирилган.

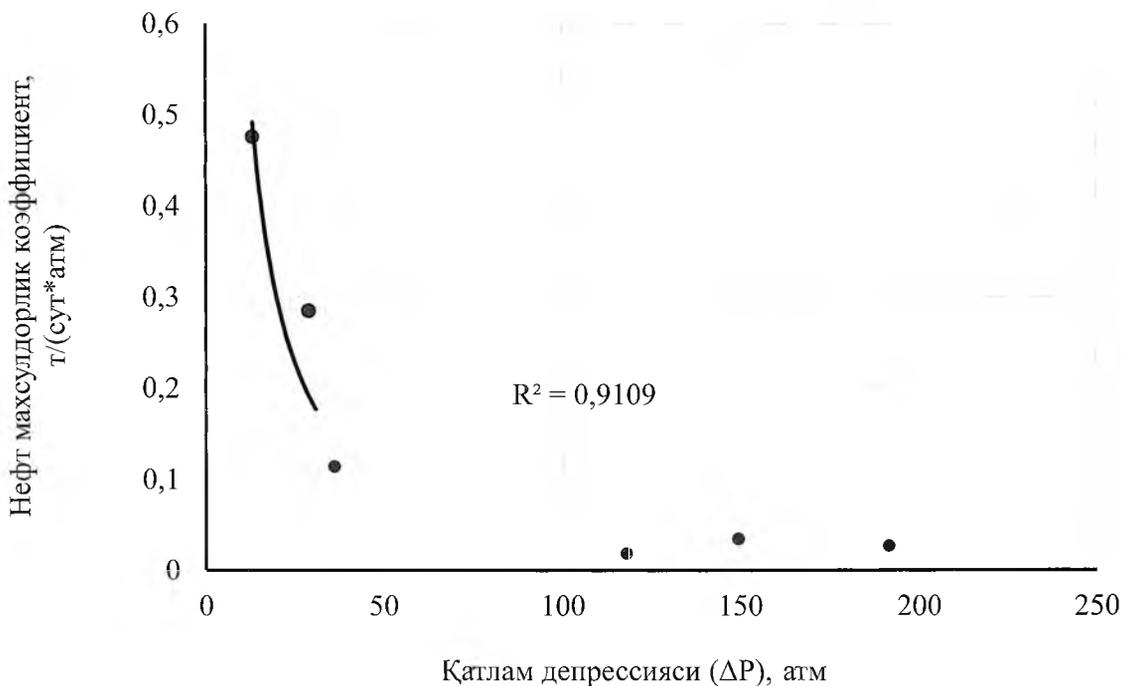
Келтирилган маълумотларга асосан Қоратепа конидаги қудуқлардан: 1 тонна нефть учун 10 - қудуқда - 9,2 минг. м³ дан, 2 – қудуқда эса - 41,3 минг. м³ гача юқори газ омили характерланганлиги изоҳланади.

Кудуклар бўйича маҳсулдорлик коэффициентини ўзгариш миқдори
 9 - қудуқ учун - 0,018 т/(сут·атм)дан, 1 - қудуқ учун - 0,476 т/(сут·атм) гача.

1 - Жадвал. Қоратепа конининг қудуқларни технологик ишлаш
 режими

Қудуқ №	Перфорация оралиқлари, м		D _{шт} , мм	Босим, атм					Олинган маҳсулотлар			сувланганлик, %
	юқори	пастки		P _{қут.}	P _{қ.срт.}	P _{туб.}	P _{кит.}	ΔP	Q _{т.} , минг.м ³ /сут	Q _{ж.} , м ³ /сут	Q _{н+к.} , т/сут	
1	3247	3280	6	95	260	273	286	13,0	85	9,6	6,2	30,7
2	3280	3290	8	240	238	249,9	286	36,1	170	7	4,1	38,6
3	3269	3283	5	80	90	94,5	286	191,5	90	9	5,1	41,3
8	3272	3266	8	115	130	136,5	286	149,5	50	7	5,1	25,7
9	3280	3283	6	76	160	168	286	118,0	30	4	2,2	35,2
10	3251	3247	7	180	245	257,25	286	28,8	75	14	8,2	37

1 – Жадвалда келтирилган маълумотлар асосида қатлам депрессиясига қудуқларни нефть маҳсулдорлик коэффициенти нисбати графиги 1 - расмда келтирилган.



1 – Расм. Қатлам депрессиясига қудуқларни нефть маҳсулдорлик
 коэффициенти нисбати

Келтирилган графикдан юқори депрессияда ишлайдиган кудукларни нефть маҳсулдорлик коэффиценти кичик бўлиши кўриниб турибди.

Кудукларни 01.04.2017 йилги ва 16.08.2018 йиллар ҳолатидаги таҳлил кўрсаткичлари:

1 - Кудук 01.04.2017 йил ҳолати бўйича суюқлик - 40,2 м³/сутка, шундан нефть - 9,1 т/сутка, газ - 89 минг м³/сутка, конденсат - 3,9 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т ва сувланганлик - 75 % бўлиб, ҳозирги вақтда суюқлик - 8,2 м³/сутка, нефть - 0,3 т/сутка ташкил этади, газ - 0 м³/сутка, конденсат - 0 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т сувлаганлик - 96 % олинмоқда.

2 - Кудук 01.04.2017 йил ҳолати бўйича суюқлик - 11,4 м³/сутка, шундан нефть - 9,5 т/сутка, газ - 162 минг м³/сутка, конденсат - 7,1 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т ва сувланганлик - 8 % бўлиб, ҳозирги вақтда суюқлик - 6,9 м³/сутка, нефть эса - 2,2 т/сутка, газ - 0 м³/сутка, конденсат - 0 т/сутка, газ омили эса - 91,33 м³/т, сувлаганлик - 65 % олинмоқда.

3 - Кудук 01.04.2018 йил ҳолати бўйича 100 % сувланган бўлиб, бир неча маротаба қатлам сувларига қарши ишлар олиб борилган. Ҳозирги вақтда кудук газлифт усулида ишлатилиб келинмоқда. Сувланганлик - 92 % ташкил этиб, суюқлик - 11,3 м³/сутка, нефть - 0,9 т/сутка, газ омили эса - 91,33 м³/т олинмоқда.

8 - Кудук 01.04.2017 йил ҳолати бўйича суюқлик - 15,2 м³/сутка, нефть - 9,9 т/сутка, газ - 78 минг м³/сутка, конденсат - 3,4 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т ва сувланганлик - 28 % бўлиб, ҳозирги вақтда суюқлик - 6,9 м³/сутка, нефть - 4,9 т/сутка, газ - 58 минг м³/сутка, конденсат - 2,3 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т, сувлаганлик - 13 % олинмоқда.

9 - Кудук 01.04.2017 йил ҳолати бўйича 99 % сувланган кудукда таъмирлаш ишлари олиб борилиб натижада суюқлик - 11,1 м³/сутка, нефть - 8,2 т/сутка, газ - 24 минг м³/сутка, конденсат - 1,0 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т ва сувланганлик - 18,7 % эришилган бўлиб, ҳозирги вақтда суюқлик - 4,0 м³/сутка, нефть - 2,9 т/сутка, газ - 0 м³/сутка, конденсат - 0 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т сувлаганлик - 25 % олинмоқда.

10 - Қудук 01.04.2017 йил ҳолати бўйича суюқлик - 24,3 м³/сутка, шундан нефть - 1,1 т/сутка, газ - 81 минг м³/сутка, конденсат - 3,6 т/сутка, газ омили эса - 91,33 м³/т ва сувланганлик - 95 % бўлиб, ҳозирги вақтда суюқлик - 7,8 м³/сутка, нефть - 0,5 т/сутка, газ - 12 минг м³/сутка, конденсат - 0,5 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т сувланганлик - 94 % олинмоқда.

11 - Қудук 01.04.2017 йил ҳолати бўйича суюқлик - 10,2 м³/сутка, шундан нефть - 1,3 т/сутка, газ - 23 минг м³/сутка, конденсат - 1,0 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т ва сувланганлик - 86 % бўлиб, ҳозирги вақтда қудук таъмирлашни кутмоқда.

12 - Қудук 01.04.2017 йилда 95 % сувланганлик даврида изоляция ишлари олиб борилиб суюқлик - 50,8 м³/сутка, шундан нефть - 9,2 т/сутка, газ - 17 минг м³/сутка, конденсат - 0,7 т/сутка, газ омили эса - 91,33 м³/т ва сувлаганлик - 80 % тушган, ҳозирда суюқлик - 5,6 м³/сутка, нефть - 0,2 т/сутка, газ - 10 минг м³, конденсат - 0,4 т/сутка, газ омили эса - 91,33 м³/т ва сувлаганлик - 95 % олинмоқда.

13 - Қудук 01.04.2017 йилда қудук фаввора усулида ишлатилиб маҳсулдорлиги кичик бўлиб, суюқлик - 1,7 м³/сутка, шундан нефть - 1,5 т/сутка, газ - 0 м³/сутка, конденсат - 0 т/сутка, газ омили - 91,33 м³/т ва сувланганлик - 2 % ташкил этган. Ҳозирги вақтда қудук газлифт усулида ишлатилиб суюқлик - 39,5 м³/сутка, нефть - 5,9 т/сутка, газ омили эса - 91,33 м³/т, сувланганлик - 85 %, олинмоқда.

14 - Қудук 01.04.2017 йилда қудук фаввора усулида ишлатилиб суюқлик - 10,2 м³/сутка, шундан нефть - 6,0 т/сутка, газ - 100 минг м³/сутка, конденсат - 4,4 т/сутка, газ омили эса - 91,33 м³/т ва сувланганлик - 35 % ташкил этган. Ҳозирги вақтда фаввора усулида ишлатилиб суюқлик - 70,3 м³/сутка, шундан нефть - 7,5 т/сутка, газ - 100 минг м³, конденсат - 4 т/сутка, сувланганлик - 89 % олинмоқда.

15 - Қудук ҳозирги вақтда фаввора усулида ишлатилиб суюқлик - 34,7 м³/сутка, шундан нефть - 9,0 т/сутка, газ - 0 м³, конденсат - 0 т/сутка, сувланганлик - 74 %, олинмоқда.

Хулоса килиб шуни этиш мумкинки нефтгазконденсатли конларда газни жадал қазиб олиш натижасида ўзи билан қатламдаги суюкликларни тортиб олиб чиқади. Бу эса маҳсулдор қатлам сувларини эҳтимол конус бўлиб ҳаракатланишига олиб келади. Бундан ташқари заҳирадаги газни олиш билан бирга қатлам босимини пасайиши ҳамда нефть хошияси (оторочка)ни кенгайиб, бошланғич газ уюми қисми билан аралашиб, олиниши мумкин бўлган нефть заҳирасини бир қисмини олиш имкониятини чегаралайди.

Шунинг учун нефтгазконденсатли конларда газ қазиб олиш жараёнида кудуқларни кичик дипресияда (ΔP) ишлатиш лозим.

Маҳсулдор қатламдан нефть заҳирасини қазиб олиш учун, ҳамда маҳсулдор қатламда конус бўлган ҳолатларда қатлам сувларини селектив изоляция қилиш ва иккинчи ствол бурғилаш тавсия қилинади. Бу эса нефть бера олиш коэффицентини оширади.

УДК 622.325

**Оценка эффективности применения форсированного отбора
жидкости и рекомендации по доработке нефтяных
месторождений Сурхандарьинского региона**
Л.З. Игамбердиева

Важную роль в формировании и использовании сырьевой базы жидких углеводородов занимает группа нефтяных месторождений Сурхандарьинской нефтегазоносной области (СНГО), охватывающей крупную, сложно построенную депрессионную структуру, ограниченную с востока Бабатагской зоной Вахш-Кафирниганской мегантиклинали, а с запада - мегаантиклиналью Юго-Западного Гиссара. Она является частью обширного Афгано-Таджикского газонефтеносного бассейна (рис. 1).



Рис. 1. Обзорная карта месторождений Сурхандарьинского региона

Всего в СНГО имеется 11 месторождений, в том числе одно газо-нефтяное и десять нефтяных. В настоящее время из них разрабатывается 9 месторождений, в том числе 2 находятся в консервации.

Отличительной особенностью месторождений является то, что они представлены многопластовыми залежами высоковязкой нефти (более 350 сПз), залегающей преимущественно в Бухарских слоях палеогена, представленного трещиноватыми, карбонатными отложениями с прослоями доломитов и глин.

По гидродинамическим характеристикам, режим разработки месторождений – упруго водонапорный.

В целом, по месторождениям Сурхандарьинского региона, достигнутая нефтеотдача составляет в среднем 22,2 %. Максимально достигнутая плотность сетки скважин составляет 23,5 га/скв.

Сравнительно низкая нефтеотдача по основным месторождениям (Амурарья, Хаудаг, Миршады, Кокайтты, Ляльмикар, Коштар) предопределяет необходимость производства доразведочных работ на прирост добывных возможностей (таблица 1).

Таблица 1 – Текущие геолого-промысловые характеристики по месторождениям Сурхандарьинского региона

Месторождения	Глубина залегания горизонтов, м	Мощность продуктивных горизонтов, м		Текущий КИН, %	Фонд скважин, ед.	
		суммарная	эффективная		В период максимальной добычи нефти	Действующий
Хаудаг	130-200	28	10	35,2	98	38
Кокайти	1200-1300	26	16,5	29,4	38	30
Ляльмикар	980-1300	168,8-192,3	60-66,2	21,3	64	50
Амударья	1150-1250	55-65	30	13,1	46	40
Кошгар	1200-1350	35	23	12,9	24	12
Миршади	1180-1350	55-70	34,5	20,9	16	8

В период разработки месторождений Сурхандарьинского региона были испытаны различные технологии для увеличения добычи нефти, в том числе и метод форсированного отбора жидкости (ФОЖ).

В 2007 г. на месторождениях Сурхандарьинского региона увеличили объемы добываемой жидкости в 1,5 раза, при существующем фонде добывающих скважин.

В связи с этим была проведена работа по оценке эффективности ФОЖ на месторождениях Сурхандарьинского региона и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет применения этого метода на месторождениях.

Оценка технологического эффекта от ФОЖ на основе показателей разработки месторождений авторам данной работы была рассчитана величина увеличения (прироста) конечного КИН, определяемая как разница КИН, достигаемая при естественном режиме разработки залежи и с применением ФОЖ [1]:

$$\Delta\eta = \eta_з - \eta_{бз} \quad (1)$$

где $\Delta\eta$ - увеличение (прирост) КИН от применения ФОЖ; $\eta_з$ - КИН достигаемая с применением ФОЖ; $\eta_{бз}$ - КИН достигаемая без применения ФОЖ на естественном режиме.

Коэффициенты извлечения нефти определены по следующим формулам:

$$\eta_3 = \frac{Q_3}{Q_6} \quad (2); \quad \eta_{63} = \frac{Q_{63}}{Q_6} \quad (3);$$

где Q_3 и Q_{63} – извлекаемые запасы нефти для условий разработки залежей с и без применения ФОЖ, определенные по характеристикам вытеснения нефти водой; Q_6 – балансовые запасы нефти.

Необходимо отметить, что данный коэффициент является комплексным показателем, характеризующим свойства коллекторов и пластовых флюидов, систему разработки и экономические критерии.

Так как на нефтяных месторождениях СНГ ФОЖ осуществлялось в 2007 г., с целью определения эффективности применения ФОЖ и сравнения фактических данных добыче по месторождениям СНГ были определены прогнозные показатели годовой добычи нефти для периода разработки после применения ФОЖ по характеристикам вытеснения нефти водой.

Для определения прогнозных показателей годовых объемов добычи нефти использовались характеристики вытеснения по методу С.Н. Назарова, Г.С. Камбарова, А.М. Пирвердяна, интерполяцией фактических данных с построением зависимостей [2]:

$$\frac{Q_ж}{Q_н} = a + bQ_в \quad (4); \quad Q_н = a + \frac{b}{Q_ж} \quad (5); \quad Q_н = a + \frac{b}{\sqrt{Q_ж}} \quad (6).$$

где: $Q_ж$ - накопленная добыча жидкости; $Q_в$ - накопленная добыча воды; $Q_н$ - накопленная добыча нефти.

Результаты расчетов добычи нефти по характеристики вытеснения нефти водой для залежей нефти некоторых месторождений СНГ приведены на рис. 2-6.

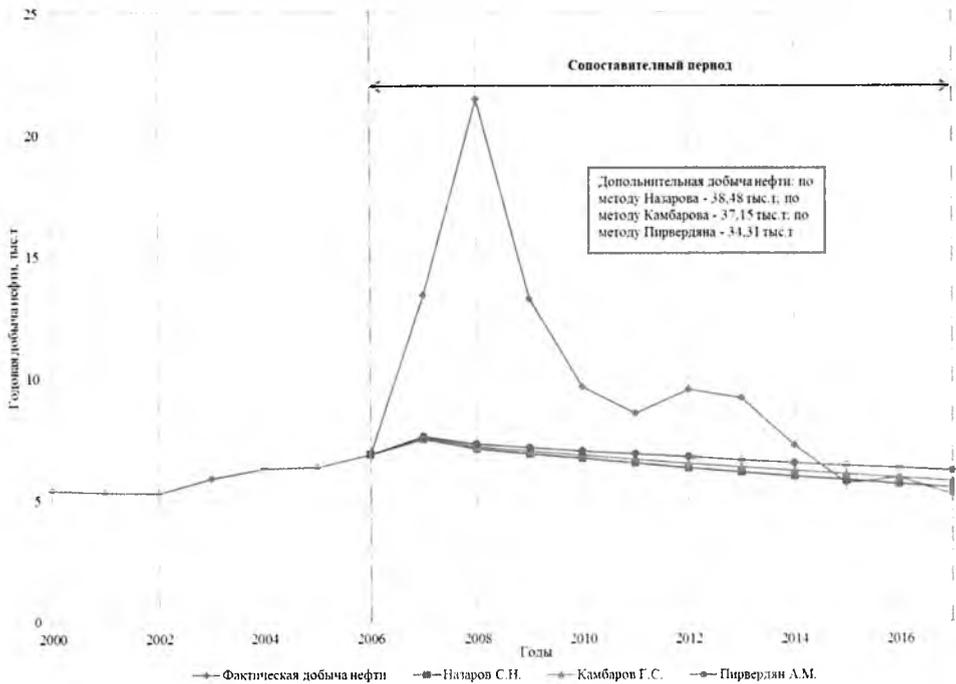


Рис. 2. Показатели добычи нефти месторождения Хаудаг с учетом и без учета мероприятия

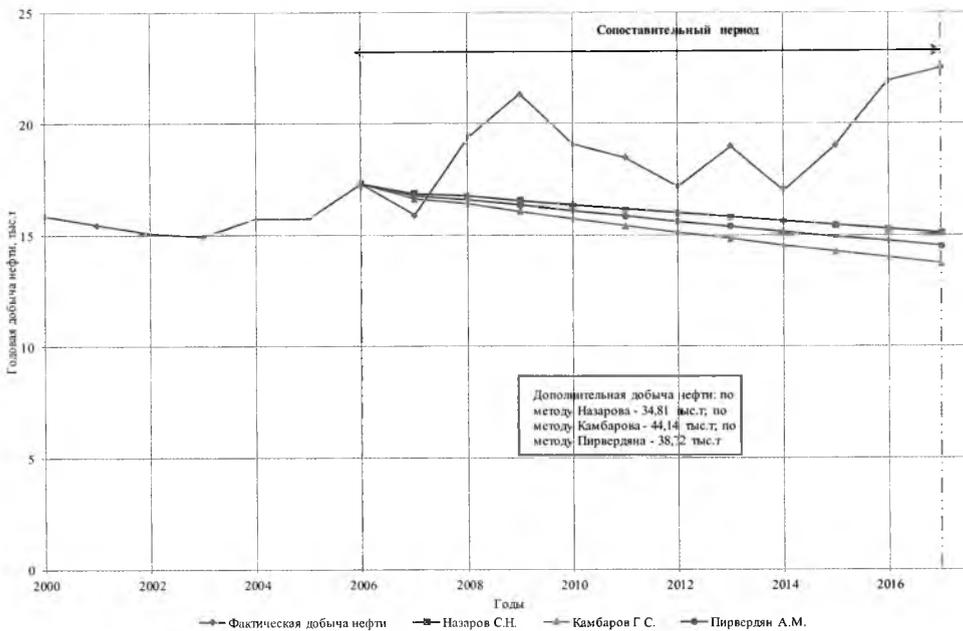


Рис. 3. Показатели добычи нефти месторождения Кокайти с учетом и без учета мероприятия

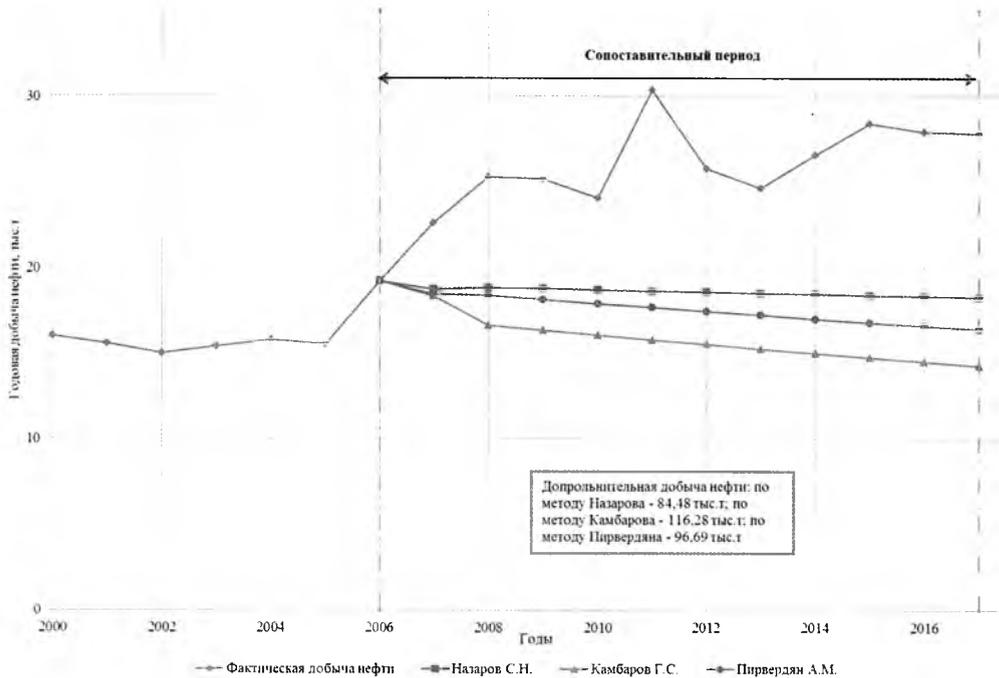


Рис. 4. Показатели добычи нефти месторождения Ляльмикар с учетом и без учета мероприятия

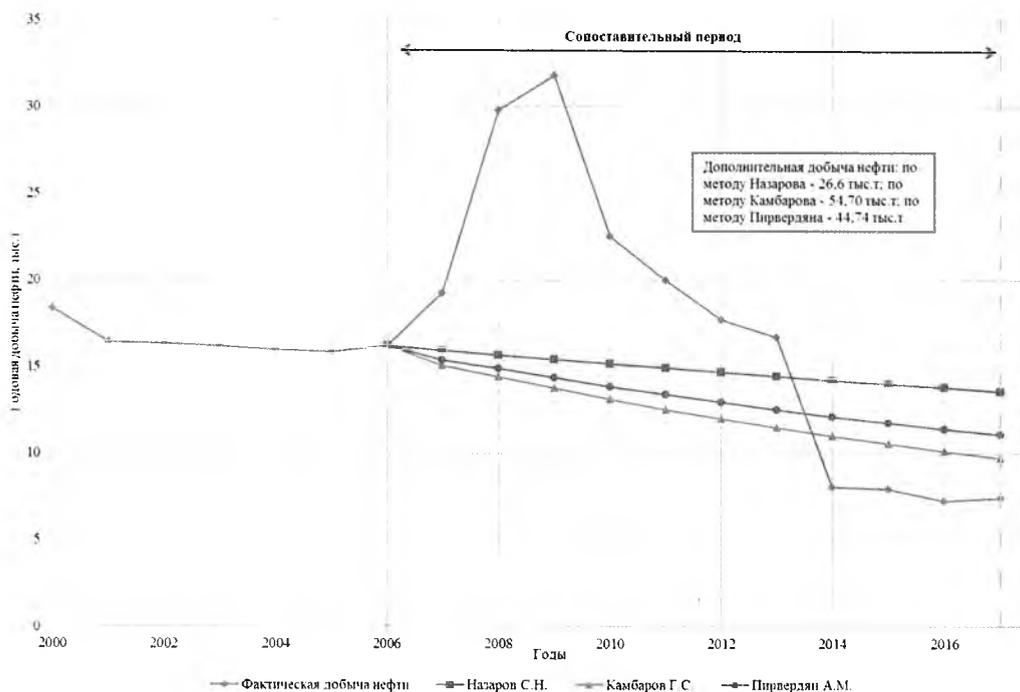


Рис. 5. Показатели добычи нефти месторождения Амударья с учетом и без учета мероприятия

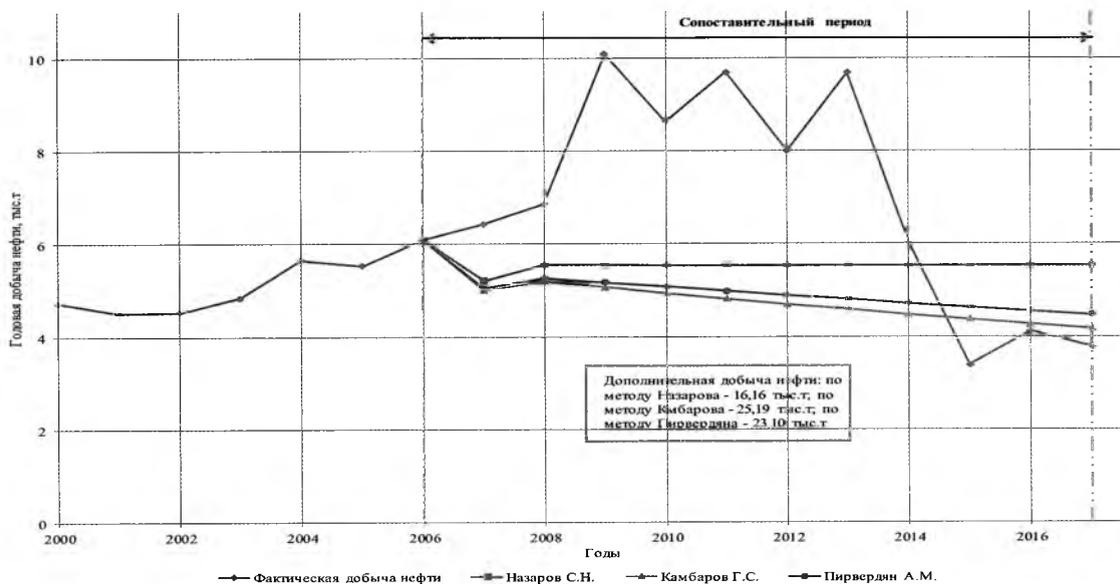


Рис. 6. Показатели добычи нефти месторождения Коштар с учетом и без учета мероприятия

Таблица 2 – Сопоставительная оценка прогнозных показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения при реализации ФОЖ по месторождениям Сурхандарьинского региона

Месторождения	метод Назарова С.Н.			метод Камбарова Г.С.			метод Пирвердяна А.М.		
	без учета мероприятий		с учетом мероприятий прирост КИН %	без учета мероприятий		с учетом мероприятий прирост КИН %	без учета мероприятий		с учетом мероприятий прирост КИН %
	суммарная добыча нефти	КИН %		суммарная добыча нефти	КИН %		суммарная добыча нефти	КИН %	
Хаудаг	1604,63	34,4	0,8	1606,46	34,4	0,8	1609,30	34,5	0,7
Кокайти	3637,42	29,1	0,3	3628,09	29,0	0,4	3633,51	29,1	0,3
Ляльмикар	2787,80	20,7	0,6	2756,01	20,4	0,9	2775,59	20,6	0,7
Амударья	1092,68	12,7	0,4	1064,58	12,4	0,7	1074,54	12,5	0,6
Коштар*	484,72	12,5	0,4	475,69	12,3	0,6	477,78	12,3	0,6

Результаты проведенных расчетов (табл. 2) показали, что на естественном режиме разработки среднее значение величины КИН для месторождений Сурхандарьинского региона достигает:

на естественном режиме разработки – 21,88 %, с применением ФОЖ – 22,38 %, т.е. прирост составляет 0,5 %.

В связи с этим проведена работа по изысканию направлений исследований по увеличению темпов добычи нефти и увеличения коэффициента извлечения запасов (КИН), с применением методов прогнозирования доразработки объектов по характеристикам вытеснения.

Прогнозы показателей разработки и доразработки месторождений выполнены по методикам С.Н. Назарова, Г.С. Камбарова, А.М. Пирвердяна.

Параметры доразработки залежей рассчитаны при условии применения гидродинамических методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов, предусматривающих форсированные отборы жидкости из нефтесодержащих скважин с уплотнением сетки скважин.

Применение этих методов для доразработки месторождений Сурхандарьинского региона обосновывается высоким гидро-динамическим подпором пластовых вод в нефтесодержащих резервуарах, в которых ограничение темпов отбора привело к высокой степени обводнения скважин и образованию нефтяных линз в межскважинных зонах [3, 4].

Прогноз показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения, на 35 - летний период, показывает возможности получения прироста добычи нефти практически по всей группе месторождений, восстановлением сетки скважин и обеспечением регулирования процесса вытеснения нефти при организации форсированных отборов жидкости (рис. 7 - 12).

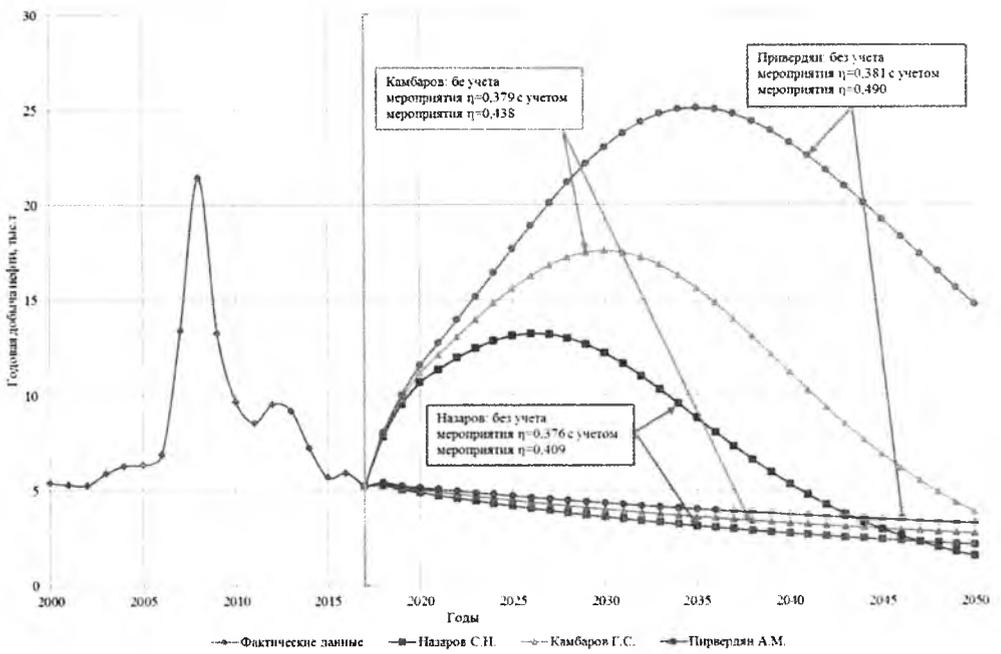


Рис. 7. Динамика фактической и прогнозной добычи нефти месторождения Хаудаг.

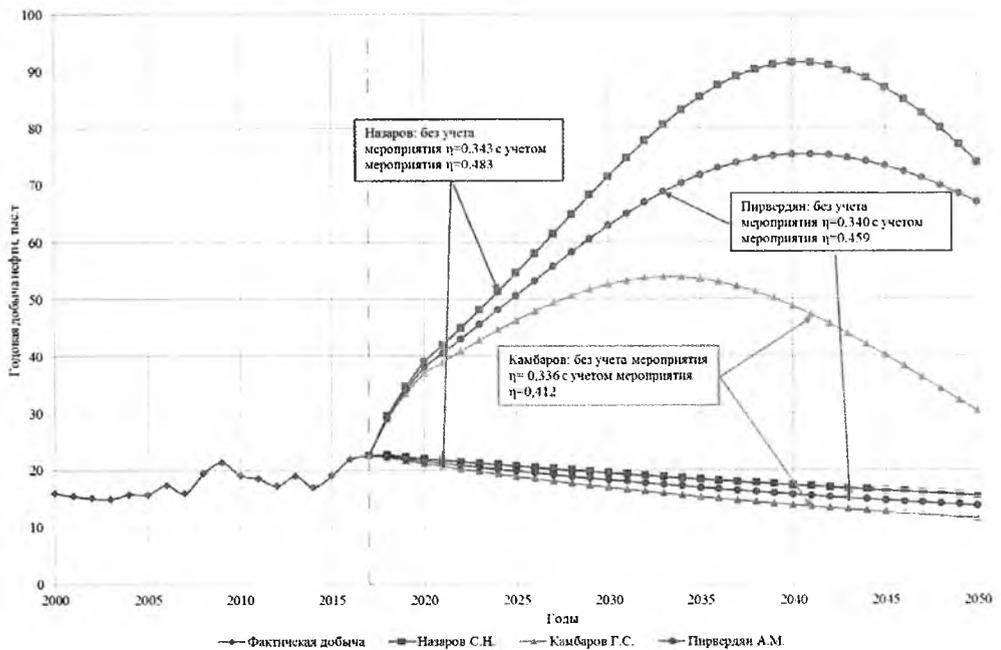


Рис. 8. Динамика фактической и прогнозной добычи нефти месторождения Кокайти.

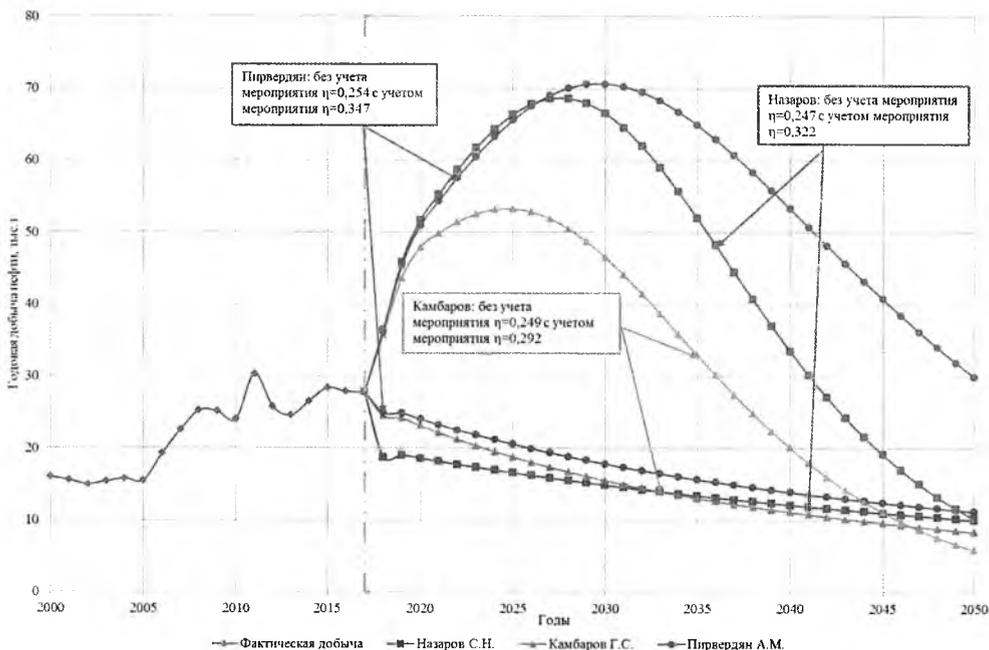


Рис. 9. Динамика фактической и прогнозной добычи нефти месторождения Ляльмикар.

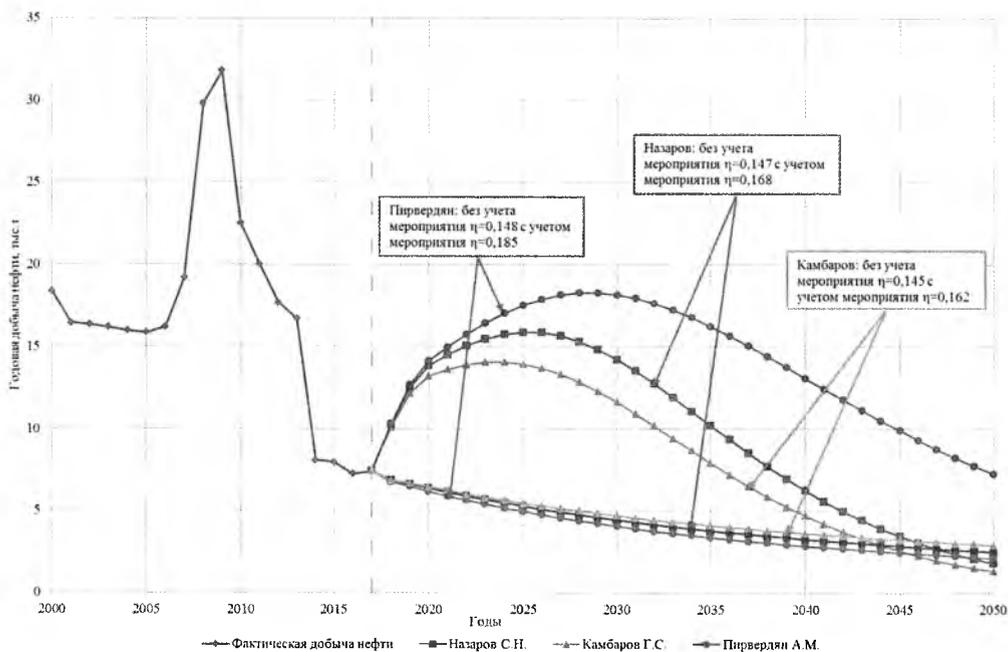


Рис. 10. Динамика фактической и прогнозной добычи нефти месторождения Амударья

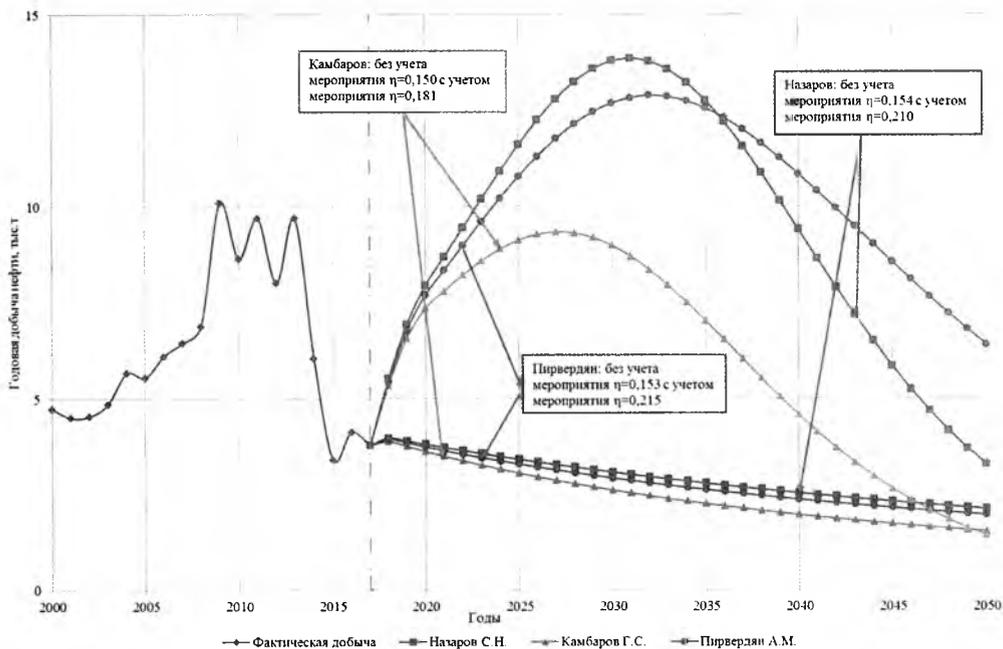


Рис. 11. Динамика фактической и прогнозной добычи нефти месторождения Коштар.

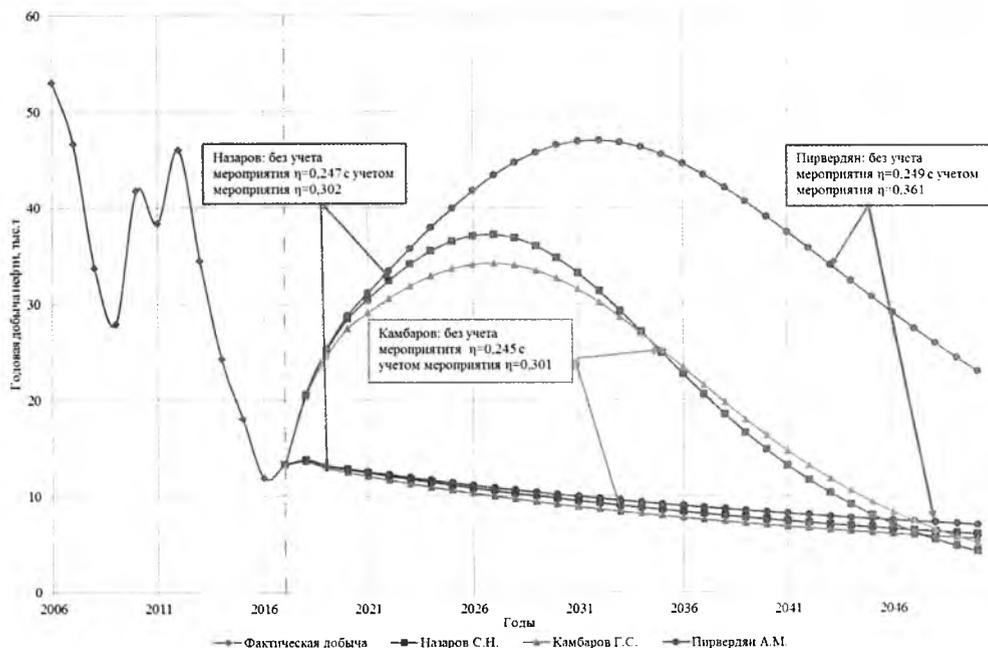


Рис. 12. Динамика фактической и прогнозной добычи нефти месторождения Миршади

Расчёты показывают, что для достижения указанных параметров доработки рассматриваемых месторождений необходимо увеличить годовые отборы жидкости в целом по месторождениям с 1,18 млн.м³ до 1,78 млн.м³. Увеличение отбора жидкости потребует восстановления фонда скважин с 162 до 286 ед., расконсервацией и повторным вскрытием продуктивных горизонтов, для существенного увеличения коэффициента охвата вытеснением нефти водой из линзовидных зон (табл. 3).

Сопоставительная оценка прогнозных показателей разработки месторождений Сурхандарьинского региона по характеристикам вытеснения нефти, при реализации комплексных мер модернизации месторождений с организацией форсированных отборов жидкости, показывает возможность увеличения суммарной добычи нефти за последующий 35 летний период разработки с 2,22 до 7,52 млн.т.

При проведении расчетов добывных возможностей месторождений не учитывалось влияние вязкостных свойств нефтей региона в пластовых условиях на их фильтрационные характеристики и степень охвата залежей вытеснением.

В связи с этим, полагали бы целесообразным направить дальнейшие исследовательские работы на месторождениях на создание адаптированных имитационных моделей разработки, позволяющих получить более надежные параметры эксплуатации.

Выводы:

Основные причины низкой нефтеотдачи месторождений региона связаны с высокой вязкостью пластовой нефти, что создает значительные осложнения при разработке на любом режиме эксплуатации, а также низкие коэффициенты охвата залежей сеткой эксплуатационных скважин. Эти осложнения привели к высокой степени обводненности продукции скважин и раздислоцированности запасов в межскважинных линзовидных зонах.

Таблица 3 – Сопоставительная оценка прогнозных показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения при реализации комплексных мер по модернизации месторождений

Месторождения	метод Назарова С.Н.						метод Камбарова Г.С.						метод Пирвердяна А.М.					
	без учета меропрятий			с учетом меропрятий			без учета меропрятий			с учетом меропрятий			без учета меропрятий			с учетом меропрятий		
	Суммарная добыча нефти	КИН %		Суммарная добыча нефти	КИН %		Суммарная добыча	КИН %		Суммарная добыча нефти	КИН %		Суммарная добыча	КИН %		Суммарная добыча нефти	КИН %	
Хаудаг	1754,34	37,6		1910,91	40,9		1768,19	37,9		2043,30	43,8		1779,82	38,1		2286,25	49,0	
Кохайти	4290,80	34,3		6038,08	48,3		4200,67	33,6		5150,62	41,2		4248,57	34,0		5728,75	45,9	
Ляльмикар	3335,45	24,7		4338,86	32,2		3353,90	24,9		3938,98	29,2		3428,73	25,4		4684,53	34,7	
Амударья	1257,24	14,7		1440,85	16,8		1245,53	14,5		1390,04	16,2		1266,16	14,8		1583,57	18,5	
Кошгар	596,77	15,4		816,21	21,1		581,60	15,0		701,96	18,1		592,13	15,3		834,59	21,5	
Миришади	1980,47	24,7		2422,58	30,2		1963,02	24,5		2411,14	30,1		1998,25	24,9		2896,09	36,1	

На основе анализа систем эксплуатации месторождений Сурхандарьинского региона предлагается:

1. Восстановить фонд эксплуатационных скважин на месторождениях СНГО производством ремонтно-восстановительных работ с применением технологии повторного вскрытия продуктивных горизонтов наклонно-направленными скважинными системами.

2. Обеспечить форсированные отборы жидкости из месторождения на уровне не менее 20-40 т/сут., с регулированием фронта отбора жидкости по нефтеводонасыщенному объему пластов, по критерию, обеспечивающему увеличения коэффициента охвата залежей процессом вытеснения.

3. Для полномасштабного внедрения указанных решений необходимо создать опытный полигон на одном из месторождений с производством опытно-промышленного внедрения технологий в замкнутом цикле эксплуатации от 4 до 8 скважин.

Литература

1. Мирзажанзаде А.Х., Ковадев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. -М.: Недра, 1972 . 300 с.

2. Назаров С.Н., Акрамов Б.Ш., Сипачев Н.В. и др. К оценке извлекаемых запасов нефти по интегральным кривым отбора нефти и воды. – Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1970, № 11. С. 19-22.

3. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. РД 39-0147035-209-87. – М.: Министерство нефтяной промышленности, 1987. – 52 с.

4. Отчет. «Проекты доработки месторождений Учкизил, Хаудаг, Кокайты, Ляльмикар, Амударья, Коштар и Миршади с привлечением современных технологий, предоставляемых компанией ООО «Компания Петромаруз». 2012. С. 130.

**Оценка эффективности реализованных систем разработки на
месторождении Крук**
Л.З. Игамбердиева

Нефтегазоконденсатное месторождение Крук открыто в 1984 г. Залежь месторождения Крук относится к типу массивных, подпираемых подошвенной водой.

Продуктивный резервуар на месторождении Крук сложен отложениями горизонтов XV-Р и XV-НР. Хотя ФЕС коллекторов продуктивных горизонтов несколько отличаются, учитывая массивное строение залежи, близость в разрезе продуктивных горизонтов, идентичность свойств флюидов, а также наличие гидродинамической связи между ними, горизонты XV-Р и XV-НР совмещены в единый эксплуатационный объект. Соответственно там, где XV-Р отсутствует, объектом разработки является только XV-НР горизонт. По порядку ввода в разработку нефтяной и газоконденсатной частей залежи реализуется система одновременной разработки [1].

С мая 1986г. нефтяная часть месторождения Крук находится в опытно-промышленной эксплуатации в соответствии с Проектом пробной эксплуатации [1]. В мае 1986г. в пробную эксплуатацию были введены скважины № 3 и № 4 дебитами соответственно 6 т/сут и 24 т/сут.

С 1989г. месторождение Крук разрабатывалось на основе «Технологической схемы разработки» [2]. В целях поддержания пластового давления с 1990г. осуществляется закачка воды в законтурную часть залежи (под ВНК). В период начальной стадии разработки месторождения до начала закачки воды (1986-1989гг.), несмотря на небольшие отборы нефти, начальное пластовое давление снизилось на 1,1 МПа (с 24,9 МПа до 23,8 МПа). После начала закачки воды снижение пластового давления было остановлено (1991-1994гг.), но вследствие высоких темпов отбора и неполной компенсации отбора

жидкости закачкой воды к началу 2002г. оно все же снизилось до 20,9 МПа.

Однако, применение заводнения благоприятно сказалось и на дебитах добывающих скважин, хотя начиная с 1995 г. начала расти обводненность их продукции. К концу 2001 г. средняя обводненность продукции скважин увеличилась до 58,6 %. Средний газовый фактор в процессе разработки до начала заводнения постепенно увеличивался с $92 \text{ м}^3/\text{т}$ до $233 \text{ м}^3/\text{т}$. В последующем среднее значение газового фактора по официальным сводкам уменьшалось и в настоящее время составляет $80 \text{ м}^3/\text{т} - 90 \text{ м}^3/\text{т}$.

С 2002г. месторождение разрабатывается на основе «Проекта разработки месторождения Крук». Согласно документу [3] для дальнейшей разработки месторождения Крук был принят вариант, предусматривающий бурение пяти новых скважин на рифовые отложения.

В 2010 г. был составлен «Уточненный проект разработки месторождения Крук». Согласно документу [4] для дальнейшей разработки месторождения Крук был принят вариант, в котором предусматривалась разработка объекта имеющимся фондом нефтедобывающих скважин с геолого-техническими мероприятиями, в т.ч. зарезка бокового ствола, радиальное бурение, с переводом оставшегося фонда скважин на ШГН в течение 2 лет (2011-2012гг.), а так же с дополнительным бурением 7 скважин (6 вертикальных скважин и 1 горизонтальная скважина). Предполагалось, что некоторые скважины будут восстанавливаться (боковая зарезка), а в случае невозможности восстановления этих скважин предусматривалось бурение скважин-дублеров.

В динамике основных показателей разработки месторождения Крук выделяется 4 характерных стадии (рис. 1). Первая стадия охватывает 1986-1995 гг., в течение которых за счет высоких темпов разбуривания месторождения и ввода новых скважин в эксплуатацию коэффициент извлечения запасов нефти достиг 10,4 %, средняя обводненность продукции скважин достигла 2 %, фонд скважин составил 83 ед.

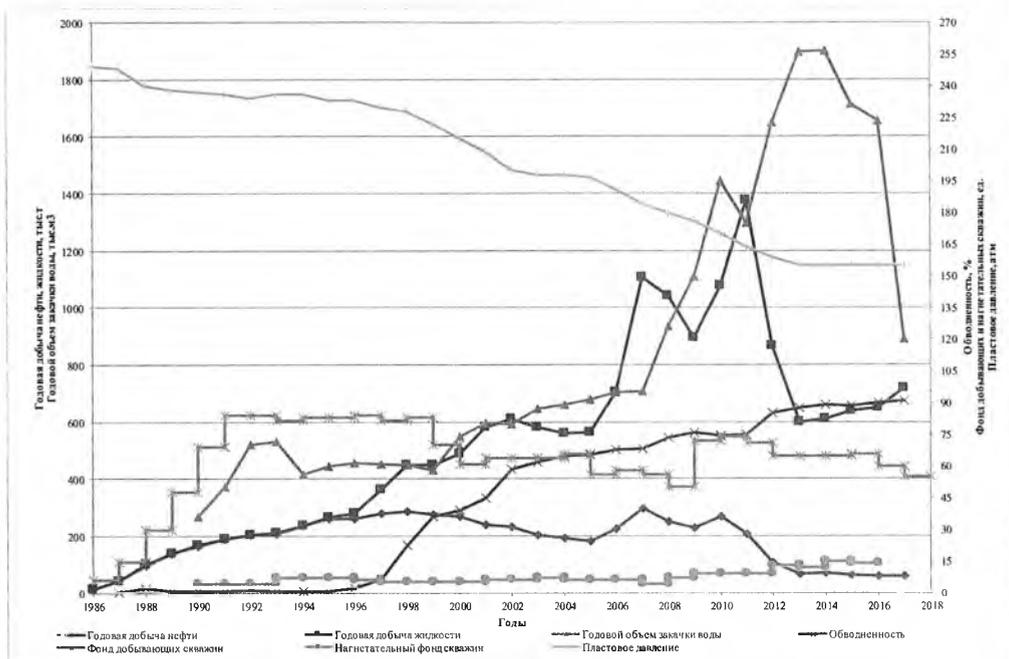


Рис. 1. Динамика годовых технологических показателей разработки месторождения Крук

Вторая стадия составила 5 лет (1995-2009 гг.). В этот период из месторождения извлечено 74,8 % извлекаемых запасов нефти. К концу стадии, величина коэффициента извлечения запасов нефти была равна 33,4 %, средняя обводненность продукции скважин составила 75 %, а фонд скважин – 74 ед.

Третья стадия составила три года (2010-2013гг.). На этой стадии разработки наблюдается резкое падение добычи нефти (темп падения составляет 10-14 % в год).

Начиная с 2013 г. месторождение находится на четвертой стадии разработки.

По состоянию 01.01.2018 г. коэффициент извлечения запасов нефти составляет 39,5 %, а коэффициент использования извлекаемых запасов нефти составляет 88,4 %. Средняя обводненность продукции скважин достигла 91,7 %.

Авторам данной работы был рассмотрен анализ эффективности реализованных комплекс мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождении Крук.

К концу 2005 года годовая добыча по месторождению Крук составила 181,0 тыс.т.

В результате принятых и реализованных решений по переводу на газлифтную эксплуатацию 24 скважин, проведению гидроразрыва в 23 скважин, и бурением 2-х дополнительных скважин в период с 2005 по 2007 годы удалось увеличить объемы годовой добычи до 295,0 тыс. т/год.

В дальнейшем, до 2009 года имеет место снижение годового объема добычи до 229,0 тыс. т.

В период с 2009 по 2010 года были выполнены дополнительные мероприятия бурением и вводом в эксплуатацию 12-ти скважин, боковой зарезкой новых стволов в существующих 35-ти скважинах и увеличением объемов закачки воды в продуктивный горизонт в 2,3 раза.

За счет этих мероприятий годовая добыча нефти была стабилизирована на уровне 269,0 тыс.т.

Вместе с этим, с 2010 года отмечается массовое выбытие из эксплуатации скважин, с увеличением обводненности продукции и к концу 2013 года при фонде эксплуатационных скважин 65 ед. годовая добыча снизилась до 66,0 тыс.т.

Для оценки эффективности реализованного комплекса мероприятий по интенсификации добычи на месторождении Крук были использованы апробированные методики (метод Назарова, метод Камбарова, метод Пирвердяна) [5] по оценке извлекаемых запасов нефти:

$$\frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = a + bQ_{в} \quad (1); \quad Q_{н} = a + \frac{b}{Q_{ж}} \quad (2); \quad Q_{н} = a + \frac{b}{\sqrt{Q_{ж}}} \quad (3).$$

где: $Q_{ж}$ - накопленная добыча жидкости; $Q_{в}$ - накопленная добыча воды; $Q_{н}$ - накопленная добыча нефти.

Результаты расчетов приведены в табл. 1. Из которой видно, что на естественном режиме, т.е. без применения комплекс методов интенсификации добычи нефти продуктивных горизонтов достигли бы среднюю величину КИН равной: с 2005 года 29,9 %, с 2009 года 37 %, т.е. среднее значение прироста КИН составляет за 2005г. 9,6 % и 2009г. 2,5 % [6].

Таблица 1 – Сопоставительная оценка показателей разработки месторождения Крук по характеристикам вытеснения при реализации комплексных мер по интенсификации добычи нефти

Период разработки месторождения	метод Назарова С.Н.				метод Камбарова Г.С.				метод Пирвердяна А.М.				Показатели на 01.01.2018	
	без учета мероприятий		с учетом мероприятий		без учета мероприятий		с учетом мероприятий		без учета мероприятий		с учетом мероприятий		суммарная добыча нефти тыс.т.	КИН, %
	суммарная добыча нефти тыс.т.	КИН, %	дополнительная добыча нефти	прирост КИН, %	суммарная добыча нефти тыс.т.	КИН, %	дополнительная добыча нефти	прирост КИН, %	суммарная добыча нефти тыс.т.	КИН, %	дополнительная добыча нефти	прирост КИН, %		
2005-2017	4509,8	30,4	1351,3	9,1	4421,7	29,8	1439,4	9,7	4389,8	29,6	1471,3	9,9	5861,1	39,5
2009-2017	5595,7	37,7	265,4	1,8	5422,0	36,6	439,0	2,9	5426,9	36,6	434,2	2,9	5861,1	39,5

Результаты расчетов характеристики вытеснения нефти водой для залежей нефти месторождения Крук приведены на рис. 2-4.

Полученные значения прироста КИН подтверждают, о том что за счет применения комплекса мер по интенсификации добычи нефти на месторождении Крук величина КИН увеличилась в среднем на 2,5 %.

Учитывая что, месторождение Крук находится на четвертой стадии разработки и по состоянию 01.01.2018 г. коэффициент извлечения запасов нефти составляет 39,5 %, достижения величины, утвержденного КИН 48 % необходимо возобновить схему реализации мероприятий в полном объеме по всем скважинам, выполненным в периоде с 2005 по 2012 года. Таким как, дополнительное бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин, боковая зарезка новых стволов в существующих скважинах и увеличение объемов закачки воды в продуктивный горизонт, соляно-кислотные обработки скважин, обработки скважин ПАВ, изоляция обводненных интервалов, изменение текущих интервалов перфорации.

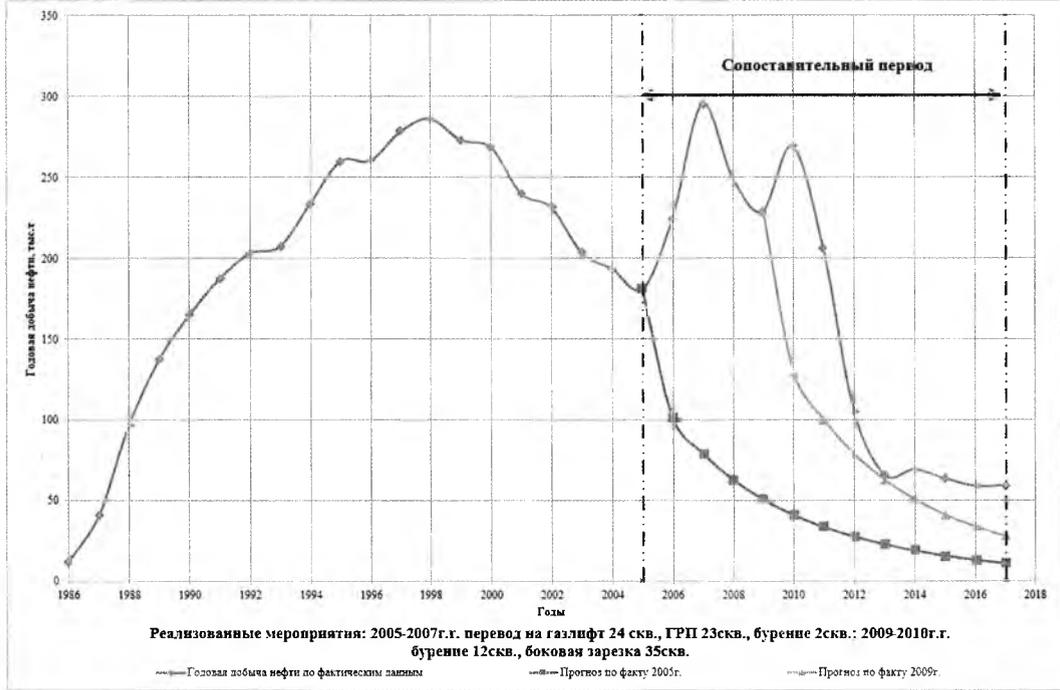


Рис. 2. Показатели разработки месторождения Крук (метод Назарова С.Н. и др.)

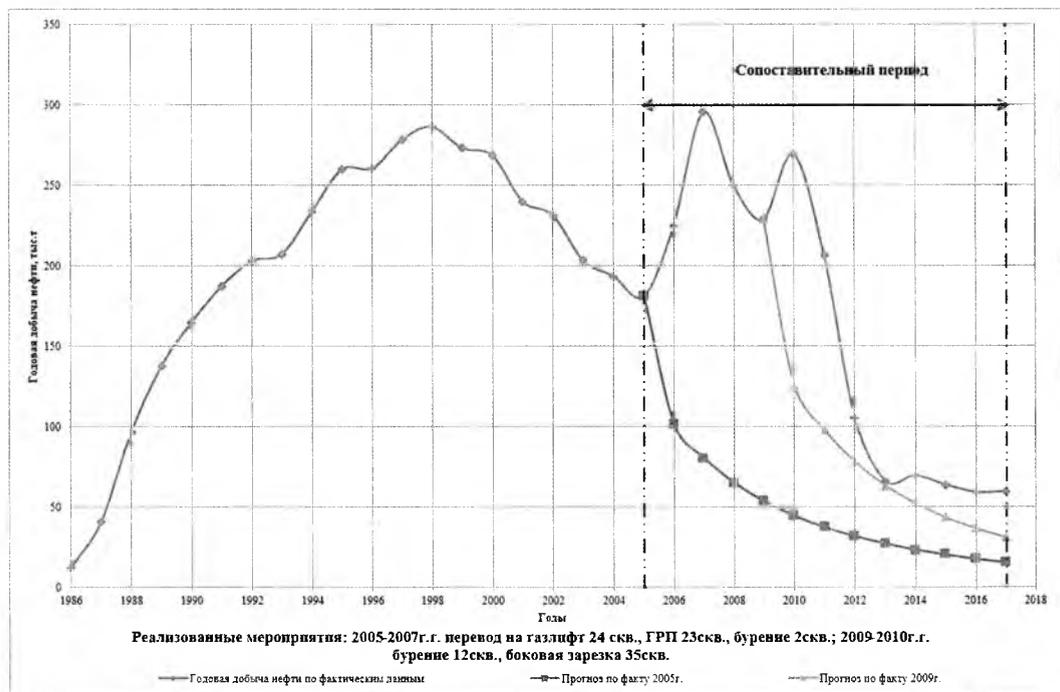


Рис. 3. Показатели разработки месторождения Крук (метод Камбарова Г.С. и др.)

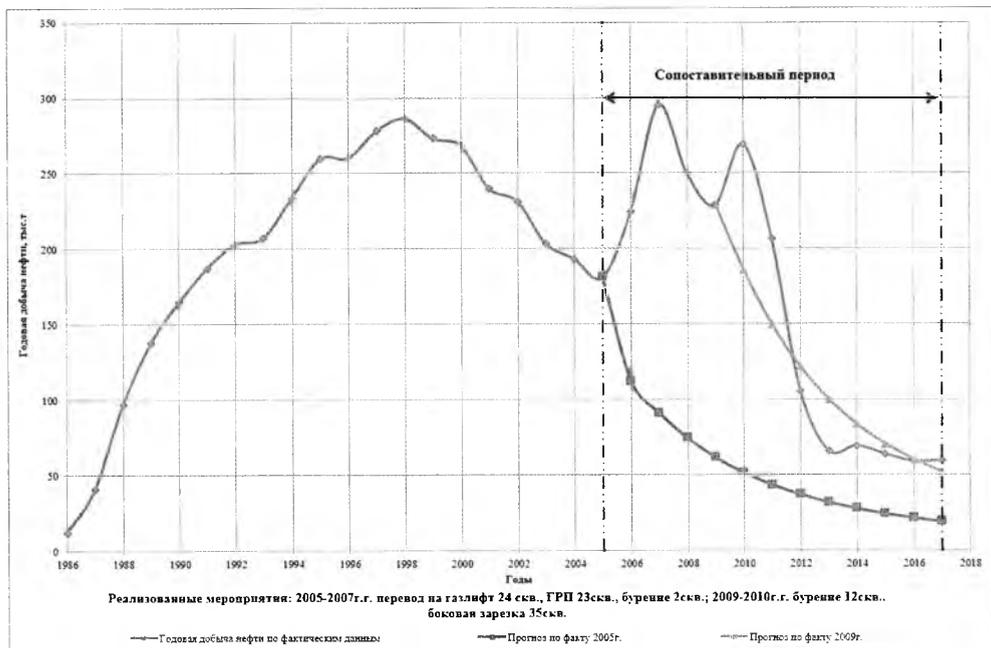


Рис. 4. Показатели разработки месторождения Крук (метод Пирвердяна А.М.)

Литература

1. Ирматов Э.К. Отчет по теме «Проект пробной эксплуатации месторождения Крук». Ташкент, АО «O'ZLITINEFTGAZ», 1986.
2. Ирматов Э.К. Отчет по теме «Технологическая схема разработки месторождения Крук». Ташкент, АО «O'ZLITINEFTGAZ», 1989.
3. Ирматов Э.К. Отчет по теме «Проект разработки месторождения Крук». Ташкент, АО «O'ZLITINEFTGAZ», 2002.
4. Ким С.В. Отчет по теме «Уточненный проект разработки месторождения Крук». Ташкент, АО «O'ZLITINEFTGAZ», 2010.
5. Назаров С.Н., Акрамов Б.Ш., Сипачев Н.В. и др. К оценке извлекаемых запасов нефти по интегральным кривым отбора нефти и воды. – Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1970, № 11. С. 19-22.
6. Методическое руководство по расчету коэффициента извлечения нефти из недр. РД 39-0147035-214-86. – М.: Миннефтепром, 1986. – 253 с.

Влияние фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенного пласта на характер выпадения конденсата

Ч.Р. Аитов, Н.М. Ахунджанова

При проектировании разработки газоконденсатных месторождений, как правило принято рассматривать три варианта разработки. Из них, после проведения технико-экономического обоснования, выделяют вариант, обладающий лучшими экономическими показателями, такими как чисто дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма рентабельности (ВНР), срок окупаемости, индекс доходности (ИД) [1]. При этом оценка извлечения конденсата по годам по всем трем вариантам рассчитывается исходя из средневзвешенного пластового давления, рассчитанного на основе материального баланса без учета эпюры распределения пластового давления от контура дренирования до забоя скважины [2]. Характер распределения давления и выпадения конденсата в пласте на прямую зависит от фильтрационно-емкостных свойств пласта [3]. Для понимания сути данного влияния рассмотрим два предполагаемых газонасыщенных горизонта, которые при прочих равных условиях (давление в залежи, размеры залежи, состав, пористость пласта) отличаются друг от друга лишь значением проницаемости. При этом обусловимся, что проницаемость k_1 первого пласта намного больше проницаемости k_2 второго пласта. Рассмотрим, как будет отличаться профиль притока к забою скважины двух продуктивных пластов, имеющих разное значение проницаемости. Примем, что процесс притока пластовых флюидов из пласта в скважину описывается моделью радиальной фильтрации [4]. В этом случае образец породы представляется в виде цилиндрического кольца с проводящими каналами в осевом направлении (рис. 1). Линии тока представляют собой лучи, лежащие на плоскости и исходящие из общего центра (полюса).

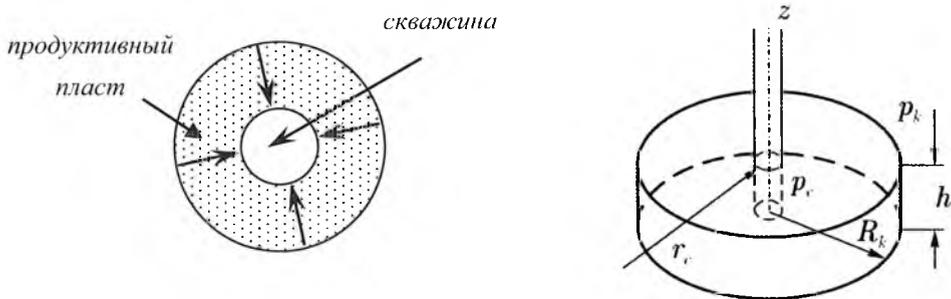


Рис. 1. Схема плоскорадиального притока флюида в скважину.

Распределение давления в пласте в случае радиального притока описывается следующей формулой [5]:

$$P(i) = \sqrt{P_k^2 - \frac{Q \cdot M}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{r_k}{r_i}} \quad (1)$$

где, P_i – давление на расстоянии r_i от забоя скважины, P_k – давление на контуре дренирования, r_r – радиус контура дренирования.

Согласно формуле 1 и по рисунку 2, видно, что давление распределено в пласте по логарифмическому закону. Поэтому при значениях радиуса, близких к радиусу контура дренирования, давление снижается незначительно, но при приближении к скважине давление резко снижается, скорость потока при этом возрастает.

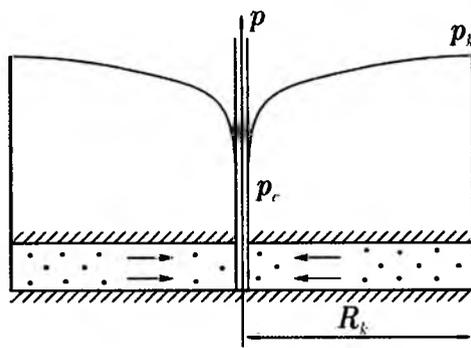


Рис. 2. Распределение давления в плоскорадиальном потоке

Имея полученную зависимость распределения давления от удаления от забоя скважины (формула 1), проиллюстрируем (рис. 3) характер распределения давления для двух ранее рассматриваемых пластов, для которых $k_1 \gg k_2$.

Для фильтрации газа к забою скважины необходимо понизить давление у забоя скважины. Возмущение от снижения пластового давления на забое скважины распространяется (радиально от забоя до контура дренирования) в высокопроницаемом пласте в большей степени по сравнению с низкопроницаемым пластом. В связи с этим скважина, находящаяся в низкопроницаемом пласте, будет иметь меньшее значение забойного давления по сравнению со скважиной в высокопроницаемом пласте для обеспечения одинаковых дебитов этих скважин. Данный фактор обуславливает более крутой профиль распределения давления в низкопроницаемом пласте по сравнению с высокопроницаемым пластом (рис. 3).

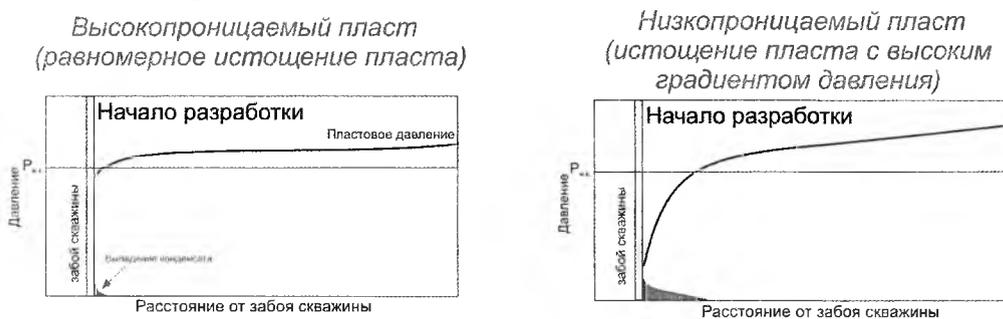


Рис. 3. Сравнение кривых распределения давления в пласте при значениях проницаемости k_1 и k_2 , где $k_1 \gg k_2$.

Для понимания влияния профиля распределения пластового давления на конечную конденсатаотдачу рассмотрим фазовую диаграмму многокомпонентной газоконденсатной смеси в координатах «давление-температура» (рис. 4). Фазовое состояние газоконденсатной смеси зависит от термобарических условий. Область НМ на рисунке 4 соответствует нефтяным месторождениям, область ГКМ - газоконденсатным месторождениям, область ГМ - газовым месторождениям. Критическая точка С - точка, в которой исчезают отличия между фазами; Криконденсерма М - максимальная температура, при которой для смеси заданного состава возможно существование парожидкостного равновесия. На фазовой диаграмме «давление - температура» (рис. 4)

линия 1-4 характеризует естественное снижение пластового давления при разработке месторождения на истощение. Точка 1 характеризует начальное состояние газовой смеси, в которой конденсат находится в газообразном состоянии; точка 2 - начало выпадения конденсата из газовой смеси; точка 3 - область ретроградного испарения ранее выпавшего конденсата, точка 4 - завершающий этап разработки, 5 - термобарические условия на сепараторе [6].

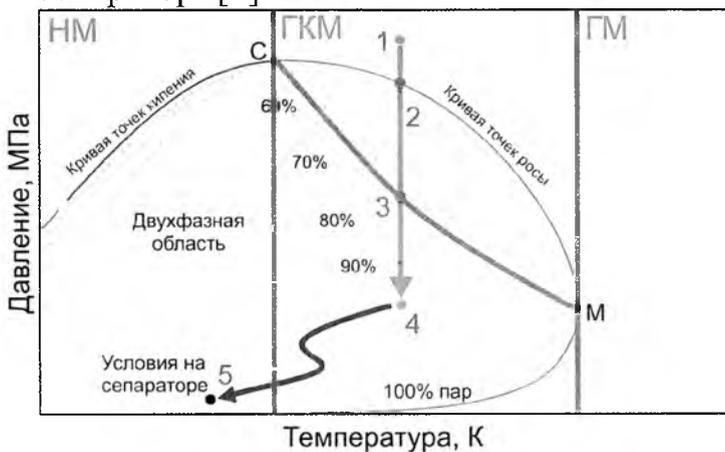


Рис. 4. Фазовая диаграмма газоконденсатной смеси в координатах «давление-температура».

На начальной стадии разработки, когда средневзвешенное пластовое давление выше давления начала выпадения конденсата, выпадение конденсата будет, в большей степени и на большем расстоянии от забоя скважины, наблюдаться в низкопроницаемом пласте, вследствие более крутого профиля падения давления (рис. 5). Далее, с течением времени, будет происходить естественное снижение пластового давления, как обычно бывает при разработке месторождения на истощении. Равномерное снижение пластового давления в высокопроницаемом пласте по сравнению с низкопроницаемым пластом, приведет к тому что, профиль распределения давления высокопроницаемого пласта от забоя до контура дренирования будет ниже давления начала выпадения конденсата, в отличии от низкопроницаемого пласта (рис. 5). Это и будет обуславливать равномерное выпадение конденсата

по всему высокопроницаемому пласту. В низкопроницаемом же пласте, основная масса выпавшего конденсата будет скапливаться в призабойной зоне скважины. Данная тенденция распределения выпавшего конденсата будет распространяться вплоть до конца разработки месторождения, когда давление на контуре дренирования значительно меньше давления выпадения конденсата.

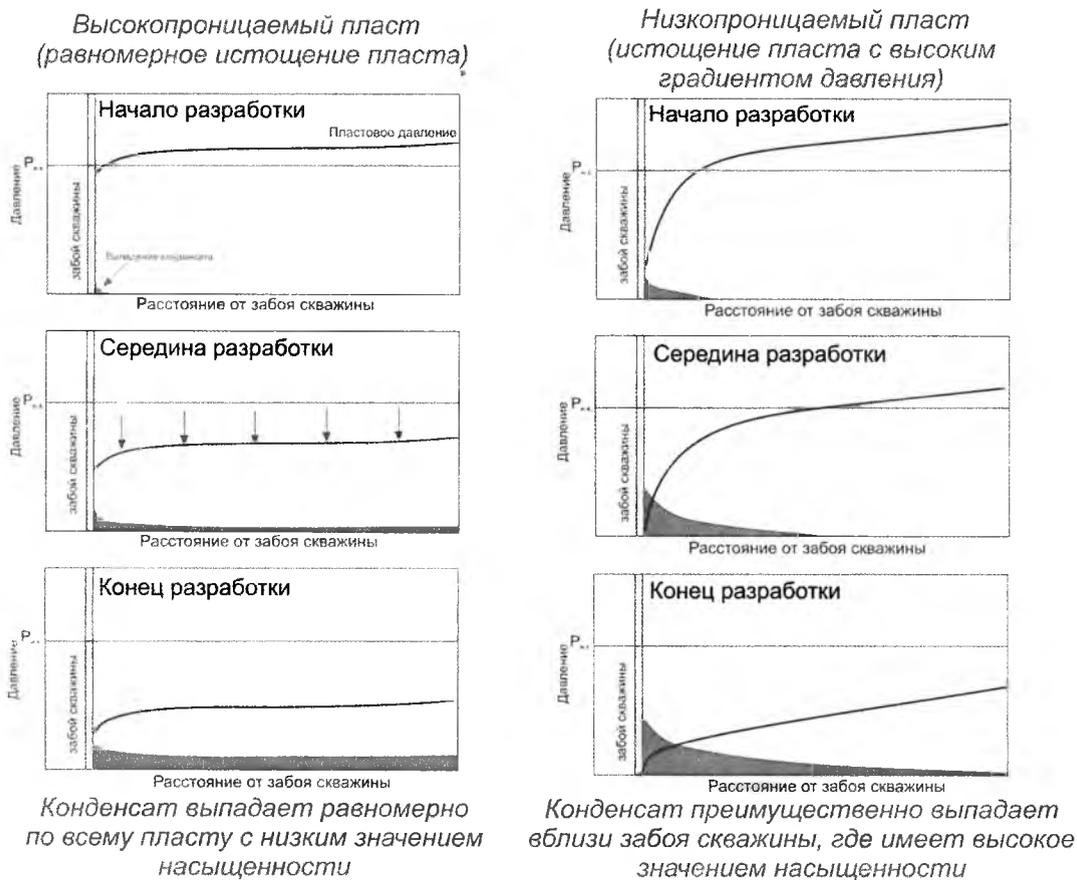


Рис. 5. Выпадение конденсата в пласте с течением времени для пласта с большей проницаемостью k_1 (слева) и пласта с меньшей проницаемостью k_2 (справа).

Для того чтобы понять в каком из пластов будет наблюдаться большее извлечение конденсата (КИК) при одинаковом извлечении газа (КИГ), необходимо изучить степень подвижности выпавшего конденсата для обоих случаев. Подвижность выпавшего конденсата на прямую зависит от степени его насыщенности в поровой структуре

пласта. Чем большую долю порового пространства занимает выпавший конденсат, тем больше он становится подвижным, тем больше его значение относительной проницаемости. На рисунке 6 представлена зависимость относительных фазовых проницаемостей для газа и конденсата от степени насыщенности поровым пространством выпавшим конденсатом. Имея данную зависимость и учитывая ранее описанный профиль распределения давления, можно проиллюстрировать как будут меняться относительные фазовые проницаемости по газу и конденсату, а также степень насыщенности выпавшим конденсатом от забоя скважины до контура дренирования [7].

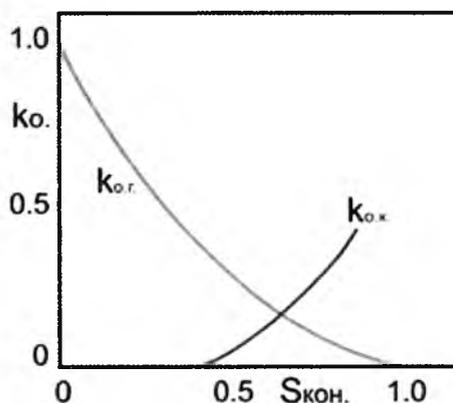


Рис. 6. Относительные фазовые проницаемости по газу и конденсату.

На рисунке 7 видно, что насыщенность конденсатом и относительная фазовая проницаемость по конденсату будут увеличиваться по мере приближения к забою скважины, тогда как относительная проницаемость по газу в это же время будет уменьшаться [8].

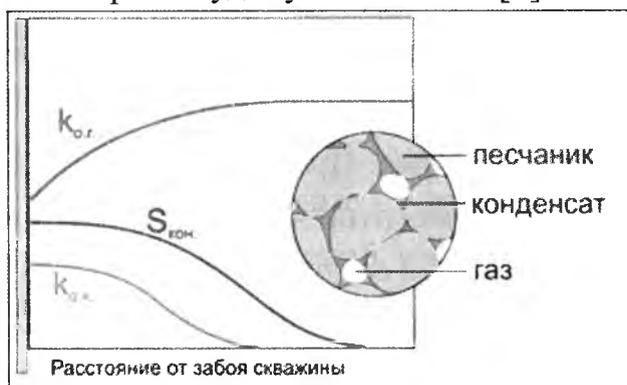




Рис. 8. Характер распределения и степень подвижности выпавшего конденсата в пласте.

Учитывая выше сказанное, на начальной стадии разработки, пласт газоконденсатного месторождения можно разбить на три характерных участка (рис. 8): 1) зона с подвижным конденсатом, 2) зона с неподвижным конденсатом и 3) чисто газовая зона без выпадения конденсата. По мере снижения пластового давления в процессе разработки газоконденсатного месторождения доля выпавшего конденсата в пласте с течением времени увеличивается и, согласно зависимости относительной фазовой проницаемости по конденсату от степени его насыщенности, отраженной в рисунке 6, должна увеличиваться и его подвижность. Таким образом, с течением времени зоны 1 и 2 расширяются, а условные границы этих зон будут перемещаться в сторону контура дренирования. При этом чисто газовая зона 3 будет уменьшаться. Следует отметить, что в низкопроницаемом пласте вследствие концентрирования основной массы выпавшего конденсата преимущественно в призабойной зоне подвижность выпавшего конденсата будет больше, чем в высокопроницаемом пласте, для которого

характерно более равномерное распределение выпавшего конденсата по пласту. Другими словами, зона 1 для низкопроницаемого пласта будет шире аналогичной зоны 1 для высокопроницаемого пласта, а зона 2 для низкопроницаемого пласта будет меньше аналогичной зоны 2 для высокопроницаемого пласта.

Вышеописанное явление выпадения конденсата в пласте по мере снижения пластового давления, наводит на мысль, что с течением времени доля выпавшего конденсата (насыщенность) увеличивается, он становится подвижным и начинает фильтроваться по направлению к забою скважину, при этом одновременно уменьшая долю выпавшего конденсата и, тем самым, в скором времени, опять становится неподвижным до того момента, пока вновь доля выпавшего конденсата в пласте не достигнет такого значения насыщенности, при котором конденсат становится подвижным. Говоря иначе, движение жидкой фазы выпадающего конденсата к забою скважины имеет пульсирующий характер. Очевидно, что рост подвижности выпавшего конденсата быстрее наблюдается в низкопроницаемом пласте по сравнению с высокопроницаемым пластом. Однако, рассматривая газоконденсатное месторождение на завещающем этапе разработки, подвижность выпавшего конденсата в большей мере наблюдается в призабойной зоне, тогда как равномерное выпадение конденсата в высокопроницаемом пласте обуславливает примерное равенство по пласту параметра подвижности. Поэтому вопрос о том, в каком из пластов, высокопроницаемом или низкопроницаемом, степень извлечения конденсата (КИК) к концу разработки будет достигать больших значений, при одинаковом суммарном отборе газа (КИГ) остается открытым. Для решения данного вопроса необходимо:

- 1) Изучить фактические данные по добыче газа и конденсата по ряду газоконденсатных месторождений, имеющих достаточно большой период разработки;
- 2) Смоделировать процесс извлечения газоконденсатной смеси на

секторной модели с целью подтверждения вышеописанной теории распределения выпавшего конденсата и динамики степени его подвижности.

Литература

1. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д. и др. Оценка рисков нефтегазовых проектов. Учебное пособие. - М.: ГПУ Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 212 с.

2. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин, М., Недра, 1980 г.

3. Коротаев Ю.П., Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1981 г.

4. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. -М.: Наука, 1996. -541 с.

5. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. Печора: Изд. Печорское время, 2003.

6. А.И. Брусиловский. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. - М.: Грааль, 2002. – 575 с.

7. Физика нефтяного и газового пласта. Гиматудинов Ш.К. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. М.: Недра, 1971. С. 312.

8. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

УДК 622.24

К вопросу о целесообразности использования полых микросфер для нефтегазовой промышленности Узбекистана

*Б.М. Исамитдинов, к.т.н. И.И. Климашкин, Э.Ф. Вильданов,
Ю.В. Тюрина, А.К. Каримов**

**АО «Узнефтегаздобыча»*

Заканчивание бурением эксплуатационных и разведочных скважин на газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождениях

Юго-Западного Узбекистана с техногенными аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД), особенно с большим коэффициентом нефтегазоносности и при наличии суперколлекторов карбонатного типа, представляет значительные сложности.

В указанных условиях вскрытие продуктивных отложений бурением с использованием различных промывочных агентов, в том числе и максимально облегченных традиционным способом, как правило, сопровождается значительными поглощениями, что непременно приведет к снижению первоначального дебита строящейся скважины. Примеров этому множество, например, в среднем при разбуривании продуктивной толщи на НГКМ Кокдумалак поглощается от 15 до 20 тыс. м³ воды. Если раньше такие проблемы было позволительно решать за счет неполного вскрытия продуктивной толщи и энергии с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), то на настоящий период времени это является неприемлемым, особенно при бурении скважин на значительные расстояния с наклонными и горизонтальными участками в продуктивных отложениях. Применение общепринятых способов разбуривания продуктивных отложений при наличии в них АНПД с использованием различных водных и неводных промывочных агентов как показывает мировой и опыт работы АО «Узбурнефтегаз» [1-3] приводит, как правило, к значительному увеличению сроков освоения и необратимому снижению продуктивности выходящих из бурения скважин.

Единственно рациональным на данный период времени, учитывая производственно-технологические возможности акционерной компании, является использование при заканчивании скважин бурением промывочных агентов и тампонажных композиций сверхнизкой плотности с применением для этого материалов в виде синтактных пен [4], основной частью которых являются полые микросферы (МС) высокой прочности, которые не разрушаются при воздействии на них внешнего давления, достигающего 15-30 МПа.

Имеющийся мировой опыт использования данных материалов свидетельствует о способности их решать указанные выше проблемы [5].

Сами по себе полые микросферы представляют собой мелкодисперсные от 5 до 100 мкм сферы с истинной физической плотностью от 150 до 350 кг/м³ и могут изготавливаться из прочных водостойких пластмасс или стекла. Данные микросферы являются инертным материалом и легко смешиваются с промывочными жидкостями как на водной, так и на углеводородной основах, а также с вяжущими материалами любой природы, например, портландцементом.

Ниже приводится, в качестве примера техническая характеристика полых стеклянных микросфер, выпускаемых Новгородским заводом «Стекловолокно».

Указанные параметры данного материала, т.е. его низкая плотность и высокая дисперсность, а также устойчивость к избыточным давлениям до 150-180 кг/см², позволяют использовать их для целей вскрытия бурением продуктивных карбонатных толщ с АНПД на месторождениях Юго-Западного Узбекистана (таблица 1). Наиболее целесообразно в качестве дисперсионной среды сверхлегких промышленных жидкостей использовать водополимерные структурированные системы.

В таблице 2 приведены основные технологические свойства подобных промывочных агентов. С использованием микросфер довольно просто получать промывочные агенты плотностью ниже 800 кг/м³, что ниже плотности газоконденсата, с приемлемыми технологическими свойствами как на водной основе для эксплуатационного бурения, так и на углеводородной – для разведочного бурения [6].

Благодаря уникальному сочетанию сферической формы, контролируемых размеров, низкой плотности, относительно высокой прочности на всестороннее сжатие, хороших теплозвукоизоляционных и диэлектрических свойств полимерные полые микросферы являются в настоящее время одним из важнейших техногенных наполнителей при

Таблица 1 – Техническая характеристика полых стеклянных микроффер из боросиликатного стекла производства завода «Стекловолокно»

Наименование показателя	Группы микроффер							
	МС Группа А1	МС Группа А2	МС Группа Б1	МС Группа Б2	МС Группа А1	МС Группа А2	МС Группа Б1	МС Группа Б2
1. Истинная плотность, кг/м ³	240-320	260-320	330-400	310-360	240-320	260-320	330-400	310-360
2. Прочность на гидростатическое сжатие (5,0 % уровень разрушения), кг/см ² , не менее	60	110	100	150	80	140	120	180
3. Влажность, массовая доля, %, не менее	0,8	0,5	0,8	0,5	0,8	0,5	0,8	0,5
4. Плавленность, объемная доля, %, не менее	98		95					
5. Массовая доля апгрета (гидрофобизатора), %	-	-	-	-	0,1-0,5	0,2-0,5	0,1-0,5	0,2-0,5

Таблица 2 – Технологические свойства промывочных жидкостей на основе шшитых водорастворимых полимеров с добавками микросфер

Состав жидкости глушения, %				Технологические параметры						
Водополимерная на основе ПАК 0,25 % конц.	Водополимерная на основе КМЦ-700	Тип микросфер			Плотность, кг/м ³	Вязкость по ПВ-5, мПа·с	СНС, дРа		pH	O, %
		Орган.	СМС (Россия) аппрет.	СМС (Китай) гидроф.			1 мин	10 мин		
100	-	-	-	-	1005	65	3	6	6,5	-
90	-	10	-	-	940	75	5	10	-	-
80	-	20	-	-	860	85	8	12	-	-2
75	-	25	-	-	720	120	10	15	-	-3
90	-	-	10	-	945	65	3	5	6,5	0
80	-	-	20	-	850	80	5	10	-	-1
75	-	-	25	-	780	100	6	12	-	0
70	-	-	30	-	680	140	10	15	-	-1
90	-	-	-	10	960	65	3	5	6,5	-1
80	-	-	-	20	910	80	5	8	-	-1
70	-	-	-	30	870	95	6	10	-	0
-	100	-	-	-	1005	40	5	10	6,5	-
-	90	10	-	-	945	50	8	12	-	-2
-	80	20	-	-	780	80	12	20	-	-1
-	70	30	-	-	685	110	15	25	-	0
-	90	-	10	-	945	45	5	10	6,5	-2,5
-	80	-	20	-	770	62	6	8	-	-2,0
-	70	-	30	-	705	80	8	10	-	-1
-	90	-	-	10	960	40	3	5	6,5	-3
-	80	-	-	20	915	55	4	6	-	-2
-	70	-	-	30	865	60	5	8	-	-1
-	65	-	-	35	815	75	6	10	-	-1

получении высококачественных композиционных материалов, таких как:

- легкие конструкционные материалы;
- синтактные пены;
- легкие строительные материалы;
- для создания защитных поверхностных слоев для предотвращения улетучивания токсичных и легколетучих жидких веществ (нефти и нефтепродуктов) из открытых хранилищ и многого другого.

Одной из разновидностей микросфер являются микросферы, полученные из терморезактивных смол, так называемые ППМС. Производству ППМС способствует наличие в нашей республике различного типа мочевино-формальдегидных смол, а также предприятий по их производству, где они могут изготавливаться в значительных количествах методом распыления [6].

При условии налаженного производства ППМС, они в полной мере будут освоены не только местным рынком, где они практически неизвестны, но и при расширенном производстве могут являться экспортоориентированной продукцией на рынки стран-соседей.

Помимо этого, в нашей республике есть все необходимые ресурсы для производства стеклянных полых микросфер из отходов, объем выпуска которых не ограничен.

Литература

1. Закиров А.А., Назаров У.С. О мерах по реализации технологической стратегии компании «Узбекнефтегаз». Ташкент, 2012.
2. Ризванов Р.М., Шахмаев Э.М. и др. Технология вскрытия продуктивных пластов с аномально низкими пластовыми давлениями РНТС. «Бурение», ВНИИОЭНГ, М, 1982, № 5.
3. Крысин П.Н., Ишмухамедова А.М., Мавлютов М.Р. и др. Эффективность применения буровых растворов пониженной плотности. Обзорная информация, сер. «Бурение», ВНИИОЭНГ, 1985.

4. Отчет по теме ПО 17.02/07.07 «Разработать и апробировать промывочные жидкости плотностью не менее 700 кг/м³ на основе полых микросфер, исключаяющие их поглощение при глушении эксплуатационных скважин с АНПД». АО «O'ZLITINEFTGAZ».

5. Лазарев П.В., Овчаренко А.В. Полые стеклянные микросферы 3M™ Glass Bubbles серии HGS для снижения плотности жидкостей глушения «Бурение и нефть» № 9, 2011.

6. Бочкарев Г.П., Минхайров К.Л. и др. Получение облегченных растворов на нефтяной основе. НТС «Бурение» М. 1970.

УДК 622.324

**Ишлаш кўрсаткичлари асосида ер ости саклаш омборини
самарали ишлатишни асослаш**

*т.ф.н. Х.Б. Асадова, С.Ш. Шаумаров, А.А. Шаропов**

** “Муборакнефтваз” МЧЖ*

Ўзбекистон нефть ва газ индустриясида ўзининг мустақил сиёсатини олиб бормоқда. Мамлакат углеводород хом-ашёси қазиб чиқариш занжирида юқори технологик тизимлар тармоғини ривожлантириш жараёнларига алоҳида урғу бериши билан бирга афеуски, газни ер ости саклаш омборларини ишлатиш ва улардан фойдаланиш тизимларида ўз вақтидаги тадқиқот ва модернизация қилиш жараёнлари четда қолиб келмоқда.

Табиий газнинг катта қисмини асосан газ конларидан узоқда жойлашган шахарлар ва ишлаб чиқариш корхоналари истеъмол қилади, шу сабабли кондан истеъмолчигача бўлган ораликда магистрал газ қувурлари ўтказилади. Тўғри лойиҳалаштирилган газ омбори, нафақат транспорт қилинаётган газнинг таннархини камайтиради шу билан бирга магистрал газ қувурлари тизимининг ўтказувчанлик қобилятини ўртача миқдорга мўлжаллаб ишлатиш имкониятини беради.

Газнинг ўзига хос хусусияти шундайки, уни исталган тезликда қазиб чиқариб бўлмайди, уни фақатгина аста-секин аниқ ҳисобланган миқдорларда, ўйлаб қазиб чиқарилади.

Кудукни эса маълум бир вақтга ёпиб қўйиш мумкин бу қайсидир маънода қудук учун фойдали аммо кранларни тез-тез очиб, газни тез-тез ҳайдаб бўлмаганлиги каби газни сақлаш учун махсус иншоат бўлиши керак. Акс ҳолда компрессор станция ва магистрал қувурларини катта миқдор ва қувватда ишлашга мўлжаллаб ҳисоблаш ва лойиҳалаштириш лозим бўлади, бу биз ўйлаганимиздек арзон ва осон эмас. Унинг ўрнига қувурлар диаметри ва компрессор қувватини камайтириб йил давомида, кун давомида аста –секин газни тўхтовсиз ҳайдаган маъқул. Кунлик газ истеъмолини қувурлар ёрдамида бир меъёрга тушириш мумкин аммо мавсумий ўзгариш ва номутаносибликларда албатта газни сақлаш иншооти бўлиши шарт, чунки истеъмолчи ҳар доим ҳам бир хил миқдордаги газни ишлата олмайди, қишда газ ёздан кўра, кундузи кечга нисбатан кўпроқ ишлаталади, ораликда пайдо бўладиган ортиқча газни қаердадир сақлаш бу муаммо.

Ўз вақтида олиб борилган назорат-кузатув ва газогидродинамик тадқиқотлари нафақат омборларни юқори рентабилликда ишлашини таъминлайди, истеъмолчиларни куз-қиш мавсумларида газ билан узлуксиз таъминлашни, тизимда пайдо бўлган муаммоларни ўз вақтида аниқлаб улар асосида технологик ечимлар ишлаб чиқишда асосий кўрсаткич ҳисобланади.

Тадқиқотлардан [2, 3] маълумки, газ ҳайдаш вақтида омбордаги босим, уни ўраб турган сувли зонанинг босимидан катта, лекин газли майдон юзасининг кенгайиши ҳисобига уюмда босим кичик бўлади. Газни омбордан олиш вақтида эса тескари жараён юз беради, уюмни ўраб турган сувли зонанинг босими катта бўлганлиги сабабли уюмдаги газ сиқилади ва сиқилиш ҳисобига босим ортади.

Газ ва сувли горизонтлар бир-бири билан ўзаро ягона гидродинамик тизимни ташкил этса (Хўжаобод конида) сув ғоваклик каналлари

орқали бошқа горизонтларга сизиб ўтиб кетиши, натижада газли майдонни ташкил этган коллектор-тоғ жинсининг ғоваклик юзаси кенгайиши ҳисобига, газли майдон юзаси ҳам кенгайди (чўзилади). Бу кўп холларда исталмаган номутаносибликларни яъни газларнинг оқиб кетиши, сиқилиб чиқиб кетиш ҳолатларини юзага келтириб қуйидаги муаммоларга сабаб бўлади.

- омборни циклик ишлатилиш даврида газларнинг йўқотилиши;
- муракаб тузилган қатламларда (юмшоқ бўшлиқлар, “чўнтак” ларга) газни тўлиб қолиши;
- қатлам шифтидаги ёриқлар, дарзликлар орқали газни чиқиб кетиши;
- газли қатламда контур чегарасининг ҳаддан зиёд кенгайиши ҳисобига газни уюм гумбази чегарасидан ташқарига чиқиб кетиши;
- омборни кўп маротаба циклик ишлатилиши натижасида, газга тўйинган майдоннинг ёки уни ташкил этган ғовакларнинг кенгайиши ҳисобига, эриган газларни сув билан чиқиб кетиши.

Юқорида келтириб ўтилган сабабларга кўра ҳақиқатдан ҳам газли майдон юзаси кенгайса, унда бу ҳолат ҳар янги ҳайдаш циклида бир хил масофага ўзгарадими ёки ҳар хил.

И.М.Губкин номидаги Россия нефть ва газ давлат университети мутахассислари А.С. Дидковская, М.В. Лурье олиб борган тадқиқотларига кўра, ҳайдаш даврида газ миқдори ортиб бориб, бу даврда газни ер остида сақлаш омборларида (ГЕОСО) газнинг миқдори ўзгармайди лекин келтирилган босим камаяди. Омбордаги газли майдон босими уни ўраб турган сувли тизимнинг босимидан катта бўлганлиги сабабли, газли майдон кенгайди ва ундаги босим пасайиб боради. ГЕОСО нейтрал даврида омборда газнинг миқдори ўзгармайди лекин келтирилган босим ўзгаради, газли майдонни ўраб турган сувли тизимнинг босими газли майдон босимидан катта бўлганлиги ҳисобига майдон сиқилади ва босимни кўтарилишига олиб келади. Демак газни ер остида сақлаш омборларини циклик ишлатиш даврида газга тўйинган

қатламнинг бир неча марта қисқариш ва кенгайиш ҳолатлари юзага келади.

Газ билан эгалланган қатлам ғоваклиги деб қатламда қолган газ миқдори V_n катталиқга айтилади. Бу катталиқ омборни циклик ишлатиш пайтида энг кичик K_1 дан энг катта K_2 ўзгариб боради. Агар ГЕОСО тўғри технологик режим асосида ишлатилаётган бўлса, бу кўрсаткичлар газ қазиб олишнинг охири ва ҳайдаш даврининг бошланишида бири-бирига тўғри келиши керак.

XX асрнинг 50-60 йилларида йирик газ ва газконденсат конлари ишга туширилиб бу конлар негизида Газли, Хўжаобод, Шимолий Сўх ва б.ш. ГЕОСО ишга туширилди.

Фарғона водийсини куз-қиш мавсумларида газ билан узлуксиз таъминлаш мақсадида, Шаҳрихон-Хўжаобод тузилмаларининг ишлатилиб бўлинган газконденсатнефтли горизонтларида Хўжаобод ГЕОСО ташкил этилган. Коннинг газ захираси 1963 йилда ишга туширилган 11 та маҳсулдор горизонт, газ захиралари XIX, XX, XXII, XXIII асосан уюмнинг гумбаз қисмида яхши ривожланган, XIX горизонт сув тайцикли режимда, тоза газли, горизонтлар бўйича газга тўйинганлик майдони (1-жад.) келтирилган.

1 – Жадвал. Маҳсулдор горизонтлар бўйича газга тўйинганлик майдон кўрсаткичлари

Кўрсаткичлар	XIX горизонт	XX горизонт	XXI горизонт	XIXII горизонт	Жами
Газга тўйинганлик майдони, 10^4 м^2	462,02	663,30	320,05	433,26	663,3

Қатлам газидаги конденсат фракциялари $8-160 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ўзгаради. Уюм ўлчамлари: кенлиги 1,7 км, узунлиги 3,8 км, калинлиги 150 м, умумий газга тўйинган калинлик 40-52 м, самарали калинлик 10-15 м, қудуқлар чуқурлиги 2145-2320 м, ўтказувчанлик 0-26 мДарси, ғоваклик 5,35-19,4 %. Қатламни ўртача газга тўйинганлик коэффициенти $K_r=50-60\%$ да $A = 3,05$; $B=0,03$.

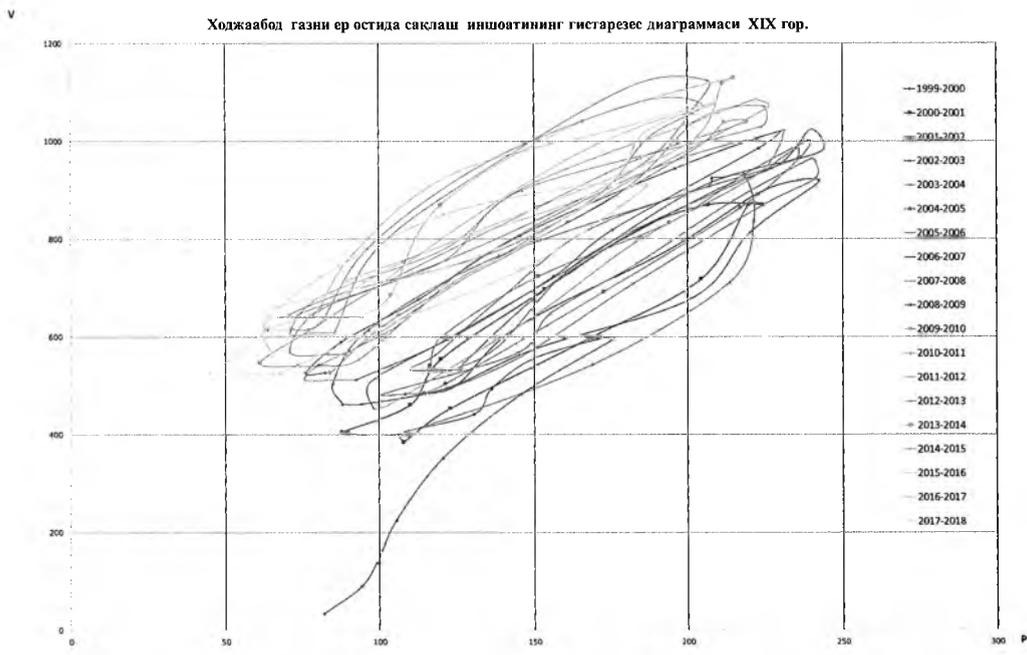
Омбордаги актив газнинг миқдори худуднинг йиллик ишлатадиган газининг 15-20 % га тенг бўлса [1, 2, 3] мавсумий номутаносибликни

коплай олади. Газли, Хўжаобод газни ер остида сақлаш омборларида актив газ 40-45 %, буфер газ 45-55 %.

Хўжаобод ГЕОСО нинг XIX горизонти 1963 йилдан 1984 йилгача кон сифатида ишлатилиб газнинг жамғарма миқдори ишлатиш бошланганда 780,7 млн.м³, қудуқларни ўртача дебити 100-150 минг м³ ташкил этган. Ишлатиш давомида катламнинг бошланғич босими 192,5 кгс/см² дан 60,0 кгс/см² пасайган. Объект ГЕОСО сифатида 1999 йилгача ва 2006 йилдан лойиҳа кўрсаткичларига чиқгунча циклик режимда ишлатилган. Хўжаобод XIX горизонти 2012 йил газ ҳайдаш давридан бошлаб, актив ва буфер газлари миқдорини ўзгартиришлар билан ишлатилиб келинмоқда.

Ишлатиш давомида газ олиш даврида йил давомида қудуқлардан 1000 м³ газда 18-20 литр суюқлик билан конденсат қазиб олинган (1996 йилда тузилган лойиҳада бу кўрсаткич 1000 м³ да 12 литр) Бу объектив жараён сув тазйикли режим учун характерли бўлиб ҳисоблансада, бошланғич лойиҳада Хўжаобод XIX горизонти газ режимида ишлатилган.

Тадқиқот олиб бориш мақсадида Хўжаобод ГЕОСО да газ ҳайдаш ва олиш даврида газ миқдорини босимга боғлиқлик диаграммасини (гистерезис) (P/Z-V)ни чизамиз (1-расм).



1 – расм. Хўжаобод конининг гистерезис диаграммаси

Демак келирилган диаграммадан кўриниб турибдики, Хўжаобод ГЕОСО лойиха асосида ишлатилиб келинган.

Республика газни ер остида сақлаш омборларини самарали ишлатиш ва фойдаланиш борасида Г.Ф. Толкуцин., У.С. Назаров., В.М. Шевцов., Т.Р. Парпиев., О.Г. Лысоваларнинг илмий изланиш ва тадқиқотлари алоҳида аҳамиятга эга. Газ сақлаш омборларидаги муаммолар, қўйилган вазифа ва уларнинг ечими ҳамда аниқлик киритиш мақсадида “Ўзтрансгаз” АЖ, “O'ZLITINEFTGAZ” АЖ “Газ ва газконденсатли конларни ишлатиш ва ГЕОСО” лабораторияси мутахасислари ишлаб чиқариш ва амалиётни узвий боғлаган тарзда илмий тадқиқот ва тажрибаларни олиб бормоқдалар.

Юқорида айтиб ўтилганидек, Хўжаобод ГЕОСО нинг XIX горизонти 1999 йилдан XX-XXII горизонтлари эса 2000 йилдан ишлатила бошланиб, ишлатиш лойиҳасига бир неча маротаба тузатишлар (Коррективы технологической схемы создания и циклической эксплуатации ПХГ Ходжаабод) киритилди.

Хўжаобод ГЕОСО да тадқиқотлар нагжасида қуйидаги муаммолар аниқланди:

1. Қатлам-коллекторнинг газга тўйинган майдони, газ қазиб олишнинг бошланиши ва охирида 25-30 метргача кенгайган (чўзилган);
2. Омборни циклик ишлатилиш даврида, қатлам шифтидаги ёрик ва дарзликлар орқали газларнинг чиқиб кетиши (йўқотилиши);
3. Газни ҳайдаш ва олиш даврида мураккаб тузилган қатламларда (юмшоқ бўшлиқлар, “чўнтак”ларга) газни тўлиб қолиши;
4. Газли қатламда контур чегарасининг ҳаддан зиёд кенгайиши ҳисобига газни уюм гумбази (покрышка) чегарасидан ташқарига чиқиб кетиш ҳолатлари юзага келган бўлиб бунга сабаб:
 - бутун структура бўйича қатлам-коллекторнинг турлилиги (ҳайдаш вақтида газ босимининг эътиборга олиш лозим);
 - қатлам сувларининг активлашганлиги;

- газ миқдори лойиҳада кўрсатилганидан кўпроқ қазиб олинганлиги ҳисобига илгари ишга тушмаган қатламчаларнинг фаоллашганлиги;

- белгиланган тартибда ўз вақтида геофизик ва гидродинамик тадқиқотларнинг ўтказилмаётганлиги;

- кудукларни ишлатишнинг технологик режимларига лойиҳада белгиланган тартибда риоя қилинмаётганлиги.

2017 йил учун газ ҳайдаш 10.07.2017 йилда тугатилган. Эксплуатацион кудуклар атрофида қатлам босими 195,15 кгс/см², бу даврда қатламга 304,177 млн.м³ газ ҳайдалган. 2017-2018 йил газ олиш даврининг бошида қатламда 500,0 млн. м³ буфер, 304,177 млн.м³ актив ва жами 832,001 млн.м³ миқдорда газ мавжуд. Газ ҳайдаш даври тўхтатилгандан кейин қатламдан газ олиш 338,4 млн.м³ миқдорда ишлатиш режим харитаси тузилди. Олинган статистик босим кўрсаткичлари асосида изобар харитаси тузилиб, унга кўра майдон бўйича ўртача қатлам босими $P_{\text{ср.взв.}} = 192,26 \text{ кгс/см}^2$.

Бошланғич ва кейинги лойиҳаларда амалдаги босим (максимал ва минимал қатлам босим) объектни ишлатиш даврида бир – биридан жуда катта фарқ қилаётганлиги ва газли қатламда ғовакликлар майдони юзасини кенгайганлигини кўрсатди.

Газга тўйинган қатламда ғовакликлар юзаси катталашган ва технологик номутаносибликлар пайдо бўлган. Бунга сабаб қатлам сувларининг фаоллашиши, перфорация қилинмаган, ўтказувчанлиги кичик ва фаол бўлмаган қатламчаларнинг фаоллашганлигидир.

Бошланғич ишлатиш лойиҳасига кўра, омборда умумий газ миқдори 800-900 млн. м³ да, м³ газ-сув контактининг абсолют белгиси “-1280-”м -“-1285 -”м, 1050 млн. м³ да эса абсолют газ-сув контакти белгиси “-1310-”м -“-1320 -”м юқорида аниқланган ҳолатлар, газ-сув контактининг абсолют белгисининг 30-35 м га ўзгарганлигига сабаб бўлган.

Олиб борилган тадқиқотлар асосида муаммолар ечими юзасидан тавсиялар ишлаб чиқилди:

1. Қудуқларда геофизик тадқиқотлар ўтказилаётган вақтда, айниқса нейтрал мавсумларда структуранинг чегарага яқин жойларидаги №№ 802, 801, 823, 815, 855, 807, 839, 828, 829, 843, 828, 842 қудуқларда газ-сув контакти (ГВК) чегара катталигини албатта кўрсатиш керак;

2. XIX горизонтнинг шимолий қисмида назорат ва кузатув қудуқларининг йўқдиги сабабли бу йўналишда тадқиқот ишлари умуман олиб борилмаган ва эътибордан қолиб келмоқда;

3. Шарқий ва ғарбий йўналишларда (юқори босимга мўлжалланган) кузатув қудуқлари йўқ. Бу эса кўрсатиб ўтилган йўналишларда пайдо бўлган газ оқимларини ўз вақтида аниқлашни ва омборни самарали ишлашни таъминлашни қийинлаштиради.

4. Янги 5 та назорат-кузатув қудуқларни қуйидаги йўналишларда бурғилаш тавсия этилади: шарқий йўналишда 1 та қудуқ, жанубий-ғарбий йўналишда 2 та қудуқ, ғарбий йўналишда 2 та қудуқ.

5. Қайтадан иккала объектни биргаликда ишлатиш бунда, ҳайдаладиган газ миқдорини доимий тарзда назорат қилиш талаб этилади;

6. Ҳар йили ҳайдаш ва олиш мавсумларининг сўнгида қудуқлар туби зонасида ўлчов ишларини олиб бориш.

7. XX-XXII горизонтларда 2018-2020 йилларда 10 та кейинги этапда 2020-2023 қолган қудуқлар жами 23 та эксилуатацион қудуқни бурғилаш.

XIX горизонт газ режимида, XX-XXI-XXII горизонтлар сув тайзикли режимда ишлашни эътиборга олиб, қуйидаги параметрлар асосида ишлатиш тавсия этилди:

- буфер газ миқдори – 55-60 %;
- актив газ миқдори – 40-45 %.

Қишки мавсумда кунлик газ қазиб олиш 14,6 млн. м³ га чиқадиган даврда газни сақлаш омборидаги актив газ миқдорини 1,050 млрд.м³ дан 1,400 млрд.м³ га ошириш буйича тузатишлар (Расширение СПХГ «Ходжабад» с 1,050 до 1,400 млрд.м³. 2017 й) ишлаб чиқилиб уни ишлаб чиқаришда қўлланилиши ўзининг самарали натижасини беради.

Мақолада кўриб ўтилган муаммо ва уларнинг ечими ҳамда олинган натижалар шуни кўрсатадики, ишлаш кўрсаткичлари ва ўз вақтида олиб борилган тадқиқот, илмий изланишлар газни ер остида сақлаш омборларини самарали ишлатишда асос бўлиб хизмат қилади.

Адабиётлар

1. Хан С.А. Программа работ на 2005-2010 гг. по подземному хранению газа в Российской Федерации//Наука и техника в газовой промышленности. - 2007. - № 1.

2. Бузинов С.Н., Гусев Э.Л., Сухарев М.Г. Расчет движения границе газовой контакта при создании подземных хранилищ газа //Газовая промышленность. - 1970. - № 1.

3. Зиновев В.В., Будзуляк Б.В., Ананенков и др. Повышение надежности и безопасности эксплуатации подземных хранилищ газа. –М.: Недра – Бизнесцентр, 2005.

УДК 622.278.8

Оптимальные технологические решения по проектированию системы сбора продукции проектных скважин месторождения «Мустакилликнинг 25 йиллиги»

Д.М. Хакбердиев, Т.С. Содиков, А.М. Рахаталиев, Ф.С. Исмоилов

Развитие экономики Узбекистана в XXI веке неразрывно связано с совершенствованием деятельности предприятий АО «Узбекнефтегаз» - поставщиков топливно-энергетических ресурсов практически для всех отраслей и населения республики. Интенсивное развитие энергоемких отраслей экономики республики – нефтегазовой, химической, энергетической, машиностроительной и др. необходимо всем категориям потребителей как на внутреннем, так и внешнем рынках. Поэтому оптимизация, максимальное использование мощностей действующего

оборудования систем добычи, переработки и транспортирования природного газа – одна из важнейших задач предприятий нефте-газовой отрасли.

Согласно принятым решениям Правительства за последнее десятилетие объемы добычи природного газа доведены до 56 млрд. м³ в год. Это было достигнуто за счет реализации ряда инвестиционных проектов, направленных на увеличение добычи природного газа, таких как ввод в эксплуатацию газоконденсатных месторождений, Ходжасаят, Ходжадавлат и Шаркий Алат, Сургил, Кандым, Хаузак-Шады и др.

Дальнейшее развитие систем добычи и транспортировки природного газа должно быть направлено на максимальное использование действующих мощностей, их реконструкцию, минимизацию энергозатрат и увеличение производительности.

Территория месторождения «Мустакилликнинг 25 йиллиги» по административному делению относится к Байсунскому району Сурхандарьинской области Республики Узбекистан. Ближайший населенный пункт поселок Кафрун. Район считается малонаселенным (от 2500 до 3000 хозяйств). Население района в основном занимаются сельской хозяйственностью, скотоводством.

В геоморфологическом отношении участок месторождения представляет собой холмистую предгорную равнину горы Байсунтаг. Поверхность территории расчленена многочисленными оврагами и руслами саев, временных водотоков сезонного характера. Рельеф сильно пересеченный, холмистый.

Особенности системы сбора и транспорта газа на М-25

Сбор газа – это технологический процесс внутрипромысловой транспортировки сырого газа от скважин до установки подготовки его к дальнейшему транспорту. Выбор системы сбора продукции скважин зависит от запасов и состава газа, от формы залежи, размещения и продуктивности скважин, пластового давления и многих других факторов. Также следует учитывать, что со временем давление в залежи

будет снижаться, состав газа - изменяться.

Технологический расчет газосборных сетей заключается в нахождении взаимосвязи давлений и расходов газа в различных точках системы заданной геометрической формы. Внутренний диаметр трубопровода подбирается исходя из требования обеспечения проектной пропускной способности трубопровода с приемлемыми гидравлическими потерями и достаточно высокой гидродинамической эффективностью. Кроме того, ставится условие по обеспечению допустимых пределов скорости газового потока с тем, чтобы полностью обеспечить вынос жидкой фазы из рельефного трубопровода.

Предлагается сбор продукции наклонно-направленных скважин осуществлять на кустовых площадках (КП), равномерно расположенных на площади месторождения «Мустакилликнинг 25 йиллиги», с подачей газа по газопроводам-коллекторам до установки предварительной подготовки (УППГ) и дальнейшей транспортировкой газа по газопроводу-коллектору на площадку ГПЗ/ГХК.

В состав системы сбора входят: проектируемые кустовые площадки, скважины, трассы газопроводов шлейфов и коллекторов от скважин и кустов до площадки УППГ

Материальное исполнение трубопроводов системы сбора выбирается исходя из максимального содержания сероводорода в составе пластового газа, которое достигает 7,28 %, т.е. в антикоррозионном исполнении.

Для защиты оборудования и трубопроводов от коррозии предусматривается подача в скважины (затрубное пространство) ингибитора коррозии.

Сбор продукции 30-ти проектных скважин осуществляется на 6-ти кустовых площадках КП-1, КП-2, КП-3, КП-4, КП-5 и КП-6, по 5 скважин на каждой.

Сбор продукции 5-ти скважин, расположенных на каждой кустовой площадке, осуществляется подключением шлейфов скважин к

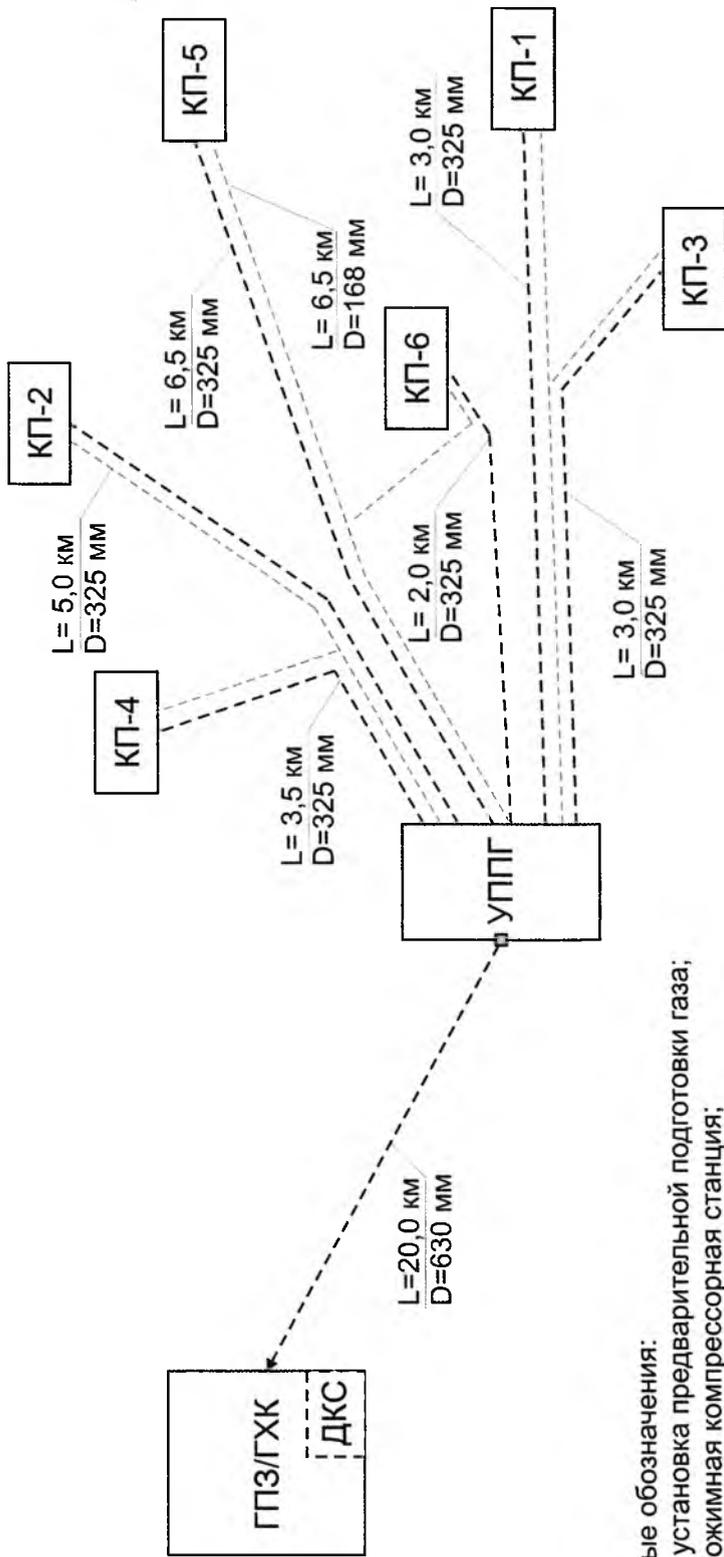
входному манифольду КП. Далее природный газ поступает в сборный газопровод-коллектор, по которому направляется на УППГ. Учитывая расположение кустовых площадок вблизи с населенным пунктом, для соблюдения экологической и промышленной безопасности газопроводы и запорно-регулирующую арматуру на КП рекомендуется проектировать на статическое давление.

Статическое давление скважин составляет 522,6 бар (532,9 кгс/см²) при начальном пластовом давлении 640,0 бар (652,6 кгс/см²).

Принципиальная схема сбора газа и размещения производственных объектов месторождения «Мустакилликнинг 25 йиллиги» приведена на рисунке 1.

При дросселировании газа на устье скважин до давления 70-80 кгс/см², обеспечивающего транспортировку газа с требуемым давлением на входе ГПЗ 66 кгс/см², в системе сбора газа образуются гидраты, т.к. равновесная температура гидратообразования при устьевом давлении 411,4 кгс/см² (температура на устье скважин 65 °С) составляет 25-30 °С, что выше температуры газа после дросселирования на устьях скважин, которая по предварительным данным составляет 10-15 °С. При этом расход ингибитора гидратообразования в шлейфы скважин составляет 90-100 т/сут, т.е. требуется хранение значительных объемов ингибитора на всех КП с транспортировкой его на площадки скважин.

В связи с этим для обеспечения безгидратного режима эксплуатации системы сбора газа предлагается производить дросселирование газа в два этапа – на устьях скважин до 108,0-113,0 кгс/см² и на выходе УППГ до 68,0-75,0 кгс/см² [1]. Подача ингибитора гидратообразования осуществляется перед дросселем на выходе из сепараторов С-1/1,2, расположенных на площадке УППГ. В связи с тем, что подача ингибитора производится после извлечения капельной воды в сепараторах С-1/1,2, расход метанола значительно сокращается (таблица 1). При этом обеспечивается безгидратный режим эксплуатации системы сбора газа, централизованное хранение ингибитора на площадке УППГ.



Условные обозначения:
 УППГ - установка предварительной подготовки газа;
 ДКС - дожимная компрессорная станция;
 ГПЗ - газоперерабатывающий завод;
 ГХК - газохимический комплекс;
 --- - замерная линия;
 □ - точка впрыска метанола.

Рис. 1. Принципиальная схема сбора газа и размещения производственных объектов месторождения «Муस्ताкиллинкитинг 25 йиллиги»

В связи с отсутствием возможности размещения факельных установок на КП, из-за близкого расположения населенных пунктов, замер дебитов газовых скважин предлагается выполнять на замерных сепараторах, установленных на площадке УППГ, периодическим подключением скважин к замерным коллекторам. Для этого требуется строительство трех замерных коллекторов параллельно сборным коллекторам от КП до замерного сепаратора на УППГ. Замерные коллекторы с двух КП объединены в один – КП-3 с КП-1, КП-4 с КП-2 и КП-6 с КП-5.

Результаты расчета расхода метанола в зимний и летний периоды и годовая потребность в метаноле приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетный расход метанола

Годы	Расход метанола,				Годовая потребность в метаноле, т/год
	Зимний период		Летний период		
	т/сут	г/тыс. м ³	т/сут	г/тыс. м ³	
1	7,08	472	5,76	384	2098,8
2	14,86	991	12,91	861	4552,8
3	13,68	912	12	800	4212
4	10,32	688	8,64	576	3103,2
5	6,6	440	5,04	336	1897,2
6	2,4	160	1,32	88	597,6

Гидравлический расчет системы сбора газа выполнен на максимальный дебит скважин и на максимальную добычу газа, т.е. максимальную пропускную способность газопроводов-коллекторов. Гидравлический расчет выполнен при запасе по температуре гидратообразования (0,5-2,0) °С в конце коллекторов с целью максимального извлечения влаги на УППГ и уменьшения количества ингибитора гидратообразования (метанол), подаваемого на выходе УППГ.

Результаты расчета показывают, что максимальная потребность метанола составляет 14,86 т/сут. в зимнее время (2-й год эксплуатации). В связи с естественным падением пластовой энергии месторождения,

начиная с 7-ого года эксплуатации, впрыск метанола в систему сбора не потребуется.

Результатом проведенных научно-исследовательских и проектных работ является разработка оптимальных технологических решений на проектирование системы сбора продукции проектных скважин месторождений «Мустакилликнинг 25 йиллиги» с применением двух этапного дросселирования на устьях скважин до 108,0-113,0 кгс/см² и на выходе УППГ до 68,0-75,0 кгс/см², за счет которого достигается безгидратный режим эксплуатации системы сбора газа, с минимальным расходом ингибитора гидратообразования (метанол), а также обеспечивается организация централизованного хранения ингибитора на площадке УППГ.

Литература

1. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. - М.: Недра 1986 – С. 45-55.

УДК 622.276.5.013.364.2

Влияние способа добычи нефти на её технологические потери

А.А. Рахманова, К.А. Вахабов, Ш.А. Ахмедов

Нефть, поступающая в скважину из продуктивного пласта, обладает определенной энергией. В зависимости от величины этой энергии способы добычи нефти подразделяются на фонтанный, когда нефть выдавливается на поверхность земли только под воздействием природной энергии, и механизированный, когда для подъема нефти применяют дополнительный источник энергии. В свою очередь, в зависимости от вида источника механизированный способ эксплуатации скважин делится на насосный - при котором используется соответствующее насосное оборудование, или газлифтный - суть которого заключается в подкачке в пласт сжатого газа.

Главный недостаток газлифта - низкий КПД и высокая стоимость оборудования, что является причиной применения его только для подъёма легкой нефти. Несмотря на этот факт, именно газлифт начали применять около десяти лет назад на месторождении Крук.

К тому периоду месторождение вошло в третью стадию разработки, характеризующуюся падением темпов добычи и ростом обводненности. В целях увеличения добычи жидких углеводородов при дальнейшей эксплуатации месторождения было принято решение: форсированный отбор жидкости осуществить посредством газлифтного метода.

Применение газлифта было обусловлено следующими его преимуществами: забор значительных объемов жидкости с разных глубин на любых этапах разработки месторождения; малое влияние на работу скважин профиля ствола скважины, высокие давления и температуры продукции скважин; полный контроль над всеми параметрами процесса; возможность автоматизации управления; высокая надежность оборудования; простота технологии проведения технического обслуживания и ремонта скважин.

При газлифтной эксплуатации продукция скважин представляет собой мелкодисперсную механическую смесь нефти и пластовой воды, а также смесь попутного нефтяного газа и закачиваемого газлифтного газа.

Производственный процесс добычи, сбора продукции скважин, её подготовки, внутрипромыслового и межпромыслового транспортирования и хранения сопровождается потерями нефти различного рода: технологические потери нефти, разовые потери во время повреждений, аварий и стихийных бедствий, а также во время проведения плановых работ, связанных с техническим обслуживанием и ремонтом оборудования, зачистки резервуаров и трубопроводов.

Принято считать, что величина общих потерь нефти в большей степени зависит от величины технологических потерь, которые так или иначе неизбежны, но величина их находится в прямой зависимости от совершенства техники и технологии промыслово-транспортных операций.

Одним из видов технологических потерь нефти является унос её потоком газа со ступеней сепарации.

В данной работе рассматривается влияние способа добычи нефти и режимов технологического процесса на величину потерь нефти от уноса потоком газа со ступеней сепарации на месторождении Крук.

На первых двух этапах разработки месторождение Крук эксплуатировалось фонтанным способом. Продукция скважин поступала на сборные пункты, где осуществлялась её дегазация в две ступени. Первая ступень дегазации продукции происходила в сепараторах сборных пунктов. Из-за отсутствия инфраструктуры по транспортировке газа, газы дегазации первой ступени сжигались на факеле. Вторая ступень дегазации осуществлялась при накоплении нефти в горизонтальных ёмкостях и отстойниках, откуда производился сброс остаточных газов на свечу выветривания. На месторождении к концу периода фонтанирования скважин потери нефти от уноса потоком газа на ступенях сепарации составляли около 0,2 % от массы добытой нефти.

Падение давления пласта на месторождении привело к необходимости перехода на механизированный способ добычи. В данном случае логическим продолжением фонтанного способа добычи нефти явился газлифт. Переход на газлифтный способ эксплуатации осуществлялся постепенно. В качестве рабочего агента стали использовать природный газ близлежащего месторождения.

Перевод части скважин на газлифтный способ эксплуатации привел к увеличению потерь нефти до 0,5 % от массы добытой нефти. При дальнейшем увеличении количества газлифтных скважин потери нефти от уноса потоком газа достигли отметки 1,8 % от массы. При полном переходе месторождения на газлифтный способ эксплуатации объёмы газлифтного газа в несколько раз стали превышать объёмы нефтерастворенного газа, а потери с газом достигли величины 3,9-4,2 % от массы.

В сложившейся ситуации было принято решение о переходе на второй метод механизированного способа – насосный. Для подъёма нефти в качестве дополнительного энергетического оборудования на некоторых скважинах месторождения стали применять станки-качалки и штанговые глубинные насосы с длинным приводом. Потери нефти от уноса потоком газа стали постепенно уменьшаться, и года два назад стали составлять около 3,2 % от массы, но и это довольно высокий показатель.

В целях уменьшения потерь и с учетом того, что сжигаемый попутный газ наносит огромный вред экологии и здоровью людей, утилизация попутного газа остаётся одной из важнейших задач в нефтедобывающей промышленности. В рамках реализации мероприятий по сокращению объемов газа, сжигаемого на факелах в 2017 году на месторождении Крук, газы дегазации первой ступени со второго квартала начали направлять на ДКС. Кроме того, продолжался перевод скважин на насосный метод эксплуатации. При этом потери нефти на ступенях сепарации в прошлом году составили 0,5 % от массы добытой нефти. В текущем году потери нефти от уноса потоком газа будут происходить только при сбросе остаточных газов на свечу выветривания, при этом ожидаемая их величина составит около 0,1 % от массы.

Динамика изменения величины потерь нефти от уноса потоком газа со ступеней сепарации от способа добычи нефти и режима технологического процесса на месторождении приведена на рисунке 1.

Результаты исследований подтвердили тот факт, что изменение характера добычи нефти с целью увеличения объёмов её добычи может привести к резкому изменению других показателей, в данном случае к значительным увеличениям одного из видов технологических потерь нефти. На месторождении Крук нашли способ ликвидации этого нежелательного эффекта – сброс газов дегазации первой ступени на ДКС.

Итак, задача достижения более высокой степени использования промышленных запасов нефти должна решаться для каждого месторождения индивидуально с учетом комплекса параметров, характеризующих месторождение, и всех возможных последствий.

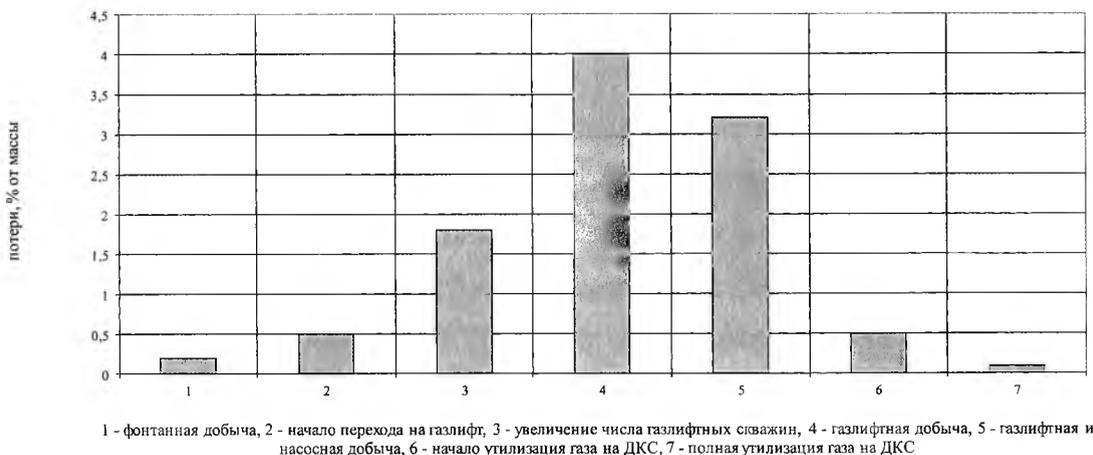


Рис.1 . Зависимость потерь нефти от уноса потоком газа на ступенях сепарации от технологического режима эксплуатации месторождения.

УДК 622.278.8

Подача газов регенерации ЦСО на УППБС-3 для увеличения выработки сжиженного углеводородного газа

д.т.н. Р.Ч. Ли, М.А. Абдурахимов, Г.М. Исабаева, М.М. Кадиров

В настоящее время очищенные и осушенные газы регенерации после установки цеолитовой осушки газов регенерации (УЦОГР) направляются в газопровод «Шуртан-Келиф».

С падением входного давления и изменением состава газа на входе установок получения пропан-бутановой смеси (УППБС-3) уменьшились производство и коэффициент извлечения пропан-бутановой фракции (ПБФ).

В связи с этим рассматриваются варианты схем подачи газов регенерации после УЦОГР на вход блока цеолитовой сероочистки (ЦСО) и далее на УППБС-3 для увеличения выработки сжиженного углеводородного газа (СУГ).

Рассматриваются два варианта подачи газов регенерации с выхода УЦОГР:

Рассматриваются два варианта подачи газов регенерации с выхода УЦОГР:

Вариант 1 - подача газа на два газоперекачивающих агрегата (ГПА №1 и № 2) действующей ДКС (УППБС), подача компримированного газа на блоки ЦСО и далее УППБС.

При данном варианте рассматривается возможность использования существующих межцеховых газопроводов и прокладки новых участков, монтаж новых сепараторов и АВО на ДКС (УППБС). Предусматривается переобвязка существующих входных и выходных трубопроводов ГПА № 1 и № 2 с модернизацией газоперекачивающих агрегатов. Рассчитывается потребляемая мощность компрессора.

На рисунке 1 представлена технологическая схема подачи газов регенерации от УЦОГР до ГПА № 1 и ГПА № 2 ДКС УППБС по варианту 1.

Вариант 2 - подача газа на проектируемую дожимную компрессорную станцию (ДКС), подача компримированного газа на блоки ЦСО и далее на УППБС.

При данном варианте рассматривается возможность использования существующих межцеховых газопроводов и прокладки новых участков. Рассчитывается потребляемая мощность проектируемой ДКС [1].

По обоим рассматриваемым вариантам подачи газов регенерации с выхода УЦОГР предусматривается прирост продукции на ГС «Шуртан» – сжиженного углеводородного газа (СУГ), стабильного конденсата, товарного (сухого) газа.

На рисунке 2 представлена технологическая схема подачи газов регенерации от УЦОГР до ГПА №1 и ГПА № 2 ДКС УППБС по варианту 2.

Капитальные вложения:

- по варианту 1 составляют 9 612 808 долл. США (30 789 824 024 сум);
- по варианту 2 составляют 40 382 850 долл. США (129 346 268 550 сум).

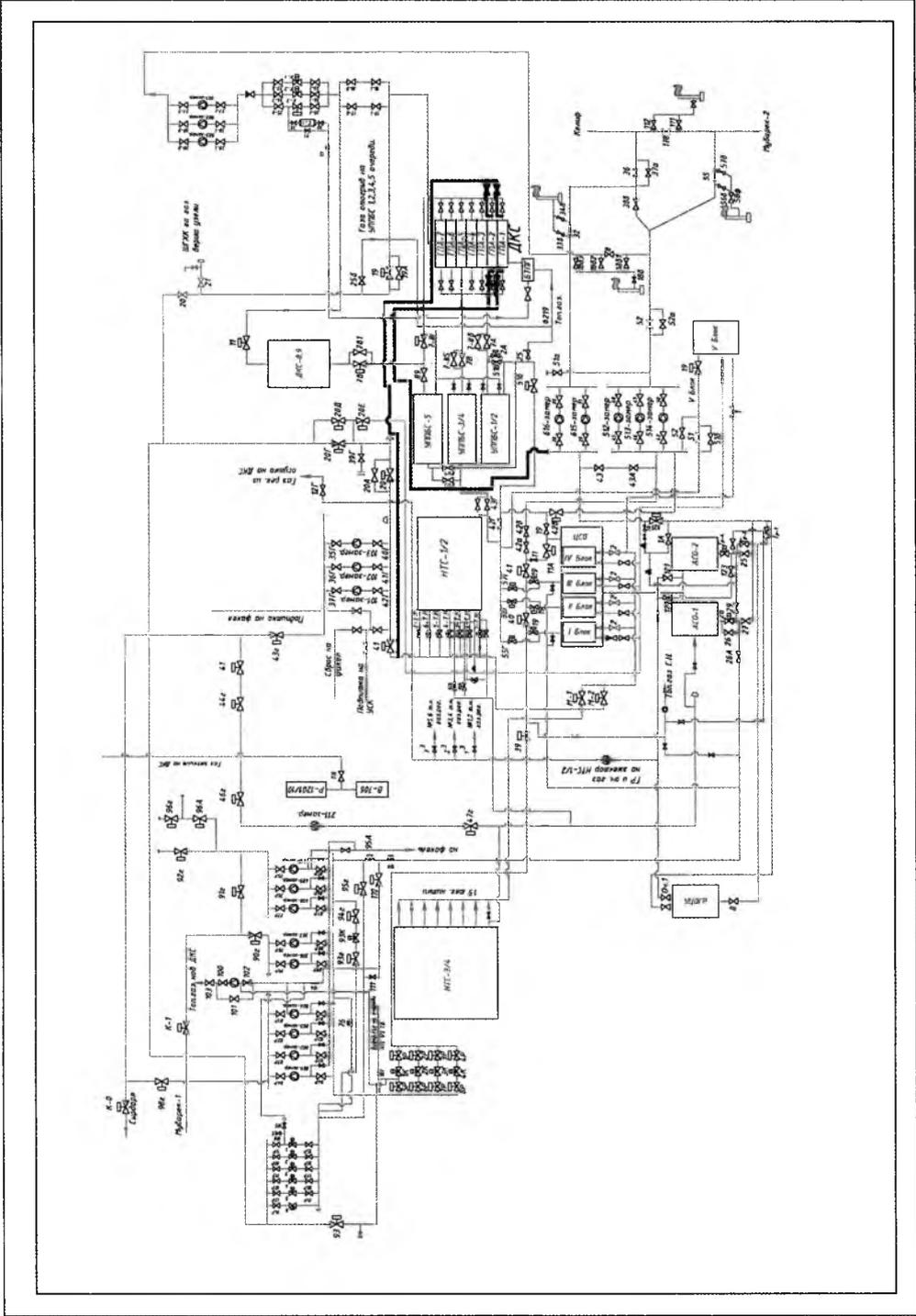


Рис. 1. Технологическая схема подачи газов регенерации от ГПА №1 и ГПА №2 ДКС УПБС (вариант 1)

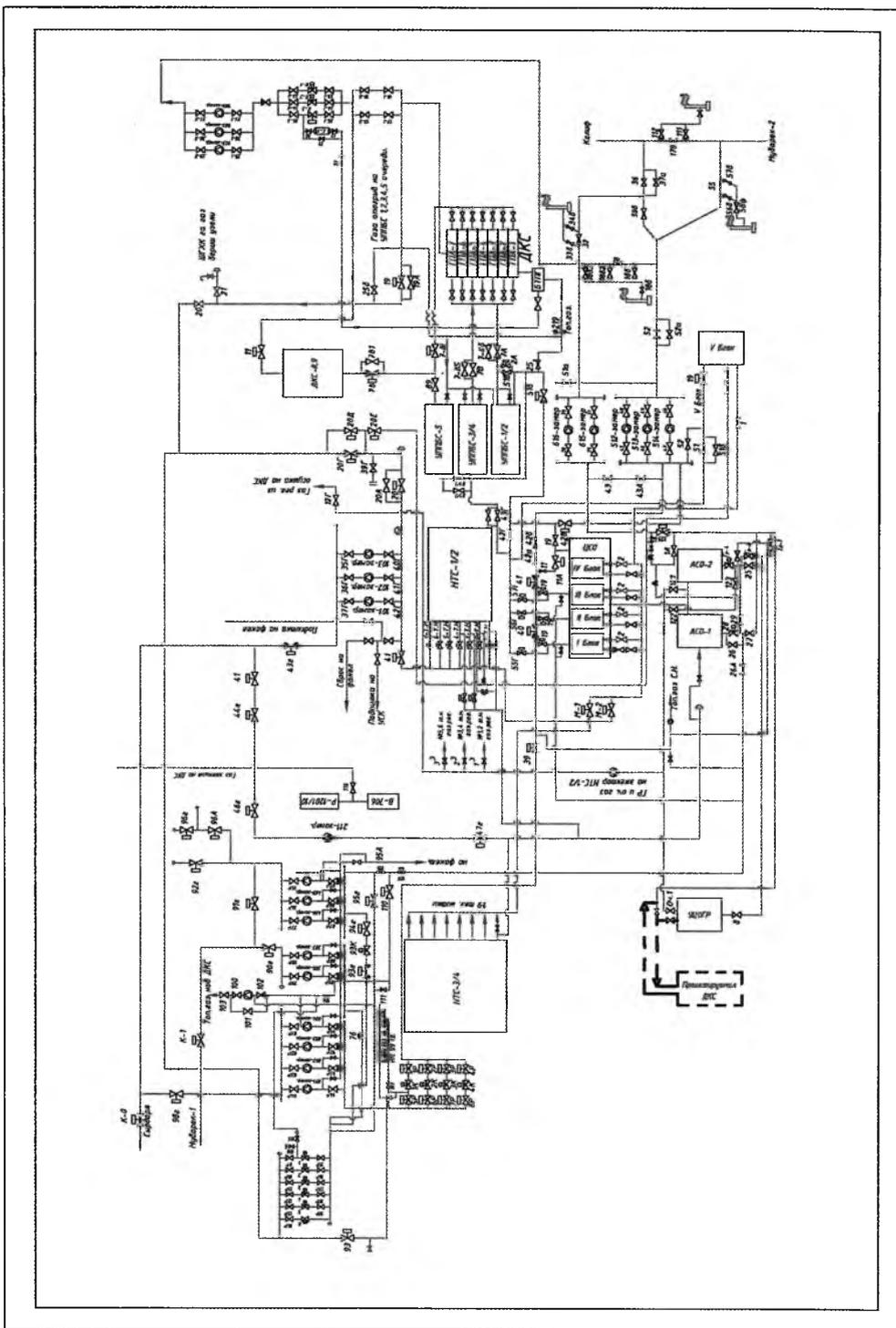


Рис. 2. Технологическая схема подачи газов регенерации от УЦОГР до проектируемой ДКС (вариант 2)

Газы регенерации с выхода УЦОГР после компримирования на модернизированных ГПА №1 и ГПА № 2 ДКС УППБС (вариант 1) или проектируемой ДКС (вариант 2) будут направляться на вход установки ЦСО и далее на УППБС-3/1, 2,5.

Экономическая эффективность проекта рассчитывалась по двум вариантам, отличающимся капитальными вложениями, в зависимости от принятой технологической схемы компримирования газа после установки цеолитовой осушки газов регенерации.

Максимальный годовой объем прироста добычи природного газа – $1772 \times 10^6 \text{ m}^3$, конденсата – $9,73 \times 10^3 \text{ t}$, сжиженного газа – $17,97 \times 10^3 \text{ t}$ по обоим вариантам. Срок осуществления проекта составляет 16 лет.

По 1 варианту прирост денежного потока составит 107,31 млн. долл.

Чистая текущая стоимость (NPV 10 %) составит 61,03 млн. долл. Срок окупаемости капитальных вложений составит 1 год от начала реализации проекта с 2016 года. Внутренняя норма доходности (IRR) составит 127,80 %.

В результате деятельности проекта будут проводиться отчисления денежных средств в виде налогов и платежей в бюджет и государственные внебюджетные фонды Республики Узбекистан. Доход государства за период действия проекта составит 204,37 млн. долл.

По 2 варианту прирост денежного потока составит 72,96 млн. долл.

Чистая текущая стоимость (NPV 10 %) составит 28,62 млн. долл. Срок окупаемости капитальных вложений составит 4 года от начала реализации проекта с 2016 года. Внутренняя норма доходности (IRR) составит 25,33 %.

В результате деятельности проекта будут проводиться отчисления денежных средств в виде налогов и платежей в бюджет и государственные внебюджетные фонды Республики Узбекистан. Доход государства за период действия проекта составит 202,05 млн. долл.

Результаты финансовой оценки позволяют сделать вывод о возможности возврата вложенного капитала при существующей финансовой схеме взаимодействия предприятий АО «Узбекнефтегаз».

По основным критериям определения экономической эффективности проекта – денежному потоку наличности, сроку окупаемости капитальных вложений и внутренней норме доходности (IRR), наиболее целесообразно реализовать проект по варианту 1.

Литература

1. ОНТП 1-86/51-1-88 «Общесоюзные нормы технологического проектирования газоперерабатывающих заводов»

УДК 622.278.8

Добыча низконапорных газов из малодебитных месторождений природного газа

д.т.н. Р.Ч. Ли, А. Рахаталиев, Ю.Н. Зорин, С.В. Лабарешных

В настоящее время в связи с естественным, в процессе эксплуатации, истощением пластовой энергии месторождений Шуртепе, Северный Мубарек, Каракум, Ходжихайрам, Шумак находятся в консервации из-за снижения устьевого давления ниже требуемого давления на входе МГПЗ (минимальное давление на входе 45-50 kgf/cm²).

Для увеличения добычи низконапорных газов из выше перечисленных малодебитных месторождений необходимо восстановление ликвидированных скважин, строительство шлейфов, газопроводов-коллекторов, устьевых компрессоров или мини КС в период их довыработки для обеспечения условий подготовки и дальнейшего транспорта газа на ООО «Мубарекский ГПЗ».

Для решения поставленной задачи рассматриваются варианты внедрения устьевых компрессоров или мини КС для обеспечения условий подготовки и транспорта газа.

Для возобновления добычи газа из месторождений Мубарекской группы рассматриваются два варианта компримирования газа:

Вариант 1 - компримирование газа с использованием устьевых компрессорных станций, устанавливаемых на каждой скважине, с подачей компримированного газа на вход МГПЗ.

При данном варианте рассматривается возможность использования существующих газопроводов и прокладки новых участков, обустройство устьев скважин и строительство УКС. Рассчитывается потребляемая мощность проектируемых УКС. [1].

Вариант 2 - компримирование газа на компрессорных станциях КС-1, расположенной на выходе с УППГ «Шумак» и КС-2 - на выходе с БВН Каракум, с подачей компримированного газа на вход МГПЗ.

При данном варианте рассматривается возможность использования существующих газопроводов и прокладки новых участков, обустройство устьев скважин и строительство КС-1 (двухступенчатый) и КС-2 (двухступенчатый). Рассчитывается потребляемая мощность проектируемых КС.

Устьевая компрессорная станция предназначена для компримирования газа со скважин истощенных месторождений с пониженным пластовым давлением, которая обеспечивает условия для подготовки и транспортировки газа на ООО «Мубарекский ГПЗ» с выходным давлением до 5,0 МПа. [2].

Для возобновления добычи низконапорных газов из малодебитных месторождений Мубарекской группы необходимо провести работы по восстановлению и обустройству ликвидированных скважин, прокладке шлейфов и коллекторов, строительству устьевых компрессорных станций на каждой скважине (вариант 1) и компрессорных станций КС-1 на выходе с УППГ «Шумак» и КС-2 на выходе с БВН «Каракум» (вариант 2).

На рисунке 1 приведена схема предлагаемой системы сбора, подготовки и транспортировки газа месторождений Мубарекской группы на Мубарекский ГПЗ по варианту 1.

На рисунке 2 приведена схема предлагаемой системы сбора, подготовки и транспортировки газа месторождений Мубарекской группы на Мубарекский ГПЗ по варианту 2.

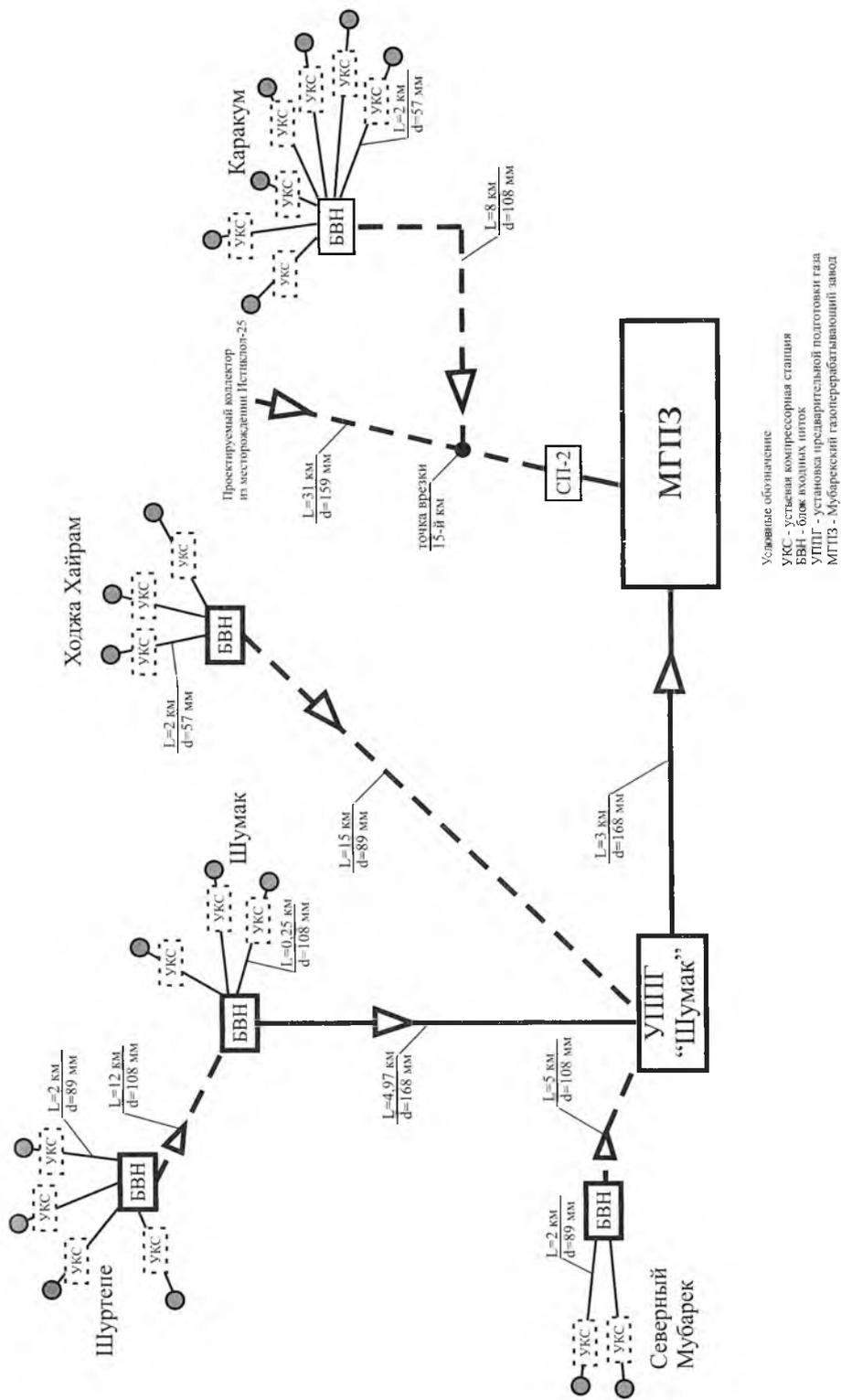


Рис. 1. Принципиальная схема предлагаемой системы сбора, подготовки и транспортировки газа месторождений Мубарекской группы на Мубарекский ГПЗ по варианту 1.

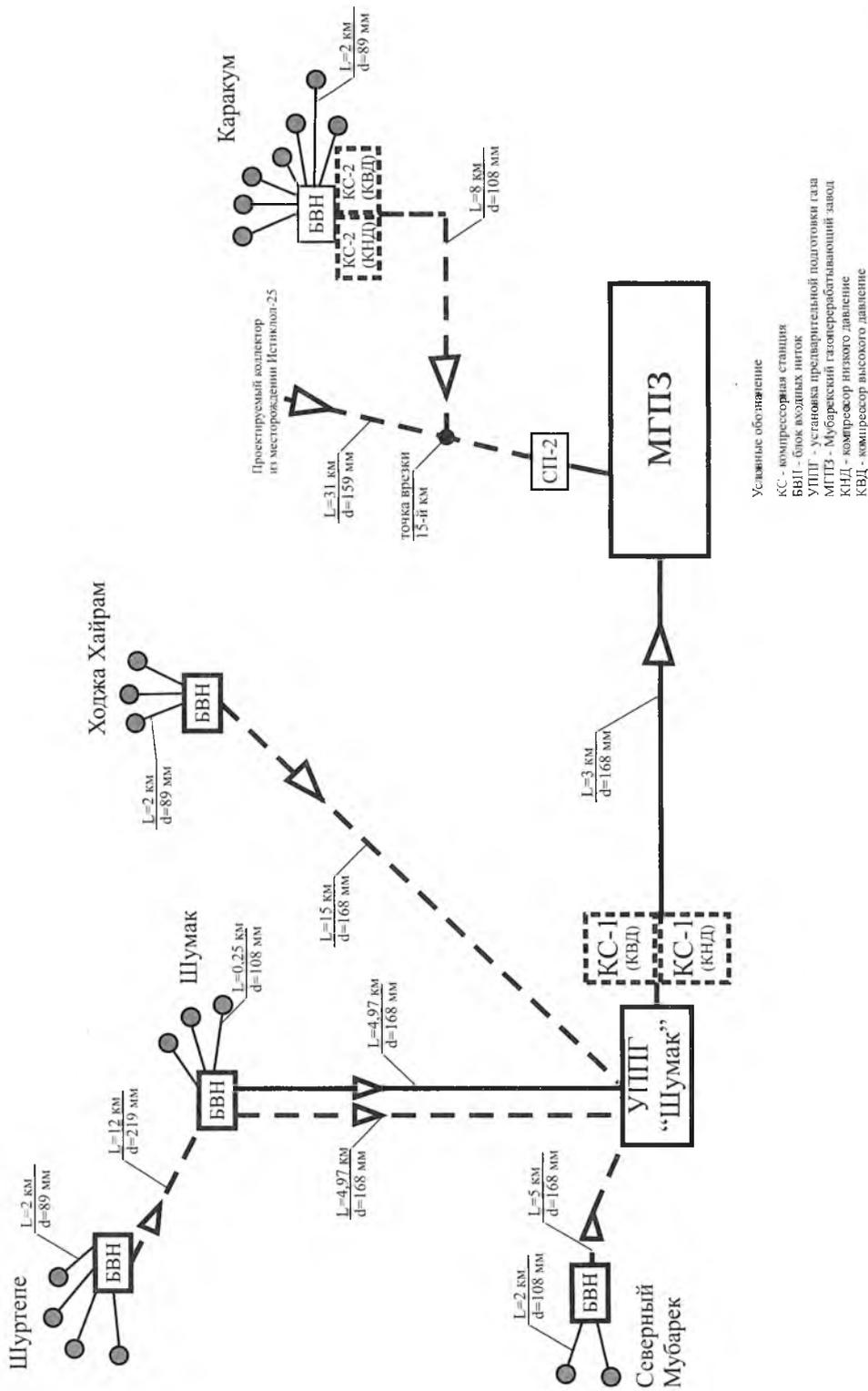


Рис. 2. Принципиальная схема предлагаемой системы сбора, подготовки и транспортировки газа месторождений Мубарекской группы на Мубарекский ГПЗ по варианту 2.

Общая проектная мощность по добыче, транспортировке и предварительной подготовке пластового газа месторождений Мубарекской группы составляет 181,1 млн. м³/у.

Для внедрения компрессорного способа добычи газа на истощенных скважинах месторождений Мубарекской группы по варианту 1 предусматривается выполнение мероприятий:

- капитальный ремонт скважин – 15 шт.;
- установка фонтанной арматуры – 15 шт.;
- установка УКС на устье скважин – 19 шт.;
- строительство газопроводов-коллекторов: диаметром 89 mm протяженностью 15 000 m;
- строительство газопроводов-коллекторов: диаметром 108 mm протяженностью 25 000 m;
- строительство шлейфов скважин диаметром 57 mm протяженностью 20 000 m;
- строительство шлейфов скважин диаметром 89 mm протяженностью 12 000 m;
- строительство шлейфов скважин диаметром 108 mm протяженностью 750 m;

Капитальные вложения по варианту 1 составляют 20,394 экв. млн. долл. США.

Для внедрения компрессорного способа добычи газа на истощенных скважинах месторождений Мубарекской группы варианту 2 предусматривается выполнение мероприятий:

- капитальный ремонт скважин – 15 ед.
- установка фонтанной арматуры – 15 шт.;
- строительство газопроводов-коллекторов: диаметром 108 mm протяженностью 8 000 m, диаметром 219 mm протяженностью 12 000 m, диаметром 168 mm протяженностью 24 970 m;
- строительство шлейфов от скважин: диаметром 108 mm протяженностью 4750 m, диаметром 89 mm протяженностью 28 000 m, диаметром;

- строительство компрессорной станции КС-1 на выходе газа из УППГ «Шумак» и КС-2 на выходе из БВН «Каракум» – 2 шт.

Капитальные вложения по варианту 2 составляют 16,016 экв. млн. долл. США.

По основным критериям определения экономической эффективности проекта – Чистой текущей стоимости (со ставкой дисконтирования 8%), внутренней норме рентабельности и сроку окупаемости капитальных вложений рекомендуется к реализации вариант 2.

Литература

1. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов. ПБ 03-581-03, 2008 г.

2. Эккерт Б. Осевые и центробежные компрессоры. Применение, теория, расчет., 1959. - 678 с.

УДК 622.278.8

Технические решения для повышения давления газа на входе МГПЗ

*д.т.н. Р.Ч. Ли, М.А. Абдурахимов,
С.В. Лабарешных, Д.М. Шомуталов*

В настоящее время основными поставщиками газа на Мубарекский ГПЗ являются ООО «Мубарекнефтегаз» и ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» (участки Хаузак, западный Шады, северный Шады Денгизкульского месторождения и месторождение Кувачи-Алат), в перспективе - СП ООО «New Silk Road Oil and Gas» (участок Ходжасаят Денгизкульского месторождения, месторождения Ходжадавлат и Шаркий Алат) и СП ООО «Natural Gas Stream» (Чандырская группа месторождений).

В настоящее время давление на входе Мубарекского ГПЗ составляет по высокосернистому газу 3,6-3,8 МПа, по малосернистому газу 3,8-3,9 МПа (согласно технологическому регламенту давление должно быть 4,2-5,0 МПа). Снижение входного давления оказывает негативное влияние на процесс аминовой сероочистки (увеличение расхода газа на СНиП за счет увеличения поглощения CO_2), а также на технологический режим работы ПХУ, УЦОГ и УППБС. В целом ухудшается качество газа, поставляемого как на внутренний рынок, так и зарубежным потребителям, что влечет штрафные санкции с их стороны.

Для обеспечения регламентных условий переработки газа на МГПЗ минимально допустимое давление на его входе должно быть не ниже 4,2 МПа. [1].

В связи с этим рассматриваются два варианта технических решений для повышения давления газа на входе МГПЗ:

Вариант 1 - модернизация действующих ДКС на промыслах (рис. 1).

Вариант 2 – строительство новой ДКС, располагаемой на входе МГПЗ.

Для повышения давления газа по Варианту 1 - модернизация действующих ДКС на промыслах предусматривается выполнение мероприятий.

ООО «Мубарекский ГПЗ» необходимо рассмотреть возможность и определить мероприятия по снижению потерь давления на гидравлическое сопротивление внутриплощадочных трубопроводов на МГПЗ.

Для повышения давления газа по Варианту 2 – строительство новой ДКС, располагаемой на входе МГПЗ предусматривается выполнение мероприятий (рис. 2).

ООО «Мубарекский ГПЗ» необходимо рассмотреть возможность и определить мероприятия по снижению потерь давления на гидравлическое сопротивление внутриплощадочных трубопроводов на МГПЗ.

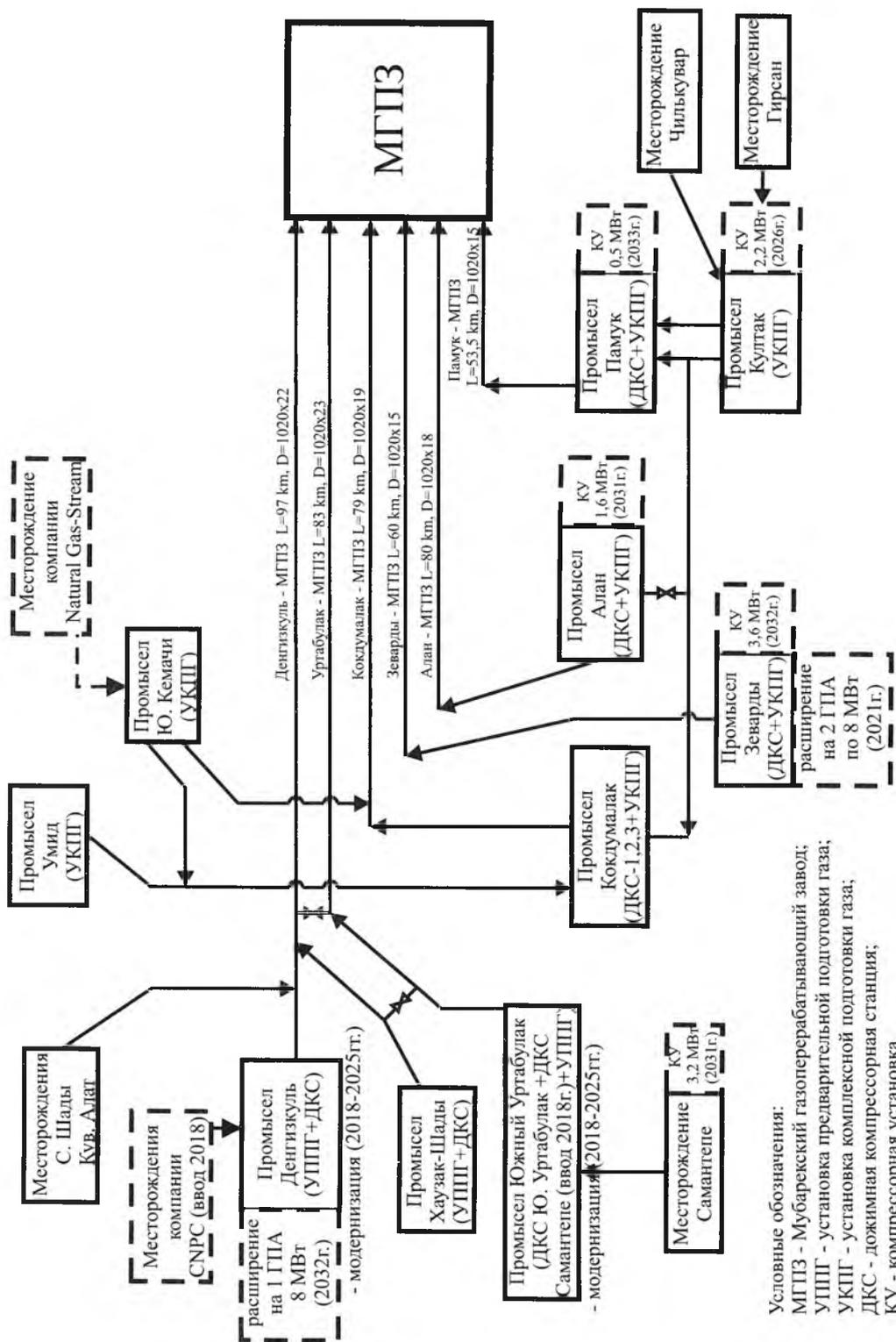


Рис. 1. Принципиальная схема модернизация действующих ДКС на промыслах (вариант 1)

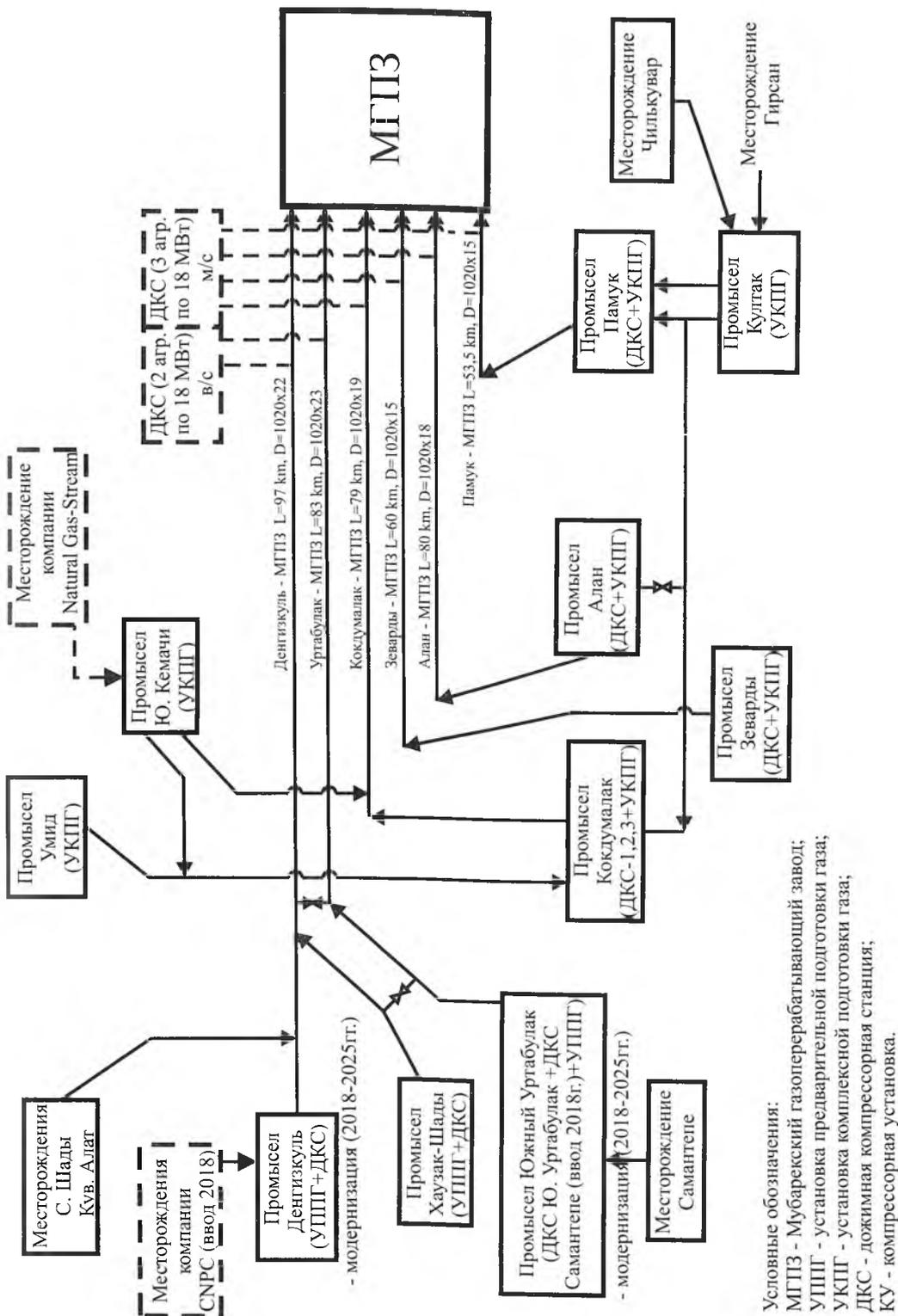


Рис. 2. Принципиальная схема строительства новой ДКС, располагаемой на входе МГПЗ (вариант 2)

Модернизация промысловых ДКС, заключающаяся в замене СПЧ и переобвязке компрессоров с параллельной на последовательную работу, необходима для обеспечения добычи прогнозируемых объемов газа из месторождений, а также условий компримирования, подготовки и транспортировки газа. [2].

Для определения давления газа на входе проектируемой ДКС выполнен расчет прогнозных параметров эксплуатации системы ДКС-УКПГ-газопровод до МГПЗ (м/с) и УППГ-ДКС-газопровод до МГПЗ (в/с) промыслов по годам разработки месторождений.

Для определения максимальной мощности расчет выполнен до 2040 г.

Как следует из результатов расчета давление газа на входе ДКС до 2040 г. находится в пределах 2,0-4,1 МПа. Расчетное давление на выходе ДКС принято 4,8 МПа.

Требуемая мощность для компримирования малосернистого газа составляет 46,0 MW, для высокосернистого – 19,2 MW. Предусматривается строительство трех центробежных газоперекачивающих агрегатов для компримирования малосернистого газа (3 рабочих) и двух центробежных газоперекачивающих агрегатов для компримирования высокосернистого газа (1 рабочий, 1 резервный для всей станции). Единичная мощность ГПА 18,0 MW каждая. Общая установленная мощность проектируемой ДКС 90,0 MW.

При реализации мероприятий для повышения давления газа на входе МГПЗ с капитальными вложениями 63,704 млн. USD (вариант 1) и 189,586 млн. USD (вариант 2) предусматривается одинаковая для обоих вариантов поставка газа в ООО «Мубарекский ГПЗ».

По обоим рассматриваемым вариантам повышения давления газа на входе МГПЗ предусматривается одинаковый объем поставки газа в ООО «Мубарекский ГПЗ».

Для выбора варианта реализации проекта экономическая эффективность и окупаемость капитальных вложений рассчитывалась

без учета планируемых мероприятий по добыче и поддержанию пластового давления месторождений ООО «Мубарекнефтегаз» и без учета стоимости основных фондов по ООО «Мубарекнефтегаз».

Для определения окупаемости капитальных вложений и выбора варианта по данному УТЭР была применена методика определения окупаемости капитальных вложений локально без учета капитальных вложений, планируемых предприятием с учетом всей сырьевой базы.

По основным критериям определения экономической эффективности проекта - денежному потоку наличности, внутренней норме рентабельности и сроку окупаемости капитальных вложений рекомендует-ся к реализации вариант 1. За период действия проекта по 1-варианту денежный поток составит -569,83 млн. долл.

Чистая текущая стоимость (NPV 10 %) составит 266,21 млн. долл. Срок окупаемости капитальных вложений составит 2 года от начала реализации проекта с 2017 года. Внутренняя норма доходности (IRR) составит 73,82 %.

В результате деятельности проекта будут проводиться отчисления денежных средств, в виде налогов и платежей в бюджет и государственные внебюджетные фонды Республики Узбекистан. Доход государства за период действия проекта составит 1 482,08 млн. долл.

Литература

1. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов. ПБ 03-581-03, 2008 г.
2. Эккерт Б. Осевые и центробежные компрессоры. Применение, теория, расчет., 1959. - 678 с.

Проектирование установки получения пропан-бутановой смеси СОУ «Учкыр»

д.т.н. Р.Ч Ли., к.т.н. Л.Р. Айрапетян, А.Р. Ли

В настоящее время в Узбекистане широко применяется технология низко-температурного извлечения пропан-бутановой фракции из состава сырьевого газа на установках получения пропан-бутановой смеси, которые себя положительно зарекомендовали на объектах ООО «Шуртаннефтегаз» и ООО «Мубарексий ГПЗ».

Для переработки углеводородных газов с целью извлечения из них жидких углеводородов $C_{3+высш.}$ применяются установки, работающие по схеме абсорбции при положительных и отрицательных температурах, низкотемпературной сепарации газа (НТС), низкотемпературной конденсации углеводородов (НТК) с искусственным (обычно пропановым) холодом и с использованием дросселирования или детандирования внутренних технологических потоков.

Схемы НТС, главным образом, используют при подготовке газа к транспорту для одновременного извлечения углеводородов $C_{5+высш.}$ и влаги в условиях высоких пластовых и, соответственно, устьевых давлений, позволяющие эффективное использование пластовой энергии.

Применение схем низкотемпературной абсорбции (НТА) позволяет обеспечить высокое извлечение пропана из углеводородных газов при сравнительно умеренном охлаждении технологических потоков: на установках НТА для извлечения 90...95 % пропана достаточно иметь холодильный цикл с изотермой минус 30...минус 38 °С. На установках НТК для этого потребуется изотерма минус 80...минус 85 °С.

Анализ современного уровня технологии переработки газа показал, что перспективным направлением в области переработки газа является применение низких температур: от минус 60 до минус 100 °С. Такие температуры достигаются при детандировании или дросселиро-

вании технологических потоков. Возможна комбинация пропанового холодильного цикла с детандированием газа. Извлечение пропана в этих случаях находится на уровне не менее 95 % от его потенциального содержания в газе.

Технологические схемы низкотемпературной конденсации (НТК) с турбодетандером и пропановым холодильным циклом получили широкое применение в переработке нефтяного газа на ГПЗ за рубежом и в России. Давление перед детандированием составляет до 7,0 МПа.

Все перечисленные выше схемы имеют как достоинства, так и недостатки.

Основным недостатком абсорбционных схем является их сравнительная сложность, так как число единиц оборудования (теплообменников, холодильников, емкостей, насосов и т.д.) значительно больше, чем в схемах НТК. Масса и металлоемкость основного технологического оборудования в схемах НТА также больше. Также увеличивается площадь застройки (в основном за счет емкостного и сепарационного оборудования, габариты и масса которого больше, чем по схеме НТК), капитальные и эксплуатационные затраты. Однако при расчете капитальных вложений следует учитывать, что в схеме НТК имеется дополнительное оборудование: турбодетандерный агрегат, дожимной компрессор для отбензиненного газа и несколько аппаратов из нержавеющей стали.

В настоящее время при проектировании установок переработки газа абсорбционные схемы практически не используются в связи с повышенной металлоемкостью и энергоемкостью, а также большими размерами занимаемой площади по сравнению с установками, работающими по схемам НТК или НТС.

Схема НТК с турбодетандером является более современной технологической схемой, при этом установка переработки газа проще в регулировании процесса и обслуживании оборудования, гибче в отношении изменения состава газа (коэффициент извлечения остается

на одном уровне при изменении содержания $C_{3+\text{выш}}$ в перерабатываемом газе); современные турбодетандерные агрегаты позволяют при снижении расхода подачи газа на турбодетандер до 50 % незначительно изменять параметры процесса переработки газа и коэффициенты извлечения целевых компонентов.

В связи с этим при разработке технологических решений на проектирование установки получения пропан-бутановой смеси на территории СОУ «Учкыр» в качестве аналога приняты УППБС, расположенные на ГС «Шуртан» и «Мубарекском ГПЗ».

Предлагаемая технология предусматривает извлечение тяжелых углеводородов ($C_{5+\text{в}}$) и пропан-бутановой фракции методом охлаждения и частичной конденсации природного газа за счет эффекта расширения исходного газа в турбодетандере с последующей ректификацией выделенного конденсата, с получением осушенного природного газа, удовлетворяющего по качеству требованиям O'z DSt 948.

Качество (температура точки росы) очищенного газа с выхода СОУ «Учкыр» не соответствует требованиям сырьевого газа для подачи на установку получения пропан-бутановой смеси. Температура точки росы подаваемого на УППБС газа должна быть не выше минус 80 °С. Для достижения указанного параметра необходимо строительство установки адсорбционной осушки газа (УОГ) цеолитами. Благодаря своим свойствам, цеолиты осуществляют глубокую осушку природных газов. Для предотвращения поступления капельной жидкости на УОГ необходимо произвести модернизацию существующей системы подготовки очищенного газа на СОУ «Учкыр».

На рисунке 1 приведена принципиальная технологическая схема установки осушки газа.

Установка осушки газа предназначена для осушки природного газа до требуемой температуры точки росы по влаге и его очистке от капельной жидкости и механических примесей. [1].

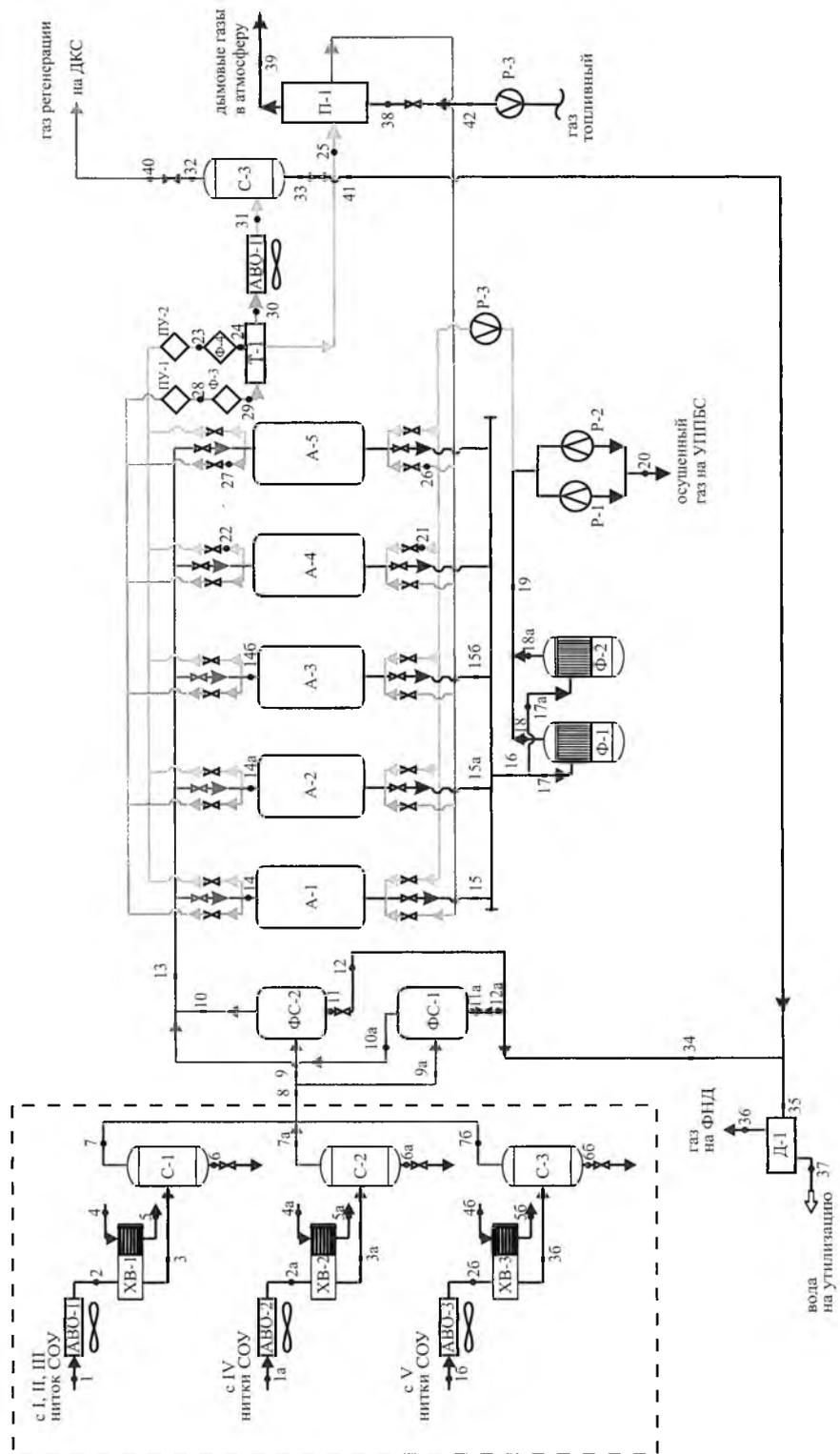


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема установки осушки газа

При переработке природного газа месторождений Газлийского региона производятся следующие виды товарной продукции:

- осушенный газ, отвечающий требованиям O'z DSt 948;
- стабильный конденсат, отвечающий требованиям O'z DSt 2978;
- сжиженный углеводородный газ (СУГ), отвечающий требованиям ГОСТ 20448 и ГОСТ 27578.

СУГ до отгрузки потребителям хранится на промежуточных складах сжиженного газа. Для хранения СУГ, производимого в процессе переработки природного газа, необходимо строительство склада сжиженного газа (ССГ).

В качестве аналога для разработки технологических решений на проектирование ССГ принят склад сжиженного газа, расположенный на ГС «Шуртан» ООО «Шуртаннефтегаз».

Склад сжиженного газа предназначен для приема, хранения и отгрузки сжиженных газов потребителям автомобильным транспортом.

При увеличении фонда эффективности рабочего времени, годовая производительность УППБС по газу может достичь до $4,5 \times 10^9 \text{ м}^3/\text{у}$.

В состав ТЭО проекта «Строительство установки получения пропан-бутановой смеси (УППБС) на сероочистой установке «Учкыр»» входят:

- установка цеолитовой осушки газа (УЦОГ). Номинальная проектная производительность по газу – $4,7 \times 10^9 (+10/-30 \%) \text{ м}^3/\text{у}$ (фонд эффективности рабочего времени принят 8000 часов в год, так как установка эксплуатируется одновременно с СОУ «Учкыр», на которой перерабатывается сернистый газ), максимальная - $5,17 \times 10^9 \text{ м}^3/\text{у}$. При увеличении фонда эффективности рабочего времени, годовая производительность УЦОГ по газу может достичь до $5,0 \times 10^9 \text{ м}^3/\text{у}$;

- установка получения пропан бутановой смеси (УППБС). Номинальная проектная производительность по газу – $4,2 \times 10^9 (+10/-30 \%) \text{ м}^3/\text{у}$ (фонд эффективности рабочего времени принят часов 8000 в год, так как установка эксплуатируется одновременно с СОУ «Учкыр», на которой перерабатывается сернистый газ), максимальная – $4,62 \times 10^9 \text{ м}^3/\text{у}$.

Проектная производительность УППБС по исходному газу составляет $4,2 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{y}$ ($517000 \text{ m}^3/\text{h}$ при 20°C и $1,033 \text{ kgf/cm}^2$), УППБС устойчиво работает при изменении расхода газа $+10\%$ и -30% от номинального.

На УППБС исходный газ поступает после установки осушки газа с температурой плюс $26,7\text{-}45,0^\circ\text{C}$ и давлением $4,95 \text{ МПа}$.

Склад сжиженного газа (ССГ). Проектная производительность – $80,0 \times 10^3 \text{ t/y}$. Исходя из 3-х суточного запаса хранения и коэффициента наполнения резервуаров $0,835$, вместимость ССГ составляет $1670 \text{ m}^3/\text{d}$.

Расширение существующего конденсатного парка с установкой дополнительного выветривателя и резервуара вертикального стального (РВС) с вместимостью 2000 m^3 .

Исходным сырьем для проектируемой УОГ является газ месторождений Газлийского региона, очищенный от кислых компонентов, капельной жидкости и мехпримесей на СОУ «Учкыр». Для соблюдения условий переработки на УППБС давление газа на входе УОГ должно быть обеспечено на уровне $5,2 \text{ МПа}$.

Литература

1. Технологические решения на проектирование установки осушки газа, установки получения пропан-бутановой смеси и склада сжиженного газа на сероочистной установке «Учкыр».

УДК 622.278.8

Повышение эффективности систем сбора и транспорта газа месторождений Газлийской группы

Ю.Н. Зорин

Внутрипромысловые газопроводы ООО «Газлинефтегаздобыча» включают в состав газопроводы от промыслов бессернистых и сернистых газоконденсатных месторождений (ГКМ) до сероочистной

установки (СОУ) «Учкыр». В настоящее время исследованы внутри-промысловые газопроводы по действующим технологическим схемам систем сбора и транспорта газа месторождений Газлийской группы.

Выполненные гидравлические расчеты систем сбора и транспорта газа месторождений Газлийской группы показали, что в газопроводах-коллекторах наблюдаются значительные потери давления на гидравлические сопротивления и превышение нормативной скорости потока газа.

Потери давления на гидравлические сопротивления на участке газопровода-коллектора «Даяхатын – Кульбешкак» (условный диаметр - Ду 325 mm) протяжённостью 16,7 km составляют 1,69 МПа, что свидетельствует о технологических нарушениях при транспортировке природного газа. Результаты гидравлических расчетов системы сбора и транспорта газа месторождения Даяхатын показали превышение скорости потока газа в газопроводе-коллекторе «Даяхатын - Кульбешкак» до 10,8 m/s, что не соответствует нормативному значению (до 10,0 m/s – для сернистого газа).

Для безопасной и бесперебойной эксплуатации системы сбора газа месторождения Даяхатын рекомендуется строительство нового газопровода-коллектора параллельно существующему газопроводу-коллектору «Даяхатын – Кульбешкак» диаметром 426 mm и протяжённостью 16,7 km.

Потери давления на гидравлические сопротивления на участке газопровода-коллектора «Кульбешкак – СОУ «Учкыр»» (условный диаметр – Ду 530 mm) протяжённостью 19,5 km составляют 1,16 МПа, что также свидетельствует о технологических нарушениях при транспортировке природного газа. Результаты гидравлических расчетов системы сбора и транспорта газа месторождения Кульбешкак показали, что скорость потока газа на 2-ом участке газопровода-коллектора «Кульбешкак - СОУ «Учкыр»» достигает 10,7 m/s, что превышает нормативное значение.

С целью возможного уравнивания давления в обоих коллекторах,

рекомендуется стросуществующему газопроводу-коллектору «Кульбешкак – СОУ «Учкыр»» диаметром 426 mm и протяженностью 31,0 km с перемычками на 16-ом и 28-ом километрах [1].

Строительство новых газопроводов-коллекторов для транспортировки сернистых газов месторождений Даяхатын и Кульбешкак позволит уменьшить потери давления на гидравлические сопротивления, приведя скоростной режим потока газа к нормативному значению.

Предлагается поэтапное строительство газопровода-коллектора «Кульбешкак – СОУ «Учкыр»»:

- этап 1 - строительство газопровода-коллектора диаметром 426 mm и длиной 19,5 km (11,5 – 31,0-й km);

- этап 2 - строительство газопровода-коллектора диаметром 426 mm и длиной 11,5 km в перспективе в связи с вводом в эксплуатацию месторождения Северная Сюзьма (0 – 11,5-й km).

Потери давления на гидравлические сопротивления на участке газопровода-коллектора «БВН-1 «Тайлак» – УППГ «Кумли»» (условный диаметр – Ду 273 mm) протяжённостью 6,205 km составляет 0,73 МПа, что свидетельствует о технологических нарушениях при транспортировке природного газа. Результаты гидравлических расчетов системы сбора и транспорта газа месторождения Тайлак показывают, что скорость потока газа на участке газопровода-коллектора «БВН-1 «Тайлак» – УППГ «Кумли»» достигает 11,8 m/s, что превышает нормативное значение.

С целью безопасной и бесперебойной работы системы сбора газа месторождения Тайлак рекомендуется строительство газопровода-дупинга параллельно существующему газопроводу-коллектору «БВН-1 «Тайлак» – УППГ «Кумли»».

Потери давления на гидравлические сопротивления в существующем газопроводе-коллекторе «БВН-2 «Тайлак» – точка подключения в газопровод-коллектор «БВН-1 «Тайлак» – УППГ «Кумли»» (условный диаметр – Ду 273 mm) протяжённостью 6,015 km составляет 0,37 МПа.

Результаты гидравлического расчета системы сбора и транспорта газа месторождения Тайлак показывают, что скорость потока газа в газопроводе-коллекторе составляет 8,5 m/s, то есть приближается к выходу за пределы нормативного значения.

С целью безопасной и бесперебойной работы системы сбора газа месторождения Тайлак рекомендуется строительство газопровода-коллектора параллельно существующему газопроводу-коллектору «БВН-2 «Тайлак» – точка подключения в газопровод-коллектор «БВН-1 «Тайлак» – УППГ «Кумли»».

Строительство новых газопроводов-коллекторов для транспортировки сернистого газа месторождения Тайлак позволит уменьшить потери давления на гидравлические сопротивления, приведя скоростной режим потока газа к нормативному значению.

Потери давления на гидравлические сопротивления в системе скважина – БВН – газопровод «Янгиказган – УППГ «Янгиказган»» составляет 1,68 МПа, что свидетельствует о технологических нарушениях при транспортировке природного газа. Результаты гидравлических расчетов системы сбора и транспорта газа месторождения Янгиказган показывают, что скорость потока газа в газопроводе-коллекторе «Янгиказган - УППГ «Янгиказган»» (составной условный диаметр- Ду 273/219/159 mm) протяженностью 17,0 km достигает 16,4 m/s, что значительно превышает нормативное значение.

Также у существующего газопровода-коллектора «Янгиказган – УППГ «Янгиказган»» значительно превышен нормативный срок эксплуатации (13 лет), что негативно сказывается на пропускной способности газопровода.

Во исполнение постановления Президента Республики Узбекистан ПП№-2822 «Об утверждении Программы по увеличению добычи углеводородного сырья на 2017-2021 годы» [2] рекомендуется строительство нового газопровода - коллектора «Янгиказган – УППГ

«Янгиказган»» диаметром 325 mm и протяженностью 17,0 km взамен существующего, с учетом подключения месторождения Ёркин и дополнительного бурения скважин с увеличением добычи природного газа по сравнению с фактическим показателем.

Строительство нового газопровода-коллектора «Янгиказган – УППГ «Янгиказган»» взамен существующего газопровода-коллектора (при предоставлении дефектного акта и соответствующих решений АО «Узнефтегаздобыча»), позволит уменьшить потери давления на гидравлические сопротивления, приведя скоростной режим потока газа к нормативному значению.

На основе результатов гидравлических расчетов систем сбора и транспорта газа составлен график пропускной способности существующих и проектных газопроводов при различных условиях. При расчете скорость потока газа строго регламентирована нормативным документом, т.е. при всех расчетах скорость потока принята до 10 m/s для природных газов с содержанием в нем сероводородных соединений.

Результаты гидравлических расчетов позволяют определить аварийные участки в системе сбора и транспорта газа и на их основе предложить рекомендации по строительству лупингов и замене трубопроводов с завышенным сроком эксплуатации, а также по строительству новых газопроводов, позволяющих обеспечить непрерывный сбор и транспорт газа по внутрипромысловым газопроводам ООО «Газлинефтегаздобыча».

Литература

1. Отчет по теме «Определение сырьевой базы ООО «Газлинефтегаздобыча» с учетом строительства УППБС на СОУ «Учкыр», предусматривающей ее стабильное обеспечение до 2032 года» от 28.03.2018г. АО «O'ZLITINEFTGAZ».

2. Постановление Президента Республики Узбекистан ПП№-2822 от 09.03.2017 г. «Об утверждении Программы по увеличению добычи углеводородного сырья на 2017-2021 годы».

Период падающей добычи разработки газоконденсатных месторождений

А.Р. Ли

В теории и практике разработки месторождений природного газа различают: I - период нарастающей добычи; II - период постоянной добычи; III - период падающей добычи. Эти периоды характерны в основном для средних, крупных и уникальных по запасам месторождений, служащих источником дальнего газоснабжения. Небольшие по запасам месторождения часто сразу разрабатываются с периода постоянной добычи газа, обычно небольшого по продолжительности. При разработке таких месторождений основным может оказаться период падающей добычи газа. Встречаются случаи, когда месторождению присущ только период падающей добычи или имеют место периоды нарастающей и падающей добычи.

При нарастающей добыче газа осуществляется разбуривание месторождения, обустройство промысла и вывод месторождения на постоянную добычу газа. Этот период связан также с вводом в эксплуатацию линейных компрессорных станций по трассе магистрального газопровода. В период постоянной добычи в ряде случаев отбирается около половины начальных запасов газа месторождения. Этот период продолжается до тех пор, пока дальнейшее разбуривание месторождения или наращивание мощности дожимной компрессорной станции становится нецелесообразным, т.е. экономически неоправданным. Период постоянной добычи продолжается до суммарного отбора из месторождения около 60-70 % запасов газа и более (с начала разработки).

Для периода падающей добычи газа характерно практически неизменное (или уменьшающееся в связи с обводнением) число добывающих скважин. Не исключено, что в некоторых случаях объем потребления и ресурсы газа в данном районе обусловят ввод в эксплуатацию определенного числа скважин. Однако эти скважины лишь в некоторой

степени позволят поддерживать на более высоком уровне падающую добычу газа. Этот период продолжается до достижения минимального рентабельного отбора из месторождения.

Различие в характерах изменения основных показателей разработки для отмеченных периодов определяется в основном изменением во времени темпов отбора газа из месторождения. Кроме того, на показатели разработки может значительно влиять режим месторождения. Всем отмеченным периодам присуще уменьшение во времени дебитов скважин, среднего пластового и забойного давлений. Следствие этого - увеличение во времени необходимого числа скважин в I и II периоды и уменьшение добычи газа из месторождения в III период разработки. Ухудшение экономических показателей добычи газа связано с увеличением числа скважин, вводом в эксплуатацию и увеличением потребной мощности дожимной компрессорной станции и установок искусственного холода, а также снижением отбора газа из месторождения (в период падающей добычи).

В период падающей добычи газа увеличивается число обводненных и выбывших из эксплуатации скважин, возрастает фонд скважин с обводненной продукцией. В условиях низких пластовых давлений затрудняется удаление конденсационной и пластовой жидкостей с забоев скважин, капитальный ремонт, вскрытие и освоение продуктивного пласта. Газопромысловое оборудование (шлейфы, теплообменники, сепараторы) и НКТ могут забиваться плотными осадками солей.

При разработке месторождения различают также периоды без компрессорной и компрессорной эксплуатации. Эти периоды, характерны для месторождений, служащих источником дальнего газоснабжения. В настоящее время для дальнего транспорта газа используются трубы большого диаметра, рассчитанные на рабочее давление 5,5 МПа. Поэтому газ, поступающий с промысла на прием магистрального газопровода, должен иметь давление 5,5 МПа, а на входе УКПГ 7,5 МПа для обеспечения условий подготовки газа. подготовки газа. Опыт разра -

разработки месторождений Узбекистана с расположением в конце системы сбора газа или вход УКПГ (ГКМ Зеварды, Памук, Алан, Шуртан и др.), технико-экономические расчеты свидетельствуют о целесообразности подачи газа в магистральный газопровод даже при давлении на приеме ДКС 0,15-0,20 МПа и менее.

Для повышения эффективности показателей рассмотрим систему расположения компрессоров на устье скважин с обеспечением давления на выходе компрессора необходимыми условиями подачи газа по шлейфам и газосборным сетям в конце системы или на входе УКПГ.

Решая систему уравнений дебита скважины, компремирования газа и уравнения гидравлики системы сбора можно определить оптимальный режим работы системы в общем.

Уравнение притока реального газа к скважине по двучленному закону фильтрации имеет вид:

Дебит газа определяется по скважине $Q_{см}$, $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$, по формуле[2]:

$$Q_{см} = \frac{- a M_{ср}^* z_{ср} + \sqrt{(a M_{ср}^* z_{ср})^2 - 4(b z_{ср} + \Theta) (p_{вн}^2 e^{2s} - p_{пл}^2)}}{2(b \cdot z_{ср} + \Theta)} \quad (1)$$

где a – коэффициент фильтрационного сопротивления пласта (вязкостная составляющая фильтрационного сопротивления);

b – коэффициент фильтрационного сопротивления (инерционная составляющая фильтрационного сопротивления);

$\mu_{ср}^*$ – вязкость газа относительная;

$z_{ср}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа;

$Q_{см}$ – дебит газа по скважинам, $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$;

$p_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

где λ – безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр фонтанных труб (эксплуатационных колонн), см;

$Q_{см}$ – дебит газа при 20 0С и 760 mm Hg., $1 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$.

p_6 – буферное давление, МПа;

T_{cp} – средняя температура в скважине, К;

z_{cp} – коэффициент сверхсжимаемости газа при p_{cp} и T_{cp}

Средняя температура в скважине T_{cp} , К, определяется по формуле

$$T_{cp} = \frac{(T_3 - T_6)}{\ln \frac{T_3}{T_6}} \quad (2)$$

где T_6, T_3 – соответственно буферная и забойная температура, К.

$$T_6 = 273,15 + T_6; \quad T_3 = 273,15 + T_3$$

где T_6, T_3 – соответственно буферная и забойная температура, °С.

Коэффициент сопротивления Θ , [$\text{МПа} \cdot \text{д} / 1 \cdot 10^3 \text{ м}^3$], определяется по формуле:

$$\Theta = 1,377 \cdot \lambda \frac{z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2}{d_{вн}^5} (e^{2S} - 1) \quad (3)$$

Коэффициент S определяется по формуле

$$S = 0,03415 \frac{\bar{p}L}{z_{cp}T_{cp}} \quad (4)$$

где L – глубина скважины, м;

\bar{p} – относительная плотность газа, определяется по формуле:

$$\bar{p} = \frac{p_r}{p_{возд}} \quad (5)$$

где p_r – плотность газа, $\text{kg}/\text{м}^3$; $p_{возд}$ – плотность воздуха, $\text{kg}/\text{м}^3$

Коэффициент сверхсжимаемости газа z

По z_{cp} определяют S.

Анализ уравнения показывает, что при снижении давления на устье скважин увеличивается дебит скважин и в общем, добыча газа на газоконденсатном месторождении, то есть чем ближе устанавливается компрессор к устью скважины, тем больше будет добыто газа. Но с другой стороны, увеличивается число устанавливаемых компрессоров, увеличивается мощность, необходимая на единицу перекачиваемого газа, а также расход топливного газа, то есть увеличиваются капитальные затраты на обустройство месторождения. Давление на устье определяется условиями подачи газа по шлейфам газосборных сетей на

установки комплексной подготовки газа, необходимо ввести дожимные компрессоры.

Таким образом, в начальные годы разработки месторождения пластовое давление бывает достаточным для внутривнепромысловой транспортировки газа, обработки и подачи его на прием магистрального газопровода с требуемым давлением. Снижение пластового давления с определенного момента приводит к необходимости ввода в эксплуатацию установок искусственного холода или перехода к иным методам обработки газа. Затем вводится в эксплуатацию дожимная компрессорная станция (ДКС). Рассмотрение работы ДКС необходимо потому, что время ее ввода в эксплуатацию, изменение ее мощности во времени связаны с выбираемыми и реализуемыми системами разработки месторождения и обустройства промысла. К тому же технико-экономические показатели работы ДКС влияют на показатели разработки месторождения в целом.

УДК 338.45:665.6

Состояние и перспективы развития нефтепереработки в Республике Узбекистан

Д.М. Хакбердиев, д.ф.т.н. Э.Э. Сайдахмедов

Современная нефтегазовая промышленность Узбекистана является одной из крупнейших отраслей экономики нашего государства, его важнейшей энергетической базой.

Безусловно, одной из стратегических задач, поставленных перед нефтепереработкой, является обеспечение реконструкции действующих технологических процессов переработки углеводородного сырья, а также создание новых технологических мощностей, позволяющих обеспечить полное удовлетворение потребностей республики собственными нефтепродуктами и доведение качества выпускаемой продукции,

не уступающего мировому уровню, а также повышение экспортного потенциала страны.

Для решения этих задач в АО «Узбекнефтегаз» были реализованы крупные проекты по реконструкции Ферганского НПЗ со строительством комплекса гидроочистки дизельной фракции от серы и модернизации ряда других технологических установок, а также созданию новейшего современного нефтеперерабатывающего завода в Бухарской области, спроектированного и построенного на основе самых последних достижений науки и техники в области нефтепереработки, с использованием лицензионных технологий ведущих мировых компаний «Текнип» (Франция), «Мерикем» (США), «ДжейДжиЭф» (Япония), «Компримо» (Голландия).

Благодаря этому в настоящее время в республике действуют Ферганский и Бухарский нефтеперерабатывающие заводы с суммарной мощностью более 10 млн. тонн в год, способные обеспечить выпуск свыше 75 наименований различных видов нефтепродуктов.

Наряду с ними в годы независимости были построены и пущены в эксплуатацию два совместных предприятия с участием иностранных инвесторов – СП «Джаркурганнефтепереработка», специализирующийся на переработке тяжелых нефтей Сурхандарьинских месторождений и СП ООО «Uz-Prista Recycling», запущенный в мае 2016 года завод по переработке отработанных масел.

Таким образом в АО «Узбекнефтегаз» решена основная задача по созданию альтернативных мощностей нефтепереработки.

Ферганский НПЗ был введен в эксплуатацию в 1959 году, топливно-масляного направления переработки. На заводе имеется 47 технологических установок по производству широкого ассортимента нефтепродуктов, включая моторные топлива различного ассортимента, смазочные масла, нефтяные битумы, парафины, растворители и др.

В состав Ферганского НПЗ входит Алты-Арыкское топливное производство, ориентированное в основном на производство компонентов топлив.

Бухарский НПЗ построен и введен в эксплуатацию в 1997 году консорциумом во главе с компанией TECHNIP (Франция), имеет однопоточную конфигурацию, включающую установки атмосферной дистилляции, гидроочистки прямогонной нефти каталитического риформинга тяжелой нефти и гидроочистки дизельного топлива, демеркаптанизации керосиновой фракции и др. с мощностью по переработке в год 2,5 млн. тонн сырья. Основная продукция завода: бензин автомобильный, топливо для реактивных двигателей ТС-1, топливо авиационное для газотурбинных двигателей марки Джет А-1, топливо дизельное, газ углеводородный сжиженный, топливо нефтяное мазут, растворитель углеводородный, керосин технический, керосин осветительный, сера техническая.

В составе СП «Джаркурганнефтепереработка» действует технологическая линия, введенная в эксплуатацию в 2005 г., которая обеспечивает производство окисленных дорожных битумов, а также прямогонного бензина, дизельного топлива, печного топлива.

На заводе по переработке отработанных масел СП ООО «Uz-Prista Recycling» предусмотрена переработка более 40 тыс. тонн отработанных технических масел и производство более 39 тыс. тонн товарной продукции, в том числе базовых масел, легких дистиллятов – компонента печного топлива и тяжелых дистиллятов - гудронов.

В соответствии с концепцией дальнейшего развития нефтепереработки Узбекистана модернизация будет направлена на углубление переработки нефтяного сырья с целью максимального извлечения ценных компонентов и фракций, улучшения качества и расширения ассортимента выпускаемой продукции, а также поиск и вовлечение в производство альтернативных видов энергоресурсов для расширения производства моторных топлив, смазочных масел и других видов нефтепродуктов.

В тоже время с ужесточением требований к экологическим характеристикам вырабатываемых моторных топлив и смазочных материалов,

а также с целью углубления переработки нефти предполагается модернизация Ферганского НПЗ, в результате которой должны обеспечиваться производство моторных топлив, отвечающих требованиям Евро 5; высокий показатель глубины переработки нефтяного сырья и, прежде всего за счет большего отбора моторных топлив, улучшение качества выпускаемых смазочных масел, соответствие вырабатываемой продукции международным стандартам, в том числе требованиям экологической безопасности, вызванным с необходимостью уменьшения загрязнения и выбросов вредных веществ при использовании нефтепродуктов. Предполагается установка по производству высококачественных базовых масел группы II и группы III с использованием технологий гидроподготовки рафинатов (РНТ), селективной депарафинизации и гидрофинишинга.

Необходимость модернизации существующих мощностей Бухарского НПЗ обусловлено ужесточением международных стандартов к выбросам вредных веществ в окружающую среду и качеству топлива, что требует доведения очистки нефтепродуктов от соединений серы, бензола и ароматических углеводородов до требований Евро-4 и Евро-5, а также повышения эффективности основного технологического оборудования с учетом внедрения современных технологий глубокой переработки мазута для получения дополнительных светлых нефтепродуктов, обеспечивая их выход до 92 % от объема исходного сырья.

С учетом изложенного, предлагается поэтапная модернизация Бухарского НПЗ с повышением качества готовой продукции и увеличением глубины переработки жидких углеводородов с 77 % до 95 %.

Принимая во внимание необходимость непрерывности действующего производства БНПЗ, модернизацию предлагается осуществить в два этапа.

На I - этапе предусматривается модернизация действующих техно-логических линий с установкой дополнительного оборудования, направленного на повышение качества продукции, модернизация уста-

новки гидроочистки газойля, что позволит снизить содержание серы и ее соединений в товарной продукции в 50 раз (с 0,05 % до 0,001 %), строительство новых установок гидроочистки и изомеризации нефти, что позволит увеличить октановое число в легких фракциях нефти с 60 до 92, а также сократить долю бензола и ароматических углеводородов в бензине с 45% до 30%.

Реализация I - этапа позволит полностью отказаться от производства автобензина АИ-80 и соответственно увеличить на 630 тыс. тонн выпуск востребованных марок автобензина АИ-91 и АИ-95, соответствующих нормам Евро-4 и Евро-5.

На II - этапе предлагается глубокая модернизация производства путем строительства установки каталитического крекинга мазута.

Указанная технология обеспечивает повышение глубины переработки нефти в светлые нефтепродукты до 96 % за счет переработки мазута на основе цеолитовых катализаторов с дополнительным производством бензина и дизельного топлива.

Реализация проекта предлагается в сотрудничестве с ведущими компаниями, обладающими данной технологией: «ЮОП» (США), «Шелл» (Великобритания), «Эксон Мобил» (США), «КейБиАр» (США), «Аксенс» (Франция) и «АйЭфПи» (Франция).

Модернизация технологической линии СП «Джаркурган-нефтепереработка» предполагает расширение существующего производства до 250 тыс. тонн в год по сырью с установкой блока «ЭЛОУ-АВТ-Битум», организацию вторичной переработки в том числе, строительство технологического блока гидроочистки и каталитического риформинга прямогонного бензина, блока гидроочистки дизельного топлива с блоком аминовой очистки газов и установкой получения элементарной серы в гранулированном виде.

Одним из стратегических проектов, реализуемых согласно Постановлению Президента Республики Узбекистан № ПП-2949 от 3 мая 2017 года, является реализация инвестиционного проекта «Строительство

нефтеперерабатывающего комплекса в Джизакской области» с производственной мощностью по переработке завозимого углеводородного сырья в объеме 5 млн. тонн в год.

АО «Узбекнефтегаз» для нового Джизакского НПК выбрала конфигурацию переработки нефти путем гидрокрекинга, так как она считается более универсальной для удовлетворения прогнозируемого спроса на нефтепродукты в регионе, а также возможного расширения производства смазочных материалов в будущем.

Проект предусматривает получение следующих основных видов продукции: автомобильные бензины, авиакеросин, дизельное топливо, сжиженные углеводородные газы, сера, нефтебитум и др.

Помимо строительства новой и осуществления модернизации действующих мощностей НПЗ немаловажной остается задача увеличения объемов выработки нефтепродуктов и улучшения их качества. В этом направлении большая роль отводится проекту строительства завода по производству синтетического жидкого топлива (GTL) на базе очищенного метана Шуртанского ГХК. Реализация проекта позволит увеличить объемы производства экологически чистых синтетического дизельного топлива, нефти, авиакеросина и сжиженного углеводородного газа с применением процесса GTL. Предполагается из 3,5 млрд м³ очищенного метана получать более 860 тыс. тонн дизельного топлива, более 300 тыс. тонн авиакеросина, до 400 тыс. тонн нефти. Реализация проекта позволит не только расширить возможности обеспечения республики нефтепродуктами, но и существенно уменьшить воздействие на окружающую среду вредных выбросов, так как синтетическая продукция, производимая с использованием технологии GTL, не содержит ароматических углеводородов, серы и азота, являющимися главными источниками образования вредных выбросов в окружающую среду. Другое направление для АО «Узбекнефтегаз» это вовлечение в топливно-энергетический баланс республики альтернативного сырья

для выработки нефтепродуктов. В рамках проекта «Организация производства по комплексной переработке горючих сланцев в нефтепродукты на сырьевой базе месторождения Сангрунтау (Навоийская область)» предполагается строительство сланцеперерабатывающего завода, предназначенного для получения востребованных на рынках энергоносителей жидких и газообразных топлив с учетом извлечения металлов. Товарной продукцией завода, вырабатываемой из получаемой сланцевой смолы, являются жидкие топлива (фракции): сырой сланцевый бензин, дизельное и газотурбинное топливо (средние фракции), тяжелое масло, которое можно использовать для производства битумов. Образующиеся в процессе переработки горючие газы и избыточное тепло утилизируются с использованием электрогенерирующего источника - теплоэлектростанции (ТЭС).

Таким образом, дальнейшее развитие нефтеперерабатывающей отрасли связано с реконструкцией, модернизацией а дальнейшим развитием систем переработки нефти действующих технологических процессов, строительством новых производственных объектов на основе безотходных, экологически чистых технологий, а также с учетом реализации проектов по переработке альтернативных источников сырья с получением дополнительных компонентов для производства нефтепродуктов, что позволит обеспечить повышение эффективности и рациональное использование нефтяных сырьевых ресурсов Узбекистана, повышение глубины отбора ценных нефтепродуктов, обеспечение качества продукции в соответствии с современными международными требованиями, в том числе экологическими.

Пути решения инновационных задач по формированию устойчивого развития сырьевого баланса энергоносителей

д.ф.т.н. Э.Э. Сайдахмедов, к.т.н. Р.У. Шафиев

Республика Узбекистан после обретения независимости уделяет особое внимание энергетической безопасности. В частности нефтегазовая отрасль и его флагман АО «Узбекнефтегаз» из сырьевой направленности была переориентирована на глубокую переработку нефти и природного газа с получением продукции с высокой добавленной стоимостью. В нефтегазовую сферу в результате продуманной энергетической политики Республики Узбекистан были привлечены иностранные инвестиции. Это позволило осуществить модернизацию: Ферганского нефтеперерабатывающего завода (ФНПЗ), Мубарекского газоперерабатывающего завода (МГПЗ), головных сооружений Шуртан и эффективно освоить новые месторождения нефти и газа; построить Кандымский газоперерабатывающий комплекс (КГПК), газохимические комплексы в Шуртане (ШГХК) и Устюрте (УГХК), а также нефтеперерабатывающие заводы в Караулбазаре (Бухарский НПЗ) и Джаркургане (ДНПЗ) и другие производства. На очереди реализация проектов: завод GTL по выпуску синтетических жидких нефтепродуктов из метана; Джизакский нефтеперерабатывающий комплекс (ДНПК).

Сырьевые ресурсы углеводородов (природный газ, нефть, уголь) еще долгое время в обозримом будущем будут играть существенную роль в энергетическом балансе стран мира, однако из-за исчерпаемости, со временем, потребуются их частичная или полная замена. На первый план в этих условиях выступает энергосбережение и ресурсосбережение с частичной или полной модернизацией существующих производств с использованием современных технологий, машин, механизмов и материалов при одновременном решении задач по использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

На диаграмме (рис. 1) приведена фактическая ситуация в энергетическом балансе Узбекистана по данным [1]. Как видим, потребляются исключительно традиционные энергоносители, а использование ВИЭ только набирают темп – в основном это солнечная энергия, биогаз и ветровая энергия. В мире ВИЭ генерируют около 13 % потребляемой энергии, доля ископаемых источников энергии составляет 81 % и атомной около 6 %. В таблице 1 дана перспектива по Узбекистану в использовании альтернативных и возобновляемых источников энергии.

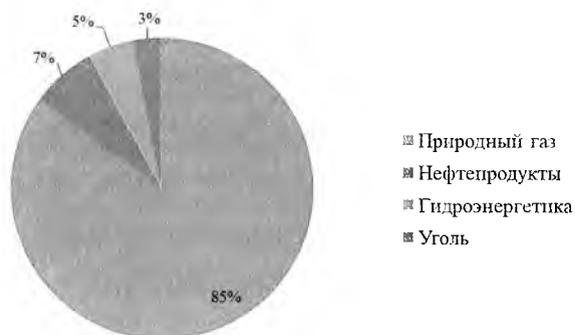


Рис. 1. Диаграмма энергетического баланса Узбекистана за 2013 г.

Переход на применение ВИЭ для Узбекистана позволит в эквиваленте экономить ежегодно по 20 млрд. м³ природного газа в период 2030-50гг. Это в свою очередь будет способствовать устойчивости в работе нефтегазохимических комплексов страны.

Таблица 1 – Перспективы по Узбекистану в использовании альтернативных и возобновляемых источников энергии

Наименование	Мировой уровень производства энергоносителей	Потенциал Узбекистана на период 2030-50гг.	Высвобождение традиционных энергоносителей в Узбекистане
Солнечная энергия	756 ГВт	Тепло и энерго обеспечение зданий	7,2 млрд. м ³ газа
Атомная энергетика	11% от вырабатываемой электроэнергии	Намерение построить АЭС мощность 2*1200 МВт	3,7 млрд. м ³ газа
Биоэнергетика (этанол+ биодизель)	120,8 млн. т	Растительная масса, бытовые отходы	8,9 млрд. м ³ газа

Рассмотрим, какие резервы имеются в Узбекистане собственно по выработке и при использовании углеводородов.

1. Подземные «потери» нефти

Еще в середине XX века М. Маскет [2] обратил внимание на несовершенство разработки месторождений нефти и газа и предлагал возвращаться к пластам ранее разрабатывавшихся менее эффективно, применяя на них вторичные методы добычи. В Узбекистане показатель коэффициента извлечения нефти (КИН) в среднем по разрабатываемым месторождениям имеет величину 32,4 % [3]. Увеличение КИН на 1 % эквивалентно дополнительной добыче 1 млн. тонн жидких углеводородов. Резервы Узбекистана в целом можно оценить цифрами в увеличении КИН от 3 до 10 %, то есть на базе огромного практического материала и его интерпретации выдать нетривиальные решения которые позволят добыть из действующих месторождений до 10 млн. тонн нефти и конденсата дополнительно к утвержденным и принятым вариантам проектов разработки. Для этого требуется комплексный подход к разработке каждого месторождения с обязательным рассмотрением вариантов применения инновационных технологий добычи углеводородов.

2. Горючие сланцы

Горючие сланцы - тонкозернистые осадочные породы, внешне напоминающие уголь и содержащие битуминозный материал (кероген). Кероген имеет по преимуществу водорослевое происхождение и представляет собой смесь высокомолекулярных соединений сложного строения. Он богат водородом и по его содержанию ближе к нефти, чем к углю.

Запасы горючих сланцев в Узбекистане достаточны для его переработки. На протяжении последних 10 лет проведена определенная проработка данного вопроса, включая геологические изыскания и пути рациональной ее добычи и переработки. Имеются соответствующие наработки относительно экономической целесообразности данного проекта, оценка специалистов при реализации проекта показывают вы -

работку 0,2-1,0 млн. тонн углеводородного сырья для нефтепереработки и нефтехимии.

Препятствия на пути реализации проекта сводятся к следующим:

- нет опыта шахтного способа разработки полезных ископаемых в Узбекистане;
- отсутствует производство соответствующего оборудования для добычи и переработки сланцевой породы;
- нет готовых технологических решений по переработке сланцевой нефти в нефтепродукты на существующих установках НПЗ или синтеза новых химических соединений необходимых для ускоренного роста экономики страны.

К настоящему времени остались не решенными организационные вопросы, куда следует отнести:

- обеспечение переработки и утилизации золы (металлургия редкоземельных металлов и строительная индустрия);
- комплекс должен позволять перерабатывать утилизируемый нефтешлам любого происхождения, а также отработанные шины и пластмассы.

Решение проблемы видится в следующих шагах. Необходимо создать самостоятельную структуру в топливном комплексе страны по добыче сланца, придав ей инновационный характер. Возможно создание на ее основе ряда СП с инвесторами-обладателями лицензий в добыче, переработке и нефтехимии горючих сланцев.

3. Модернизация газотранспортной системы (ГТС)

Узбекистан обладает развитой сетью магистральных газопроводов и подземных хранилищ газа [4] соединенных с газовыми сетями Казахстана, Киргизии, Таджикистана, Туркмении (посредством СП «Азия Транс Газ»). Кроме этого имеются коммерческие интересы на спрос природного газа Центральноазиатского региона странами КНР и РФ. Учитывая крупномасштабную реконструкцию ГТС, включающую в себя линейную часть и компрессорные станции, целесообразно рассмот-

реть отдельным этапом задействие в ней бездействующих и новых ПХГ. Помимо используемых Газлийского ПХГ и Ходжаабадского ПХГ предлагается на паритетной основе (Казахстана, Киргизии, Таджикистана, КНР, РФ и других) восстановить два ПХГ «Полторацкое» и «Северо-Сохское», а также создать новую ПХГ в Сурхандарье (ориентировочно на 0,3-0,5 млрд. активного газа) с направленностью на развитие индустрии региона и экспорт (Таджикистан, Афганистан). Вопрос следует решать продумано и пошагово и здесь требуется договоренность в поставках природного газа, включая Туркмению и Иран. В итоге в выигрыше будут все стороны консорциума.

4. Сокращение потерь и ресурсосбережение

Данный вопрос является ключевым и решающим в увеличении ресурсной базы нефтепереработки.

Рассмотрим и разберемся с терминологией и дадим определения.

Потери нефти и продуктов ее переработки - часть валовой добычи нефти и продуктов ее переработки, не сохраненной и не использованной потребителями.

Для производственного процесса: «Термин ресурсосбережение означает экономию материальных ресурсов в производстве: сокращение потерь материалов и труда в производственном процессе; увеличение выхода конечной продукции из сырья; максимальное использование вторичных ресурсов в производстве».

В общем случае, согласно стандарту [5]: «Ресурсосбережение – деятельность (организационная, экономическая, техническая, научная, практическая, информационная), методы, процессы, комплекс организационно-технических мер и мероприятий, сопровождающих все стадии жизненного цикла продукции, этапы технологического цикла объектов и направленных на рациональное использование и экономное расходование ресурсов».

Более полную трактовку термина ресурсосбережение можно найти у Сотник И.Н. [6], которая привносит эколого-экономической

аспект в проблему: – «Под ресурсосбережением следует понимать научную, производственную, организационную, коммерческую, информационную и иную деятельность, направленную на обеспечение минимального расхода вещества и энергии на всех стадиях жизненного цикла в расчете на единицу конечного продукта, исходя из существующего уровня развития техники и технологии и с наименьшим воздействием на человека и природные системы».

Таким образом, сокращение потерь приводит к ресурсосбережению, а технология, применяемая в этих целях должна максимально охватывать весь комплекс проблем связанных с эффективностью. Далее, следует уяснить, на какой стадии жизненного цикла ресурса происходят потери, и в какой степени можно достичь эффекта от его сокращения. Здесь уместно дать выдержку из статьи [7]: - Классификация эффектов по стадиям жизненного цикла важно для формирования стратегии ресурсосбережения, поскольку позволяет определить круг отраслей и сфер деятельности, характеризующих объекты потребляющие ресурс на каждой стадии. Именно на данную классификацию опирается государственная политика ресурсосбережения развитых стран, предусматривающая, в первую очередь, стимулирование реализации ресурсосберегающих проектов в сфере общественного потребления как наиболее эффективных. Ориентировочные значения межстадийных эффектов в зависимости от стадии жизненного цикла ресурса, на которой осуществляется ресурсосбережение, представлены в таблице 2.

Рациональное использование нефти и продуктов ее переработки с учетом жизненного цикла ресурса для всех видов потерь видится в их сокращении, то есть в обеспечении сбережения сырьевых ресурсов. Если учесть, что в среднем от 2 до 5 % добытой нефти в итоге теряется до его полного использования потребителем, а это более 100 тыс. тонн ежегодно, то станет понятным эффективность мер, направленных на сокращение потерь.

*Таблица 2 – Ориентировочные значения межстадийных эффектов в зависимости от стадии жизненного цикла ресурса, на которой осуществляется ресурсосбережение

№	Стадия жизненного цикла ресурса	Значение межстадийного эффекта, %
0**	<i>Разработка месторождений нефти и газа</i>	<i>Недоизвлечение нефти и конденсата в силу неэффективной технологии или экономических проблем (3-10% от валовой добычи ресурса)</i>
1	Добыча исходного сырья	5-10
2	Переработка исходного сырья	7-15
3	Производство ресурса	25-40
4	Потребление ресурса	45-70
5	Транспортировка ресурса	5-10
6	Хранение ресурса	2-7
7	Утилизация ресурса	до 5

* - данные И.Н. Сотник [7]; ** - строка добавлена авторами статьи

В настоящее время ресурсосбережение рассматривается по объектно с локальными решениями. На современном этапе развития общества требуется активное внедрение синергетических методов управления и комплексный подход в создании технико-технологических решений.

На наш взгляд комплексность в решении задач сбережения углеводородного сырья при формировании устойчивого развития сырьевого баланса энергоносителей обеспечат следующие меры:

- практиковать комплексность разработки подземной части нефтегазовых месторождений с обеспечением высоких коэффициентов извлечения нефти, природного газа и конденсата;

- в проектах разработки месторождений нефти и газа рассматривать современные эффективные технологии извлечения трудноизвлекаемых запасов, включая увеличение добычи высоковязкой нефти;

- модернизацию ГТС рассматривать в комплексе с приращением активного объема ПХГ в 2-3 раза за счет использования новых хранилищ и реконструкцией действующих;

- на постоянной основе выполнять мероприятия по герметизации емкостного оборудования с улавливанием продуктов испарения углеводородов;
- обеспечить поэтапное внедрение утилизации не менее 90% нефтяного газа месторождений и факельного газов низкого давления нефтегазовых производств;
- возврат уловленной нефти при очистке сточных вод и зачистке РВС и технологических аппаратов при ремонте;
- на нефтеперерабатывающих производствах активно проводить работы по модернизации производства с применением энергоэффективных технологий;
- обеспечить полноценный сбор отработанных масел для их регенерации и восстановления для повторного применения;
- отработанные автомобильные шины, полиэтилен и пластмасса бытовых отходов предлагается централизованно подавать на переработку в перспективе на сланцевый завод;
- нефтешлам разного происхождения предлагается централизованно подавать на переработку в перспективе на сланцевый завод.

Литература

1. «К устойчивой энергии: Стратегия низко-углеродного развития Республики Узбекистан». ПРООН и Министерство экономики Республики Узбекистан, Ташкент 2015г.
2. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 606 с. Сокращенный перевод с англ. М.А. Греймана // PHYSICAL PRINCIPLES OF OIL PRODUCTION, by Morris Muskat, Ph.D., First Edition, NEW YORK TORONTO LONDON MCGRAW-HILL BOOK COMPANY, INC 1949.
3. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Агзамов А.А. Об одной проблеме извлечения остаточных запасов истощенных залежей нефти. Материалы

Республиканской научно-технической конференции «Переработка нефти и газа, альтернативное топливо» Ташкент, 24-25 ноября 2016. С 3-5.

4. Шевцов В.М. Направления инноваций в добыче газа. Материалы Республиканской научно-технической конференции «Инновационные технологии освоения месторождений нефти и газа» Ташкент, 23-24 ноября 2017. С 88-90.

5. ГОСТ 30166-2014 Ресурсосбережение. Основные положения.

6. Эколого-экономические основы ресурсосбережения. Монография / Под ред. канд. экон. наук, доц. И.Н. Сотник. – Сумы: ИТД «Университетская книга», 2006. – ISBN 966-680-247-3. – 229 с.

7. Сотник И.Н., Систематизация экономических категорий ресурсосбережения как предпосылка развития ресурсосберегающих процессов. Журнал - Механизм регулирования экономики, 2005, № 2, Сумской государственной университет, С. 28-45.

УДК 621.438

Повышение энергоэффективности на ООО «Мубарекский ГПЗ»

И.А. Миркабилов, Ш.Н. Дадабаев

Во исполнение постановления президента ПП-3012 от 26.05.2017г. «О программе мер по дальнейшему развитию возобновляемой энергетики, повышению энергоэффективности в отраслях экономики и социальной сфере на 2017 – 2021 годы» в республике ведутся работы по данному направлению. В настоящее время разрабатывается бизнес-план по возможности вырабатывать электроэнергию из альтернативных источников на ООО «Мубарекский ГПЗ». На заводе можно установить паровые турбины в существующий цех № 15 (котельная № 2) и вырабатывать электроэнергию.

Котельная № 2 (К-2) цеха № 15 введена в эксплуатацию в 1980 г.

К-2 предназначена для выработки перегретого пара для нужд Муба-

рекского газоперерабатывающего завода [1], производительностью 450 т/ч, (каждый котловой агрегат по 75 т/ч) давлением 3,9 МПа, температурой 440 °С. Пар с паропроводов подается на технологические нужды УППБС. Давление пара контролируется манометрами по месту и снижается до 1,2 МПа, температурой 200 °С [2].

Перегретым называется пар, температура которого выше температуры насыщения при этом же давлении. Пар, вырабатываемый в котельной, является также перегретым и поэтому требует особых мер предосторожности при выработке и транспортировке. Для транспортировки перегретого пара должны применяться трубопроводы, удовлетворяющие требованиям безопасной эксплуатации [3].

В паровых турбинах пар, образующийся в паровом котле, под высоким давлением поступает на лопатки турбины. Турбина совершает обороты и вырабатывает механическую энергию, используемую генератором. Генератор производит электричество.

В зависимости от характера теплового процесса паровые турбины подразделяются на три группы: конденсационные, теплофикационные и турбины специального назначения. По типу ступеней турбин они классифицируются как активные и реактивные.

Конденсационные паровые турбины служат для превращения максимально возможной части теплоты пара в механическую работу. Они работают с выпуском (выхлопом) отработавшего пара в конденсатор, в котором поддерживается вакуум (отсюда возникло наименование).

Схема работы конденсационной турбины приведена на рисунке 1.

Свежий (острый) пар из котельного агрегата (1) по паропроводу (2) попадает на рабочие лопатки паровой турбины (3). При расширении кинетическая энергия пара превращается в механическую энергию вращения ротора турбины, который расположен на одном валу (4) с электрическим генератором (5). Отработанный пар из турбины направляется в конденсатор (6), в котором, охладившись до состояния воды путём

теплообмена с циркуляционной водой (7) пруда-охладителя, градирни или водохранилища, по трубопроводу (8) направляется обратно в котельный агрегат при помощи насоса (9).

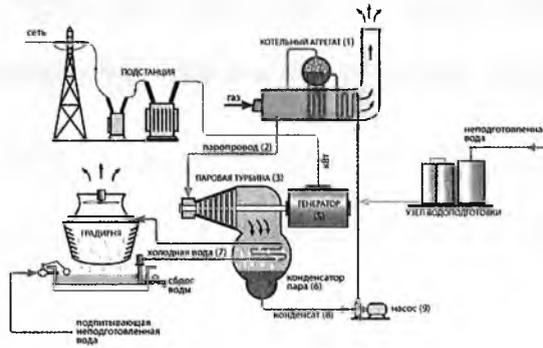


Рис. 1. Схема работы конденсационной турбины.

Конденсационные турбины бывают стационарными и транспортными.

Стационарные турбины изготавливаются на одном валу с генераторами переменного тока. Такие агрегаты называют турбогенераторами. Тепловые электростанции, на которых установлены конденсационные турбины, называются конденсационными электрическими станциями (КЭС). Основным конечным продуктом таких электростанций - электроэнергия. Лишь небольшая часть тепловой энергии используется на собственные нужды электростанции и, иногда, для снабжения теплом близлежащего населённого пункта. Доказано, что чем больше мощность турбогенератора, тем он экономичнее, и тем ниже стоимость 1 кВт установленной мощности. Поэтому на конденсационных электростанциях устанавливаются турбогенераторы повышенной мощности.

Частота вращения ротора стационарного турбогенератора связана с частотой электрического тока 50 Герц, то есть на двухполюсных генераторах 3000 оборотов в минуту, на четырёхполюсных соответственно 1500 оборотов в минуту. Частота электрического тока вырабатываемой энергии является одним из главных показателей качества отпускаемой электроэнергии. Современные технологии позволяют поддерживать частоту вращения с точностью до трёх оборотов. Резкое паде-

ние электрической частоты влечёт за собой отключение от сети и аварийный останов энергоблока, в котором наблюдается подобный сбой.

В зависимости от назначения паровые турбины электростанций могут быть базовыми, несущими постоянную основную нагрузку; пиковыми, кратковременно работающими для покрытия пиков нагрузки; турбинами собственных нужд, обеспечивающими потребность электростанции в электроэнергии. От базовых требуется высокая экономичность на нагрузках, близких к полной (около 80 %), от пиковых - возможность быстрого пуска и включения в работу, от турбин собственных нужд - особая надёжность в работе.

Согласно предварительным расчетам реализация данной инновационной работы позволит вырабатывать до 8 МВт электроэнергии.

Литература:

1. Постоянный технологический регламент на эксплуатацию котельной № 2 (К-2) цеха № 15 TR 00153293–15:2018
2. ТЭО «Модернизация действующих установок УППБС-1,2,3 ниток ООО «Мубарекский ГПЗ»», Ташкент, 2018 г.
3. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, утвержденные приказом ГИ «Саноатконтехназорат» № 199 от 06.07.2010 г.

УДК 665.632.013

Утилизация малосернистых кислых газов, сжигаемых на факелах низкого давления на ООО «Мубарекский ГПЗ»

Б.Н. Кенжаев, Ш.Н. Дадабаев, У.С. Усманов

ООО «Мубарекский ГПЗ», введенный в эксплуатацию в 1972 г. - это основное предприятие газопереработки Республики Узбекистан, производящее товарный газ, сжиженный газ, газовый конденсат и побочный продукт - серу.

В процессе переработки природного газа при нормальных режимах работы на сероочистных установках (СОУ) извлекаются малосернистые и высокосернистые кислые газы. Высокосернистые кислые газы подаются на установки получения элементарной серы. Основной объем малосернистых кислых газов направляется на факелы низкого давления для сжигания. Остальная часть - на установку концентрирования малосернистых кислых газов.

На факелы низкого давления, помимо кислых газов с малосернистых СОУ, поступают экспанзерные газы СОУ, газы из разделителей установки низкотемпературной сепарации (НТС), газы выветривания установок стабилизации конденсата (УСК) и газы дегазации нестабильных конденсатов от входных сепараторов СОУ.

На факелы высокого давления направляются аварийные сбросы газов от предохранительных клапанов, а также сбросы газов при освобождении аппаратов СОУ, НТС и УСК.

При сжигании факельных газов происходит загрязнение окружающей среды и теряется огромное количество углеводородного топлива.

По месту расположения факельной горелки факельные установки разделяют на высотные и наземные. В высотных факельных установках факельная горелка расположена в верхней части факельной трубы, а продукты сгорания поступают сразу в атмосферу. В наземных установках горелка расположена на небольшом расстоянии от земли, а продукты сгорания отводятся в атмосферу через дымовую трубу.

При выборе типа факельной установки учитывается возможность токсического действия сбрасываемых газов. На ООО «Мубарекский ГПЗ» сбросные кислые газы высокого и низкого давления имеют факелы высотного типа.

При сжигании малосернистых газов в зависимости от полноты сгорания на факеле выделяются в основном такие токсические газы:

- неполное сгорание – сероводород (H_2S), сернистый ангидрид (SO_2), оксиды азота (NO_x), оксид углерода (CO) и углеводороды;

- полное сгорание – SO_2 , NO_x .

В связи с этим стоит вопрос об эффективном способе утилизации малосернистых кислых газов для предотвращения выброса токсических газов.

На ООО «Мубарекский ГПЗ» существуют установки получения элементарной серы (УПС) из высокосернистых (не менее 50 % H_2S) кислых газов. В нашем случае концентрация H_2S в малосернистых кислых газах находится в пределах 1 – 3,5 %.

Химизм процесса Клауса и технология получения серы из высокосернистых кислых газов на ООО «Мубарекский ГПЗ».

Этот метод получения серы основан на частичном окислении сероводорода кислого газа путем сжигания его в недостаточном для полного сгорания количестве воздуха. При этом в топке термического реактора может быть получено до 65 % серы, содержащейся в исходном сероводороде. Дальнейшее извлечение серы производится на катализаторе на каталитических суспензиях и, если необходимо, на установке очистки отходящих газов. Процесс используется при содержании сероводорода в кислом газе 45 - 100 %.

Процесс получения серы из сероводородного газа состоит из двух стадий – термической (900-1050 °С) и каталитической (до 370 °С).

На термической стадии осуществляется высокотемпературное сжигание сероводорода, на каталитической стадии происходит низкотемпературная конверсия сероводорода.

Реакции Клауса:



Высокосернистый кислый газ проходит через сепараторы Е-1,2,3, далее - в реактор генератора РГ, три ступени конденсаторов – генераторов КГ-1,1а,1б, две ступени конверторов К-1,2, две топки-подогревателя ТП-1,1а, сероуловитель СУ и печь дожига ПД. Большая

часть кислого газа для сжигания, поступающего на блок (до 82 %), подается в реактор генератора РГ, часть кислого газа (до 10 % от общего количества) в ТП-1, остальная часть кислого газа (8 % от общего количества) в ТП-1а, воздух для них подается в стехиометрическом соотношении. Топливный газ подается постоянно в печь дожига ПД, а на РГ, ТП-1, ТП-1а - на время пуска.

В период эксплуатации установки, сероводород, присутствующий в составе высокосернистого кислого газа, частично сжигается до сернистого ангидрида. На катализаторах (окиси алюминия) идут реакции между сероводородом и сернистым ангидридом, а также реакции гидролиза образующихся на термической стадии сероокиси СОS и сероуглерода CS₂. В результате реакций температура технологического газа возрастает. Технологические газы охлаждаются питательной водой в конденсаторах-генераторах. За счет переданного тепла в РГ, КГ-1,1а,1б образуется пар для собственных и производственных нужд. Сконденсировавшаяся сера в РГ, КГ-1,1а,1б поступает в подземное серное хранилище. Сероуловитель СУ служит для улавливания капель серы, уносимых газом. Из сероуловителя технологический газ направляется в печь дожига ПД для сжигания остаточного сероводорода до сернистого ангидрида. Температура в печи дожига поддерживается в пределах 500-600 °С. Продукты сгорания выбрасываются в дымовую трубу.

Существуют способы прямого окисления для утилизации мало-сернистых кислых газов с одновременным получением элементарной серы и очисткой технологического газа от токсических веществ.

Суть процесса заключается в проведении реакции взаимодействия сероводорода с кислородом воздуха на специальном катализаторе. Процесс применяется при молярной концентрации сероводорода в кислом газе от 0,1 - 0,5 до 9 %. В случае малых концентраций сероводорода, до 3 %, процесс проводится в 1 ступень, при повышении концентрации количество ступеней увеличивают. Как правило, степень

конверсии сероводорода в серу на установке прямого окисления без доочистки хвостовых газов не превышает 85 %.

Процесс прямого окисления кислого газа применяется на ООО «Шуртанский ГХК» и ООО «Шуртаннефтегаз». Существуют некоторые различия в проведении технологического процесса прямого окисления.

Принцип работы процесса прямого окисления на ООО «Шуртаннефтегаз» и ООО «Шуртанский ГХК».

На ООО «Шуртаннефтегаз» перерабатывается сравнительно концентрированный кислый газ, содержащий в среднем 11,5 % сероводорода. Особенность установки получения серы состоит в том, что она работает в условиях изменяющейся нагрузки по сероводороду.

На ООО «Шуртанский ГХК» перерабатывается концентрированный кислый газ с содержанием сероводорода до 3,0 %. Прямое окисление сероводорода кислородом воздуха осуществляется на поверхности катализатора. Одним из важнейших условий для правильного ведения процесса является соблюдение соотношений реагентов $O_2 : H_2S = 0,5$.

На ООО «Шуртаннефтегаз» процесс осуществляется ступенчато (в три стадии) с постепенным превращением сероводорода и отводом реакционного тепла после каждой ступени процесса в конденсаторы-генераторы с получением насыщенного пара.

Подогрев кислого и технологического газов перед каталитическими ступенями осуществляется в топках-подогревателях за счет их прямого смешения с продуктами сгорания топливного газа. Воздух для окисления сероводорода подается непосредственно в трубопровод кислого газа на входе в реакторы. Для охлаждения газа и конденсации образовавшейся серы технологические газы поступают в конденсаторы-генераторы, в котле вырабатывается насыщенный водяной пар. Технологический газ после конденсатора-генератора поступает в сероуловитель для отделения от брызг серы, уносимых с газом, и далее в печь дожигания для дожигания остаточного сероводорода, паровой и капельной

серы до диоксида серы.

На ООО «Шуртанский ГХК» кислый газ после сепарации поступает на подогрев в топку-подогреватель. Кислый газ подогревается за счет тепла дымовых газов, получающихся при сжигании топливного газа. Воздух, нагреваясь в печи, направляется в трубопровод воздуха для реакции окисления. Из подогревателя смесь газов поступает в реактор. В реакторе на катализаторе происходит окисление сероводорода в серу кислородом воздуха. Для этого предусмотрена подача на входе в реактор стехиометрического количества воздуха. В результате реакции окисления, идущей с выделением тепла, температура газа поднимается. Для охлаждения и конденсации образовавшейся в реакторе серы, газ направляется в конденсатор. Тепло, выделяющееся при охлаждении газа и конденсации серы, используется для производства пара. Очищенные от капельной серы газы после конденсатора серы поступают в печь дожига. В печи дожига происходит сжигание остаточного сероводорода, паровой и капельной серы до диоксида серы. Затем дымовые газы с температурой 700 °С по трубопроводу подаются на щелочную доочистку.

Анализируя химизм процесса, технологию и схему получения серы, режимы работы, концентрацию сероводорода в кислых газах всех трех установок вышеперечисленных предприятий, можем принять решения, позволяющие учесть особенности утилизации малосернистых кислых газов на ООО «Мубарекский ГПЗ».

В данной работе использованы принципы работы и критерии процесса прямого окисления, соответствующие получению элементарной серы из высокосернистого кислого газа МГПЗ. На рисунке 1 показана принципиальная блочная технологическая схема утилизации малосернистых кислых газов МГПЗ способом прямого окисления.

Применяется одноступенчатый процесс прямого окисления на установке, работающей на основе процесса Клауса и подлежащей консервации или демонтажу после ввода в эксплуатацию новых установок получения элементарной серы на МГПЗ. При этом будут дополнительно

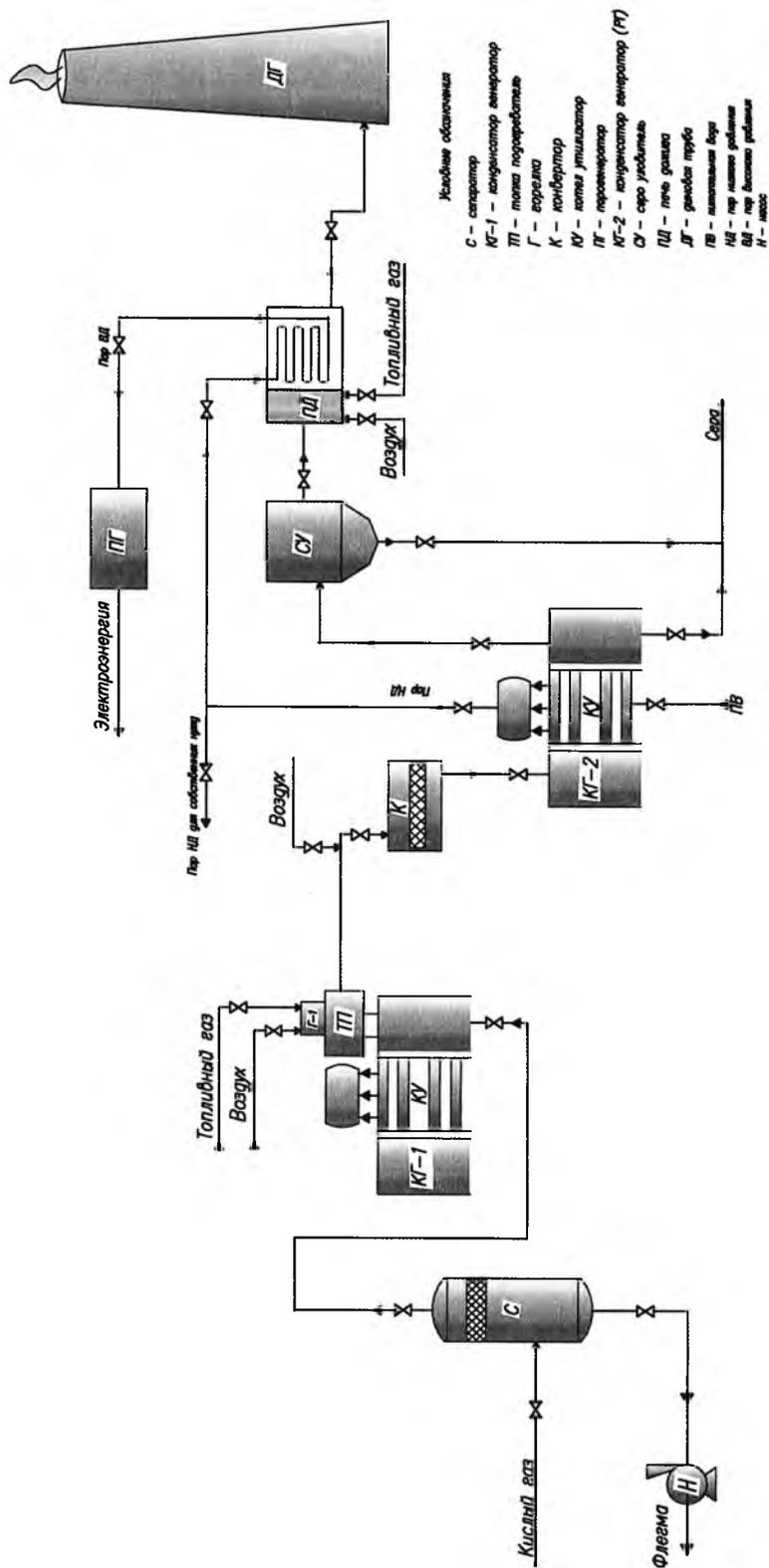


Рис. 1. Принципиальная блочная технологическая схема утилизации малосернистых кислых газов способом прямого окисления на ООО «Мубарекский ГПЗ»

получены: насыщенный пар в котлах утилизаторах установки, и перегретый пар после печей дожига для генерации электрической энергии.

Малосернистый кислый газ проходит через сепаратор для отделения влаги и направляется в топку подогревателя-конденсатора генератора КГ-1. В горелку подается воздух и топливный газ. Подогрев кислого газа осуществляется за счет смешения с продуктами сгорания топливного газа. Воздух для окисления сероводорода подается непосредственно в трубопровод кислого газа на входе в конвертор К-1. Воздух на окисление сероводорода и сжигание топливного газа подается воздуходувкой. Подогретая до 190-220 °С реакционная смесь поступает в конвертор К-1. В каталитической зоне конвертора температура поднимается за счет тепла реакции до 325-335 °С. Для охлаждения газа и конденсации образовавшейся серы технологический газ поступает в конденсатор генератора КГ-2 (реактор генератор РГ). В котле вырабатывается насыщенный водяной пар с давлением 0,4-0,6 МПа. Температура технологического газа на выходе конденсатора-генератора равна 140-170 °С. Сконденсированная в конденсатор-генераторе КГ-2 жидкая сера через серозатвор отводится в подземный сборник жидкой серы. Технологический газ после конденсатора-генератора КГ-2 поступает в сероуловитель СУ для отделения от брызг серы, уносимых с газом, и далее в печь дожига ПД для дожигания остаточного сероводорода, паровой и капельной серы до диоксида серы. Температура дымовых газов на выходе из печи равна 500-550 °С. Дожиг остаточного сероводорода, а также паровой и капельной серы до диоксида серы производится в печи дожига. В газоходе после печи дожига устанавливается пароперегреватель насыщенного пара, направляемый из котла утилизатора конденсатора-генератора КГ-2. Насыщенный пар также можно использовать для собственных нужд. Передавая часть тепла, отходящие газы направляются в атмосферу через дымовую трубу. Перегретый пар с высоким давлением и температурой подается на парогенератор ПГ для получения электрической энергии.

Как видно, с одновременным получением элементарной серы, тепловой и электрической энергии, решается вопрос предотвращения выброса в атмосферу токсических газов, тем самым вносится вклад в охрану чистоты окружающей среды.

УДК 665.632.013

Утилизация факельных газов с выработкой электрической энергии

Б.Н. Кенжаев, Ж.Р. Купайсинов, Ш.Н. Дадабаев

На ООО «Мубарекский ГПЗ» технология сероочистки малосернистых газов при нормальных режимах работы предусматривает выбросы отходящих с технологических установок малосернистых кислых и экспанзерных газов, газов выветривания ДЭГа, нестабильного конденсата с разделителей и конденсатов УНТС (ПХУ) в факельную систему низкого давления (ФНД) с последующим сжиганием. Для сжигания отходящих газов используется топливный газ.

Кислые газы с блоков переработки малосернистых газов извлекаются в процессе десорбции (регенерации) из насыщенного аминового раствора.

Эспанзерные газы с блоков сероочистки, представляющие собой преимущественно углеводороды, выделяются из насыщенного раствора в аппаратах-эспанзерах в результате понижения давления.

Газы выветривания ДЭГа с установки НТС постоянно сбрасываются с выветривателей насыщенного раствора осушителя, где в результате снижения давления происходит выделение газа, растворенного в жидкости.

Газы выветривания нестабильного конденсата поступают с входных сепараторов СОУ в разделители.

Газы из конденсатов УНТС (ПХУ) выделяются в процессе низко -

температурной сепарации (осушки) очищенного газа.

В данной работе рассматривается возможность утилизации малосернистых кислых газов способом прямого окисления на катализаторах с получением элементарной серы и выработкой насыщенного пара, а также возможность выработки электро- и тепловой энергии при сжигании горючих газов, направляемых на ФНД.

Технология утилизации малосернистых кислых газов основана на парциальном окислении сероводорода при применении катализаторов разработки института имени Борескова. При этом углеводороды, присутствующие в исходном потоке, дожигаются в каталитическом реакторе. Очищенный от сероводорода газ, состоящий фактически из углекислого газа, выбрасывается в атмосферу.

Процесс селективного окисления сероводорода с образованием элементарной серы, описываемый уравнением реакции $\text{H}_2\text{S} + 1/2\text{O}_2 \rightarrow \text{S} + \text{H}_2\text{O} + \text{Q}$, происходит в присутствии катализатора при температуре 300°C . Для равновесного протекания реакции необходимо смешивание поступающего кислого газа с кислородом воздуха в стехиометрическом соотношении согласно приведенного уравнения реакции. Поскольку реакция изотермическая, технологически возможно поддерживать термодинамическое равновесие за счет выделяющейся тепловой энергии, однако при низких концентрациях сероводорода в исходном кислом газе это может оказаться невозможным. Для решения этой проблемы были разработаны два варианта катализатора: с применением так называемых «псевдоожигенного» (рис. 1) и «стационарного» (рис. 2) активных слоев. Отличающиеся конструктивно, эти варианты позволяют работать без подвода внешней тепловой энергии, но при этом различаются производительностью и допустимыми пределами концентрации сероводорода.

Вариант с «псевдоожигенным» слоем выражается в применении конструкции основного реактора, которая представляет из себя сосуд с секцией, обладающей решетчатым дном для удержания массы катализа -

тора в неработающем состоянии. Подаваемая в эту секцию смесь исходного кислого газа и воздуха, за счет своего динамического напора поддерживает слой катализатора в подвешенном «псевдооживленном» состоянии, за счет чего создаются необходимые условия (температура, время контакта смеси газов с катализатором и т.д.) для протекания реакции селективного окисления сероводорода. Далее смесь газов попадает в зону реактора, оснащенную теплообменной поверхностью для отвода излишков тепловой энергии, в которой находится верхняя часть «псевдооживленного» слоя катализатора. Отвод излишков тепловой энергии обеспечивает поддержание оптимальной температуры для полного протекания процесса селективного окисления сероводорода. Далее смесь газов и остатков непрореагировавшего сероводорода с температурой порядка 300 °С выводится за пределы реактора для дальнейшей обработки. Эта схема обладает большой производительностью, но все же имеет ограниченную максимальную степень конверсии сероводорода в элементарную серу - на уровне 98 %.

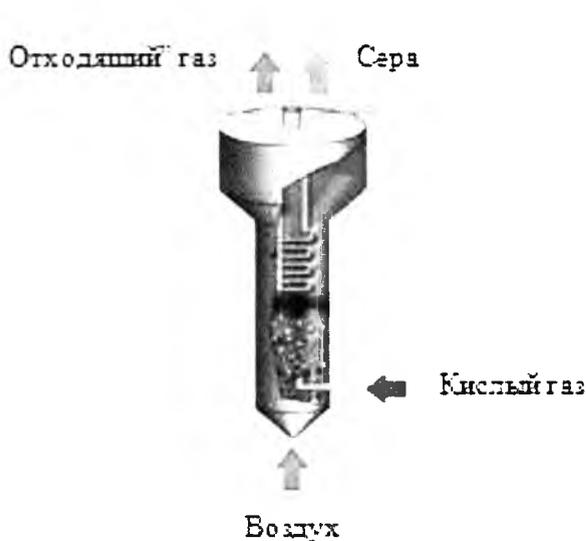


Рис. 1 Реактор с «псевдооживленным» слоем

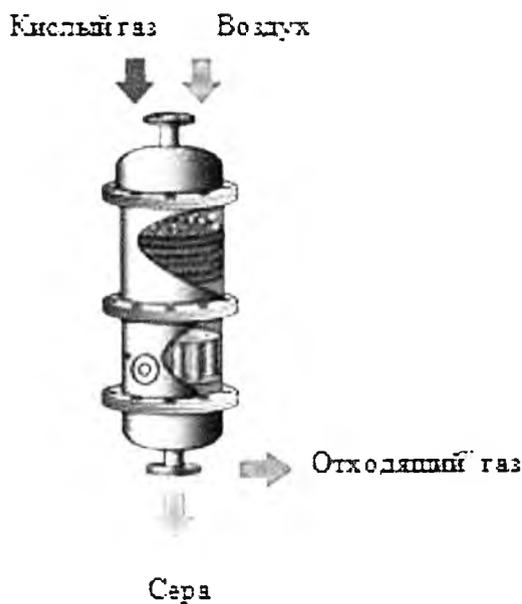


Рис. 2 Реактор со «стационарным»

Для преодоления этого ограничения был разработан вариант катализатора со «стационарным» слоем. Подаваемая в этот реактор смесь исходного кислого газа и воздуха, под давлением проникает в «стационарный» слой катализатора, где за счет увеличенного времени контакта происходит поддержание термодинамического равновесия несмотря на сниженное (вследствие более низкой концентрации сероводорода) энерговыделение. При прохождении «стационарного» слоя катализатора также происходит селективное окисление присутствующего сероводорода до элементарной серы с выделением тепловой энергии.

Предлагается технологическая схема реализации установки получения серы (рис. 3). Весь процесс получения серы разбивается на две стадии: 1-я – с использованием реакторов с «псевдооживленным» слоем катализатора (P-1-4) и 2-я – с использованием одного 4-х секционного реактора со «стационарным» слоем катализатора (PH-5) (для увеличения степени извлечения серы).

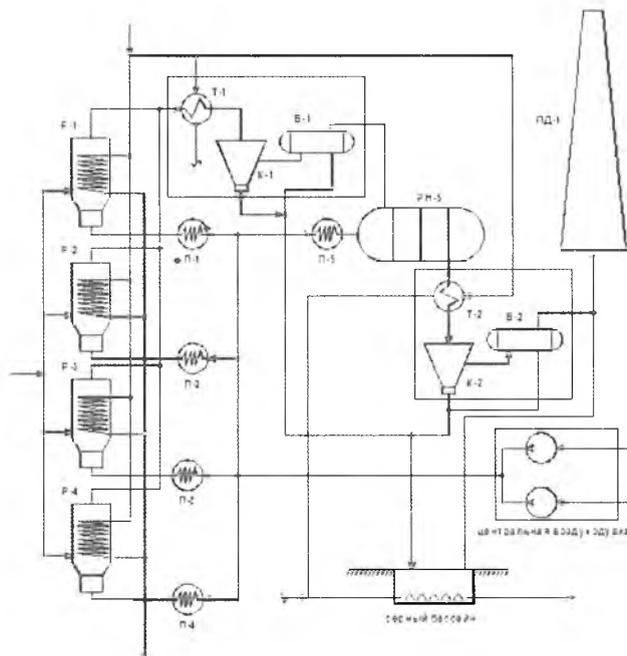


Рис. 3. Технологическая схема установки получения серы способом прямого окисления

Вся установка получения серы содержит в своем составе:

1) Первая стадия

- Четыре реакторных блока:

а) пусковой подогреватель (П-1,4);

б) реактор с «псевдооживленным» слоем катализатора (Р-1,4).

- Сероконденсатор 1-й ступени, состоящий из:

а) теплообменник – рекуператор (Т-1);

б) каплеотбойник (К-1);

с) барботер (Б-1).

2) Вторая стадия

- Реакторный блок:

а) пусковой подогреватель (П-5);

б) 4-х секционный реактор со «стационарным» слоем катализатора (РН-5).

- Сероконденсатор 2-й ступени, состоящий из:

а) теплообменник – рекуператор (Т-2);

б) каплеотбойник (К-2);

с) барботер (Б-2).

3) Центральная воздуходувка.

4) Серный бассейн для сбора жидкой серы.

5) Печь дожига.

По данной схеме предотвращаются выбросы вредных веществ в окружающую среду, таких как серосодержащие компоненты (H_2S , SO_2 , CO_2 , меркаптанов и др.), продукты неполного сгорания углеводородов, оксидов азота (NO_x) и, кроме того, нет необходимости в подаче топливного газа для сжигания сероводорода на факеле низкого давления.

Выработка электро- и тепловой энергии при сжигании горючих газов

При утилизации малосернистых кислых газов способом прямого окисления высвобождается поток топливных и горючих факельных газов в значительном объеме. Высвобождаемые топливные газы исполь-

вляются для собственных нужд установок или направляются в магистральный трубопровод в качестве товарного газа.

Горючие факельные газы можно использовать:

- в качестве топлива на газовых микротурбинных установках (МТУ) для выработки электро- и тепловой энергии;
- на выработку электроэнергии с применением технологии Органического Цикла Ренкина (ОЦР) при сжигании факельных газов в печах.

Существуют многочисленные компании, производящие МТУ для выработки электро- и тепловой энергии, турбогенераторы с технологией ОЦР для получения электроэнергии из различных источников тепла и их модельный ряд.

Газовые микротурбинные энергоустановки подразделяются на модельные ряды в зависимости от мощности, режима работы и особенностей комплектации. Микротурбины работают при разных видах топлива с теплотворной способностью в пределах 2 500-24 000 ккал/м³.

Турбогенераторы ОЦР используют тепло промежуточного теплоносителя для нагрева и испарения органической жидкости в испарителе. Пар органической жидкости расширяется в осевой турбине, которая напрямую соединена с электрогенератором, вырабатывающим электрическую мощность. Сработавший пар органической жидкости направляется в регенератор, где подогревает органическую жидкость на входе в испаритель, и далее конденсируется в конденсаторе. Затем органическая жидкость снова подается питательным насосом в регенератор и испаритель, замыкая цикл.

Лопаточный аппарат турбогенераторов ОЦР не подвержен эрозии ввиду отсутствия влаги в паровых соплах, а также коррозии ввиду особенностей органического рабочего тела.

**Некоторые аспекты влияния неметаллических включений на
качество сталей промышленного оборудования**
*д.т.н. Н.С. Салиджанова, к.т.н. Г.Г. Набиев,
С.Р. Валиев, А.А. Гуломов*

Основной причиной многочисленных аварий нефтегазопромышленных трубопроводов является коррозия внутренней поверхности. Из-за высокой обводненности транспортируемых сред, содержания в них агрессивных компонентов - ионов хлора, углекислого газа, сероводорода механизмы коррозионных повреждений, в отличие от характерных для магистральных газо- и нефтепроводов, электрохимические. Повышенная аварийность нефтепромышленных трубопроводных систем при полном соответствии стали требованиям существующих нормативных документов, свидетельствует о том, что эти требования, а также методы испытаний стали, недостаточны для обеспечения требуемой коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности. Поэтому актуальна разработка дополнительных требований к сталям и методам их испытаний для повышения коррозионной стойкости и ресурса эксплуатации промышленных трубопроводов, экологической безопасности нефтегазодобычи [1].

В плане предупреждения значительной потери оборудованием и сооружениями своего планового ресурса в результате воздействия агрессивных компонентов в рабочих средах, важнейшая научная, техническая и экономическая задача состоит в том, чтобы продлить срок безаварийной эксплуатации сооружениям и оборудованию. Это означает не только сохранение их проектного уровня, но и технико-инженерное совершенствование систем, повышение их надежности и безопасности подвергнутых коррозионному воздействию объектов. Одним из путей достижения этого является усиление требований к качеству металла оборудования, эксплуатируемого в агрессивных средах, что поз-

полит обеспечить промышленную безопасность опасных производственных объектов [2].

Объектом исследований является металлографическая структура – взаимосвязанная конфигурация областей твердого тела с однородной или неоднородной кристаллической структурой, отделенных друг от друга некогерентными поверхностями раздела. Это позволяет определить возможные изменения в металле оборудования, являющиеся результатом воздействия агрессивных сред. Причины появления неоднородной кристаллической структуры представлены в таблице 1 [1, 2].

Таблица 1 – Причины возникновения гетерогенности поверхности металла

Общая причина	Конкретная причина
1	2
Неоднородность металла	
Неоднородность металлической фазы	а) макро- и микровключения (неметаллические включения являются катодными участками); б) неоднородность сплава.
Неоднородность поверхности металла	а) наличие границ блоков и зерен кристаллитов; б) выход дислокаций на поверхность металла; в) анизотропность металлического кристалла.
Атомарная неоднородность поверхности металла	а) наличие разнородных атомов в твердом растворе.
Неоднородность защитных пленок на поверхности металла	а) макро- и микропоры в окисной пленке (дно пор является анодами); б) неравномерное распределение по поверхности металла вторичных продуктов.
Неоднородность внутренних напряжений в металле	а) неравномерная деформация; б) неравномерность приложенных внешних напряжений (более напряженными являются анодные участки).
Неоднородность электролита	
Неоднородность жидкой фазы	а) различие в концентрации собственных ионов данного металла в электролите; б) различие в концентрации нейтральных солей в растворе; в) различия pH; г) различие в концентрации кислорода (более аэрируемые являются катодными).
Неоднородность физических условий	
Неоднородность физических условий	а) различие температур (более нагретые участки являются анодными); б) неравномерное распределение лучистой энергии; в) неравномерное наложение внешнего электрического поля.

Существенное значение имеет и то, что сталь представляет собой гетерогенный материал, компоненты которого в форме оксидов, сульфидов, нитридов и т.п. входят в состав сложных, а часто и многофазных коррозионно-активных неметаллических включений (КАНВ).

Пять групп характеризуют наиболее часто наблюдаемые типы и морфологические признаки включений:

- **группа А (включения типа сульфидов)** - сильно деформированные отдельные частицы серого цвета, с широким диапазоном коэффициента формы (отношение длина/ширина) и обычно с закругленными концами;

- **группа В (включения типа алюминатов)** - многочисленные недеформируемые частицы (не менее трех), многоугольной формы, с низким коэффициентом формы (менее трех), черного или голубоватого цвета, ориентированные в направлении деформации;

- **группа С (включения типа силикатов)** - сильно деформированные отдельные черные или темно-серые частицы, с широким диапазоном коэффициента формы (не менее трех) и, как правило, острыми концами;

- **группа D (включения типа глобулярных оксидов)** - недеформируемые, угловатые или круглые, черные или голубоватые, беспорядочно распределенные частицы, с низким коэффициентом формы (менее трех);

- **группа DS (включения типа одиночных глобулярных оксидов)** - круглые или почти круглые одиночные частицы диаметром не менее 13 мкм.

К сульфидам относят:

- пластичные, непрозрачные в темном поле зрения, вытянутые по направлению волокна отдельные включения;

- группы включений, как правило, двойного сульфида железа и марганца.

К нитридам относят:

- строчки и рассредоточенные по всему полю зрения желто-розовые кристаллы нитридов и карбонитридов титана, преимущественно, правильной формы;

- строчки и рассредоточенные по всему полю зрения бледно-розо -

вые включения нитридов и карбонитридов ниобия неправильной и округлой формы;

- темные кристаллы нитридов алюминия, в основном, правильной формы, анизотропные.

К оксидам относят:

- включения отдельных мелких зерен, чаще корунда и шпинели, расположенные в виде строчек;

- точечные включения преимущественно простых и сложных кристаллов окислов в виде отдельных частиц простых и сложных кристаллов окислов.

К силикатам относят:

- разрушенные в результате деформации вытянутые в сплошные строчки хрупкие силикаты или силикатные стекла, иногда вместе с включениями окислов;

- пластично-деформированные включения силикатов или силикатных стекол, вытянутые по направлению волокна, отличающиеся от сульфидов более темным цветом и прозрачностью в темном поле зрения;

- недеформирующиеся (глобулярные) единичные или групповые.

При обработке давлением скопления окисных включений, а часто и сами включения вытягиваются в направлении течения металла и поэтому оказывают существенное влияние на свойства в поперечном направлении течению металла при ковке или прокатке. Влияние это является следствием нарушения однородного напряженного состояния металла и концентрации напряжений возле включений, играющих роль надразов, особенно при угловатой форме или острых краях. Так как концентрация напряжений вызывает возникновение объемного напряженного состояния, включения ухудшают свойства металла, характеризующие его пластичность (относительное удлинение и относительное сужение) и ударную вязкость.

С вредным влиянием неметаллических включений связаны такие дефекты:

- точечная и точечно-пятнистая неоднородность;

- загрязнения и волосовины;
- шиферный излом;
- камневидный излом и др., причем число и размеры дефектов возрастают при содержании в стали вредных примесей (серы, фосфора и др.).

Локализация напряжений у КАНВ в стали обусловлена:

- различным термическим сжатием включения и матрицы во время охлаждения материала;
- концентрацией приложенных к нему напряжений вследствие различия модулей упругости включений и матрицы, а также формы включений;
- разницей коэффициентов линейного расширения включений и матрицы вокруг НВ, что вызывает внутренние (структурные) напряжения.

Таблица 2 – Параметры толщины включений КАНВ

Тип включений	Тонкие		Толстые	
	Минимальная ширина, μm	Максимальная ширина, μm	Минимальная ширина, μm	Максимальная ширина, μm
А сульфиды	2	4	4	12
В алюминаты	2	9	9	15
С силикаты	2	5	5	12
Д оксиды	3	8	8	13

Таблица 3 – Минимальные значения для балльной оценки КАНВ

Балл, указанный на шкале, i	Группа включений				
	А	В	С	Д	DS
	Полная длина, μm	Полная длина, μm	Полная длина, μm	Количество, μm	Диаметр, μm
0,5	37	17	18	1	13
1,0	127	77	76	4	19
1,5	261	184	176	9	27
2,0	436	342	320	16	38
2,5	649	555	510	25	53
3,0	898 (< 1181)	822 (< 1147)	746 (< 1029)	36 (< 49)	76 (< 107)

Наиболее сильно влияние включений обычно проявляется на ударной вязкости, особо чувствительной к надрезам металла и концентраторам напряжений (рис. 1). Понижение ударной вязкости, например, при наличии строчечных включений в плоскости излома, может достигать 30–70 %. Строчечные неметаллические включения могут вызывать расслаивание металла под действием внешних нагрузок. Это вызывает быстрый износ и браковку стальных изделий. Глобулярные окисные неметаллические включения, расположенные на контактной поверхности, понижают износостойкость и усталостную прочность стали.

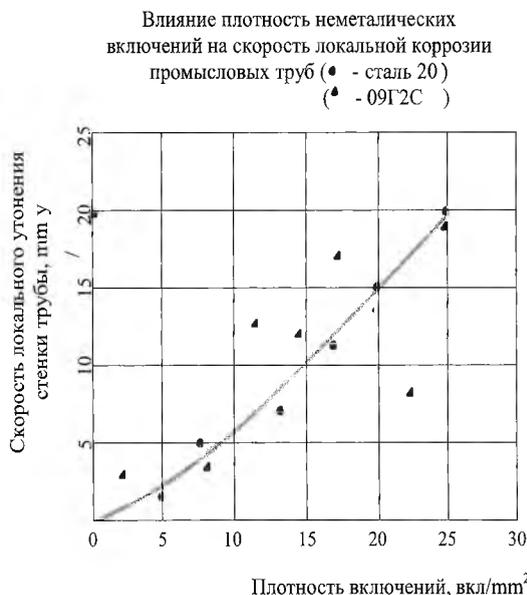


Рис. 1. Влияние КАНВ на свойства стали

Стадийность процесса локальной коррозии, очевидно, можно изобразить следующим образом:

1. Нарушение сплошности металл/оксид металла происходит:

- за счет проникновения агрессивного аниона через оксидную пленку;

- за счет механического разрушения пленки, т.к. беспрепятственный доступ агрессивных анионов к поверхности металла предотвращает его репассивацию на участках, подвергающихся активному анодному растворению;

- за счет адсорбции анионов на защитную поверхность оксида, образуя поверхностные комплексы с металлическими ионами, что облегчает их переход в электролит, вследствие чего пленка на этом участке утоняется.

2. Зарождение и начальный этап роста питтингов:

- питтинг начинается с узкой канавки вокруг КАНВ;
- по мере расширения и углубления канавки происходит разрушение самой неоднородности, ее растворение и удаление из питтинга.

3. Поздние этапы роста питтингов:

- развитие питтинговой коррозии выражается во взаимодействии локально оголенной поверхности металла с агрессивными анионами.

Растворение металла в общем виде идет по уравнению



гидролиз:



При этом, КАНВ с низким показателем деформируемости могут:

- вызывать непосредственное зарождение трещины в процессе эксплуатации из-за неспособности передавать напряжение матрице (это приводит к повышению напряжений вокруг включений во время эксплуатации, вследствие чего зарождаются трещины);

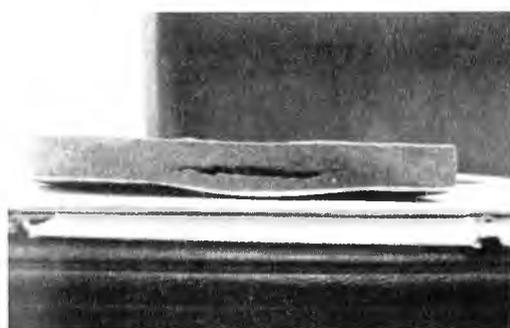
- быть причиной появления микротрещин на поверхности раздела включение-матрица в процессе горячей и холодной пластической деформации стали. Предварительно возникшие микротрещины могут быть причиной усталостного разрушения материала из-за распространения трещин в процессе эксплуатации.

В условиях быстро меняющихся нагрузок включения выкрашиваются, вызывая откалывание и усиленный износ оборудования, а также их разрушение вследствие резкого падения усталостной прочности при наличии дефектов поверхности, возле которых концентрируются напряжения и начинается усталостное разрушение. Окисные неметаллические включения вызывают возникновение в стали ряда специфических дефектов - пористость, точечную неоднородность, волосовины и др.

Исследования, проведенные в Лаборатории антикоррозионной защиты АО «O'ZLITINEFTGAZ», показали изменения механических и коррозионно-стойких свойств тестированных образцов стали 20 и стали 20С под воздействием реальных агрессивных сред нефтегазопромыслов в зависимости от наличия КАНВ.

Исследования микроструктуры, наличие неметаллических включений определяли на металлографическом микроскопе марки Leica 2700М по одному полю по методикам, изложенным в ГОСТ 1778, ISO 4967 [3, 4] и программе «Steel Expert», которая обеспечивает цветное выделение КАНВ.

На рисунке 2,а представлен общий вид фрагмента сборника МДЭА, эксплуатированного с 1996г. (рабочая среда – среда МДЭА с содержанием H_2S до 0,027 mol, CO_2 0,1 mol на 1 mol раствора; температурный режим эксплуатации – до 125 °С).



а



б



в

Рис. 2. Общий вид фрагмента сборника (а), микроструктура массива стали (б) и структура стали в зоне вспучивания (в); $\times 200$

На рисунке 2,б изображена микроструктура массива стали тестируемого фрагмента, а в зоне вспучивания (рис. 2,в) явно выделяется глобулярно-цепочечное расположение КАНВ – сульфидов.

Рентгенограммы для фазового анализа проводили на дифрактометре ДРОН-2,0 на излучении железного анода при напряжении на рентгеновской трубке – 25 kV, анодный ток 8-12 mA, скорость движения счетчика 4 0/min, скорость движения диаграммной ленты – 1800 mm/h. Длины волн характеристического излучения железного анода $K\alpha = 1,93728 \text{ \AA}$, $K\beta = 1,75653 \text{ \AA}$. [5, 6].

В таблице 4 представлен рентгенофазовый анализ продуктов коррозии с поверхности фрагмента сборника.

Таблица 4 – Рентгенофазовый анализ продуктов коррозии фрагмента сборника

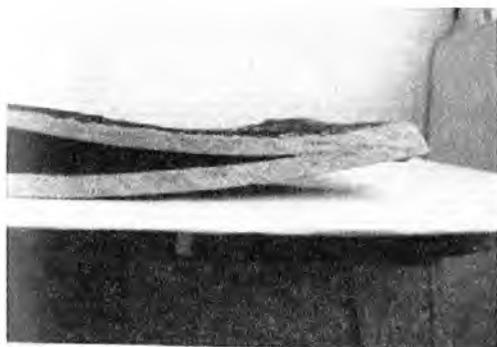
	Результаты экспериментов		Табличные данные d/n, \AA						
	θ	d/n, \AA	Fe_2O_3	$\beta\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$	$\gamma\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$	FeS	FeS_2	Fe_3O_4	Fe_2SO_4
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	$19^{\circ} 4'$	2,2649				2,97(33)		2,97(28)	
2	$19^{\circ} 32'$	2,8975				2,88(4)			
3	21°	2,7026					2,70(75)		
4	$21^{\circ} 12'$	2,6787	2,6(100)			2,65(33)			
5	$21^{\circ} 36'$	2,6314		2,64(15)		2,65(33)			
6	$23^{\circ} 8'$	2,4659			2,47(100)				
7	$23^{\circ} 32'$	2,4264					2,42(45)	2,42(11)	
8	$23^{\circ} 44'$	2,4071							2,40(2)
9	$25^{\circ} 16'$	2,2690		2,29(25)					2,28(13)
10	$26^{\circ} 4'$	2,2044	2,20(18)				2,21(35)		
11	$27^{\circ} 4'$	2,1288						2,10(32)	
12	28°	2,0631			2,085(16)	2,06(100)			
13	$28^{\circ} 12'$	2,0495				2,06(100)			
14	$29^{\circ} 4'$	1,9939							1,99(20)
15	$29^{\circ} 20'$	1,9772		1,96(25)	1,94(80)				
16	$30^{\circ} 36'$	1,9030					1,91(45)		
17	$31^{\circ} 56'$	1,8314	1,84(63)		1,85(12)				1,83(16)
18	$32^{\circ} 24'$	1,8078							
19	$33^{\circ} 44'$	1,7412			1,73(40)				
20	$34^{\circ} 20'$	1,7174				1,71(33)		1,71(16)	
21	$35^{\circ} 16'$	1,6775	1,69(63)	1,648(45)					
22	$36^{\circ} 28'$	1,6298					1,6(100)	1,61(64)	1,63(20)
23	$37^{\circ} 16'$	1,5997	1,60(13)						1,59(20)
24	$37^{\circ} 36'$	1,5876			1,57(11)		1,56(15)		

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	40° 4'	1,5050					1,50(17)		
26	40° 24'	1,4945		1,494(5)	1,49(6)				
27	40° 44'	1,4845	1,48(50)					1,48(80)	
28	41° 56'	1,4496	1,45(50)	1,45(25)			1,45(25)		
29	42° 12'	1,4420	1,45(50)	1,45(25)			1,45(25)		1,44(6)
30	42° 32'	1,4328			1,439(14)	1,449(9)	1,45(25)		1,44(6)
31	42° 52'	1,4238			1,439(14)		1,45(25)		
32	44°	1,3943		1,38(15)	1,39(8)				

Рентгеноструктурный анализ показал наличие всех видов оксида железа Fe_2O_3 различных кристаллических модификаций, а также большое количество FeS и FeS_2 .

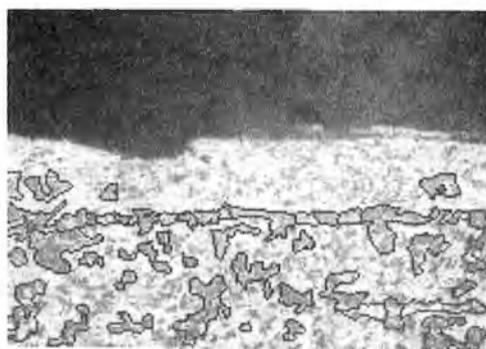
Дефект стали тестированного фрагмента сборника МДЭА обусловлен, по-видимому, процессом наводороживания водородом, выделившимся в процессе гидролиза, обусловленного КАНВ – сульфидами.



а



б



в

Рис. 3. Общий вид фрагмента трубы транспортировки кислого газа (а), микроструктура массива стали (б) и структура стали в зоне вспучивания (в); $\times 200$

На рисунке 3,а представлен общий вид фрагмента трубы для транспортировки кислого газа. В эксплуатации с 1998г., рабочая среда содержит H_2S+CO_2 до 45-55 %, SO_2 -35-45 %, углеводороды – до 0,1-1 %, температурный режим эксплуатации – до 60 °С.

Дефект стали тестированного фрагмента трубы транспортировки кислого газа обусловлен, по-видимому, процессом наводороживания водородом, выделившимся в процессе гидролиза, обусловленного КАНВ – строчечными оксидами.

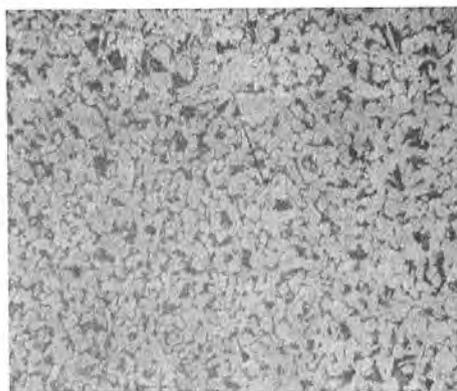
На рисунке 4 представлен общий вид фрагмента трубы для транспортировки солевых растворов. В эксплуатации с 1999г., рабочая температура внутри трубы – до 150 °С, снаружи – до 1050 °С.



а



б



в

Рис. 4. Общий вид фрагмента трубы транспортировки солевых растворов (а), микроструктура массива стали (б) и структура стали в зоне вспучивания (в) ; $\times 200$

Дефект стали фрагмента солевой трубы обусловлен специфичной ферритной структурой, с расположением цементита в виде сетки по границам зерен (междузеренный характер) с образованием малых пор, что обусловлено наличием НВ-оксидов и сульфидов, а также длительным нагревом при температурах выше 400 °С в трубах, не полностью загруженных по объему транспортируемой средой.

Рентгеноструктурный анализ продуктов коррозии показал наличие всех видов оксида железа Fe₂O₃, различных кристаллических модификаций, а также FeS, FeS₂ и сернокислого железа Fe₂SO₄.

Показано, что наиболее опасными для трубных сталей, эксплуатируемых в агрессивной среде нефтегазопромыслов являются КАВН, расположенные на или близко к поверхности.

В Лаборатории антикоррозийной защиты проходят тестирование фрагменты нефтегазопромысловых труб и оборудования на предмет определения причин отказов и возможности повторного их применения с учетом наличия деструктивных и коррозионных процессов в металле (таблица 5):

Таблица 5 – Комплекс исследований коррозионных отказов

Исследование	Прибор	Нормативный документ
Параметры и дефектность образцов	Ультразвуковые: - толщиномер А1208 - дефектоскоп А1212Мастер - твердомер ТЭМП-2	ГОСТ 14782 ГОСТ 28702 ГОСТ 17410
Химический состав стали	Стилоскоп АН-7529-4	ГОСТ 12344
Механические свойства	Разрывная машина ИР-100М-авто	ГОСТ 1497 ГОСТ 9012
Рентгенофазовый анализ	Рентгеновский дифрактометр Дрон-2,0	Справочник по рентгеноструктурному анализу
Макро-микроанализ	Электронный микроскоп Leica DM 2700-М	ГОСТ 8233 ГОСТ 5639 ГОСТ 5640
Наличие неметаллических включений		ГОСТ 1778 ISO 4967

По результатам комплексного исследования механических свойств, химического состава, микроструктуры, загрязненности КАНВ фрагментов стали разрушенных участков промысловых трубопроводов установлено, что в рассматриваемых средах основным структурным фактором, определяющим коррозионную стойкость стали, является ее чистота по КАНВ, основной причиной ускорения коррозионных процессов является присутствие в стали модифицированных включений сульфидов.

Таким образом, для труб и оборудования, эксплуатируемого в агрессивных промысловых средах очевидна целесообразность:

- применения технологии термической обработки, что позволяет существенно повысить коррозионные свойства металла за счет структурных методов торможения сероводородного влияния, т.к. сочетание ячеистой субструктуры свободного феррита, рекристаллизованной матрицы сорбита и дисперсных глобулярных карбидов препятствует образованию концентраторов напряжений (КАНВ), устраняя тем самым и причины для формирования скоплений атомарного водорода, образованного за счет КАНВ и транспортируемого дислокациями;

- для повышения стойкости труб и соединительных деталей следует использовать стали, чистые по НВ и по наноразмерным частицам, стойких против наводороживания и сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением;

- при проектировании нефтегазопромыслов, обустройстве промыслов, особенно - при заказе трубной продукции и промышленного оборудования, эксплуатируемого в агрессивных средах, целесообразно указывать допустимое минимальное количество неорганических включений согласно ГОСТ 1778 и ISO 4967.

Литература

1. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. – М.: Недра, 1976, 192 с.

2. Розенфельд И.Л., Жигалова К.А., Садакова В.Н. О механизме коррозии металлов в двухфазной системе электролит – углеводород // ДАН СССР, 1971, т. 196, № 6. С. 1379-1382.

3. ГОСТ 1778 – 70 Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений

4. ISO 4967 – 2009 Сталь. Определение содержания неметаллических включений. Металлографический метод с использованием эталонных шкал.

5. Металлография железа Т. 1. Основы металлографии. Перевод с англ. под ред. Ф.Н. Тавадзе. М. Metallurgia. 1972, 240 с.

6. Миркин Л.И. Справочник по рентгеноструктурному анализу поликристаллов. М. Физматгиз. – 1961 г.

УДК 620.197

Некоторые особенности ингибирования сероводородной коррозии полимерными композициями

*д.т.н. Н.С. Салиджанова, Д.М. Хакбердиев, А.Б. Кузнецов**

**АО «O'ZNEFTGAZTADQIQOT»*

Модельно коррозию углеродистой стали в тонком слое электролита можно рассматривать с двух точек зрения: как своеобразную щелевую коррозию, развитие которой тесно связано с коррозией металла в объеме электролита, или как практически независимую от процесса коррозии, развитие которой определяется свойствами неполярной фазы. В любом случае общей закономерностью является более быстрое, чем в объеме, насыщение пленки продуктами коррозии, образованием на поверхности металла осадков - катодных включений, повышение рН среды. Тонкая пленка электролита представляет слабое препятствие для поступления деполяризатора к поверхности корродирующего металла, что и обуславливает резкое усиление коррозии в тонких слоях [1-6].

В реальных условиях при движении жидкости граница раздела фаз постоянно перемещается, расширяя площади интенсивной коррозии и увеличивая скорость коррозии. Поскольку резкое возрастание коррозии стали, в основном, определяется явлением смачивания, очевидно, что в качестве эффективных ингибиторов коррозии должны проявлять себя те вещества, которые способны предотвращать гидрофилизацию стальной поверхности. При этом одновременно придавать ей гидрофобные свойства, а также создавать на ней особые экранирующие адсорбционные слои, эффективно препятствующие проникновению к металлу активных частиц.

В этом плане представляло интерес исследование особенностей адсорбции ингибиторов коррозии (ИК) на основе функционально-активных соединений на базе четвертичных аммониевых солей (АБХ), проявляющих защитную способность в агрессивных сероводородсодержащих водонефтяных эмульсиях более 90 % [1].

В процессе исследований, проведенных потенциометрическим методом, установлено, что введение АБХ в растворы соляной кислоты (0,001– 0,1 М) приводит к понижению дифференциальной ёмкости в широком интервале потенциалов, тем более сильному, чем выше концентрация ИК [5, 6].

На зависимости ёмкости от потенциала электрода имеется выраженный минимум, соответствующий максимальной адсорбции АБХ, приходящийся на интервал потенциалов - 0,4 ÷ - 0,6 В (в который входит и $E_{\text{корр}}$).

При увеличении концентрации АБХ область максимальной адсорбции несколько смещается в область более отрицательных потенциалов. Очевидно, это обусловлено ориентацией молекул АБХ аминогруппой к поверхности металла. Такая же картина наблюдается при введении в среду 50 мг/л H_2S , причем присутствие последнего способствует углублению минимума адсорбции. Полученные зависимости свидетельствуют о том, что адсорбция ИК АБХ протекает в соответствии с изотермой Тёмкина для равномерно-неоднородной поверхности металла:

$$\gamma = \frac{1}{f} \lg(a_0 C), \quad (1)$$

где f – параметр Тёмкина; a_0 – константа адсорбции на равномерно-неоднородной поверхности.

Торможение коррозионного процесса, в первом приближении, обусловлено, в основном, блокировочным и энергетическим (или Ψ_1) эффектами. В соответствии с этим коэффициент торможения коррозии γ определяется выражением, где первое слагаемое определяет блокировочный, а второе – энергетический эффект, оказываемый введением АБХ:

$$\ln \gamma = \ln \frac{1}{1-\Theta} + K \Delta \Psi_1 \quad (2)$$

где: $\gamma = i_{\text{корр}} / i_{\text{корр}}^1$ ($i_{\text{корр}}$ и $i_{\text{корр}}^1$ – соответственно скорость коррозии в фоновом и ингибированном растворах); $\Delta \Psi_1$ – изменение величины Ψ_1 – потенциала при адсорбции ИК.

Принимая $\Delta \Psi_1 = K_1 \cdot \Theta$ уравнение (2) примет вид

$$\ln \gamma = \ln \frac{1}{1-\Theta} + K_1 \Theta \quad (3)$$

Учитывая, что защитная способность вычисляется по формуле:

$$Z = (i_{\text{корр}} - i_{\text{корр}}^1) / i_{\text{корр}} \quad (4)$$

Сопоставляя формулы (3) и (4) получаем зависимость

$$Z = 1 - \frac{1}{\gamma} \quad (5)$$

Если торможение коррозии определять только эффектом блокировки поверхности, то :

$$\gamma = \frac{1}{1-\Theta}, \text{ что обуславливает } Z = 0 \quad (6)$$

Графическая проверка указанных зависимостей показала, что для тестируемого ИК АБХ характерно энергетическое действие как в чисто солянокислой среде, так и в среде с содержанием сероводорода. Это, очевидно, обусловлено тем, что АБХ протонируется в кислых средах и при адсорбции возникает Ψ_1 – потенциал положительного знака, создающий энергетический барьер для выхода ионов Fe^{2+} в раствор с поверхности стального образца под воздействием агрессивной среды.

Таким образом, установлено, что механизм торможения процесса коррозии стали в сероводородсодержащих средах при введении ИК, синтезированных на основе четвертичных аммониевых солей, обусловлен созданием энергетического барьера для выхода ионов железа в раствор адсорбированными молекулами.

Результаты камеральных исследований, проведенных в АО «O'ZLITINEFGAZ», с использованием водных или спиртовых растворов композиций на основе четвертичных аммониевых солей, в частности - алкилдиметил-бензиламмоний хлорида (АБХ) общей формулы $[R(CH_3)_2(CH_2C_6H_5)N]^+Cl^-$, где R- смесь n-алкильных радикалов $C_{10}H_{21}-C_{14}H_{29}$ (либо индивидуальные радикалы) со средней молекулярной массой 350-360 г/мол в процессах ингибирования сероводородсодержащей нефти бактерицидной обработке подтверждают эти выводы [1].

Основные физико-химические характеристики АБХ представлены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование показателя	Значение
Плотность, г/см ³	0,98
Вязкость, сСт	107
Температура вспышки, °С	более 100
Совместимость с водой и спиртом	Неограниченная растворимость
Совместимость с нефтепродуктами	Эмульсия

В качестве модели была использована приготовленная сероводородсодержащая водонефтяная эмульсия (ВНЭ) с содержанием пластовой воды - 20%, сероводорода – до 5,5 мг/л.

Ингибирующая способность реагента в зависимости от концентрации [7-9], представлена в таблице 2.

Таблица 2

Реагент	Концентрация, мг/л	Степень защиты от сероводородной коррозии, Z, %
Композиция на основе АБХ	10	93,0
	25	93,5
	50	93,1

Как видно из данных таблицы 2, предлагаемый реагент обладает высоким защитным эффектом уже при содержании 10 мг/г.

Биоцидная способность модельной композиции на основе АБХ [1], определенная по отношению к СВБ в количестве 10^6 кл/мл, представлена в таблице 3.

Таблица 3

Реагент	Концентрация, мг/л	Степень подавления роста планктонной формы СВБ, %	Степень подавления адгезированной формы СВБ, %
Композиция на основе АБХ	15	70,0	-
	25	85,7	-
	50	93,8	-
	75	100,0	-
	200	-	82
	300	-	95
	400	-	100

Как видно из данных таблицы 3, предлагаемый реагент является активным бактерицидом. Кроме того, он подавляет полностью в течение 14-5 часов рост адгезированных форм СВБ при дозировке 200-400 мг/л.

Для исследования ингибирующей способности промышленных ИК - бактерицидов на базе четвертичных аммониевых солей специалистами АО «O'ZNEFTGAZTADQIQOT» проведены опытно-промысловые испытания (ОПИ) в условиях месторождения Ю.Кемачи ООО «Мубарекнефтегаз» [8, 9], основные результаты которых приведены в таблице 4. Различия в данных по защитной способности АБХ с промышленными ИК обусловлено тем, что в испытания АБХ проводили в модельных, а не реальных промысловых системах.

Как видно из данных таблицы 4, тестированные ИК показали довольно высокую степень защиты, но ИК марки Scimol WS-2651 показал наилучший результат при относительно невысоком содержании.

Таблица 4 - Результаты ОПИ ИК на базе ЧАС в условиях нефтепромыслов ООО «Мубарекнефтегаз» (температура среды от 35 °С до 40 °С).

Марка ИК, место рождения	Водо-нефтяное соотношение сред	Концентрация ИК в испытательной среде, мг/дм ³	Время испытаний, час	Средняя фоновая скорость коррозии, мм/год	Средняя скорость коррозии при введении ИК, мм/год	Коэффициент снижения скорости коррозии с введением ИК	Защитная способность (Z,%) в придонном слое
СНПХ-6418 м.Ю.Кемачи	50 : 50	100	1656	4,2391	0,8096	5,24	80,9
Кватрамин-1002 м.Ю.Кемачи	65 : 35	32,9	1488	1,3467	0,2300	5,86	82,9
Scimol WS-2651 м.Ю.Кемачи	40 : 60	25,6±1	1536	0,4862	0,0461	10,6	90,5

Стендовые испытания влияния (при помощи экспресс-тестов) бактерицидных свойства Scimol WS-2651 на изменение скорости коррозии проведены на водах из системы сброса подтоварной воды РВС-1 и РВС-4 на УПН м. Ю. Кемачи. Результаты представлены в таблице 5.

Таблица 5

Позиция отбора проб	Зараженность среды СВБ, кл/см ³	Фоновая скорость коррозии, мм/год	Колич. введенного ИК, мг/дм ³	Средняя скорость коррозии, мм/г	Защитная способность Z, (%)	Зараженность среды СВБ после введения ИК, кл/см ³
РВС-1	> 10 ³	2,01	25,6±1	0,36	82,09	10 ²
РВС-4	10 ⁶	2,57		0,46	82,11	> 10 ³

Анализ результатов, представленных в таблице 5, позволяет рассматривать ИК Scimol WS-2651 как реагент «2 в 1», т.е. эффективный ингибитор сероводородной коррозии реальных промышленных сред и подавитель роста биоценоза.

Таким образом, исследование особенностей адсорбции различных марок ИК на основе функционально-активных соединений на базе поли-

мерных композиций четвертичных аммониевых солей (АБХ) показало их эффективность в условиях нефтепромыслов ООО «Мубарекнефтьгаз» как в качестве ингибитора коррозии, так и активного бактерицида в результате специфичного механизма адсорбции на поверхности металла.

Литература

1. Салиджанова Н.С., Хакбердиев Д.М., Зайниев Л.Н. Некоторые аспекты комплексного применения полифункциональных соединений в системе сбора, подготовки нефти и заводнения // Узб. журнал нефти и газа. -2008.-№ 2. С. 36.
2. Беляев С.С., Розанова Е.П., Борзенкова И.А. и др.- Особенности микробиологических процессов в заводняемого нефтяном месторождении Среднего Приобья.- Микробиология. – 1990. – т .59. – № 6. С. 1075.
3. Вавер В.И. Факторы, определяющие содержание сероводорода в продукции скважин и методы борьбы с микробиологической сульфатредукцией на месторождениях Нижневартовского района. - Коррозия и защита. – 1993. - №19. С. 7.
4. Лутошкин Г. Л. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / М.- Недра.- 1977г.- 193 с.
5. Егер Э., Залкинд А. Методы измерения в электрохимии.- М.: Мир.-1977г.
6. Воюцкий В.С. Основы электрохимии.- М : Химия.-1988г.
7. ГОСТ 9.506-87 Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах.
8. ГОСТ 9.509-89 Методы определения защитной способности.
9. ГОСТ 9.905-82 Методы коррозионных испытаний.

Стойкость новых металлических композиций к воздействию агрессивных сред

*д.т.н. Н.С. Салиджанова, д.т.н. Ф.Р. Норхуджаев**,

к.т.н. Г.Г. Набиев

**ТГТУ им. И.Каримова*

Режимы эксплуатации газонефтепромыслового оборудования, обусловленные увеличением мощностей, нагрузок, скоростей, температур, а также коррозионной агрессивностью добываемой продукции и технологических сред, наличием двухфазных сред, содержащих минерализованную и высокоминерализованную воду с растворенным сероводородом и другими кислыми газами и др., приводят к сокращению сроков службы оборудования, а иногда и к созданию аварийных ситуаций. Специфично - жесткие условия эксплуатации бурового оборудования в значительной мере, обусловленные совместным воздействием механической нагрузки, контактного взаимодействия и влияние коррозионных сред, вызывают их коррозионно-механическое разрушение и коррозионно-механическое преждевременное изнашивание [1, 2]. Применение разработанных биметаллических слоистых композиций (МСК) перспективно также в производстве инструментов, эксплуатируемых в условиях ударно - поворотного перфораторного бурения шпуров в среднеабразивных породах с коэффициентом крепости $f \geq 10$ и других инструментов, применяющихся при проведении буровых работ, в том числе - в промысловом оборудовании нефтегазового комплекса [3].

В процессе эксплуатации промыслового оборудования в средах, содержащих сероводород, его металл подвергается общей коррозии и коррозионному растрескиванию, вызванному наводороживанием, и снижением пластических свойств металла в процессе электрохимической сплошной коррозии [1, 2, 4]. Сероводородное растрескивание под напряжением проявляется в быстром (после достижения критической

длины) развитию одной трещины, направленной перпендикулярно действующим напряжениям растяжения. Эта форма разрушения наблюдается у сталей с высокими показателями прочности, твердости и, соответственно, низкой пластичности [1, 2].

В этом аспекте квалифицированная оценка коррозионной стойкости биметаллических слоистых композиций в сероводородных средах с целью определения возможности их применения для изготовления износостойких деталей для магистрального, нефтегазопромыслового и производственного оборудования, стойких к сероводородному растрескиванию, является, несомненно актуальной.

Исходя из этого, целью проведенных исследований является проведение комплекса испытаний, включающих оценку изменения механических свойств сплава системы Cu-Ni-Mn (МСК). Химический состав сплава МСК приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Химический состав сплава МСК

Марка сплава	Химический состав сплав, %					
	Cu	Ni	Mn	Si	Mo	прочие
МСК	4,1	основа	19,5	7,7	10,4	10,6 % Cr

Для сравнения принята сталь марки 17ГС (эту сталь применяют для изготовления НКТ и шлейфовых труб, а также деталей, эксплуатируемым при высоких температурах) и сталь 20 (для сварных и не сварных конструкций). Химический состав сталей, примененных в исследованиях для сравнения, представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Химический состав сталей, %

Химический состав сплавов, %													
C	Mn	Cu	Nb	Al	Ti	Si	P	N	V	Cr	Ni	S	Mo
Сталь 17ГС (ГОСТ 19282, для изготовления НКТ и шлейфовых труб)													
0,16	1,27-1,4	0,017	-	-	-	0,4	0,02-0,035	-	-	0,16	0,018	0,019-0,04	-
Сталь 20 (ГОСТ 380, для сварных и несварных конструкций)													
0,17-0,24	0,35-0,65	0,25	-	-	-	0,17-0,37	0,035	-	-	0,25	0,25	0,03	-

В таблице 3 представлены показатели механической прочности сталей, используемых для сравнения и тестируемых сплавов.

Таблица 3 – Механические свойства сталей и сплава

Временное сопротивление разрыву, σ_B , МПа (kgf/mm ²)	Предел текучести σ_T , МПа (kgf/mm ²) не менее	Относительное удлинение, δ_5 (%), не менее	Относительное сужение Ψ , %	Ударная вязкость, КСЧУ J/см ²	Твердость по Бринеллю, НВ, не более
МСК					
480 (48)	360(37)	38	75	69 (7.0)	-
Сталь 17ГС					
450 (46)	325 (33)	21	-	59 (6,0)	-
Сталь 20					
410 (42)	245 (25)	25	55	157	163

За основу проведенных исследований принята схема воздействия агрессивных сероводородсодержащих сред на стали нефтегазового сортамента (рис. 1).

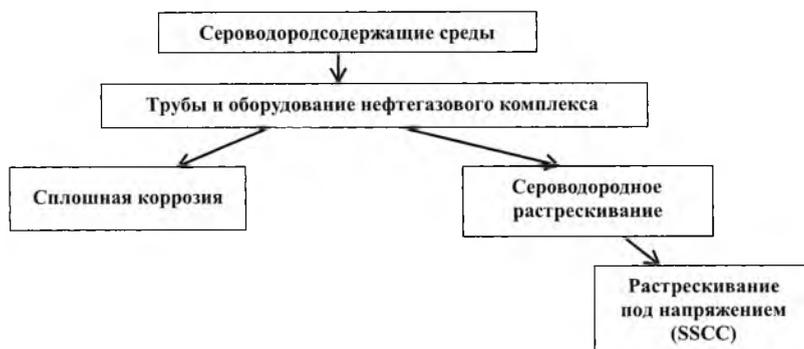


Рис. 1. Схема воздействия агрессивных сероводородсодержащих сред на стали

Оценку стойкости тестируемых сплавов к сплошной коррозии определяли по скорости коррозии, характеризуемой убылью массы единицы поверхности к единице массы образца и данными поляризационного сопротивления, характеризующемся мгновенными (текущими) значениями скорости коррозии в коррозионно-агрессивной среде NACE. Испытательная среда NACE представляет собой 5 % водный раствор NaCl + 500 мг/л уксусной кислоты с содержанием сероводорода 2500 мг/л, pH=3 [4, 5].

Оценку стойкости МСК к коррозионному растрескиванию определяли по стойкости к водородному растрескиванию, по степени повреждения поверхности образца (блистерингу) и данным сопротивлению деформации с постоянной скоростью на воздухе после выдержки в среде НАСЕ.

Измерения стационарных электродных потенциалов на образцах показали минимальный разброс значений (таблица 4). Как видно из данных, приведенных в таблице 4, за первые 1-2 min у МСК достигаются максимально абсолютные значения электродного потенциала, после чего значения потенциала стабилизируются во времени (таблица 4).

Таблица 4 – Результаты определения электродных потенциалов

Сталь	Электродный потенциал (по шкале AgCl)	
	φ , mV (в течение 2 min)	φ , mV (через 20 min)
17ГС	670,5	690,1
Сталь 20	660,3	665,2
МСК	670,1	670,9

Таблица 5 – Результаты определения склонности стали к наводороживанию

Сталь	φ , mV	Плотность тока полярного активирования			
		начало	через 5 min	через 10 min	через 15 min
17ГС	670,3	0,41	0,36	0,36	0,3017
Сталь 20	662,0	0,24	0,29	0,32	0,45
МСК	670,2	0,36	0,14	0,12	0,11

Из данных, приведенных в таблице 5 видно, что значения плотности катодных токов для МСК во времени снижается, что обусловлено несклонностью к наводороживанию, чего не скажешь об образце из Стали 20.

Результаты измерений скорости коррозии МСК от времени экспозиции образцов приведены в таблице 6. Очевидно, что скорость коррозии МСК через 3-е суток снижается более чем на 20 % и стабилизируется во времени при низкой склонности к питтингообразованию и наводоро-

живанию. Тогда как при экспозиции образца из Сталь 3 от 1,5 до 5,0 h индекс питтингообразования составляет 8,7 и 11,5 соответственно.

Таблица 6 – Зависимость питтингообразования МСК от времени экспозиции

Время экспозиции, h	Скорость коррозии, $g/m^2 \times h$	Индекс питтингообразования (кол. поражений на ед. площади)
0	0,53	19,5
0,5	0,22	10,3
1,0	0,20	6,2
2,0	0,18	4,2
3,0	0,17	3,8
5,0	0,15	3,5
10,0	0,20	3,1
24,0	0,22	3,3
72,0	0,21	3,0

В таблице 7 приведены результаты определения скорости общей (сплошной) коррозии по весовому и глубинному показателю. Время испытания в среде NACE – 72 h, площадь образцов – 2,5 см.

Таблица 7 – Результаты определения скорости коррозии сталей

Сталь	Скорость коррозии К/П за период (h), К ($g/m^2 \times h$) / П (mm/y)	
	24 h	72 h
МСК	0,23/0,25	0,23/0,25
17 ГС	0,09/0,17	0,07/0,08
Сталь 20	0,37/0,41	0,31/0,34

Время испытаний позволило выявить механизмы процесса, протекаемые в сероводородсодержащей среде, ответственные за общую коррозию, наводороживание, формирование сульфидной пленки на поверхности и стабилизации коррозионного процесса.

За первые 32-60 h экспозиции образца МСК в среде NACE на поверхности образца формируется сульфидный слой, характерный для системы взаимодействия Fe-NACE.

Визуальный осмотр поверхности образцов МСК после их экспозиции в агрессивной среде и снятия продуктов коррозии выявил отсутствие пузырей наводороживания. Поверхность была поражена

общей коррозией с незначительными проявлениями пятен и питтингов. Проведенный комплекс весовых и электрохимических исследований образцов МСК показал приемлемую чистоту стали по химическому составу и неметаллическим включениям, достаточную для класса С-2.

Проведена сравнительная оценка влияния модельной агрессивной среды на пластические свойства МСК и сталей – сравнения (степень охрупчивания) усталостным методом (гиб проволоки) [4, 5]. В таблице 8 приведены сравнительные результаты по степени охрупчивания образцов тестируемых сталей в среде NACE.

Таблица 8 – Влияние времени экспозиции на степень охрупчивания

Сталь	Время экспозиции, h	Степень охрупчивания, %
МСК	96	17 -18
17 ГС	72	17-19
Сталь 20	72	32-34

Оценка сопротивляемости стали МСК сероводородному растрескиванию (SSCC) проводили на образцах методом ускоренных испытаний: наводороживание проведено в среде NACE в течение 192 h при температуре 23-25 °С. Затем образцы разрушались на разрывной машине методом медленной деформации с постоянной скоростью перемещения захватов $2,0 \times 10^{-8}$ m/s. Основные критерии оценки стойкости к SSCC:

- наличие трещин на торцах;
- относительное сужение;
- относительное удлинение;
- временное сопротивление разрыву;
- предел текучести.

Из данных таблицы 9 очевидно, что существенных изменений прочностных и пластических показателей у образца МСК не произошло. Это свидетельствует о стойкости МСК к SSCC.

Таблица 9 – Результаты определения сопротивляемости коррозионному растрескиванию образцов МСК

Сталь	σ_b (МПа)		σ_T (МПа)		δ_5 , %		Ψ , %		$\Delta\Psi$, %	δ_5 , %	Налич. трещин
	исх.	конеч.	исх.	конеч.	исх.	конеч.	исх.	конеч.			
МСК	465	460	360	355	38,1	36,0	75	70,1	6,1	5,5	нет
	466	460	365	354	38,2	36,2	74	71,0			нет
	465	461	363	355	38,3	36,1	75	70,5			нет
Среднее	465,6	460,3	362,6	354,6	38,2	36,1	74,6	70,5			нет

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что новый синтезированный биметаллический сплав МСК по параметрам коррозионной стойкости к сплошной коррозии, наводороживанию и сероводородному растрескиванию под давлением отвечают требованиям к сталям группы стойкости С-2, которые применяются в настоящее время для изготовления труб диаметром 530×14mm, стойких к сероводородному растрескиванию. Очевидно, что разработки ученых республики расширяют ассортимент высококачественных сталей для нефтегазовой промышленности.

Литература

1. Килимник А.Б., Гладышева И.В. Химическое сопротивление материалов и защита от коррозии. - Тамбов: ТГТУ, 2008. - 80 с.
2. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. - М.: Недра, 1976, 192 с.
3. Норхуджаев Ф.Р. Разработка теоретической и технологической основы производства и технологической обработки металлических слоистых композиций. - Дис. док. тех. наук. - Ташкент, 2016. - 220 с.
4. NACE Corrosion Conference.- Improvement of Hydrogen Sulfide Cracking Susceptibility in Line pipes for Sour Gaz Servises/-Sumitomo, Japan.- April,1979.
5. ГОСТ 9.901.1-89 Металлы и сплавы. Общие требования к методам испытаний на коррозионное растрескивание Логан Х.Л. Коррозия металлов под напряжением.-М.-Металлургия.-1979 г.

Исследование состава и причин отложений солей на нефтепромысловом оборудовании

к.х.н. Р.В. Бободжанова, Н.Р. Абидходжаева, С.А. Алимова

Процессу солеотложений подвержены как скважины, так и оборудование, эксплуатирующееся в нефтегазовой промышленности. При этом затраты на предупреждение солеотложений в десятки раз меньше финансовых потерь при устранении последствий отложений в скважине, в магистральных трубах и в оборудовании. Поэтому предупреждение солеотложений является одной из актуальных проблем нефтегазовой отрасли [1-2].

По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определенного вида выделяются три группы солей: карбонатные, сульфатные и хлоридные. Самыми распространенными являются отложения солей, содержащие в основном сульфат кальция (60-80 %), карбонаты кальция и магния (5-16 %). Объясняется это присутствием кальция в горных и осадочных породах, с которыми вода приходит в соприкосновение, фильтруясь через них или протекая по руслам рек, а также высокой растворимостью некоторых соединений кальция. Если при этом в составе отложений содержится более 15 % твердых и тяжелых углеводородных соединений нефти, то они классифицируются как гипсоуглеводородные. В составе отложений в виде примесей присутствуют до 0,5 – 4,5 % окислов железа и до 0,5 – 3,0 % кремнезема, наличие которых объясняется коррозией оборудования и выносом песчинок жидкостью в процессе эксплуатации скважины [1-5].

Хлориды являются основной частью подавляющего большинства пластовых вод нефтяных месторождений. Хлористые соли обладают хорошей растворимостью, в их присутствии повышается растворимость малорастворимых соединений, таких как карбонат и сульфат кальция.

Растворимость поваренной соли существенно увеличивается с ростом температуры.

Целью настоящего исследования является определение состава твердых отложений, образовавшихся на роторе в дожимной компрессорной станции (ДКС) и рекомендации по методам предупреждения их образования.

В наземном оборудовании солевой осадок накапливается в виде слоя толщиной от нескольких миллиметров до сантиметра, который плотно прилегает к внутренней его поверхности.

На рис. 1 представлен образец солеотложений с ротора ДКС



Рис. 1. Образец солеотложений с ротора ДКС

Образец представлял собой плотный микро- и мелкокристаллический осадок. В поперечном сечении осадка нам не удалось выделить отдельные слои, поскольку отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твердых углеводородов и окислов железа.

Определение растворимости образца в воде и в органических растворителях показало, что основная доля отложений приходится на растворимые в воде соли.

В таблице 1 представлены результаты исследования химического состава отложений с ротора ДКС.

Таблица 1 – Результаты исследования химического состава солеотложений с ротора ДКС

№ проб	Содержание, %			Всего, %
	Водонерастворимая часть осадка		Водорастворимая часть	
	Органические компоненты	Fe ₂ O ₃ , SiO ₂ , Al ₂ O ₃ , и др. окислы	Na ⁺ , K ⁺ ; Mg ⁺² ; Ca ⁺² SO ₄ ⁻² ; HCO ₃ ⁻ ; Cl ⁻ ; H ₂ O	
Проба № 1	0,69	11	88,31 (из них 87,4 % приходится на NaCl, 0,91 % - соли кальция и магния).	100

На основании проведенного исследования можно сделать следующий вывод:

- образец солеотложений представляет собой многокомпонентную физико-химическую систему, состоящую, главным образом, из хлористого натрия (NaCl) – 87,4 %, механических примесей (песок, глина, окислы металлов и т.д.) – 11 %, нефтепродуктов – 0,69 %.

Таким образом, по результатам анализа можно заключить, что образец с ротора установки ДКС представляет собой минеральные отложения типа - галит. Это обусловлено тем, что месторождения нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами. В результате этого взаимодействия осадок солеотложений состоит практически из чистого галита.

Основная причина выпадения хлористого натрия из попутной воды нефтяных месторождений - это снижение температуры и давления, приводящее к их перенасыщению солью.

Как известно, предупреждение солеотложений достигается использованием ингибиторов в оптимальных дозировках, значения которых определяются содержанием солеобразующих ионов HCO₃⁻ и Ca²⁺ в пластовой воде.

Выбор ингибитора и его оптимальной дозировки определяют на основании результатов экспериментальных работ по исследованию эффективности ингибиторов солеотложения для вод различного ионного состава.

Для устранения причины образования солеотложений нами были опробованы ингибиторы солеотложений, которые использовались ранее на предприятиях АО «Узнефтегаздобыча» и находят применение в настоящее время. На наш взгляд, было бы целесообразно вводить ингибиторы солеотложений в пластовую воду до входа в ДКС. Для этого были опробованы следующие ингибиторы солеотложений: SUMANO ДЮ, СНПХ-5312С, Optima-0017, Descum 2 марки 3611 В, ФЛЕК-ИСО-502. Дозировка ингибиторов была выбрана оптимальная, равная 25 g/t для пластовых вод наших месторождений.

Метод исследований заключался в следующем. В насыщенный (модельный) раствор помещали металлические пластинки (СТ-20), которые были предварительно подготовлены для гравиметрических исследований. Пластинки выдерживались в растворе при температуре 70 °С в течение 24 часов. В таблице 2 представлены результаты сравнительных исследований ингибиторов солеотложений.

В результате проведенных исследований было установлено, что ИСО Optima-0017 (производство Россия) при вышеуказанной дозировке дает положительный результат. Эффективность при этом составила 71 %.

Таблица 2 – Результаты сравнительных исследований ИСО

Дозировка 25 g/t	Наименование ингибиторов солеотложений				
	SUMANO ДЮ	СНПХ- 5312С	Optima- 0017	Descum 2 марки 3611	ФЛЕК- ИСО-502
Эффективность, %	35	37	71	43	28

Следует отметить, что остальные ингибиторы показывают более низкую эффективность. Согласно литературным данным для галитных отложений наиболее подходящими являются ингибиторы солеотложений «ИНКОИЛ» (Россия) и «НАПОР-ИСО-1» (Россия).

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что ингибитор солеотложений Optima-0017 из анализируемых нами ингибиторов, является наиболее приемлемым для ДКС предприятий АО «Узбекнефтегаз». Считаем, что наиболее удобной точкой

зведения ингибитора солеотложений является установка дозатора на входе в ДКС.

В анализируемом образце солеотложений нами были выделены парафино-смолистые отложения (органическая часть), которые составляли 0,69 %. Хотя содержание органической части и незначительно, но присутствие их в солеотложениях вызывает негативное влияние на образование солеотложений, поскольку парафино-смолистые отложения являются центром кристаллизации. В связи с этим удаление парафино-смолистых соединений является одной из важных задач, для решения которой используются органические растворители, смеси органических растворителей с водой (эмульсии), которые разрушают АСПО (асфальтено-смолисто-парафиновые отложения).

Нами проведены исследования по удалению органических соединений путем обработки глинисто-смолистых отложений образцом Dewaxol 7604, предоставленным Групп компаний «Миррико» (производство Россия). Как показало исследование, ингибитор Dewaxol 7604 обладает способностью разрушать (растворять) АСПО (асфальтено-смолисто-парафиновые отложения). Эффективность реагента находилась в пределах от 93,7 % до 98,5 %.

Оптимизацию дозировки реагента, температур и времени процесса растворения (разрушения) АСПО необходимо определять для локальной системы путем промысловых испытаний.

Таким образом, на основании всех проведенных исследований можно сделать следующий вывод:

Анализируемый образец солеотложений с ротора ДКС представляет собой сложную, многокомпонентную систему, содержащую 87,4 % хлорида натрия, 0,91 % - солей кальция и магния, 11 % - водонерастворимой (глинистой) части осадка, 0,69 % - органических соединений.

Рекомендации:

1. Для предотвращения образования солеотложений в нефтепромысловом оборудовании рекомендуем использование ингибиторов солеотложений, предназначенных для предотвращения карбонатных и галитных отложений в нефтепромысловом оборудовании в широком диапазоне температур.

2. Для удаления галитных отложений рекомендуем использование водоструйного воздействия горячей водой, поскольку вода является лучшим, а также дешевым растворителем хлористого натрия или метод JetBlasting (струйного размыва), который предусматривает использование нового струйного инструмента с неабразивными жидкостями для удаления мягких отложений.

3. Удаление органических соединений проводить путем обработки глинисто-смолистых отложений реагентом типа «Dewaxol 7604» (Россия) или другими ароматическими растворителями для АСПО.

4. Рекомендуем применение различного рода покрытий (полимерные покрытия, лаки и т.д.), снижающие адгезию поверхностей, контактирующих с пластовой жидкостью. Это позволит также снизить степень отложения солей.

Литература

1. Кащавцев, В.Е.; Мищенко, И.Т. Солеобразование при добыче нефти / М.: Нефть и газ, 2004 г.

2. Шангараева Л.А., Петухов А.В. Прогнозирование образования отложений солей в нефтяных скважинах // Современные проблемы науки и образования. 2013. № 6.

3. Рагулин В.В., Волошин А.И., Михайлов А.Г. Хлебников С.П. Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть»-Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть»-Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения. - М.: Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», № 1, 2006. С. 38-41.

4. Габдрахманов А.Г. О причинах образования кристаллических осадков и совершенствование методов борьбы с ними // Нефтяное хозяйство. 1973, № 2. С. 46-49.

5. Галеев Р.Г., Дияшев Р.Н., Потапов С.С. Исследование минерального состава и причин отложений солей в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. 1998, № 5. С. 41-45.

УДК 665.725.8

Сжиженный углеводородный газ как альтернатива природному газу для населения

А.О. Азаров

Как известно, газ применяется и для отопления, и в системе горячего водоснабжения, и для приготовления пищи. Но что делать, если магистральное газоснабжение в данной местности отсутствует и устройство системы на основе природного газа невозможно? Выход есть автономная газовая установка (АГУ).

Если для обеспечения газом домов в сельской местности, где отсутствует система магистрального газоснабжения, в основном используются обычные бытовые газовые баллоны со сжиженным углеводородным газом (СУГ), то современная АГУ имеет несколько иной принцип. В его основе лежит система, состоящая из 2-х частей: испаритель СУГ (различных объемов в зависимости от потребности потребителя) и металлическая ёмкость для хранения СУГ – газгольдер (различных объёмов в зависимости от потребности потребителя). АГУ обладает несравнимо большим объемом, благодаря чему появляется возможность непрерывной подачи газа на протяжении целого года, для удовлетворения потребностей в обогреве помещений, обеспечении горячей воды, приготовлении пищи, отоплении теплиц и для других целей в таких объектах, как многоэтажные панельные дома, типовые сельские дома, частные дома, объекты государственного значения,

субъектов малого и среднего предпринимательства, сельского хозяйства и другие объекты.

На базе автономного газоснабжения для обеспечения отопления жилой площади, обеспечения горячей водой, приготовления пищи, отопления теплиц и других бытовых нужд, в Янги Томдинском районе Навоийской области построены 50 типовых сельских домов (общей жилплощадью до 5000 м²). Система АГУ включает в себя 2 испарителя модели KEV-030 кг/ч производства «KOREA GAS ENGINEERING» на рамочной платформе для бесперебойной подачи испарённого газа-пропана и двух подземных металлических ёмкостей (газгольдеров) объёмами по 10 м³ (рис. 1).

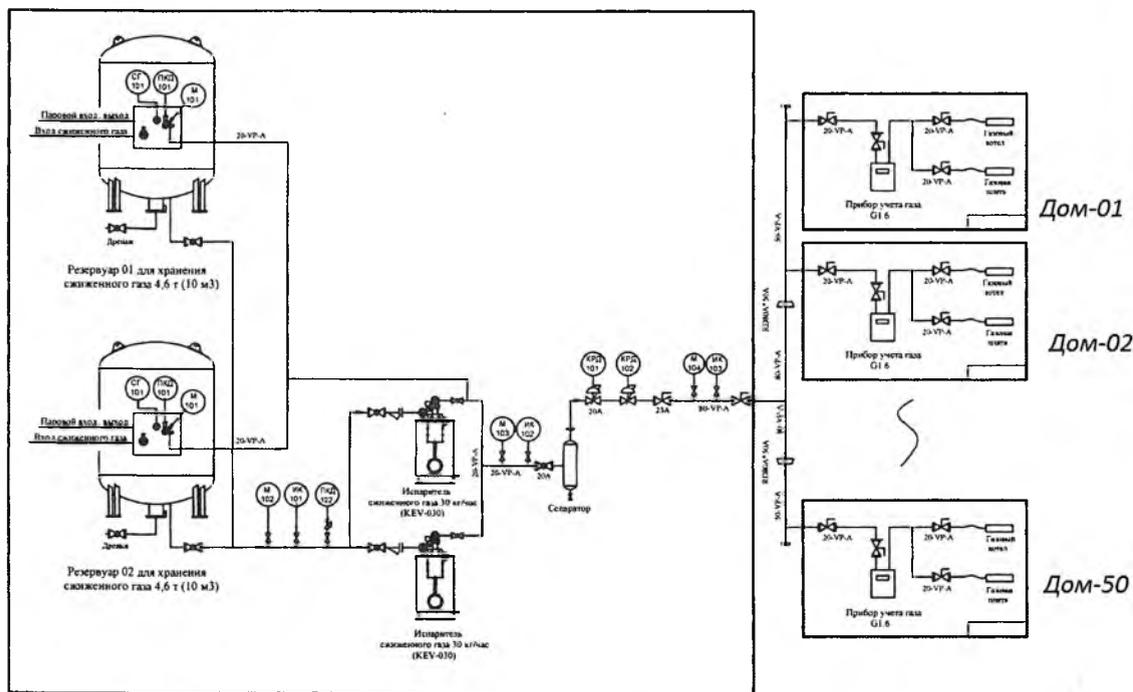


Рис. 1.

По правилам безопасности АГУ устанавливается на изолированной (ограждённой) территории и на расстоянии 10 метров от объектов жилплощади.

Современные системы газгольдера имеют специальное распределительное оборудование, осуществляющее регулировку подачи газа и контроль его количества в резервуаре. Управление происходит в автома -

ическом режиме, однако, в случае необходимости, подачу газа можно перекрыть и вручную.

При монтаже для соединения емкости с испарителем и подачи на потребителей использовали бесшовные металлические трубы, фланцевый фильтр для СУГ.

Конструктивно система газгольдера представляет собой цельную емкость, состоящую из прочных стальных листов, которые окрашены несколькими слоями краски с эпоксидной смолой, что придает конструкции дополнительную прочность и защиту от коррозии. Сверху располагается горловина, используемая для заправки резервуара. Чем выше горловина, тем лучше защита емкости от обильных осадков и талой воды, что особенно важно для местности с суровыми климатическими условиями.

Запорно-регулирующая арматура данной системы включает следующие элементы:

- предохранительные клапаны;
- шаровые краны;
- иголочный кран;
- сливочный кран;
- уровнемер заполнения емкости СУГ.

При подаче испарённого газа в каждый дом потребителя смонтированы диафрагмовые газовые счётчики с аналоговым показателем, с импульсным выходом моделей G 1.6; G 2.5; G 4; G 6. производства DAEMYOUNG I&T Южной Кореи.

Учитывая тот факт, что СУГ на АГУ доставляется автогазовозами в жидком состоянии и, как правило, отгружается в килограммах, а населению через систему испарителей подается СУГ в газообразном состоянии и отчисляется в кубических метрах, есть необходимость при составлении отчета и баланса применять коэффициент пересчета.

Как известно СУГ представляет собой смесь пропана, бутана и их изотопов и должен соответствовать требованиям ГОСТ 20448-90.

Основной особенностью сжиженных газов является то, что они хранятся и транспортируются в жидком состоянии, а используются в газообразном состоянии.

Компонентный состав СУГ всегда разный, и плотность его зависит от температуры.

В таблице 1 приведены данные о плотности каждого компонента сжиженных газов и их паров в зависимости от температуры.

Таблица 1 – Плотность сжиженных газов и их паров при давлении насыщенных паров в зависимости от температуры

Температура, °C	Пропан		Изобутан		Нормальный бутан	
	плотность, кг/м ³		плотность, кг/м ³		плотность, кг/м ³	
	жидкости	пара	жидкости	пара	жидкости	пара
1	2	3	4	5	6	7
-30	565	3,87	619	1,49	-	-
-25	559	4,62	610	1,65	-	-
-20	553	5,48	606	1,96	-	-
-16	548	6,4	600	2,5	615	1,602
-10	542	7,57	594	3,04	612	1,947
-5	535	9,05	588	3,59	605	2,100
0	528	10,34	582	4,31	601	2,820
5	521	11,9	574	5,07	596	3,35
10	514	13,6	569	5,92	590	3,94
15	507	15,51	565	6,95	583	4,65
20	499	17,74	557	7,94	571	5,39
25	490	20,15	551	9,21	573	6,18
30	483	22,8	545	11,5	567	7,19
35	474	25,3	540	13,0	562	8,17
40	464	28,6	534	14,7	555	9,334
45	451	34,5	527	16,8	549	10,571
50	446	36,8	518	18,94	543	12,1

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
55	437	40,22	513	20,56	536	12,38
60	434	44,6	505	24,2	532	15,4

В таблице 2 приведены данные о плотности углеводородных газов при нормальном атмосферном давлении $P = 1 \text{ кг/см}^2$ в зависимости от температуры.

Таблица 2 – Плотность углеводородных газов при давлении 760 мм рт.ст. (1 ати) в зависимости от температуры

$t^{\circ}\text{C}$	Пропан	Нормальный бутан	Изобутан
-20	2,1683	2,9165	2,8787
-15	2,1263	2,8600	2,8230
-10	2,0859	2,8057	2,7693
-5	2,0438	2,7533	2,7177
0	2,010	2,703	2,668
5	1,9734	2,6544	2,620
10	1,9386	2,6075	2,5737
15	1,9049	2,5622	2,5291
20	1,872	2,5185	2,4859
25	1,841	2,4763	2,4442
30	1,8107	2,4355	2,4039
35	1,7813	2,3959	2,3649
40	1,7528	2,3577	2,3272

Данными этих таблиц можно пользоваться для определения плотности смеси сжиженных газов, если известно соотношение компонентов сжиженного газа в каждой партии поставки.

Для примера приводим расчеты плотности сжиженных газов по данным среднестатистических результатов анализов состава сжиженного газа: пропана – 56 %, нормального бутана – 40 % и изобутана – 4 %.

По статистике средняя годовая температура в Узбекистане составляет 20°C . При таком составе компонентов плотность жидкой фазы составит: $\rho_{\text{ж}} = 100 : (56 : 499 + 40 : 571 + 4 : 557) = 530 \text{ кг/м}^3$.

Плотность паровой фазы при нормальном атмосферном давлении, равном 1 кг/см^2 :

$$\rho_{\text{п}} = (56 \cdot 1,872 + 40 \cdot 2,5185 + 4 \cdot 2,4859) : 100 = 2,16 \text{ кг/м}^3.$$

Для удобства приведем таблицу 3, с соотношением объема и веса.

Таблица 3

Соотношение объема и веса	1 кг	1 л	1 м ³
Сжиженный, кг	1	0,53	2,16
Сжиженный, л	1,9	1	4,08
Газообразный, м ³	0,46	0,25	1

Таким образом, в результате испарения 1 кг жидкой фазы СУГ при нормальных условиях получается 460 литров ($0,46 \text{ м}^3$) паровой фазы. Другими словами, 1 м^3 паровой фазы пропан-бутановой смеси имеет массу 2,16 кг.

В заключение хотелось бы отметить основные плюсы автономной газификации:

1. Независимость от магистральных систем, падения давления в газовой сети и прочих неприятностей.
2. Безопасность. Есть мнение, что газгольдер это большой аналог газового баллона, но это не совсем так. В отличие от баллонов, которые часто взрываются сами и становятся причинами утечек с дальнейшими взрывами газа в помещениях, газгольдер абсолютно безопасен. Он находится снаружи здания и не поддается резким перепадам температур, которые могли бы привести к разрыву. А при возможной утечке газ будет рассеиваться в толще грунта, не смешиваясь с воздухом. Это исключает взрывы.

Способы обращения с отходами бурения

С.Б. Каримова, Н.Л. Синельникова, С.И. Ходжаева

На сегодняшний день в сфере обращения с отходами бурения возможны три варианта:

- утилизация, то есть использование отходов в качестве вторичного сырья;
- захоронение на специальных полигонах;
- захоронение непосредственно в шламовых амбарах.

Выбор способа обращения с отходами бурения необходимо проводить с точки зрения их эффективности:

- образование обезвреженного отхода, который не может быть нигде применен;
- отсутствие технической документации на процесс переработки, разработанной и утвержденной в установленном законодательством порядке;
- высокая ресурсоемкость и стоимость;
- образование вторичных отходов;
- дополнительное воздействие на компоненты природной среды.

Для варианта утилизации обязательно образование предварительно обезвреженного отхода.

В настоящее время наиболее известные методы обезвреживания отходов бурения - термический, химический, биологический и физико-химический.

Термический - заключается в сжигании шлама в специальном технологическом оборудовании (печах). Данный метод имеет ряд существенных недостатков, как с экономической, так и с экологической точки зрения. Термическое обезвреживание отходов бурения требует наличия дорогостоящего оборудования, на которое должна быть соответствующая разрешительная документация. В результате терми-

ческой обработки отходов бурения образуются вторичные отходы – инертный отход (песок, «инертный грунт», зола и т.п.), вода, жидкие нефтепродукты, а также продукты сжигания нефтяных фракций, выделяющиеся в атмосферный воздух.

Химический – основывается на отмывке отходов бурения от нефти холодной или горячей водой со специальными химическими добавками. Применение технологии химического обезвреживания сопряжено с образованием отходов, представленных промывными водами из шламового амбара, содержащими нефтепродукты и химические добавки, для утилизации которых необходимо наличие дополнительных систем захоронения (скважин для закачки откаченной жидкости и др.).

Биологический - заключается во внесении биопрепаратов, содержащих микроорганизмы, под действием которых углеводороды нефти и нефтепродуктов окисляются до экологически нейтральных соединений. У этого метода имеется также ряд существенных недостатков. Отходы бурения размещаются в глубоких обводненных котлованах, при отсутствии доступа кислорода и микроорганизмов, в том числе нефтеокисляющих. Внесение биопрепаратов на глубину от 1 м до 5 м приведет к их гибели или замедленной активности, а, следовательно, не будет происходить биодegradации нефтепродуктов, особенно в глубинных горизонтах шлама. Поэтому этот метод не позволяет эффективно использовать механизмы деградации нефтепродуктов до экологически безвредных веществ в шламовых амбарах.

Физико-химический – один из наиболее распространенных методов обезвреживания отходов бурения. В основе метода лежит процесс отверждения отхода путем смешения присутствующих в шламе органических веществ со специально подобранными реагентами. При этом катионы тяжелых металлов, содержащиеся в шламе, переходят в состав труднорастворимых гидроксидов. Происходит прочное связывание нейтрализованных токсичных соединений и предотвращение последующего их растворения при воздействии окружающей среды.

При утилизации отходов с предварительным обезвреживанием термическим, химическим или биологическим способом, требуется выемка из шламового амбара и транспортировка значительного объема тонкодисперсных масс, которая приводит к загрязнению атмосферного воздуха, как на буровой площадке, так и по территории транспортировки этих масс к месту утилизации.

Существующие в международной практике способы переработки отличаются высокой стоимостью. Применение их связано также с образованием вторичных отходов и загрязнением атмосферного воздуха.

При захоронении отходов на специальных полигонах, кроме вышеперечисленных проблем, возникают проблемы, связанные со строительством специального гидротехнического сооружения, относящегося к крупному источнику воздействия на компоненты природной среды: грунт, атмосферу, водные источники.

Кроме этого необходимо отметить, что при транспортировке отходов задействуется большое количество тяжелой техники, в процессе работы которой будет происходить деградация почвенно-растительного покрова и загрязнение атмосферного воздуха продуктами сгорания.

Исходя из вышеизложенного, а так же учитывая известные методы обезвреживания отходов бурения, параметры и класс опасности, способы их размещения при проводке скважины, можно сделать вывод, что обезвреживание физико-химическим методом с последующим захоронением отходов непосредственно в шламовом амбаре наиболее безопасно по отношению к компонентам природной среды.

Шламовый амбар выполняется с изолирующим слоем (рис. 1), поэтому обезвреженные отходы, захороняемые непосредственно на территории буровой, нанесут минимальный ущерб окружающей среде. При строгом соблюдении технологии обезвреживания с последующим захоронением этот ущерб со временем может быть полностью нейтрализован.

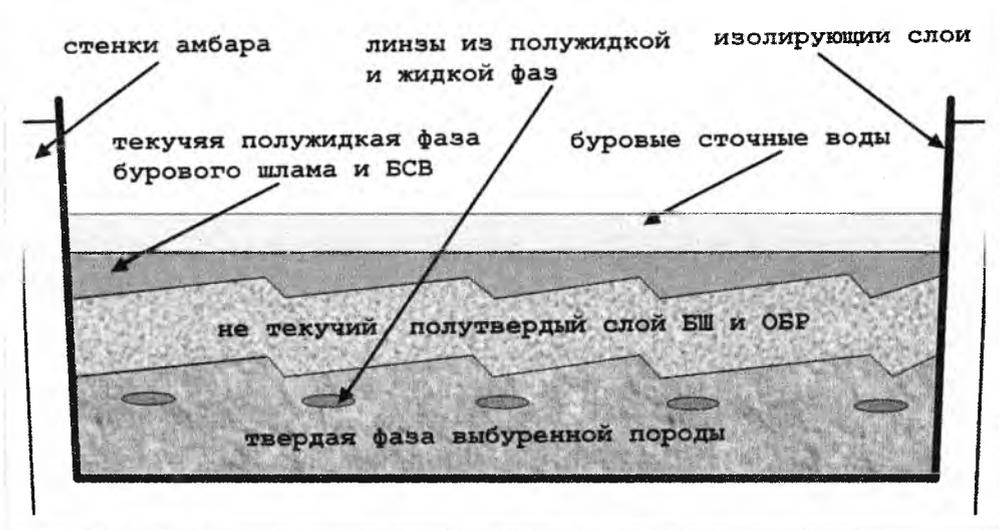


Рис. 1. Схема содержания отходов бурения в шламовом амбаре

Выбор способа утилизации или захоронения отходов должен проходить в соответствии с Законом Республики Узбекистан «Об охране природы», статья 14 «Неблагоприятное воздействие хозяйственной деятельности на окружающую природную среду ограничивается нормативами и стандартами качества окружающей природной среды, гарантирующими экологическую безопасность населения, воспроизводство и охрану природных ресурсов» [1].

Но на данный момент в Республике Узбекистан отсутствует документ, регламентирующий процесс утилизации или захоронения отходов бурения, к которым относятся: буровой шлам (БШ), отработанный буровой раствор (ОБР) и буровые сточные воды (БСВ) [2].

Поэтому в целях упорядочения работ по обращению с отходами необходимо выработать единые правила по разработке технологического регламента на утилизацию/захоронение отходов бурения.

Правила разработки технологического регламента на утилизацию/захоронение отходов бурения позволили бы установить единые правила и порядок проведения комплекса технико-технологических мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения окружающей среды отходами, образующимися в процессе бурения скважин на нефтегазовых месторождениях.

Литература

1. Закон РУз «Об охране природы» № 754-ХII от 9 декабря 1992 г. (с последующими изменениями).
2. NGH 39.0-010-2011. «Проектирование строительства скважин на нефть и газ. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ на территории Узбекистана». Ташкент. 2011 г.

УДК 66.067.8.09

Некоторые аспекты обращения с отходами нефтедобывающих и перерабатывающих предприятий Узбекистана

*С.Б. Каримова, д.т.н. Н.С. Салиджанова, д.т.н. У.С. Назаров**

**СП ООО «UzLITI ENGINEERING»*

Природоохранная и экономическая сферы являются равноправными составляющими деятельности любого предприятия. Только комплексный подход к анализу природопользования позволяет выявить причины, возможные последствия экологически значимых проблем и варианты их решений для предприятия как целостной системы.

Основные функции управления охраной окружающей среды на предприятии включают организацию учета и рациональное использование природных ресурсов, контроль и регулирование выполнения природоохранных мероприятий, оценку и анализ эколого-экономической эффективности природоохранной деятельности.

Важность проблемы обеспечения экологической безопасности при обращении с отходами нефтедобычи является, несомненно, актуальной, что обусловлено негативным воздействием нефтеотходов практически на все компоненты природной среды. В результате их воздействия происходит существенное изменение природного состояния геологической среды, снижение естественной защищенности подзем-

ных вод, активизация геохимических и геомеханических процессов, изменение естественного микробиоценоза. Рост накапливаемых опасных отходов при отсутствии необходимых масштабов их утилизации приводит к изъятию земельных ресурсов на длительные сроки. Вместе с тем нефтеотходы относят к вторичным материальным ресурсам, и по своему химическому составу и полезным свойствам могут быть введенными в ресурсооборот.

Анализ движения отходов за 2015 - 2017 гг. показал, что основной объем образования производственных отходов приходится на объекты трех акционерных обществ: АО «O'ZNEFTGAZQAZIBCHIQARISH», АО «O'ZBURNEFTGAZ» и АО «O'ZNEFTMAHSULOT» (до 80 %) (таблица 1).

Таблица 1 – Динамика образования производственных отходов

Предприятие	Токсичные отходы, т/год					5 класс опасности
	1 класс опасности	2 класс опасности	3 класс опасности	4 класс опасности	Итого	
1	2	3	4	5	6	7
2015 год						
АО «O'ZBURNEFTGAZ»	4,286	761,427	1019,068	19484,632	21269,413	1333,900
АО «O'ZNEFTGAZQAZIBCHIQARISH»	9,019	203,46	2330,042	6190,340	8732,869	1778,058
АО «O'ZNEFTMAHSULOT»	17,936	817,447	2988,834	2306,133	6130,350	5428,903
АО «O'ZTRANSGAZ»	11,163	774,994	241,023	935,521	1962,701	-
Строительство нефтегазовых и социальных объектов	0,340	327,095	0,097	2191,307	2518,839	-
АО «O'ZNEFTGAZMASH»	0,039	4,805	132,253	6108,005	6245,102	410,503
Всего:	42,766	2889,236	6711,317	37215,938	46859,274	8951,364
2016 год						
АО «O'ZBURNEFTGAZ»	3,260	153,229	4641,219	22723,887	27521,595	729,970
АО «O'ZNEFTGAZQAZIBCHIQARISH»	1,303	58,104	1112,265	11089,023	12260,695	4159,074
АО «O'ZNEFTMAHSULOT»	6,773	1473,543	1905,895	2964,863	6351,074	4352,646
АО «O'ZTRANSGAZ»	5,758	39,400	28,622	4280,070	4353,851	2510,794
Строительство нефтегазовых и социальных объектов	0,700	428,342	8,414	343,180	780,636	3185,020
АО «O'ZNEFTGAZMASH»	0,875	12,270	54,717	2030,255	2088,117	592,260
Всего:	18,669	2164,888	7751,132	43421,278	53355,968	15529,764

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
2017 год						
АО «O`ZBURNEFTEGAZ»	3,353	123,705	4446,3	18190,773	22764,219	259,264
АО «O`ZNEFTGAZQAZIBCHIQRISH»	1,453	75,654	261,434	4583,825	4922,366	5014,012
АО «O`ZNEFTMAHSULOT»	4,178	1228,030	1706,635	2759,744	5698,555	4430,133
АО «O`ZTRANSGAZ»	4,042	31,737	30,425	3859,930	3926,133	2699,384
Строительство нефтегазовых и социальных объектов	0,514	406,499	10,394	372,008	788,415	2880,736
АО «O`ZNEFTGAZMASH»	0,415	8,749	59,284	3680,456	3748,904	521,918
Всего:	12,648	1849,046	6508,033	31272,249	39641,976	13900,649

В 2017 году наметилась тенденция к сокращению объемов образования производственных отходов (рис. 1). Наибольшее сокращение достигнуто на объектах АО «O`ZNEFTGAZQAZIBCHIQRISH» (10%).

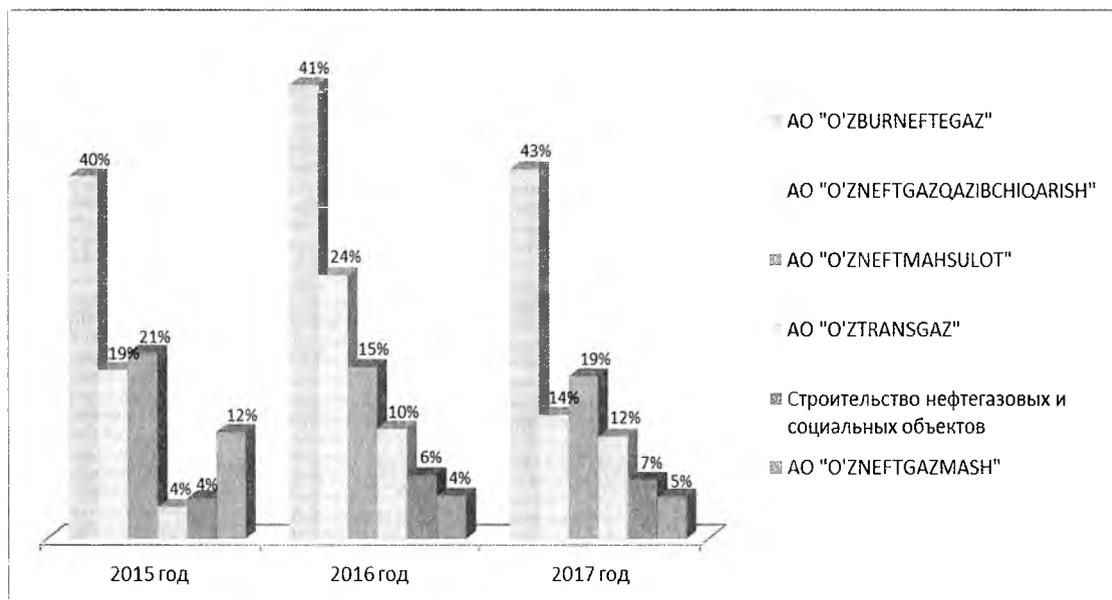


Рис. 1. Объемы образования отходов по акционерным компаниям

Динамика объемов образования производственных отходов по степени их опасности показала, что в отрасли образуется большое количество отходов 5-го и 4-го классов опасности (рис. 2).

Образование отходов 4-го и 5-го класса опасности связано с тем, что на объектах отрасли регулярно проводят ремонт и замену оборудования, в процессе которых образуется большое количество черного лома, относящегося к этому классу опасности.

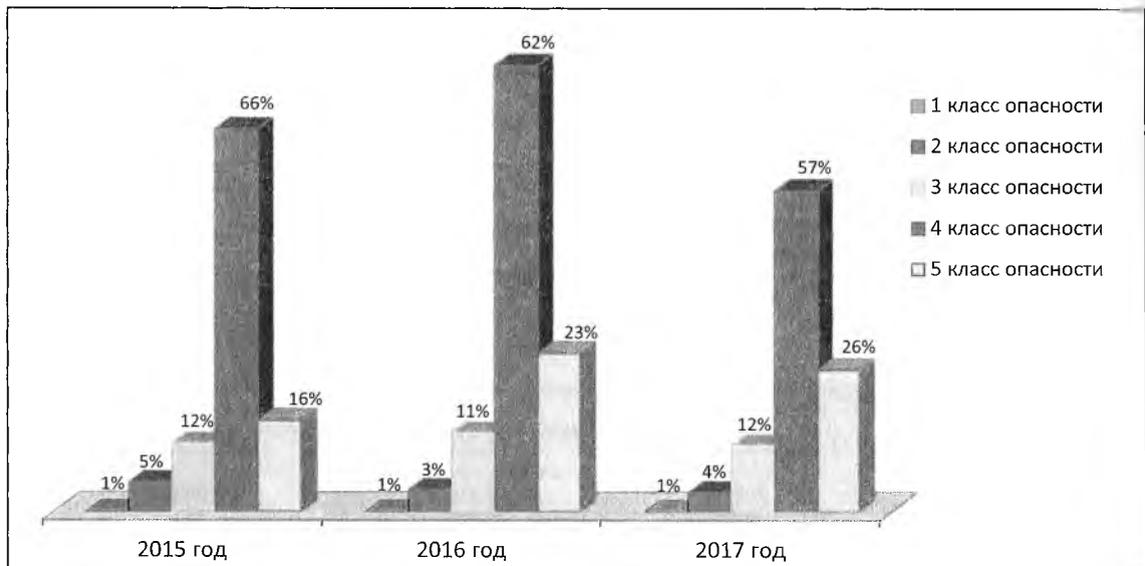


Рис. 2. Распределение объемов образования отходов по классам опасности

Специфические для нефтегазовой отрасли отходы: нефтешламы, образующиеся при подготовке и переработке нефти, резервуарный шлам, образующийся в процессе зачистки резервуаров. Эти отходы относятся к 2-му классу опасности.

В 2017 году наметилась тенденция к сокращению объемов образования производственных отходов:

2015 г. - 55810,638, из них: отходы 1-го класса опасности – 42,766 т (1 %), отходы 2-го класса опасности – 2889,236 т (5 %), отходы 3-го класса опасности – 6711,317 т (12 %), отходы 4-го класса опасности – 37215,938 т (66 %), отходы 5-го класса опасности – 8951,364 т (16 %);

2016 г. - 68885,732 т, из них: отходы 1-го класса опасности – 18,669 т (1 %), отходы 2-го класса опасности – 2164,888 т (3 %), отходы 3-го класса опасности – 7751,132 т (11 %), отходы 4-го класса опасности – 43421,278 т (62 %); отходы 5-го класса опасности – 15529,764 т (23 %);

2017 г. - 53542,625 т, из них: отходы 1-го класса опасности – 12,648 т (1 %), отходы 2-го класса опасности – 1849,046 т (4 %), отходы 3-го класса опасности – 6508,033 т (12 %), отходы 4-го класса опасности – 31272,249 т (57 %); отходы 5-го класса опасности – 13900,649 т (26 %).

Увеличение доли отходов 5-го класса опасности с 23 % в 2015г. до 26 % в 2017г. обусловлено внедрением ряда проектов по строительству и модернизации объектов отрасли, в процессе которых образуется большое количество черного лома, относящегося к 5-му классу опасности.

Проблема обеспечения экологической безопасности при обращении с отходами нефтедобычи является актуальной во всем мире. Важность проблемы определяется не только значительным количеством, но и негативным воздействием нефтеотходов практически на все компоненты природной среды.

Нефтешлам - смесь осадков, выпавших в песколовках, нефтеловушках и прудах (буферного и дополнительного отстаивания), пены, собираемой при флотационной очистке, а также осадков систем оборотного водоснабжения и в чашах градирен. Основные поставщики нефтешлама (60-75 %) - флотаторы и нефтеловушки. Нефтешлам из очистных сооружений отводят в шламонакопители (земляные амбары глубиной 2-4 м). Состав нефтешламов нефтеперерабатывающих заводов достаточно разнообразен: тяжелые нефтяные осадки, содержащие 10-56 % нефтепродуктов, 30-85 % воды, 1,3-46 % твердых примесей, а также сернистые соединения: сероводород, тиолы (меркаптаны), органические сульфиды и т.п. Эти компоненты могут выделяться на всех стадиях технологического процесса, что определяет их опасность для человека и природы.

В нефтях могут встречаться как в растворенном, так и в коллоидном состоянии: неорганические - сероводород, свободная сера; органические - тиолы, сульфиды, дисульфиды, гетероциклические соединения, тиофены, тиофаны. Содержание сернистых соединений в шламах колеблется от 6,8 до 14,3 г/м³.

Меркаптаны (общая формула RSH) - органические серосодержащие коллоидные формы с высокой токсичностью, образующиеся при термическом воздействии на нефти. В разбавленных растворах тиолы существуют в виде мономеров, а в более концентрированных – в виде

димеров преимущественно линейного строения благодаря образованию водородных связей S–H...S. В жидком и твердом состоянии (в нефтешламах в том числе) меркаптаны образуют полимеры.

Обнаруживаются меркаптаны в воздухе в сотни и тысячи раз меньших концентрациях, чем H_2S ; могут быть обнаружены в воздухе в концентрации до 2 - 10,9 мг/л. В очень низких концентрациях пары вызывают рефлекторную тошноту и головную боль вследствие отвратительного запаха. В более высоких концентрациях оказывают воздействие на центральную нервную систему, обладают наркотическим эффектом, характеризующимся мышечной скованностью. Меркаптаны обладают очень неприятным запахом, различимым даже в совершенно ничтожных концентрациях. Это их свойство используется в практике газоснабжения городов для предупреждения о неисправности газовой линии (утечках газа), они добавляются к бытовому газу в качестве одоранта.

Для реинжиниринга систем обращения с отходами на нефтеперерабатывающих предприятиях необходимо создание комплекса технологий обезвреживания шламов и сточных вод, что позволит ликвидировать сверхнормативный сброс нефти и нефтепродуктов в окружающую среду. Установить истинную причину неэффективной работы очистных сооружений и повысить экологическую безопасность нефтеперерабатывающих предприятий возможно также при использовании методов современного мониторинга и экологического аудита.

Сотрудниками института разработан способ переработки (приоритетный № IAP 20180563 от 26.11.2018г.) отработанного нефтешлама с целью выделения из него высокотоксичных меркаптанов путем использования поличетвертичных аммониевых соединений.

Технический результат от использования изобретения заключается в улучшении экологии за счет повышения эффективности переработки, качества получаемой продукции при переработке нефтешламов, производительности технологии по разделению сырья на фазовые составляющие и в обеспечении возможности использования данной технологии для сырья, тяжело разделяемого при стандартных технологиях.

Эффективное решение проблемы переработки и утилизации нефтяных отходов во многом связано с активной инновационной деятельностью, с необходимостью внедрения новых дорогостоящих технологий и оборудования.

Дальнейшее развитие наукоемких производств в данной отрасли невозможно без серьезных финансовых вложений. Но привлечение инвестиций на развитие научных исследований требует разработки особых методов оценки их эффективности. Следовательно, разработка схемы и механизма определения экономической эффективности инвестиций в инновационную деятельность, направленную на решение проблем с обращением с нефтяными отходами, является важной задачей, которая требует решения.

Исследование методов оценки экономической эффективности инвестиций в инновации представляет собой недостаточно изученную область экологических и экономических знаний. Это связано с тем, что невозможно заранее предусмотреть все последствия реализации таких инновационных проектов. Оценка этого влияния требует применения специальных методов определения эффективности как отдельных мероприятий, так и инновационной программы в целом.

Обзор ситуации с переработкой нефтесодержащих отходов в Узбекистане показал неудовлетворительное состояние дел в части утилизации нефтешламов, которые образуются в количестве сотен тысяч тонн ежегодно и наносят огромный экологический ущерб. Ни на одном нефтедобывающем предприятии проблема обезвреживания и утилизации нефтешламов не решена полностью, хотя на многих предприятиях объемы как выполненных природоохранных работ, так и материальных затрат постоянно растут.

Очевидно, что основными факторами низкого уровня переработки нефтесодержащих отходов являются:

- недостаточность использования только рыночных стимулов для сбора и рентабельной переработки значительной массы нефтесодержащих отходов;

- неполное использование существующих инструментов государственного регулирования в области переработки токсичных отходов производства;
- недостатки в организации сбора и удаления нефтесодержащих отходов;
- слабая информированность нефтедобывающих предприятий об имеющихся инновационных методах переработки нефтесодержащих отходов.

Зарубежная практика показывает, что комплексный подход к процессам переработки нефтесодержащих отходов имеет первостепенное значение. Наиболее целесообразной представляется комплексная утилизация, т.е. переработка нефтесодержащих отходов с максимальным учетом свойств и использованием всех составляющих, в результате которой отходы становятся сырьем, реагентами или наполнителями в процессе производства продукции или участвуют в переработке других отходов.

Основополагающие доминирующие принципы построения системы переработки нефтесодержащих промышленных отходов можно подразделить на 3 группы - правовые, технические и экономические (рис. 3).

Эти принципы могут рассматриваться как стратегические в развитии системы обращения с нефтяными отходами и формировании технической и инвестиционной политики для создания инновационных технологий переработки нефтесодержащих отходов.

С нашей точки зрения, система обращения с отходами нефтедобычи представляет собой такую организацию определенных технологических стадий, проходя которые нефтепродукты претерпевают последовательное превращение по схеме «отход - вторичный продукт - товарный продукт» с минимальными потерями и максимальной безопасностью для окружающей среды.



Рис. 3. Доминирующие принципы построения системы переработки нефтесодержащих отходов

Проблема переработки образующихся и уже накопленных нефтесодержащих отходов приводит к разработке новых инновационных технологий в этой области. В этом заинтересованы как наши ученые, так и иностранные предприятия, а обмен научным опытом приведет к еще более быстрому решению данной проблемы.

Анализ литературной информации показывает, что, в основном технически, проблема практически всех видов нефтешламов решена, хотя и для этих отходов остается ряд проблем и ограничений. Широкому внедрению методов и установок по переработке нефтесодержащих отходов, как правило, препятствует их высокая стоимость. В данной ситуации, как и при отсутствии методов переработки нефтесодержащих отходов, важную роль должна сыграть комплексная многоуровневая система, являющаяся основой создания сбалансированных низкокзатратных процессов, которые позволят решать экологические проблемы в нашей стране.

Таким образом, решение проблем, связанных с образованием, обезвреживанием и утилизацией нефтесодержащих отходов на региональном уровне, невозможно достичь посредством выполнения разрозненных проектов.

На основании изучения методов переработки нефтешламов, которые были представлены в различных научных работах, представлена классификация методов переработки нефтесодержащих отходов (рис. 4).

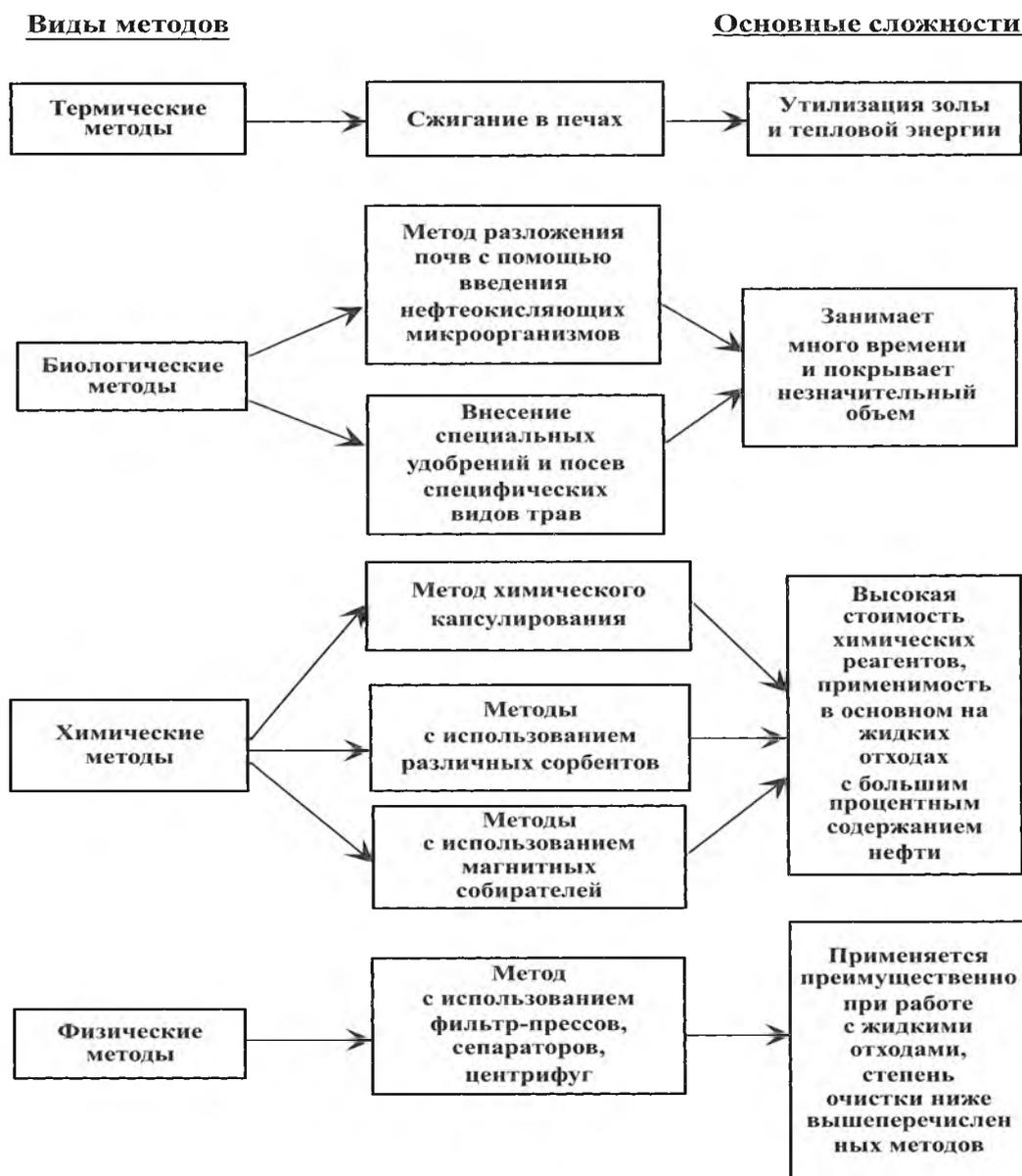


Рис. 4. Методы переработки нефтесодержащих отходов

Обязательным условием реализации этих методов является необходимость существенных научно-исследовательских проработок в каждом конкретном случае, а также их затратный характер, повышенный технологический и экономический риск.

Переработка нефтешламов с использованием инновационных методов решает ряд определенных задач - экологических, экономических и социальных. На наш взгляд, это оказывает определенное влияние на способы определения эффективности от реализации инновационно-инвестиционных проектов в сфере переработки нефтесодержащих отходов.

Эффектообразующими факторами при реализации инновационного мероприятия в данной сфере являются прирост продукции, сокращение эксплуатационных расходов, сокращение капитальных вложений, сокращение штрафов за загрязнение окружающей среды и др.

Проведенный анализ ситуации с обращением с нефтесодержащими отходами в Узбекистане обуславливает:

- необходимость совершенствования системы мониторинга и учета запасов нефтесодержащих отходов;
- необходимость создания банка данных по нефтяным отходам, технологиям их использования и обезвреживания;
- развитие систематического учета сбора, накопления, размещения, использования и перемещения нефтяных отходов, образующихся на территории Узбекистана;
- регистрацию действующих технологий использования и (или) обезвреживания отходов;
- классификацию и присвоение кода технологии использования или обезвреживания нефтесодержащих отходов.

Очевидно, что инновационно-инвестиционный проект в сфере переработки нефтесодержащих отходов представляет собой составление и поэтапную реализацию нетиповых технологических решений, имеющих научно-исследовательский и рисковый характер для

специфических геолого-физических условий отдельных объектов нефтяной сферы.

Мировая практика показывает, что инновационная деятельность требует масштабного аккумулирования инвестиционных ресурсов и формирования динамичной и гибкой системы финансирования, способной стимулировать:

- коммерциализацию инновационных продуктов и технологий;
- рост рентабельности инновационной деятельности.

Важным аспектом обеспечения инновационного процесса становится обеспечение работы принципа непрерывности и стабильности финансирования на всех стадиях реализации проекта - от фундаментальных исследований и научно-технических и опытно-конструкторских работ до коммерциализации в реальный сектор экономики.

На выбор способа финансирования инновационных проектов в сфере переработки нефтесодержащих отходов, на наш взгляд, оказывают влияние следующие условия и ограничения:

- масштабность нововведения;
- величина необходимых инвестиционных затрат;
- государственная поддержка инновационных проектов в области утилизации отходов;
- цена привлекаемых инвестиционных ресурсов.

Коммерциализация инновации в сфере переработки нефтесодержащих отходов может быть затруднена и в связи с недостаточной эффективностью новой техники и технологии в существующих экономических условиях. В зарубежных компаниях эта проблема является весьма актуальной. Например, разрабатываемые технологии для утилизации нефтяных отходов, зачастую показывая высокую технологическую эффективность, оказываются экономически неэффективными вследствие высоких затрат на их внедрение и применение (таблица 2).

Таблица 2 – Сопоставление показателей инновационных методов утилизации ANDRITZ AG и SEPS-MK-IV

Показатели	Метод фильтрования донных осадков ANDRITZ AG	Мобильная установка SEPS-MK-IV
Область применения (вид нефтешламов)	Твердые и застарелые нефтешламы	Верхний нефтеводо-эмульсионный слой
Величина необходимых капитальных вложений, млн. сум	12,9	6,3
Производительность инновационного метода, т нефти / т отходов, %	10-50	30-60
Средние текущие затраты на 1 т нефтешламов, млн. сум	0,10	0,08
Производственная мощность, т / год	45 000	7590

Все вышеприведенное доказывает необходимость создания инновационных технологических сервисных служб по комплексной безотходной переработке нефтесодержащих шламов, замазученных грунтов и отработанных буровых растворов с выделением из них сырой нефти и экологически безопасных твердых отходов с целью введения их в ресурсооборот в качестве вторичного сырья.

Принимая во внимание высокую затратную стоимость работ по переработке и обеззараживанию нефтеотходов, состоящую из: затрат на обеспечение безопасного хранения отходов; обеспечения соответствующего комплекта оборудования; приобретения соответствующих методу переработки химреагентов; обеспечения коммунальных и социальных расходов и качественную и своевременную переработку и обеззараживание нефтеотходов проблемно для предприятий нефтедобычи. Также трудности создает отсутствие базы данных по инновационным разработкам в сфере переработки нефтеотходов, а это значит – отсутствие оперативности в использовании последних разработок ученых и т.д.

Эту проблему помогут решить сервисные службы переработки и

обеззараживания нефтеотходов (ССПОН), которые будут заниматься только переработкой, обезвреживанием закупленных у предприятий добычи нефтеотходов, разделенные фракции будут продаваться по назначению (рис. 5) для введения в ресурсооборот.



Рис. 5. Принципиальная схема взаимоотношения сервисных служб по переработке и обеззараживанию нефтеотходов с предприятиями.

Выделенная и обеззараженная нефть направляется на нефтестабиллизационное производство, после чего реализуется сторонним покупателям на внутреннем или внешнем рынках по рыночным ценам.

При этом, целесообразно нефтеотходы малых нефтедобывающих предприятий (количество нефтешламов тоже малое) производить при помощи мобильных (передвижных) установок.

Таким образом, при обращении с нефтеотходами нефтедобывающие предприятия получают выгоду в виде уменьшения экологических рисков, сумма которых значительна для этих предприятий.

**Процедура оценки воздействия на окружающую среду
в нефтегазовой отрасли Узбекистана**

И.Ю. Ян, Г.В. Мамадалиева

Нефтегазовой промышленностью Республики Узбекистан взят курс на увеличение объемов добываемого сырья и его глубокой переработки. При этом акцент делается на внедрение передовых технологий с учетом достижений мировой практики. Платформой для дальнейшего развития нефтегазовой отрасли служит Стратегия действий по пяти приоритетным направлениям развития Республики Узбекистан в 2017-2021 годах, инициатором которой является Президент Республики Узбекистан Шавкат Мирзиёев. Перед отраслью стоят конкретные задачи, направленные на увеличение запасов, добычи углеводородов и их глубокую переработку [1].

Проекты развития нефтегазового комплекса, которые включают в себя геологоразведку, добычу, переработку и выпуск товарной продукции, проектирование новых объектов нефтегазовой отрасли, осуществляемые АО «O'ZLITINEFTGAZ», а также хозяйственная деятельность действующих предприятий отрасли, обеспечиваются экологическим сопровождением в соответствии с Постановлениями Кабинета Министров Республики Узбекистан № 491 от 31 декабря 2001 года «Об утверждении Положения о государственной экологической экспертизе в Республике Узбекистан» и № 14 от 21 января 2014 года «Об утверждении положения о порядке разработки и согласования проектов экологических нормативов» и другими нормативными документами.

Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) – это вид деятельности по выявлению, анализу и учету прямых, косвенных и иных последствий воздействия на окружающую среду планируемой хозяйственной или иной деятельности в целях принятия решения о возможности или невозможности ее осуществления.

Принципы проведения ОВОС:

- презумпция потенциальной экологической опасности;
- обязательность проведения Государственной экологической экспертизы;
- многовариантность достижения цели;
- предупреждение возможных неблагоприятных воздействий на окружающую среду и связанных с ней социальных, экономических и иных последствий;
- гласность;
- участие общественных организаций;
- учет общественного мнения;
- научная обоснованность;
- объективность;
- законность;
- достоверность и полнота информации.

Вопросами экологической безопасности и экологического нормирования в АО «O'ZLITINEFTGAZ» проектов, охватывающих основные виды деятельности АО «Узбекнефтегаз» (добыча, подготовка и переработка, транспортировка и хранение углеводородного сырья) занимаются специалисты отдела промышленной и экологической безопасности (ОПЭБ).

Проведенные работы позволили выделить основные источники воздействия на окружающую среду от производственных мощностей АО «Узбекнефтегаз» - это технологические процессы и системы, связанные с выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух, водопотреблением и водоотведением, а также с образованием отходов производства и потребления; площадки установок и эксплуатационных скважин; линейные сооружения – трубопроводы и автодороги.

За последнее время специалистами ОПЭБ выполнена процедура ОВОС для ряда крупных инвестиционных проектов, в числе которых: «Производство синтетического жидкого топлива на базе очищенного

метана Шуртанского ГХК»; «Строительство комплекса ГПЗ и обустройство Кандымской группы месторождений»; «Строительство оценочной скважины № 1 на месторождении Мустакилликнинг 25 йиллиги»; «Разработка месторождения Джел на условиях СРП»; «Строительство нефтеперерабатывающего комплекса в Джизакской области»; «Расширение производственных мощностей Шуртанского ГХК»; «Строительство 4-й нитки установки получения пропан-бутановой смеси на ООО «Мубарекский ГПЗ»»; «Модернизация действующих установок УППБС - 1, 2, 3 ниток ООО «Мубарекский ГПЗ»»; «Строительство установки получения пропан-бутановой смеси (УППБС) на сероочистной установке «Учкыр»» и многие другие.

Уникальный опыт был получен при выполнении оценки воздействия на окружающую среду при освоении Кандымской группы месторождений: проект «Строительство комплекса ГПЗ и обустройство Кандымской группы месторождений». Компания Лукойл уже более 10 лет ведет добычу газа в Узбекистане на условиях СРП, продолжает наращивать добычу, строить высокотехнологичные объекты, прочно закрепив за собой статус крупнейшего иностранного инвестора.

Кандымский газоперерабатывающий комплекс включает в себя систему добычи и сбора газа со 114 добывающих скважин, объединенных в шесть кустовых площадок и два сборных пункта; газоперерабатывающий завод; терминалы отгрузки товарной продукции; сеть газопроводов; ЛЭП; водовод; вахтовый городок для проживания персонала; железную дорогу; автодороги и другие инфраструктурные объекты.

В рамках проекта заявления о воздействии на окружающую среду (ПЗВОС) были проведены исследования текущего состояния компонентов окружающей среды в районе расположения объекта, выполнена прогнозная оценка возможного негативного воздействия от проектируемых объектов на воздух, водные и земельные ресурсы, геологическую среду; социальные условия и здоровье населения; биоразнообразии; отходов производства и потребления на окружающую

среду. Разработан комплекс мероприятий, направленный на снижение возможных негативных техногенных воздействий от реализации проекта. На основании ПЗВОС была выполнена окончательная процедура ОВОС – Заявление об экологических последствиях.

19 апреля 2018 года состоялась торжественная церемония ввода в эксплуатацию Кандымского ГПЗ.

При эксплуатации комплекса в процессе добычи и переработки газа образуются организованные и неорганизованные источники загрязнения воздушного бассейна. Всего по предприятию установлено 37 источников выбросов, из которых 25 организованных. Валовый выброс в атмосферу составляет 10306,503 т/у загрязняющих веществ 20-ти наименований, из них на месторождение Кандым (система сбора) приходится 7883,259 т/у, комплекс ГПЗ – 2368,218 т/у, вахтовый городок – 55,026 т/у.

Для определения качества атмосферного воздуха в районе намечаемой деятельности был проведен анализ полей рассеивания приземных концентраций, который показал, что максимальные концентрации за пределами площадок вахтового городка и месторождения, а также установленной санитарно-защитной зоны (5000 м) для ГПЗ ни по одному выбрасываемому ингредиенту не превышают установленных в данном районе квот.

Источником водоснабжения объектов, системы сбора месторождения Кандым, комплекса ГПЗ, инфраструктуры является Аму-Бухарский машинный канал (АБМК-II). Общая потребность в воде на производственные и хозяйственно-питьевые нужды предприятия составила $681,690 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{у}$, в том числе на производственные нужды $469,748 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{у}$.

В целях рационального использования водных ресурсов в системе охлаждающей воды применяется оборотное водоснабжение.

При эксплуатации предприятия образуются производственные и хозяйственно-бытовые сточные воды. Общий объем сточных вод от про-

ектируемых объектов - $577,500 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{y}$.

Стоки, образуемые на водозаборных сооружениях, загрязненные взвешенными веществами, будут откачиваться обратно в Аму-Бухарский водный канал.

Очищенные хозяйственно-бытовые стоки сбрасываются в главный водосбросный тракт (ГВСТ). Для очистки хозяйственно-бытовых стоков применяется система биологической очистки хозяйственно-бытовых стоков. Часть очищенной воды из блока очистки хозяйственно-бытовых стоков будет использоваться в качестве воды для орошения. На сброс в водный объект обязательна разработка проекта предельно-допустимых сбросов.

Очищенные производственные стоки ГПЗ закачиваются в поглощающий газоносный горизонт Кандымского месторождения. Закачка образующихся промышленно-сточных вод в глубокие поглощающие горизонты Кандымского месторождения (юрский водоносный горизонт) является наиболее рациональным и радикальным методом обезвреживания таких вод.

Деятельность нефтегазовых объектов связана с образованием отходов практически на всех стадиях технологического процесса, начиная от переработки газа и газоконденсата и выхода продукции, а также на объектах общезаводского хозяйства. В системе сбора газа при его транспортировке на узлах приема очистных устройств образуется отход – шлам очистки газопровода до $779,5 \text{ t/y}$. В процессе эксплуатации Кандымского ГПЗ образование промышленных твердых отходов, в основном, связано с использованием различных адсорбентов и катализа-торов, которые по мере выработки подлежат замене.

Всего от деятельности предприятия образуются отходы в количестве $3109,875 \text{ t}$. Сбор и временное размещение неопасных отходов производства производится на специально оборудованной площадке временного размещения отходов (площадка ВРО), расположенной на юго-западе в $0,5 \text{ km}$ от ГПЗ. Площадка ВРО разделена

на три участка по классам опасности и наличию загрязнения углеводородами. Способ временного хранения отходов является безопасным для окружающей среды.

Применение инновационных энергосберегающих технологий обеспечивает самостоятельное энергообеспечение всего технологического комплекса и вспомогательных производств. При этом необходимо обратить внимание на то, что выбранная технология является достаточно прогрессивной с точки зрения обеспечения стабильного состояния окружающей среды в районе расположения объекта.

В основном, все технологические процессы нефтегазодобывающего производства - разведка, бурение, добыча, переработка, транспорт, оказывают негативное влияние на окружающую среду: происходит изъятие земельных площадей, загрязнение природных вод и атмосферы. Источники загрязнения воздуха, территории и водных объектов присутствуют в той или иной мере на любом участке технологической схемы от скважины до нефте- и газоперерабатывающих заводов. Основными загрязнителями окружающей среды являются: нефть и нефтепродукты, сероводородсодержащие газы, минерализованные пластовые и сточные воды промыслов и бурения скважин, шламы бурения, нефте- и водоподготовки и химические реагенты, применяемые для интенсификации процессов нефтедобычи, бурения и подготовки нефти, газа и воды.

Материалы оценки воздействия на окружающую среду рассматриваемых объектов проходят обязательную государственную экологическую экспертизу (ГЭЭ) в соответствующем органе Госкомэкологии Республики Узбекистан по государственной экологической экспертизе. Положительное заключение государственной экологической экспертизы является обязательным документом для открытия финансирования проекта банковскими и иными кредитными организациями и исполнения реализации проекта юридическими и физическими лицами.

Природоохранные мероприятия, рекомендованные в процедуре ОВОС, при реализации любых нефтегазовых проектов должны быть

направлены, в первую очередь, на смягчение наиболее значимых негативных воздействий – это выбросы в атмосферу, сброс сточных вод, размещение отходов, шум, а также риск возникновения аварийных ситуаций.

Превентивные мероприятия:

- минимальное потребление энергетических средств при максимальном выходе товарной продукции;
- приоритет процессам и оборудованию, обеспечивающим минимум сброса загрязняющих веществ и образования отходов производства;
- рекуперация и утилизация вторичных источников тепла;
- ресурсосберегающие технологии с применением энерготехнологической схемы, обеспечивающей предприятия собственной электроэнергией и энергоресурсами;
- постоянный экологический мониторинг.

Несмотря на разнообразие объектов АО «Узбекнефтегаз», являющихся предметом ОВОС, особенности их географического расположения и специфику производственной деятельности, можно сделать общий вывод о том, что учет экологической составляющей на всех этапах проектирования, строительства и эксплуатации, соблюдение технологии производства, выполнение комплекса мероприятий, направленных на предотвращение или снижение негативного воздействия на окружающую среду, проведение действенного экологического мониторинга позволят обеспечить экологическую безопасность объектов компании и уровень воздействия на окружающую среду объектов не превысит нормативно допустимого.

Процедура ОВОС – процесс, позволяющий решать экологические проблемы своевременно, избежать дополнительных финансовых затрат и задержек реализации проекта.

Литература

1. «Neft va Gaz» O`zbekiston jurnali специальный выпуск, Ташкент 2018 г.

Оценка уровня экономических рисков по АО «Узбекнефтегаз»*к.э.н. И.Э. Ивонина, И.Н. Хамроева,**Ф.З. Юсупходжаева, М.И. Бекмухамедова*

Закономерности развития экономики страны на современном этапе определяют характер формирования и функционирования нефтегазодобывающей отрасли, механизмы и процессы её управления. При этом, учитывая коммерческий характер деятельности её субъектов, одним из важнейших аспектов управления этой сферой является риск-менеджмент. Это связано с тем, что большинство управленческих решений принимаются в условиях неполноты информации, наличия противоборствующих тенденций, элементов случайности, изменчивости целей и т.д.

Понятие риска предпринимательской деятельности весьма распространено в зарубежной литературе. Словарь русского языка определяет его как «возможная опасность, действие наудачу в надежде на счастливый исход» [1]. Но этого лингвистического понимания риска недостаточно для определения его как важной категории современного менеджмента на предприятиях.

Риск – это историческая и экономическая категория.

Как **историческая категория**, риск представляет собой осознанную человеком возможную опасность. Она свидетельствует о том, что риск исторически связан со всем ходом исторического развития, прошедшего три эпохи: дикость, варварство, цивилизацию, каждая из которых, в свою очередь состоит из трех ступеней: низшая, средняя и высшая. Риск как историческая категория возник из низшей ступени цивилизации с появлением у человека страха перед смертью.

По мере развития цивилизации появляются товарно-денежные отношения, и риск становится **экономической категорией**.

Как экономическая категория риск представляет собой событие,

которое может произойти или не произойти. В случае совершения такого события возможны три экономических результата: отрицательный (проигрыш, ущерб, убыток), нулевой, положительный (выигрыш, выгода, прибыль).

Наиболее важными элементами, положенными в основу классификации рисков, являются:

- время возникновения;
- основные факторы возникновения;
- характер учета;
- характер последствий (в деятельности коммерческих и предпринимательских структур);
- сфера возникновения и др.

В соответствии с этими сферами деятельности выделяют следующие виды рисков: производственный, коммерческий, финансовый и страховой (рис. 1).

В условиях рыночных отношений проблема анализа, оценки и управления рисками в деятельности предприятий нефтегазовой промышленности приобретает самостоятельное теоретическое и прикладное значение.

Управление рисками предприятий нефтегазовой промышленности - это управленческая деятельность, направленная на классификацию рисков, идентификацию, анализ и оценку, разработку путей защиты от риска; соответственно, риск-менеджмент можно рассматривать как процесс выработки и осуществления решений, которые минимизируют, локализуют или ликвидируют широкий спектр влияния случайных или злонамеренных событий. Учитывая особенности нефтяной и газовой промышленности, следует выделить специфичные и общие риски для данной отрасли (рис. 2).

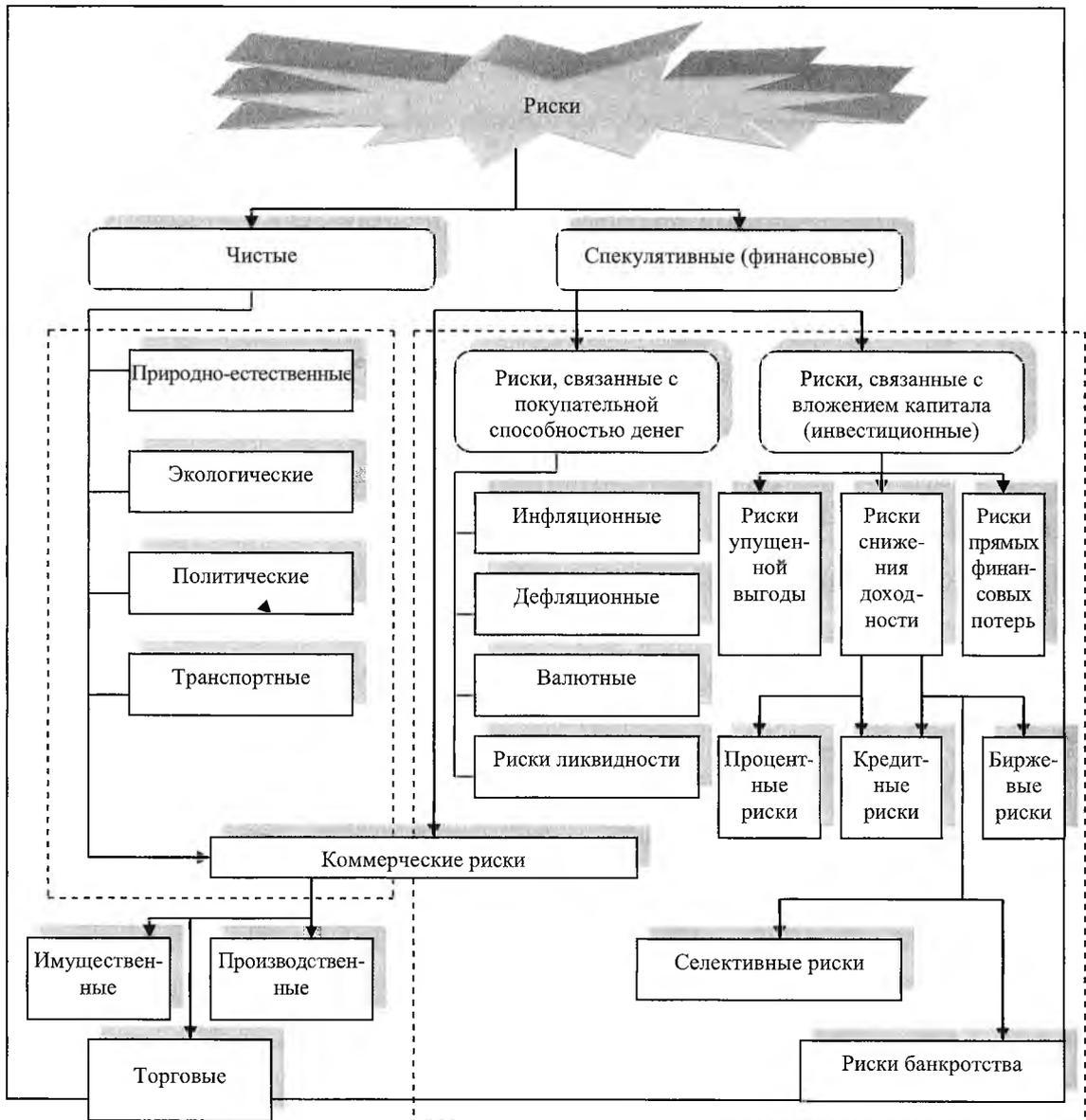


Рис. 1. Классификация рисков для коммерческой и предпринимательской деятельности [2].

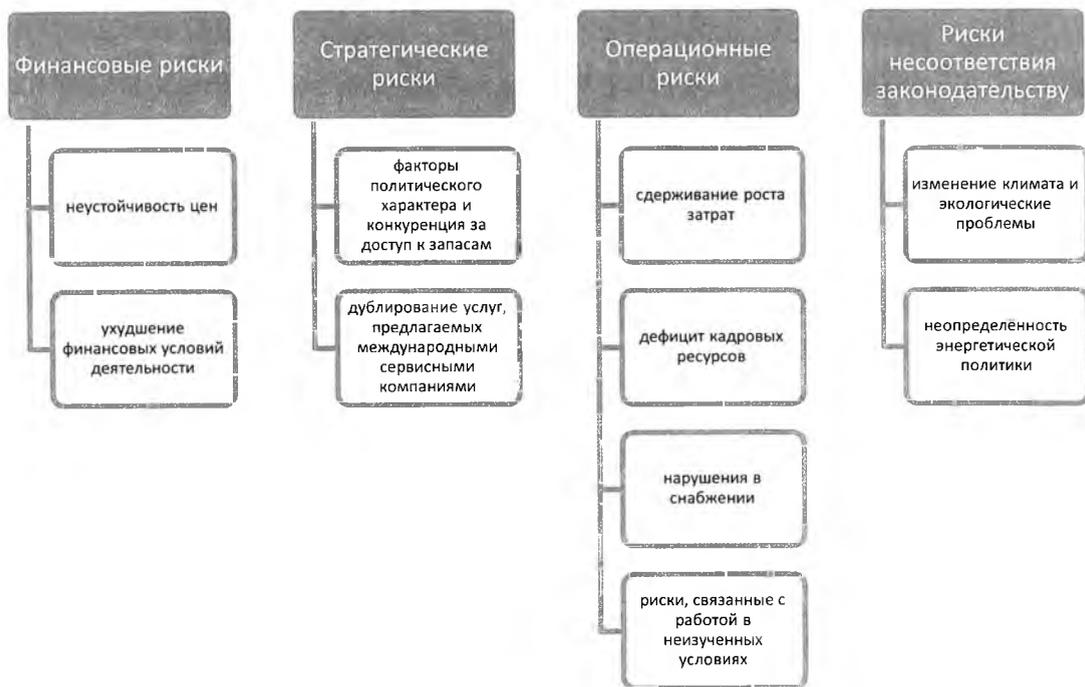


Рис. 2. Классификация рисков для нефтегазовой деятельности (Составлено авторами на основе диаграммы «Эрнст энд Янг»)

Состояние нефтегазовой промышленности республики, в аспекте проявления возможных зон рисков характеризуется системой риск-индикаторов её инновационно-технологических элементов, а также процессами управления и регулирования инновационно-технологическими процессами, предупреждающими негативное движение элементов хозяйственных систем отрасли.

В настоящее время в отрасли происходит развитие по следующим направлениям, связанным с возникновением рисков:

- проведение геологоразведочных работ по поиску и добыче углеводородов и альтернативных видов сырья;
- увеличение объемов добычи углеводородного сырья;
- рост объемов переработки углеводородного сырья;
- увеличение привлечения альтернативного сырья для производства нефтепродуктов;
- рост экспорта газа и продукции переработки углеводородов.

Все вышеперечисленные факты являются предпосылками для разработки и внедрения системы риск-менеджмента по управлению рисками.

Для стимулирования дальнейшего привлечения зарубежных инвестиций в предприятия отрасли, необходимо повысить качество системы управления на предприятиях. В данный момент, учитывая необходимость дальнейшей интеграции Узбекистана в мировое экономическое сообщество, с учетом рисков, которые неизбежно сопровождают любую финансово-хозяйственную деятельность в рыночных условиях, стоит задача разработки и внедрения системы риск-менеджмента.

Рост общего объема производства и относительно стабильный уровень платежеспособности предприятий свидетельствует об имеющемся потенциале безрискового развития нефтегазовой промышленности [3].

Синтетическая оценка риск-индикаторов движения инновационно-технологических элементов нефтегазовой отрасли экономики Узбекистана показывает наличие позитивного процесса: идёт процесс ускоренного инновационно-технологического развития, внедряется новая техника и технологии, обеспечивается модернизация, техническое обновление и диверсификация. Вместе с тем, объективные процессы обеспечения устойчивости системы требуют новых, прогрессивных подходов управлению рисками в нефтегазовой промышленности страны.

Сегодня не вызывает сомнений необходимость вложений в обеспечение безрискового развития. Основной вопрос при этом - как оценить необходимый уровень вложений для обеспечения максимальной эффективности инвестиций в данную сферу. Для решения этого вопроса существует только один способ – создание системы мониторинга, направленной на анализ рисков и выбор оптимальной по эффективности вариант защиты.

Однако, как показал анализ литературных источников и опросы руководителей и работников предприятий отрасли лишь на 20% предприятий разработаны и утверждены показатели оценки рисков, на 35% предприятий в процессе разработки, на 30% предприятий мониторинг не ведется, остальные либо ведут при необходимости (не системно), либо мониторинг носит неформальный характер т.е. без утвержденных показателей (рис. 3).

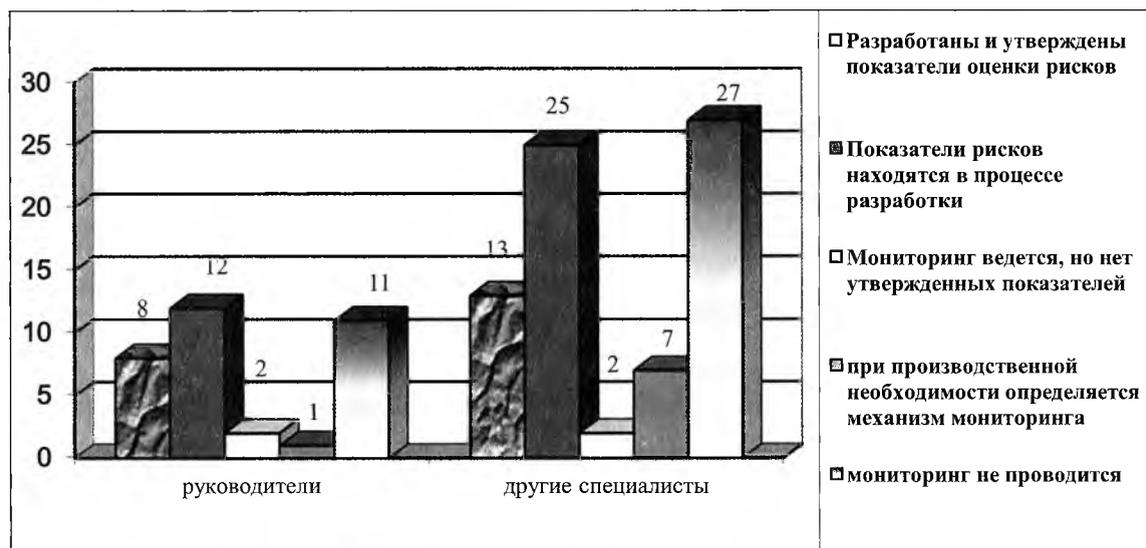


Рис. 3. Оценка осуществления мониторинга показателей риска по мнению руководителей и других специалистов (построено авторами на основе результатов социологических опросов)

Самым большим препятствием на пути принятия каких-либо мер по обеспечению управления рисками являются две причины: ограниченность бюджета и отсутствие поддержки со стороны руководства предприятиями. Обе причины возникают из-за непонимания руководством серьезности вопроса и сложности задачи обоснования необходимости вложения средств в создание системы управления рисками.

Из всех этапов реализации процесса управления рисками наиболее сложным является выбор необходимых для данной стратегии приемов управления риском и осуществления целенаправленного воздействия на риск (рис. 4).

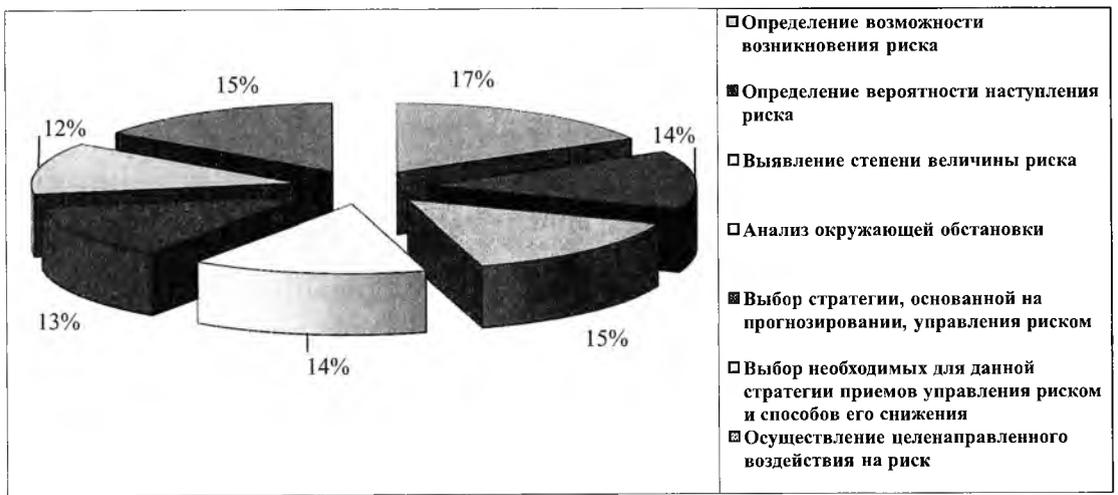


Рис. 4. Этапы реализации процесса управления рисками (построено авторами на основе экспертной оценки последовательности этапов процесса управления рисками)

Для выявления рисков необходим анализ статистических, бухгалтерских и финансовых отчетов.

На внедрение и развитие риск-менеджмента организаций оказывают влияние законодательно-правовая база; отчеты внешнего аудита; политика вышестоящей организации и руководящие принципы; отчеты внутреннего аудита; международные стандарты и др.

Экономические риски, которым в наибольшей степени подвержены организации: имущественный риск, торговые риски, конкурентные риски, валютные риски и др. Бухгалтеры или специалисты финансовых подразделений считают, что наибольшую опасность создают риски, связанные с дебиторской задолженностью, имущественный, инновационные, кредитные риски и др.

В процессе управления рисками используются как качественные, так и количественные методы оценки рисков. Среди методов качественной оценки рисков выделены: выявление источников и причин риска; установление потенциальных зон риска; установление всех возможных рисков (рис. 5).

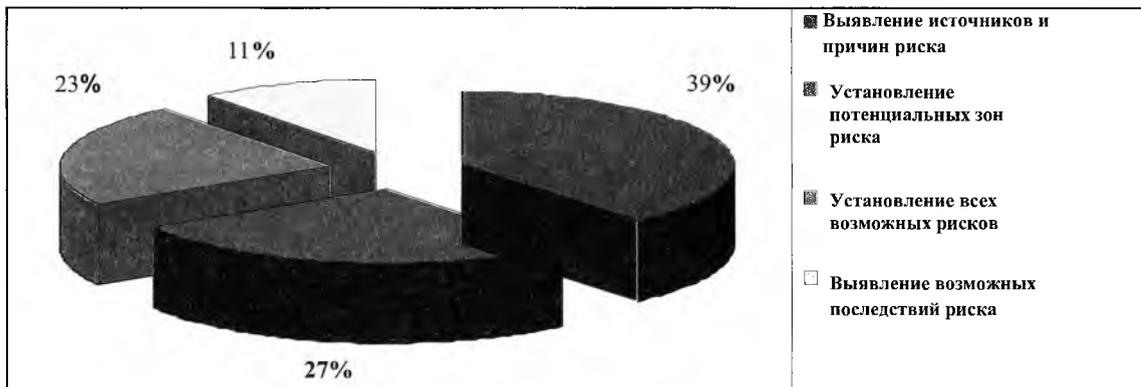


Рис. 5. Ранжирование методов качественной оценки рисков (построено авторами на основе опроса экспертов по управлению рисками)

В числе наиболее часто применяемых методов количественной оценки рисков выделены: статистический метод; аналитический метод; оценка финансовой устойчивости по коэффициентам; анализ уместности затрат (рис. 6).

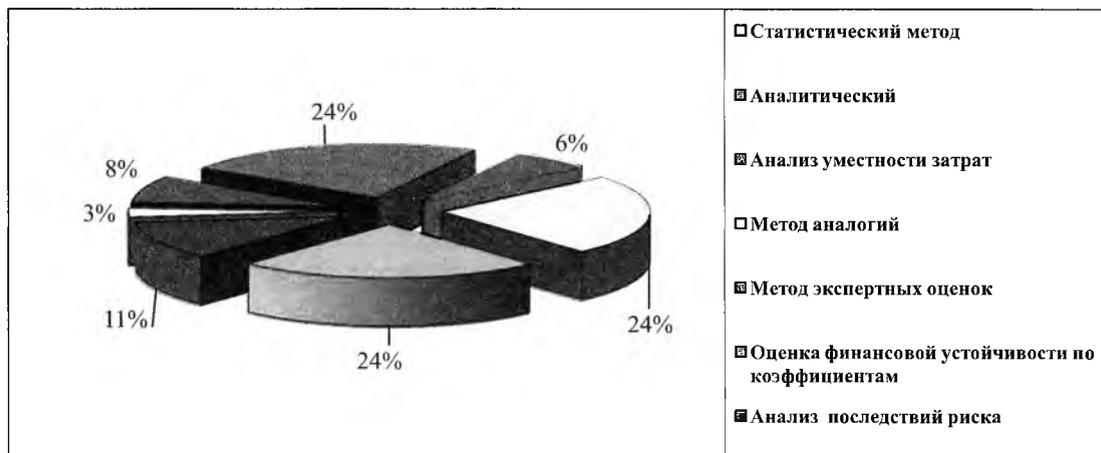


Рис. 6. Ранжирование использования количественных методов оценки рисков (построено авторами на основе опроса экспертов по управлению рисками)

Руководители и специалисты предприятий считают, что внешние факторы экономического риска наиболее опасны.

Среди внутренних факторов риска выделяются: производственно-хозяйственная деятельность; сфера обращения денежных средств; сфера управления (рис. 7).

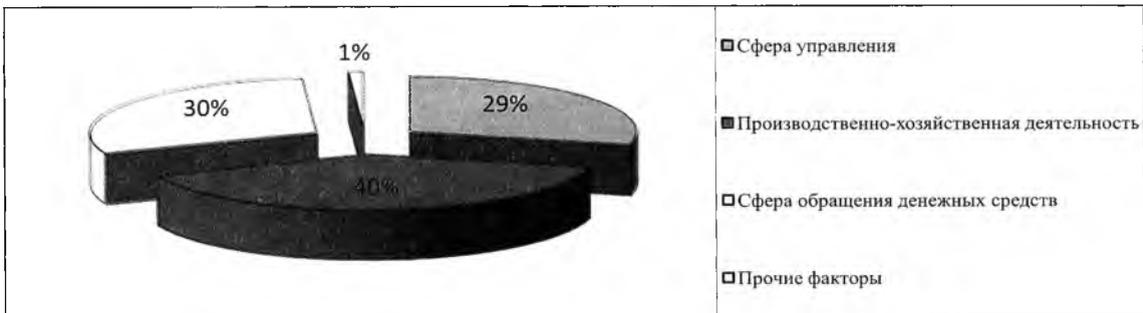


Рис. 7. Структура внутренних факторов влияния на уровень риска (построено авторами на основе оценок экспертов по управлению рисками)

Результатирующие параметры индикативной системы рисков предприятий нефтегазовой промышленности отражаются в оценке их финансовой устойчивости, которая осуществляется путём количественного анализа отслеживающих её состояние риск-индикаторов. В отличие от традиционных подходов риск-менеджмента к оценке рисков путём их индивидуализации и дискретного анализа, предлагаемый нами анализ трансформационных сигналов финансовой устойчивости объектов нефтегазовой промышленности несёт в себе закономерное свойство непрерывности.

Предлагаемый нами методический подход к анализу рисков исходит из того, что первоначально исследуется вход хозяйственной системы, объемные параметры ресурсов, поступающих в неё. Далее предполагается, что эти ресурсы трансформируются и на выходе риск-индикаторы принимают форму конечных финансовых показателей. Аналитическая совокупность динамической трансформации входных и выходных риск-индикаторов характеризует состояние, адекватность и эффективность управления рисками (рис. 8).

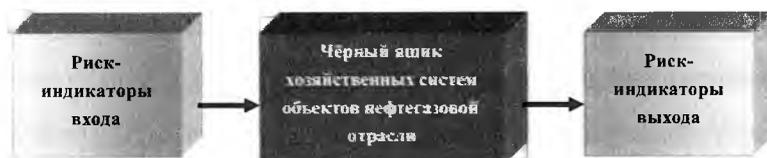


Рис. 8. Принципиальная схема качественного анализа трансформационных сигналов финансовой устойчивости (построено авторами)

Важно учесть специфику входных и выходных риск-индикаторов. В большинстве случаев, переходя на бухгалтерскую терминологию, они являются активно-пассивными, то есть одновременно могут рассматриваться как входные, так и выходные параметры. С учётом этого мы и рассматриваем динамику их движения (таблица 1).

Таблица 1 – Динамика структуры активов АО «Узбекнефтегаз» за 2013-2017 гг. (млн. сум)

Риск-индикаторы	Коды риск-индикаторов	2013	2014	2015	2016	2017
Активы - всего		51388,8	64626,7	73509,5	78694,2	118705,9
в т.ч.						
<i>Текущие активы</i>		31185,1	40287,1	44238,5	42802,7	55000,1
Товарно-материальные ценности	<i>A3</i>	3086,9	3797	4202,1	4992,1	7265,1
Денежные средства	<i>A1</i>	1064	1505,9	1241,8	653,1	2634,2
Краткосрочные вложения (инвестиции)	<i>A1</i>	78,2	97,9	50,6	42,7	10,3
Дебиторы	<i>A2</i>	23124,3	30089,9	36264,7	35022,3	44582,4
Прочие текущие активы	<i>A3</i>	3837,7	4894,3	2529,9	2135,2	518,4
<i>Долгосрочные активы</i>		20203,7	24539,6	29271	35891,5	63705,8
Основные средства	<i>A4</i>	11215,4	13134,9	14453,6	17779,1	25384,5
Нематериальные активы	<i>A4</i>	122,8	84,1	66,5	60,3	108,1
Прочие долгосрочные активы	<i>A4</i>	5563,6	7111,1	8671,1	12724,6	35264,7

Источник: рассчитано авторами на основе отчетных данных АО «Узбекнефтегаз»

Параметры структуры динамики активов сами по себе не являются риск-индикаторами и приобретают это свойство только после их оценки с точки зрения скорости возможной их реализации (ликвидности). Уровень этой скорости позволяет классифицировать их по степени риска [4].

Активы предприятия подразделяются на четыре группы по их ликвидности, то есть по скорости движения этого элемента при его реализации (рис. 9).

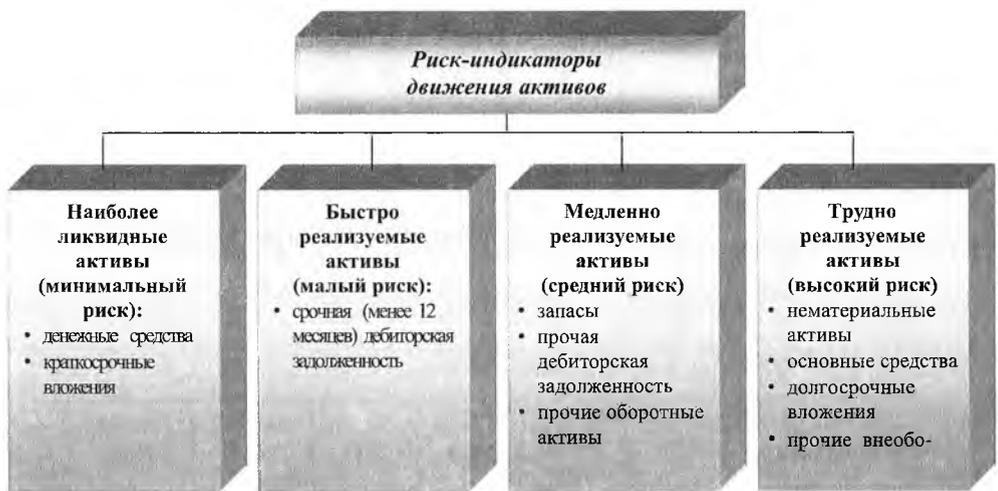


Рис. 9. Классификация активов по степени риска их ликвидности (построено авторами на основе финансовой теории)

Нормативные значения риск-индикаторов этой классификации приведены нами в табл. 2.

Таблица 2 – Динамика распределения видов активов АО «Узбекнефтегаз» по зонам риска в 2013-2017 гг. (в % к общему их объему)

Годы	Минимальный риск (A1)	Малый риск (A2)	Средний риск (A3)	Высокий риск (A4)
2013	2,2	45,0	12,5	40,3
2014	2,5	46,1	13,4	38,0
2015	1,8	49,2	9,2	39,8
2016	0,9	44,5	9,1	45,5
2017	2,2	37,6	6,6	53,6
Всего за 5 лет	1,9	43,6	9,6	44,9

Источник: рассчитано авторами на основе отчетных данных АО «Узбекнефтегаз»

Как видно из приведенной таблицы основу активов АО «Узбекнефтегаз» составляют долгосрочные активы, по степени ликвидности, попадающие в зону высокого риска. Их доля в течение последних пяти лет составляла порядка 44,9 % от общего объема активов.

Что же касается текущих (оборотных активов), имеющих меньшую степень риска, то среди них более 45% занимают активы с минимальной и малой степенью риска.

Учитывая, что оборотные активы (наиболее быстро реализуемые) занимают в структуре активов менее половины, возникает ситуация при которой начинаются затруднения в погашении в срок своих обязательств (особенно краткосрочных), структура которых приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Динамика структуры обязательств АО «Узбекнефтегаз» в 2013-2017гг., млн. сум

Риск-индикаторы	2013	2014	2015	2016	2017
Долгосрочные обязательства - всего	3944,1	6044,4	8763,6	8693	24171,9
в т.ч.					
<i>Кредиты и займы</i>	2662,2	3497,8	3779,3	5529,5	19297,4
<i>отсроченные обязательства</i>	0	0	593,6	898,6	20,1
<i>прочая кредиторская задолженность</i>	12,2	482,4	2604,5	451617,8	422,4
Краткосрочные обязательства – всего	3115,1	5882,5	31034,3	33383,2	47884,5
в т.ч.					
<i>просроченная кредиторская задолженность</i>	0	0	0	0	0
<i>задолженность поставщикам</i>	105,3	495,5	3276,2	3437,2	12399,3
<i>отсроченные обязательства</i>	559,1	244,9	1940,6	550,3	0
<i>наиболее срочная задолженность</i>	272836,6	449249,8	1830,6	2197,5	3591,8
<i>Кредиты и займы</i>	104000	116675,5	3779,3	5529,4	19297,3
<i>прочие краткосрочные обязательства</i>	15,8	13,4	711,7	637,5	4262,8
Всего обязательства	42753,5	7555,3	42137,1	44209,9	74447,9

Источник: рассчитано авторами на основе отчетных данных АК «Узбектелеком»

В таблице все обязательства делятся по продолжительности сроков их погашения, а статус риск-индикаторов они приобретают при сравнении с нормативной скоростью возможной реализации активов (табл. 4).

Из приведенной таблицы видно, что в целом активы АО «Узбекнефтегаз» превышают имеющиеся обязательства. Однако при сопоставлении этих активов с имеющимися обязательствами, в зависимости от видов ликвидности, мы наблюдаем существенный недостаток средств по наиболее срочным и среднесрочным обязательствам.

Таблица 4 – Динамика ликвидности баланса по АО «Узбекнефтегаз» в 2013-2017 гг., млн. сум

Риск-индикаторы	Коды риск-индикаторов	2013	2014	2015	2016	2017
Наиболее ликвидные активы	<i>A1</i>	1142,2	1603,8	1292,4	695,8	2644,5
Наиболее срочные обязательства	<i>П1</i>	272,836	449,249	1830,6	2197,6	3591,8
<i>Результат</i>		869,364	1,154	-538,2	-1501,8	-947,3
Быстрореализуемые активы	<i>A2</i>	23124,3	30089,9	36264,7	35022,3	44582,4
Краткосрочные обязательства	<i>П2</i>	3115,062	5882,5	31034,3	33,383	47884,5
<i>Результат</i>		20009,2	24207,4	5230,4	34988,9	-3302,1
Медленно реализуемые активы	<i>A3</i>	6924,6	8691,3	6732	7127	7783,5
Среднесрочные обязательства	<i>П3</i>	105,3	495,502	3276208	3437,2	12309,3
<i>Результат</i>		6819,3	8195,8	-3269,5	3689,8	-4525,8
Трудно реализуемые активы	<i>A4</i>	16901	20330,1	23191,2	30564,0	60757,3
Долгосрочные обязательства	<i>П4</i>	3944,1	6044,4	8763,6	8693	24171,9
<i>Результат</i>		12956,9	14285,7	14427,6	21,871	583585,4
<i>Активы - всего</i>		12049,7	15 700,3	74602,2	78694,2	118705,9
<i>Обязательства – всего</i>		4275,3	7555,3	42137,1	44209,9	74448,0
<i>Результат</i>		7774,4	8,145	32465,1	34484,3	44257,9

Источник: рассчитано на основе отчетных данных АО «Узбекнефтегаз»

Учитывая, что доля этих обязательств в общем их объеме, исходя из структуры баланса АО «Узбекнефтегаз», в течение последних 5 лет составляла не менее 70 %, негативные сигналы этих риск-индикаторов свидетельствуют о недостаточной ликвидности.

Финансовая устойчивость характеризует финансовую стабильность положения хозяйствующего субъекта, обеспечиваемого высокой долей собственных средств в общем объеме финансовых ресурсов, и дает возможность оценить уровень риска деятельности с позиций достаточности источников финансирования его расходов.

Для оценки уровня риска деятельности АО «Узбекнефтегаз» с позиций достаточности источников финансирования его расходов рассмотрим следующие показания риск-индикаторов (табл. 5).

Таблица 5 – Динамика обеспеченности запасов и затрат источниками финансирования АО «Узбекнефтегаз» в 2013-2017 гг., млн. сум

Риск-индикаторы	Коды риск-индикаторов	2013	2014	2015	2016	2017
Запасы	ЗЗ	3086,9	3797	4202,1	4992,1	7265,1
Источники собственных средств	<i>ИСС</i>	7774,4	8145,0	32465,1	34484,3	44258,0
Долгосрочные активы	<i>ДА</i>	20203,7	24539,6	29271	35891,5	63705,8
Долгосрочные обязательства	<i>ДО</i>	3944,1	6044,4	8763,6	8693	24171,9
Текущие (оборотные) средства	<i>ТА</i>	31185,1	40287,1	44238,5	42802,7	55000,1
Долгосрочные кредиты и займы	<i>ДКЗ</i>	2662,2	3497,8	3779,3	5529,5	19297,4
Собственные оборотные средства	СОС	5430,5	6681,6	5880,7	4122,3	0
Краткосрочные заемные средства	<i>КО</i>	25754,6	33605,5	38357,8	38680,4	55000,1
Кредиторская задолженность	<i>КЗ</i>	20037,3	26170,4	31034,3	33383,2	47884,5
Собственные и долгосрочные источники	СДИ	10436,6	11642,8	36244,4	40013,8	63555,4
Общая величина источников средств	ОВИ	37473,1	47794,9	47121,4	81857,7	123430,0
Актив баланса	<i>АБ</i>	12049,734	15 700,3	74602,236	78694,2	118705,9
<i>Излишек или недостаток СОС для формирования запасов ($\Phi^c = СОС - ЗЗ$)</i>	Φ^c	2343,6	2884,6	1678,6	-869,8	-7265,1
<i>Излишек или недостаток собственных и долгосрочных заемных средств для формирования запасов ($\Phi^{cd} = СДИ - ЗЗ$)</i>	Φ^{cd}	7349,7	7845,8	32042,3	35021,7	56290,3
<i>Излишек или недостаток общей величины источников средств для формирования запасов ($\Phi^o = ОВИ - ЗЗ$)</i>	Φ^o	34386,2	43997,9	42919,3	76865,6	116164,8
Тип риска потери финансовой устойчивости		$\Phi^c \geq 0$ $\Phi^{cd} \geq 0$ $\Phi^o \geq 0$ Абсолютная устойчивость	$\Phi^c \geq 0$ $\Phi^{cd} \geq 0$ $\Phi^o \geq 0$ Абсолютная устойчивость	$\Phi^c \geq 0$ $\Phi^{cd} \geq 0$ $\Phi^o \geq 0$ Абсолютная устойчивость	$\Phi^c < 0$ $\Phi^{cd} \geq 0$ $\Phi^o \geq 0$ Допустимая устойчивость	$\Phi^c < 0$ $\Phi^{cd} \geq 0$ $\Phi^o \geq 0$ Допустимая устойчивость

Источник: рассчитано авторами на основе отчетных данных АО «Узбекнефтегаз»

Показания риск-индикаторов говорят о том, что безрисковая зона потери финансовой устойчивости (абсолютная устойчивость) по АО «Узбекнефтегаз» имела место в 2013 - 2015 гг. В этот период оборотные средства (текущие активы) формировались исключительно за счёт собственных средств Компании.

В зоне допустимого риска (допустимая финансовая устойчивость) АО «Узбекнефтегаз» находится с 2016 года по настоящее время. В этот период собственные оборотные средства и долгосрочные источники Компании ниже величины имеющихся запасов.

Особое значение для определения степени риска потери финансовой устойчивости имеют сигналы риск-индикаторов, построенные на основе относительных показателей – финансовых коэффициентов. При этом сигнал риск-индикатора возникает в результате сравнения фактических результатов с рекомендуемыми (нормативными) их значениями (табл. 6).

Таблица 6 – Финансовые коэффициенты ликвидности (платежеспособности) АО «Узбекнефтегаз» в 2013 - 2017 гг.

Риск-индикаторы	Коды риск-индикаторов	Норма	2013	2014	2015	2016	2017
Коэффициент текущей ликвидности (платежеспособности)	<i>КПЛ</i>	$\geq 1,25$	1,27	1,31	1,33	1,21	1,09
Коэффициент абсолютной ликвидности	<i>КАЛ</i>	$> 0,5$	0,04	0,05	0,04	0,02	0,05
Коэффициент критической оценки	<i>ККО</i>	$\geq 1,0$	0,99	1,02	1,12	1,00	0,9

Источник: рассчитано авторами на основе отчетных данных АО «Узбекнефтегаз»

Таким образом, сигналы риск-индикаторов говорят о том, что в АО «Узбекнефтегаз» определилась устойчивая тенденция к снижению платежеспособности и с 2016 года ее уровень ниже минимально установленного, то есть здесь подтверждаются данные о недостаточности быстрореализуемых активов для погашения долгов Компании. Лишь при привлечении труднореализуемых активов (что возможно лишь теоретически) можно выйти из зоны риска.

Литература

1. Ожегов С.И. Словарь русского языка. М.: Русский язык, 1982.

2. Ивонина И.Э. Управление устойчивым развитием предприятий нефтегазовой промышленности. Ташкент, 2013.

3. Васин С.М. КноРус, 2010. Управление рисками на предприятии. Москва.

4. Шапкин А.С. Экономические и финансовые риски: Оценка, управление, портфель инвестиций. Москва, ИТК Дашков и К, 2011.

УДК 006

Быть или не быть стандартам?

Р.И. Борн

Конечно быть! И не сомневайтесь.

Почему такой вопрос? А потому, что с введением в действие общих технических регламентов (в соответствии с законом «О техническом регулировании») у многих пользователей, а особенно у органов, осуществляющих сертификацию продукции, сложилось мнение, что продукция должна соответствовать требованиям технического регламента, а стандарт, по которому производится продукция, не обязателен, поскольку приобрел статус добровольного применения.

Но! Ведь и ранее, согласно определению: «стандарт – нормативный документ, в котором в целях **добровольного** многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг», а по закону «О стандартизации»: «Производство и реализация продукции без нормативной документации не допускается». Кто-то может на это сказать, что утвержденный технический регламент и есть документ, которому должна соответствовать продукция. И да, и нет. Вернемся к терминологии.

«Техническое регулирование - установление, применение и исполнение обязательных требований к безопасности продукции, работ и услуг.

Технический регламент - нормативный документ в области технического регулирования, устанавливающий обязательные требования к безопасности продукции и услуг». Одним из принципов технического регулирования является «соответствие технических регламентов национальным и международным **нормативным документам** в области технического регулирования».

Согласно ст. 3 закона РУз «О техническом регулировании» к нормативным документам в области технического регулирования относятся «технические регламенты, **нормативные документы по стандартизации...**», а это и есть стандарты!

Опять же в соответствии с законом «О техническом регулировании», технический регламент должен содержать требования к маркировке продукции и правила, необходимые для оценки соответствия продукции и услуг требованиям **нормативных документов** в области технического регулирования.

Если посмотреть уже утвержденные регламенты, то в них в части требований к маркировке, указано, что маркировка должна содержать: «сведения о документе, в соответствии с которым производится и может быть идентифицирована продукция» или «обозначение **нормативного документа** в области технического регулирования, в соответствии с которым изготовлена продукция».

В отношении правил, необходимых для оценки соответствия продукции, ст. 17 закона «О техническом регулировании» говорит, что технический регламент должен содержать «правила, необходимые для оценки соответствия продукции и услуг требованиям **нормативных документов** в области технического регулирования».

Согласно закону «Об оценке соответствия», «оценка соответствия - деятельность по определению соответствия продукции, производственных процессов, услуг, систем менеджмента, персонала, органов по оценке соответствия требованиям нормативно-правовых актов, а также **нормативных документов** в области технического регулирования».

Технические регламенты устанавливают минимальные требования к безопасности продукции и ни одним словом не оговаривают требования к качественным характеристикам.

Как не крути, а все сводится к стандартам (к нормативным документам по стандартизации, которые относятся к нормативным документам в области технического регулирования).

Исходя из всего сказанного, напрашивается: правильно-ли сертифицировать продукцию на соответствие только требованиям технического регламента?

Стандарты являются доказательной базой для технических регламентов. Иначе для чего утверждаются Перечни: Перечень нормативных документов в области технического регулирования, определяющих методы отбора проб образцов, испытаний и измерений продукции, необходимых для оценки соответствия продукции требованиям технического регламента и Перечень стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований общего технического регламента?

В качестве примера. Из 18 показателей, установленных в O'z DSt 1117:2007 на авиационное топливо «Джет А1», в техническом регламенте установлено 12. И, если следовать тому, что сертифицировать топлива будут только на соответствие требованиям технического регламента и не учитывать требования стандарта, то завод-изготовитель не будет прилагать усилия (в силу добровольности применения стандарта) к соблюдению остальных 6 показателей. Тогда где гарантия, что не соблюдение этих 6 показателей не приведет к ухудшению качества топлива и, как следствие, к снижению безопасности полета.

Стандартизация, совмещаемая с законодательством, способствует более эффективному техническому регулированию на государственном уровне.

Законы рынка являются экономическим отражением мирового закона равновесия, и по существу их следствия глубоко справедливы.

В нашем случае под желаемым результатом их воздействия на реальность следует понимать достижение максимально возможного в данных условиях качества продукта.

Вместе с тем, в деле достижения оптимального качества продукции стандартизация является ведущим фактором, т.к. отражает показатели экономической деятельности. Деятельность по стандартизации динамична, она всегда соответствует изменениям, происходящим в различных сферах жизни общества, прежде всего - экономической. Более того, она должна успевать и даже предвосхищать эти изменения, чтобы стандарты способствовали развитию, а не отставанию отечественного производства. Сейчас эта деятельность в нашей стране во многом предопределяется стремлением стать полноправным членом мирового сообщества, в том числе, вступить во Всемирную торговую организацию.

Стандартизация является одним из наиболее действенных механизмов повышения качества и конкурентоспособности продукции, и влияние этого механизма возрастает. Это вызвано, во-первых, быстрым развитием прогрессивных отраслей, что значительно сокращает сроки проектирования и изготовления продукции и обеспечивает оптимальное соотношение между ее качеством и стоимостью. Во-вторых, глобальный мировой рынок приводит к свободному движению капитала, товаров, людей и информации. И, в-третьих, далеко не маловажными факторами являются охрана окружающей среды и рациональное использование ресурсов.

Техническое регулирование призвано в максимальной степени снизить технические барьеры продвижения отечественной продукции на территории Узбекистана и за ее пределы, повысить ее качество и конкурентоспособность, избежать дублирования процедур по оценке соответствия, а значит, снизить уровень затрат.

Базовым принципом системы технического регулирования является ограничение обязательных требований исключительно параметрами,

Стандарты разрабатывают на основе достижений науки, техники и передового опыта; они содержат показатели, которые гарантируют возможность повышения качества продукции (и экономичности ее производства), а также уровня ее взаимозаменяемости.

Целями стандартизации, кроме безопасности продукции, работ и услуг для жизни, здоровья, окружающей среды и имущества (сходство с техническим регулированием), являются также: техническая и информационная совместимость; взаимозаменяемость продукции; согласование и увязка ее показателей и характеристик; кодирование; классификация; унификация; типизация; единство методов контроля и единство маркировки; качество продукции в интересах потребителя и государства; экономия всех видов ресурсов (снижение материало-, энерго- и трудоемкости, применение малоотходных технологий).

В Меморандуме о взаимопонимании между правительством Соединенного Королевства и Британским институтом стандартов (BSI) 2 от 20 июня 2002 г. заявляется, что: «Стандартизация является ключевым фактором поддержки ряда направлений государственной политики, таких как конкуренция, внедрение инноваций, устранение торговых барьеров, расширение торговли, защита интересов потребителей, защита окружающей среды, государственные поставки и т.д.».

Так, куда же без стандартов ?

УДК 608.3

Идеи и инновации – двигатель прогресса

Д.Х. Арипова

Идея – это основа новизны. В ходе обсуждения и апробации она может быть принята для реализации или опровергнута. Принятая идея является основной базой для будущего изобретения.

Подтвержденное изобретение является квинтэссенцией научно-исследовательских опытно-конструкторских и проектных работ и воплощением творческой и инженерной мысли.

Научная или инженерная идея – это предвестник десятков, а иногда и сотен изобретений.

Двигателем, т.е. воплощением перечисленного выступает человек, эрудированный и накопивший широкий диапазон знаний, обладающий хорошей интуицией и инициативой.

Поскольку изобретение относится к интеллектуальной собственности автора или авторов, принято его защищать охранным документом – патентом или свидетельством.

В любом Государстве актуализацией авторского права занимается Агентство по интеллектуальной собственности, учреждение, Патентное ведомство и др., которые обеспечивают правовую охрану объектам интеллектуальной собственности. В Узбекистане действует Агентство по интеллектуальной собственности, которое принимает заявки на государственную регистрацию, как от национальных, так и от зарубежных заявителей. После всесторонней государственной экспертизы заявка проходит регистрацию, и заявителю выдается охранный документ на объект интеллектуальной собственности – патент и свидетельство.

Ученые и инженеры, технический персонал АО «O'ZLITINEFT-GAZ» вносят свой посильный вклад в пополнение интеллектуального капитала нефтегазовой отрасли Узбекистана. Так за 2006-2018 гг. подано 89 заявок на получение охранных документов.

Всего в результате переписки с Агентством было получено 28 патентов на изобретения и 19 авторских свидетельств на программный продукт.

Активным авторам, участвующим в инженерно-техническом творчестве за создание интеллектуальной собственности своевременно выплачивается вознаграждение, предусмотренное «Положением о регистрации, хранении, оценке значимости получаемых охранных доку-

ментов (патентов на изобретения, свидетельств об официальной регистрации) и выплате поощрительных премий авторам».

В таблице приводятся направления исследований, по которым получены охранные документы на имя АО «O'ZLITINEFTGAZ». Из анализа данных таблицы видим:

- всего научно-техническим творчеством было охвачено 7 направлений исследований;
- наиболее активное участие наблюдалось в направлении добычи нефти и газа, бурения и разработки месторождений.

Таблица - Направления исследований, по которым получены охранные документы в АО «O'ZLITINEFTGAZ» за период 2006-2018 гг.

Направление научно-технического творчества	Результат	
	патенты на изобретения	свидетельства на программный продукт
Геология	1	3
Бурение	8	3
Разработка и освоение месторождений нефти и газа	7	6
Добыча нефти и газа	6	4
Подготовка нефти и воды	6	-
Транспорт нефти и газа	-	2
Ресурсосбережение	-	1

За последние 3-5 лет коллектив АО «O'ZLITINEFTGAZ» резко омолодился, в её состав влились молодые специалисты: магистры и бакалавры, которые полны энергией созидания.

В год поддержки активного предпринимательства, инновационных идей и технологий среди молодежи резко повысился интерес к знаниям, появились новые идеи в области разработки и освоения нефтегазовых месторождений, переработки нефти и газа, нефтехимии, которые нашли отражение в их статьях и докладах на конференциях различного масштаба. Всего было представлено более 60 сообщений. И можно с уверенностью говорить, что еще будут новые изобретения.

Проблемы юридического сопровождения деятельности предприятий нефтяной и газовой отрасли

Т.Б. Мирахмедов

Бесспорно, что развитие нефтяной и газовой отраслей экономики имеет серьезное геополитическое значение, обеспечивающее Республике Узбекистан достойное место в мировом сообществе в целом, и вместе с тем должно способствовать внутригосударственному подъёму. В этой связи необходимо соответствующее правовое обеспечение хозяйственных отношений, как в целом в нефтегазовой отрасли, так и в сфере развития предпринимательства.

Современные социально-экономические условия характеризуются стремлением Республики Узбекистан к устойчивому развитию в рамках направлений, определенных в Стратегии действий по пяти приоритетным направлениям развития Республики Узбекистан в 2017 – 2021 годах.

Ведущее значение нефтегазодобывающего сектора в экономике обуславливает актуальность изучения проблем развития отрасли, а также правового обеспечения деятельности предприятий. В силу своей значимости в экономике общественные отношения в нефтегазовом комплексе требуют системного и комплексного регулирования. В целом нефтегазовый сектор экономики можно рассматривать как хозяйственную систему, функционирование которой обеспечивается нормами специального законодательства.

На основе анализа предпринимательских (хозяйственных) правоотношений, а также рассмотрения законодательства и практики его применения в Узбекистане следует констатировать, что пока правовое обеспечение недостаточно. Требуется изучение проблем соотношения системы предпринимательских (хозяйственных) отношений и системы нефтегазового законодательства, рассмотрение норм в контексте регулируемых общественных отношений, выявление возможностей

права в обеспечении развития и повышения эффективности деятельности предприятий нефтедобывающей отрасли.

Особо требуется регламентация организационно-правовых основ государственного регулирования предпринимательства в нефтегазовом секторе экономики. Потребность такая обусловлена значением указанного сектора в экономике страны: нефтяная и газовая отрасли промышленности обеспечивают формирование основной части ВВП и бюджетных поступлений.

Это в свою очередь наводит на мысль о необходимости и целесообразности принятия государственной Программы правового обеспечения развития предпринимательства в нефтегазовом секторе экономики, основной целью которой должно стать определение рамок и направлений системного и комплексного правового обеспечения нефтегазового сектора.

Среди многих направлений совершенствования механизма управления в нефтегазовой отрасли экономики представляется важным выделить управление правовой работой на нефтегазодобывающих предприятиях. Без совершенного правового регулирования нельзя достичь социального прогресса, обеспечить нормальное функционирование материального производства и институтов политической демократии, наладить эффективное управление, стимулировать развитие личности. Все экономические нововведения в республике требуют соответствующего юридического закрепления, без которого экономические связи нельзя ни упорядочить, ни нормально организовать. Правовая реформа, являющаяся одновременно обязательным условием и частью общественной перестройки, выступает прежде всего как реформа законодательства. Поэтому важное значение в процессе правового регулирования имеет право организующая деятельность или, по-другому, управление правовой работой в отрасли, в хозяйствующих субъектах, которая направлена на повышение эффективности производства при строгом соблюдении законности, дисциплины, правопорядка.

Центральное место в управлении правовой работой занимает юридическая служба. Она обеспечивает четкое функционирование предприятий в соответствии с требованиями и нормами законодательства и возложенными на них задачами, активно участвует в разработке и осуществлении мер, направленных на соблюдение государственной, договорной, трудовой дисциплины, а также на устранение нарушений хозяйственного, трудового, жилищного и другого законодательства; занимается систематизацией нормативных актов, осуществляет руководство правовой работой в отрасли.

В соответствии с квалификационной характеристикой работы юридических служб нефтегазодобывающих предприятий внесено предложение по совершенствованию функциональной деятельности юридических служб.

Так, в сфере организации работы по формированию договорных отношений самостоятельным фактором является разработка специальных Положений об организации договорной работы, разграничении договорных видов и типов, сложившихся в определенных сферах деятельности предприятий нефтегазового комплекса (геологоразведка, добыча, транспортировка нефти и газа, переработка, сбыт).

Таким образом, обобщая практику ведения претензионно-исковой работы и осуществления защиты экономических прав, предполагаю, что каждый хозяйствующий субъект должен разработать и принять специальное Положение (Инструкцию) о ведении претензионной и исковой работы. Целесообразно возложить обязанности по ведению претензионной работы на специальные претензионные отделы при юридических службах, которые выполняли бы координационные функции и консультирование.

В условиях недостаточно отлаженного механизма правового регулирования представляется необходимым создание в структурах юридических служб аналитических центров, способствующих обобщению правоприменительной практики, разработке проектов нормативных

актов, необходимых для поддержания нормальной производственно-хозяйственной деятельности предприятий отрасли с учетом их специфики.

Особенности деятельности отдела проектирования строительства скважин на нефть и газ

А.А. Григорьев, В.А. Винярская

Проектирование строительства скважин – один из основных этапов подготовки производства, определяющий качество и эффективность строительства нефтяных, газовых и нагнетательных скважин. Показателями развития этого этапа являются опережающие темпы создания проектно-сметной документации (ПСД), научная обоснованность и оптимальность принятия проектных решений по технологическим процессам и операциям цикла строительства скважин.

Отдел проектирования строительства скважин на нефть и газ (ОПСС) был создан на базе слияния проектных отделов двух организаций «СредАзНИИгаз» и «СредАзНИПИнефть», имеющих более чем 50-ти летний опыт в проектировании строительства скважин.

Учитывая современные требования к процессу проектирования, разработка рабочих проектов производится с применением лицензионной программы «Проектирование бурения», разработанной компанией ООО «Бурсофтпроект» (г. Москва), которая позволяет производить расчёты более детально и качественно. Кроме того, сотрудниками отдела разработаны программные продукты по расчету обсадных колонн (для контрольного расчета), расчету сметной документации, результаты которых отвечают нормативным требованиям и специфике проектирования, действующим в Республике Узбекистан.

С введением Закона № ЗРУ 57 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» руководящий состав отдела про -

ектирования строительства скважин одними из первых в Узбекистане прошли обучение и получили удостоверения экспертов по промышленной безопасности ОПО, вследствие чего, в состав рабочего проекта был включен раздел «Промышленная безопасность», в котором рассматриваются различные сценарии возможных аварийных ситуаций с приведением расчетов по их негативному воздействию.

Политикой отдела является постоянное совершенствование качества выпускаемой продукции за счёт регулярно проводимого анализа передовых технологий бурения скважин, современных требований к проектированию, а также соблюдение регламентов экологической и промышленной безопасности, с целью удовлетворения запросов Заказчика. К примеру, можно назвать инженерное сопровождение бурения скважин, в процессе которого сотрудниками отдела оперативно принимаются решения в зависимости от фактических геолого-технических условий строительства.

В отделе налажена система преемственности, т.е. повышение квалификации молодых кадров сотрудниками, имеющими большой опыт, что подтверждается несколькими поколениями сформировавшихся в отделе специалистов и отражается на качестве выпускаемой документации.

ОПСС на сегодняшний день имеет большой потенциал для своевременного выполнения работ без потери качества выпускаемой продукции и является одним из лидеров среди проектных организаций Республики Узбекистан, осуществляющих работы в данной области.

За последние годы отделом выполнялись проектные работы для компаний: СП «Aral Sea Operating Company», ИП ООО «KNOC Fergana Operating Company», «PETRONAS Operating Company LLC», ООО «Daewoo Energy Central Asia», ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани», «Eriell Corporation s.r.o» и др., некоторые из которых выполнялись совместно с нашими партнёрами: «Нью Тек Сервисез», «Schlumberger», «ВолгоуралНИПИнефтегаз», «ТМК», «Nippon Steel & Sumitomo Metal», «Weatherford», «Halliburton» и др.

Одним из последних достижений в области совершенствования проектных решений является принятая конструкция скважины № 1 ОЭ на месторождении «Мустакилликнинг 25 йиллиги», предложенная нашими специалистами. Особенностью данной конструкции является возможность спуска дополнительной колонны диаметром 299,8 мм без изменения основной конструкции. Данное решение открывает новые возможности при бурении глубоких скважин на месторождениях со сложными геологическими условиями.

Вместе с этим, в проектировании строительства скважин еще имеются резервы по улучшению выпуска проектной документации. Одной из ключевых задач является пересмотр устаревшей базы нормативных документов, которая не отвечает современным требованиям проектирования. На сегодняшний день буровые предприятия оснащены современным оборудованием и технологиями, способствующими безаварийной и качественной проводке скважин и соответственно увеличению коммерческой скорости бурения, в связи с чем, нормы, применяемые ранее, теряют свою актуальность.

Учитывая сложившуюся ситуацию, возникает необходимость в обновлении нормативной базы, которую необходимо производить с учетом мирового опыта и современной техники и технологий бурения скважин.

УДК 002.6.06

Основы научного познания действительности

к.т.н. Р.У. Шафиев

На современном этапе всеобъемлющего информационного бума начинающий специалист-исследователь сталкивается порой с неразрешимой задачей: с чего начать исследование и, в особенности, изложить свой взгляд на предмет изучения.

Во-первых, надо себе уяснить, в какой области знаний вы сильны и чем обладаете - это навыки, приобретенные во время учебы (школа, вуз,

пец. курсы и другие).

Во-вторых, следует строго придерживаться терминологии, сложившейся в каждой области знаний, во избежание недопонимания с двух сторон.

В-третьих, почитать всех первопроходцев (знать их труды) и быть в курсе последних достижений рассматриваемого вами вопроса.

В-четвертых, перепроверять доступную информацию путем поиска первоисточника, так как данные считаются правдивыми (достоверными) только в этом случае.

В данной статье рассмотрены случаи публичных способов изложения своих мировоззренческих познаний действительности. И приведем последовательно общепризнанные определения понятий – информация, презентация, лекция, статья, доклад. Надо понимать, что все сводится к определению понятия истина.

ИСТИНА. Свойство объективной истины быть процессом проявляется двояко: во-первых, как процесс изменения в направлении все большей полноты отражения объекта и, во-вторых, как процесс преодоления заблуждения в структуре концепций, теорий. Одной из проблем, возникающих на пути ученого в процессе научного поиска, является отграничение истины от заблуждения, или, иначе говоря, проблема существования критерия истинности.

Под абсолютной истиной в современной науке понимается такое знание, которое тождественно своему предмету и потому не может быть опровергнуто при дальнейшем развитии познания.

Истинное знание в науке определяется характером объекта, к которому относится, условиями, местом, временем; ситуацией, историческими рамками.

Научное истинное обусловленное знание - не может распространяться за пределы его действительной применимости, вне допустимых условий. Иначе оно превращается в заблуждение.

Истина по своей сути объективна и не зависит от человека,

субъективная истина зависит от человека, то есть предмет исследуется человеком. Субъективность и объективность для изучаемого предмета (объекта) это грани одной и той же истины. Для исследователя должно быть важным в процессе познания истины (для изучаемого предмета) применение критериев абсолютности и относительности. Абсолютная истина – истина, доказанная наукой и неподлежащая сомнению. Например, молекула состоит из атомов. Относительная истина – то, что является истиной в определенный период истории или с определенной точки зрения. До конца XIX века атом считался наименьшей неделимой частицей вещества, и это было истиной, пока ученые не открыли протон, нейтрон и электрон. И в этот момент истина изменилась. А потом ученые открыли, что протоны и нейтроны состоят из кварков. Еще один пример с фотографиями пирамиды Хеопса. Фото, полученные со спутника под определенным углом, позволяют утверждать, что это квадрат, фото, сделанное под определенным углом с поверхности Земли, убедит, что это треугольник. На самом же деле – это пирамида. Однако с точки зрения двухмерной геометрии (планиметрии), первые два утверждения – истина.

Таким образом, существует непрерывность и взаимосвязь в познании абсолютной и относительной истины.

Вывод - у истины нет видов, она одна, но у нее есть аспекты, то есть то, что является истиной под разными углами рассмотрения.

Истина – сложное понятие, которое при этом остается единым и неделимым. И изучение, и осмысление этого термина на данном этапе человеком еще не завершено.

ИНФОРМАЦИЯ – это сведения об объектах и явлениях окружающей среды, их параметрах, свойствах и состоянии, которые воспринимают информационные системы (живые организмы, управляющие машины и др.) в процессе жизнедеятельности и работы. Одно и то же информационное сообщение (статья в газете, объявление, письмо, телеграмма, справка, рассказ, чертёж, радиопередача и т.п.) может содержать

разное количество информации для разных людей – в зависимости от их предшествующих знаний, от уровня понимания этого сообщения и интереса к нему.

ПРЕЗЕНТАЦИЯ (от лат. *praesento* – представление) – документ или комплект документов, предназначенный для представления чего-либо (организации, проекта, продукта и т.п.). Цель презентации – донести до аудитории полноценную информацию об объекте презентации в удобной форме. Презентация является одним из маркетинговых и PR инструментов.

ЛЕКЦИЯ (лат. *lectio* – чтение) – устное систематическое и последовательное изложение материала по какой-либо проблеме, методу, теме вопроса или отпечатанный курс публичных чтений, а также записи по какому-либо предмету преподавания. Лекция – способ получения в общем виде основ знаний за счет сконцентрированной подачи материала, построенного на основе переработки множества учебников, монографий, статей, практического опыта и других источников. При отсутствии учебника по новым складывающимся курсам, лекция – основной источник информации.

При составлении (подготовке) Информации, Презентации, Лекции не требуется выполнять исследования для получения новых знаний, а лишь требуется качественная переработка имеющихся данных сведений из любых доступных источников. И, несмотря на это, данный процесс является творческим с точки зрения методики преподнесения материала. Например, для лекции – использование доски и мела, интерактивная доска, онлайн режим, натуральный образец или макет предмета изучения и прочее.

Таким образом, за публичные способы изложения мировоззренческих познаний действительности в виде Информации, Презентации, Лекции автору за использование чужих заимствований без должного цитирования не предъявляются жестких требований в виде наказаний за плагиат.

Что же связано с термином плагиат в научном познании? Научный плагиат – заимствование частей написанного другим автором текста: исследования, диссертации, дипломной работы, реферата и пр. Иногда недобросовестные люди воруют работу в полном объеме, выдавая ее за свою. При этом они ничего не меняют ни в структуре, ни в стиле изложения научного труда.

Ярким примером такого мошенничества является скачивание готовых рефератов и дипломных работ из интернета. Таким обманом занимаются ученики старших классов, студенты и даже научные работники, претендующие на получение определенной ученой степени. То есть в научном мире плагиат наказуем. Чтобы избежать плагиата, надо публиковать результаты своих лично или коллегиально выполненных исследований и экспериментов. Из этого вытекают требования к научной статье или научному докладу (тезисам доклада).

СТАТЬЯ. Научная статья – это логически завершенное исследование какой-либо проблемы, осуществленное посредством применения научного метода. Публикация научных работ – одно из необходимых условий научно-исследовательской деятельности. Именно по наличию опубликованных трудов оценивают потенциал молодого ученого, а также весомость вклада в науку опытных исследователей. Любая научная статья имеет примерную структуру, включающую в себя следующее: предмет исследования, проблему рассматриваемую в статье, каким образом решали ее до сих пор и что предлагает автор статьи (на что нацелена статья), дает методiku исследования, материалы исследования и их результат и формулирует свои предложения. Автор статьи, публикуя свое исследование, закрепляет за собой авторское право на ту или иную идею.

Научная работа без цитирования невозможна. В академических работах для подтверждения достоверности часто используют цитаты. Опираясь на цитату, исследователь иллюстрирует свои тезисы, подтверждает высказанные им предположения, критикует либо оспаривает

аргументы, с которыми он не согласен. Все цитаты должны сопровождаться указаниями на источник (ссылками). Это позволяет при необходимости проверить правильность цитирования, повышает ответственность автора за точность цитирования.

ДОКЛАД. Доклад или отчёт – один из видов монологической речи, публичное развёрнутое официальное сообщение по определённому вопросу, основанное на привлечении данных из материалов научных исследований и их результатах и т.п. Тезисы доклада – это его основные положения, кратко сформулированные с целью лаконично (на 1-2 страницах) передать содержание текста, рассказать о целях, задачах, методах, результатах описываемого исследования и сделанных автором выводах. После знакомства с тезисами к докладу, читатель должен понять суть представляемой работы, ее новизну и актуальность.

В заключении считаю уместным здесь привести правила умозаключений в физике (из Кн. Ньютон Исаак. Математические начала натуральной философии. – М.: Наука, 1989./перевод с латинского с примечаниями и поясн. А.Н. Крылова):

«1. Не должно принимать в природе иных причин сверх тех, которые истинны и достаточны для объяснения явлений. ... Природа проста и не роскошествует излишками причинами вещей.

2. Поэтому, поскольку возможно, должно приписывать те же причины того же рода проявлениям природы. ... например дыхание людей и животных. ... отражение света на Земле и планетах.

3. Такие свойства тел, которые не могут быть ни усилиемы, ни ослабляемы и которые оказываются присущими всем телам, над которыми возможно производить испытания, должны быть почитаемы за свойства всех тел вообще.

Свойства тел постигаются не иначе, как испытаниями: следовательно, за общие свойства надо принимать те, которые постоянно при опытах обнаруживаются и которые, как не подлежащие уменьшению, устранены быть не могут. Понятно, что в противность ряду опытов не следует измышлять на авось каких-либо бредней, не следует также укло-

няться от сходственности в природе, ибо природа всегда и проста и всегда сама с собой согласна.

4. В опытной физике предложения, выведенные из совершающихся явлений помощью наведения, несмотря на возможность противных им предположений, должны быть почитаемы за верные или в точности, или приближенно, пока не обнаружатся такие явления, которыми они еще более уточнятся или окажутся подверженными исключениями.

Так должно поступать, чтобы доводы наведения не уничтожались предположениями».

Изложенное выше важно для молодых научных кадров научно-исследовательских институтов и поможет им правильно расставлять акценты при выработке предложений и положений об обнаруженных (раскрытых) свойствах изучаемого предмета (объекта) и их правильное толкование в научных работах, а также во время публичных выступлений и сообщений.

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Суннатов М.С., Валиев М.Р., Абдурахманов Р.Е., Абдужалилов С.Ш., Мамадалиев Б.М.</i> Анализ и оценка перспективности терригенных юрских отложений на Испанлы-Чандырском поднятии месторождения Матонат для проведения доразведки.....	3
<i>Шевцов В.М., Беков Б.Х., Хакимова Ю.П., Шовхиев С.Б.</i> Контроль за разработкой ГКМ Северный Нишан.....	10
<i>Шевцов В.М., Нуштаева Н.В., Сайдалимов А.С.</i> Исследование факторов, влияющих на интенсивность воздействия электромагнитных излучений.....	12
<i>Беков Б.Х., Мамажумаев Ш.Р., Хакимова Ю.П.,</i> Ускорение ввода в эксплуатацию разведываемых газоконденсатных месторождений....	15
<i>Холодов А.Н., Рахимов Р.Р.</i> Система оценки качества и достоверности гидродинамических исследований скважин.....	18
<i>Салихов М.Я.</i> Нефть ва газ кудукларини сув конус хосил килишини тахлили.....	23
<i>Игамбердиева Л.З.</i> Оценка эффективности применения форсированного отбора жидкости и рекомендации по доразработке нефтяных месторождений Сурхандарьинского региона.....	27
<i>Игамбердиева Л.З.</i> Оценка эффективности реализованных систем разработки на месторождении Крук.....	41
<i>Аитов Ч.Р., Ахунджанова Н.М.</i> Влияние фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенного пласта на характер выпадения конденсата.....	48
<i>Исамитдинов Б.М., Климашкин И.И., Вильданов Э.Ф., Тюрина Ю.В., Каримов А.К.</i> К вопросу о целесообразности использования полых микросфер для нефтегазовой промышленности Узбекистана.....	56

<i>Асадова Х.Б., Шаумаров С.Ш., Шаропов А.А.</i> Ишлаш кўрсаткичлари асосида ер ости сақлаш омборини самарали ишлатишни асослаш.....	62
<i>Хакбердиев Д.М., Содиков Т.С., Рахаталиев А.М., Исмоилов Ф.С.</i> Оптимальные технологические решения по проектированию системы сбора продукции проектных скважин месторождения «Мустақилликнинг 25 йиллиги».....	70
<i>Рахманова А.А., Вахабов К.А., Ахмедов Ш.А.</i> Влияние способа добычи нефти на её технологические потери.....	76
<i>Ли Р.Ч., Абдурахимов М.А., Исабаева Г.М., Кадиров М.М.</i> Подача газов регенерации ЦСО на УППБС-3 для увеличения выработки сжиженного углеводородного газа.....	80
<i>Ли Р.Ч., Рахаталиев А., Зорин Ю.Н., Лабарешных С.В.</i> Добыча низко-напорных газов из малодобитных месторождений природного газа.....	85
<i>Ли Р.Ч., Абдурахимов М.А., Лабарешных С.В., Шомуталов Д.М.</i> Технические решения для повышения давления газа на входе МГПЗ.....	90
<i>Ли Р.Ч., Айрапетян Л.Р., Ли А.Р.</i> Проектирование установки получения пропан-бутановой смеси СОУ «Учкыр».....	96
<i>Зорин Ю.Н.</i> Повышение эффективности систем сбора и транспорта газа месторождений Газлийской группы.....	101
<i>Ли А.Р.</i> Период падающей добычи разработки газоконденсатных месторождений.....	106
<i>Хакбердиев Д.М., Сайдахмедов Э.Э.</i> Состояние и перспективы развития нефтепереработки в Республике Узбекистан.....	110
<i>Сайдахмедов Э.Э., Шафиев Р.У.</i> Пути решения инновационных задач по формированию устойчивого развития сырьевого баланса энергоносителей.....	117

<i>Миркабилов И.А., Дадабаев Ш.Н.</i> Повышение энергоэффективности на ООО «Мубарекский ГПЗ».....	125
<i>Кенжаев Б.Н., Дадабаев Ш.Н., Усманов У.С.</i> Утилизация малосернистых кислых газов, сжигаемых на факелах низкого давления на ООО «Мубарекский ГПЗ».....	128
<i>Кенжаев Б.Н., Купайсинов Ж.Р., Дадабаев Ш.Н.</i> Утилизация факельных газов с выработкой электрической энергии.....	136
<i>Салиджанова Н.С., Набиев Г.Г., Валиев С.Р., Гуломов А.А.</i> Некоторые аспекты влияния неметаллических включений на качество сталей промыслового оборудования.....	142
<i>Салиджанова Н.С., Хакбердиев Д.М., Кузнецов А.Б.</i> Некоторые особенности ингибирования сероводородной коррозии полимерными композициями.....	155
<i>Салиджанова Н.С., Норхуджаев Ф. Р., Набиев Г.Г.</i> Стойкость новых металлических композиций к воздействию агрессивных сред.....	162
<i>Бободжанова Р.В., Абидходжаева Н.Р., Алимова С.А.</i> Исследование состава и причин отложений солей на нефтепромысловом оборудовании.....	169
<i>Азаров А.О.</i> Сжиженный углеводородный газ, как альтернатива природному газу для населения.....	175
<i>Каримова С.Б., Синельникова Н.Л., Ходжаева С.И.</i> Способы обращения с отходами бурения.....	181
<i>Каримова С.Б., Салиджанова Н.С., Назаров У.С.</i> Некоторые аспекты обращения с отходами нефтедобывающих и перерабатывающих предприятий Узбекистана.....	185
<i>Ян И.Ю., Мамадалиева Г.В.</i> Процедура оценки воздействия на окружающую среду в нефтегазовой отрасли Узбекистана.....	199

<i>Ивонина И.Э., Хамроева И.Н., Юсупходжаева Ф.З., Бекмухамедова М.И.</i> Оценка уровня экономических рисков по АО «Узбекнефтегаз».....	206
<i>Борн Р.И.</i> Быть или не быть стандартам?.....	221
<i>Арипова Д.Х.</i> Идеи и инновации - двигатель прогресса.....	225
<i>Мирахмедов Т.Б.</i> Проблемы юридического сопровождения деятельности предприятий нефтяной и газовой отрасли.....	228
<i>Григорьев А.А., Винярская В.А.</i> Особенности деятельности отдела проектирования строительства скважин на нефть и газ.....	231
<i>Шафиев Р.У.</i> Основы научного познания действительности.....	233

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
АО «O'ZLITINEFTGAZ»

Ответственность за содержание и достоверность сведений,
предоставляемых для опубликования, несут авторы

Верстка и распечатка в:

ЧП “Джабаров З.И.”

 Flaxer.uz  Vizitki.uz Реклама.uz

Подписано в печать 11.03.2019 г.

Формат - В5 (175 X 255 mm)

Отпечатано 15.04.2019 г.

Заказ № 155

Тираж - 120