

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

КАРАКАЛПАКСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ БЕРДАХА

Кафедра технологии нефти и газа

На правах рукописи
Удк622.276

Санегуллаев Ерназар Есбосынович

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УРГА)

Специальность: 5А311901 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»

Диссертация

на соискание академической степени магистра

Допущена к защите в ГАК
на основании магистратуры



Проверена и
допущена к защите
Заведующий кафедрой:
доцент Умарбердиева З.Д.

2015г.

Научный руководитель:
доц. Туреунов М.А.

«___» _____ 2015г.

НУКУС- 2015г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	.3
ГЛАВА I. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ	.6
2. ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	.11
3. АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИИ УДП «УСТЮРГАЗ» РАБОТАЮЩИХ С ВОДОЙ	.18
3.1 Краткая характеристика месторождений	.18
3.2 Краткая характеристика водонапорной системы	.18
3.3 Физико-химические свойства жидкостей и газов	.20
3.4 Сведение о начальных и остаточных запасов газа и конденсата.	.33
3.5 Краткий анализ состояния разработки месторождений	.35
3.6 Условия эксплуатации обводняющихся газовых скважин	.39
ГЛАВА. II. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. 4. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	.61
4.1 Методы удаления жидкостей из ствола скважин	.61
4.2 Методы ограничения водопритока газовых скважин	.67
ГЛАВА. III. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ. 5. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ МЕСТОРОЖДЕНИИ УДП «УСТЮРТГАЗ»	.75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	.80
ЛИТЕРАТУРА	.82

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы.

Разработка газоконденсатных залежей в условиях увеличения водяного фактора, сопровождается периодической самозадавкой газодобывающих скважин. Неравномерное появление пластовой воды в разных горизонтах и при разных условиях приводит к преждевременному обводнению эксплуатационных скважин. Для нормальной эксплуатации обводняющихся газовых скважин первостепенное значение имеет установление оптимального режима работы, с периодическим газогидродинамическим исследованием и исследованием на водный фактор. Результаты этих параметров исследования позволяет вести эффективный контроль за характером обводнения пласта и отдельных скважин.

Для достижения запланированных уровней отбора запасов залежей, необходимо поддерживать предельно безводный дебит и оптимальный уровень депрессий для предотвращения преждевременного обводнения.

В настоящее время в зарубежной и отечественной практике для оптимизации режима эксплуатации скважин с высоким водяным фактором применяют методы по удалению и изоляции притока пластовой воды, что позволяет решить проблемы эксплуатаций скважины.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является обводняющихся газовые скважины сопровождающиеся периодической самозадавкой. Географическим ограничением является Устьюртский регион.

Предметом исследования является эффективность обводняющихся газовых скважин.

Цель работы. Повышение эффективности работы обводняющихся газовых скважин месторождений УДП «Устьюртгаз».

Основные задачи исследования:

1. Анализ режима работы обводняющихся газодобывающих скважин и результатов газогидродинамического исследований по ним.
2. Выбор метода удаления столба жидкости в стволе скважин обводняющихся газодобывающих скважин.
3. Разработка способов ограничения водопритока и его изоляции.

Научная новизна.

1. Предложена математическая модель физико-химического механизма взаимодействия фаз при образовании и движении дисперсных систем.
2. Впервые предложены многофакторные квазилинейные и нелинейные экспериментально-статистические модели синергизма и антагонизма нефтерастворимых ПАВ при образовании и движении ГДГЭ из водонефтяных смесей.

Основных задач и гипотез исследования

Возможности обоснования технологий повышения производительности скважин за счет снижения доли воды в добываемой продукции путем проведения водоизоляционных работ и одновременно воздействием на газонасыщенную зону в добывающих скважинах на примере месторождения Урга.

Обзор литературы по теме исследования

Значительный вклад в развитие и совершенствование теории и практики работы подъемников при добыче газированной продукции скважин внесли Алиев З.С., Андриасов Р. С., Аргунов П.П., Арманд А.А., Архангельский В.А., Басниев К.С., Белов И.Г., Виноградов К.В., Гужов А.И., Грон В.Г., Зайцев Ю.В., Клапчук О.В., Крылов А.П., Кучумов Р.Я., Леонов Е.Г., Лутошкин Г.С., Максutow Р.А., Мамаев В.А., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Мохов М.А., Муравьев И.М., Одишария Г.Э., Пирвердян А.М., Репин Н.Н., Сахаров В.А., Сафаров Р.А., Телков А.П., Чубанов О.В. и другие отечественные и зарубежные исследователи.

Методы решения поставленных задач:

1. Обобщение материалов литературных источников посвященных обводнению газоконденсатных скважин.
2. Изучение технологии удаления и изоляции водопритока.

Основные результаты работы:

1. Предложены методы удаления пластовой воды с применением ПАВ и диспергатора с эжектором

Публикации работы. По результатам исследований опубликованы две работы.

Объем работы. Работа состоит из введения, 3 глав, 6 разделов, заключения и списка использованной литературы.

Объем работы состоит из 85 страниц, в том числе 8 рисунков, 20 таблиц и библиографии из 31 наименований, а также материалы, полученные в Интернете.

Теоретическое и практическое значение результатов исследования. Результаты этой диссертационной работы можно применить в производстве и в дальнейших теоретических исследованиях.

Эта диссертация состоит из 3 глав:

ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУНЫЙ ОБЗОР 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

ГЛАВА. 2. ЭКСПЕРЕМЕНТАЛЬНЫЙ ЧАСТЬ. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.

ГЛАВА.3. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛТАТОВ. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ

1.1. Теоретические вопросы обводнения газовых скважин при их эксплуатации.

Большая часть месторождений природных газов разрабатывается в условиях водонапорного режима. По мере вытеснения газа водой происходит закономерное и неизбежное обводнение газовых скважин.

Продуктивные газоносные пласты характеризуются сложным геологическим строением. Они, как правило, неоднородны как по мощности, так и по площади. В этих условиях можно выделить обводнения скважин:

- вскрывающие неоднородные слоистые пласты в результате продвижения воды по наиболее дренируемым пропласткам;
- вскрывающих однородные пласты в результате образования конусов подошвенной воды;
- в результате поступления воды на забой скважины по некачественному цементному кольцу.

Обводнения газовых скважин приводит к уменьшению их дебитов, затрудняет работу ствола скважин, приводит к необходимости сепарации значительных количеств жидкости, благоприятствует образованию кристаллогидратов и т.д.

Механизм обводнения газовых скважин различен в зависимости от геолого–физических особенностей каждого месторождения. Например: по газоконденсатным месторождениям Устюртского региона (Ургинское, В.Бердахкое, Учсайское и др.) приуроченным к единой водонапорной системе юрских отложений, обводнение носит неправомерный характер. По этим месторождениям продуктивные горизонты разделяются на ряд пачек, имеющих глинистые пропластки.

Скорость образования конусов воды и время прорыва подошвенных вод на забой газовых скважин определяют главным образом анизотропией пласта и темпами отбора газа. Скважины,

вскрывающие пласты с подошвенной водой, рекомендуется эксплуатировать при поддержании предельного безводного дебита.

При некачественном цементировании обводнение скважины может происходить как водами данного продуктивного горизонта из прослоев, не вскрытых перфорацией, так и «посторонними» водами выше или ниже лежащих горизонтов.

При эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения можно выделить два этапа: начальный, когда вся поступающая на забой вода выносится на поверхность, и конечный, когда на забое начинается накопления столба жидкости (рисунок 1.1). В этот период объем воды, накапливающейся в стволе скважины в единицу времени.

$$\Delta q = Q_v - q_v, \quad (1.1)$$

где Q_v - дебит воды, поступающей из пласта в ствол скважины, q_v - дебит воды, выносимой из ствола скважины на поверхность.

При начальном этапе обводнения $q_v = Q_v$. В конечном этапе значение Δq непрерывно возрастает вплоть до «самозадавливания» скважины столбом воды [№19.230].

Обычно происходит постепенное обводнения скважин, не обусловленное с избирательным характером продвижения воды по различным пропласткам.

В этих условиях для характеристики процесса обводнения вводится понятие коэффициента обводненности скважины:

$$K_{обв.} = \frac{\sum_{i=1}^m h_{i\text{ обв.}}}{\sum_{j=1}^n h_j}, \quad (1.2)$$

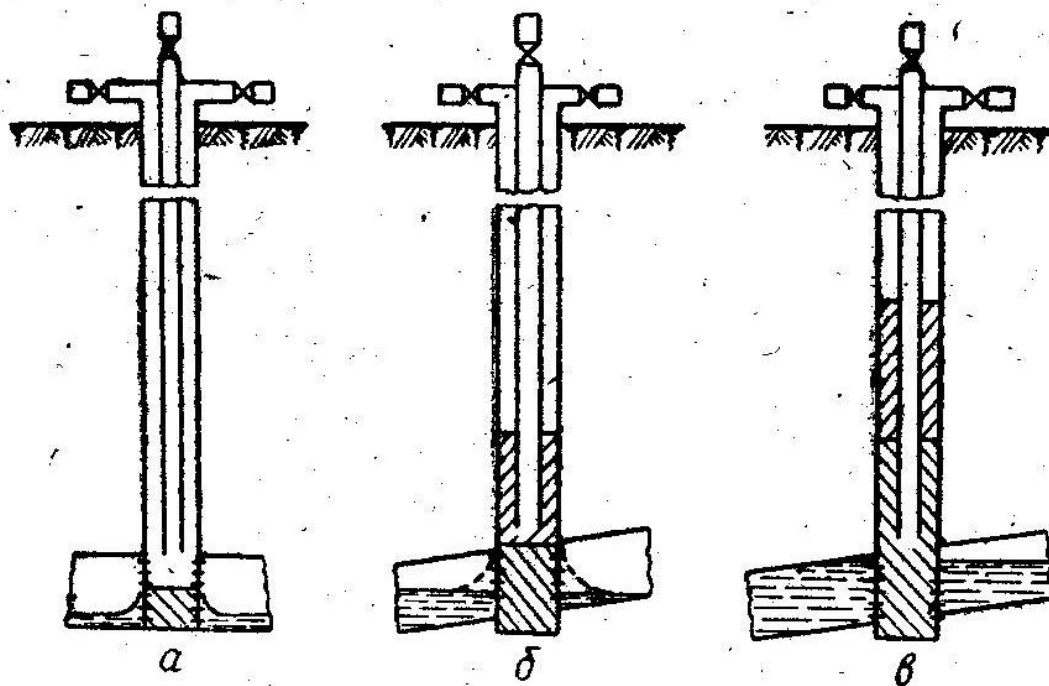


Рис. 1.1 Обводнение газовой скважины:

а – начальный этап ($q_b = Q_b$, $\Delta q = 0$); б, в – конечные этапы

$$\Delta q = f(Q_b - q_b), \Delta q > 0$$

где $\sum_{i=1}^m h_{i \text{ обв.}}$ и m – суммарная мощность и число полностью

$$\sum_{i=1}^m h_{i \text{ обв.}}$$

обводненных пластов соответственно; $\sum_{j=1}^n h_j$ и n – общая мощность и

$$\sum_{j=1}^n h_j$$

число дренируемых данной скважиной пластов соответственно.

При этом скважину считают полностью обводненной при $K_{\text{обв.}} = 1$,

$$\text{т.е.} \quad \sum_{i=1}^m h_{i \text{ обв.}} = \sum_{j=1}^n h_j.$$

При $1 < \sum_{i=1}^m h_{i \text{ обв.}} < \sum_{j=1}^n h_j$ скважину считают обводняющейся или

$$\sum_{i=1}^m h_{i \text{ обв.}} < \sum_{j=1}^n h_j$$

частично обводненной. Обычно эксплуатация скважины продолжается до полного обводнения всех продуктивных пачек.

Для нормальной эксплуатации обводняющихся газовых скважин первостепенное значение имеет установление места притока вод, ее дебита и состава. Знание этих параметров позволяет вести эффективный контроль за характером обводнения пласта и отдельных скважин. Обводнение газовых скважин контролируют геофизическими, газогидродинамическими, гидрохимическими и термодинамическими методами исследования.

Одним из эффективных способов установления места притока пластовых вод в обсаженных скважинах – комплекс радиометрических методов. Их применение основано на том, что газаносные пласты отличаются от водо- и нефтеносных водосодержанием и плотностью, поэтому они характеризуются повышенной интенсивностью радиационного и рассеянного гамма-излучения.

На газовых месторождениях широко применяют гидрохимический метод контроля за обводнением газовых скважин,

основанный на существенном различии состава пластовых и конденсационных вод.

Основной показатель минерализации воды—содержание в ней ионов хлора, по которому минерализованные пластовые воды в основном отличаются от конденсационных вод. Поэтому гидрохимический контроль осуществляется по содержанию ионов хлора, что позволяет вести за процессом обводнения скважин.

При изменении минерализации добываемой воды при известных составных пластовой и конденсационных вод, определяет количество пластовой воды $Q_{\text{п}}$ по формуле:

$$Q_{\text{п}} = q_{\text{к}} \cdot M_{\text{ф}} - M_{\text{к}} / M_{\text{п}} - M_{\text{ф}}, \quad (1.3)$$

где $q_{\text{к}} = (q_{\text{п}} - q_{\text{з}})$ — количество водяного пара, выпавшего в жидкую фазу; $q_{\text{п}}$ и $q_{\text{з}}$ — влагосодержание в пласте и в условиях отбора проб в кг/1000м³; $M_{\text{п}}$, $M_{\text{к}}$, $M_{\text{ф}}$ — минерализация пластовых и конденсационных вод и их смеси соответственно; $Q_{\text{п}}$ — количество пластовой воды, необходимое для повышения минерализации воды от $M_{\text{к}}$ до $M_{\text{ф}}$ в кг/1000м³[№19.233].

Суммарное количество поступающей воды определяют по формуле:

$$\sum Q_{\text{в}} = (Q_{\text{п}} + q_{\text{к}}) Q_{\text{г}} = Q_{\text{г}} q_{\text{к}} (1 + M_{\text{ф}} - M_{\text{к}} / M_{\text{п}} - M_{\text{ф}}), \quad (1.4)$$

где $Q_{\text{г}}$ - дебит газа в тыс.м³/сут.

После установления механизма обводнения газовой скважины необходимо выбрать метод удаления жидкости с ее забоя.

Методы удаления жидкости с забоев газовых скважин подразделяются на:

- механические (плунжерный лифт, автоматизированные продувки и др.);

- физико-химические (при помощи пенообразующих реагентов).

Причем те или другие методы применяют как для периодического, так непрерывного удаления жидкости.

Дебит воды является важным фактором, влияющим на выбор метода. При небольших дебитах воды достаточно эффективны периодические методы, при больших дебитах воды эффективнее непрерывные методы.

I.2. Технология эксплуатации обводняющихся газовых скважин

Для продления эксплуатации обводняющихся газоконденсатных скважин месторождений Устюртского региона необходимо применять весь комплекс мероприятий, применяемый в Узбекистане и за рубежом. Наиболее эффективна внедрения технологии и техники эксплуатации обводненных газовых скважин.

Наиболее совершенна технология закачки ПАВ в скважину. Применяемые ПАВ должны обладать высокими поверхностно-активными, стабилизирующими и диспергирующими свойствами, иметь температуру помутнения выше максимально возможной температуры в стволе скважины, не образовывать коррозии газопромыслового оборудования, гидратообразованию и солеотложениям в лифтовых трубах, не разлагаться в течение длительного срока хранения, быть дешевыми и доступными.

Для того чтобы обеспечивать бесперебойную подачу и высокую точность дозирования реагентов-пенообразователей и возможность одновременной закачки с ними ингибиторов коррозии и гидратообразования применяют технологию централизованной закачки ПАВ в скважины. При отсутствии на месторождении ингибиторопровода, а также прискважинных установок для дозирования ввода ПАВ, в этих условиях проводится периодическая закачка в скважины водных растворов ПАВ с помощью передвижных насосных агрегатов или на забой подаются

твердые ПАВ. Существует два усовершенствованных технологии периодического ввода ПАВ в газожидкостный поток [№7.236,237].

По первой технологии для обработок скважин используют растворы реагента-пенообразователя вязкостью $(50-200) \cdot 10^{-6}$ м²/с. Вязкий раствор ПАВ, распределяясь в виде пленки на наружной поверхности лифтовых труб и внутренней поверхности эксплуатационной колонны, постепенно стекает на забой скважины, обеспечивая вспенивание поступающей из пласта жидкости. Так как скорость стекания пленок обратно пропорциональна вязкости жидкости и прямо пропорциональна квадрату их толщины (С.С. Кутателадзе, 1976), то применение высоковязких растворов ПАВ позволяет увеличить объем пенообразователя, вводимого в скважину за одну закачку, и продолжительность межоперационного периода. Перед применением ПАВ, находящихся в естественных условиях в виде паст, подогревают. В процессе эксплуатации скважины периодически отбирают пробы выносимой воды и по значениям поверхностного натяжения ее на границе с воздухом находят концентрацию ПАВ. Повторную обработку скважины проводят при снижении содержания ПАВ в добываемой жидкости не менее, чем до 0,5 от критической концентрации мицеллообразования.

По второй технологии осуществляют глубинное дозирование ПАВ в восходящий газожидкостный поток, используя в качестве контейнера для хранения пенообразователя лифтовые трубы. На рисунке 2.1 показана принципиальная технологическая схема оборудования скважин для глубинного дозирования ПАВ. При реализации технологии башмак лифтовых труб 2 спускают ниже перфорационных отверстий (интервала поступления газа и жидкости из пласта) 3, скважину эксплуатируют по затрубному пространству, а дозированный ввод раствора ПАВ 5 в восходящий газожидкостный поток 4 осуществляют перепуском части газа из затрубного пространства в лифтовые трубы по обводной трубке 9. Расход газа регулируют с помощью регулятора расхода 7 в зависимости от

величины давления в лифтовых трубах, которое контролируется манометром 11. Закачку раствора ПАВ в лифтовые трубы проводят насосным агрегатом. Объем пенообразователя выбирают из условия, чтобы давление столба раствора ПАВ в лифтовых трубах не превышало забойное давление при работе скважины. Перед закачкой в лифтовые трубы раствора ПАВ скважину продувают. Рассмотренная технология применения ПАВ характеризуется значительной продолжительностью межоперационного периода и высокой

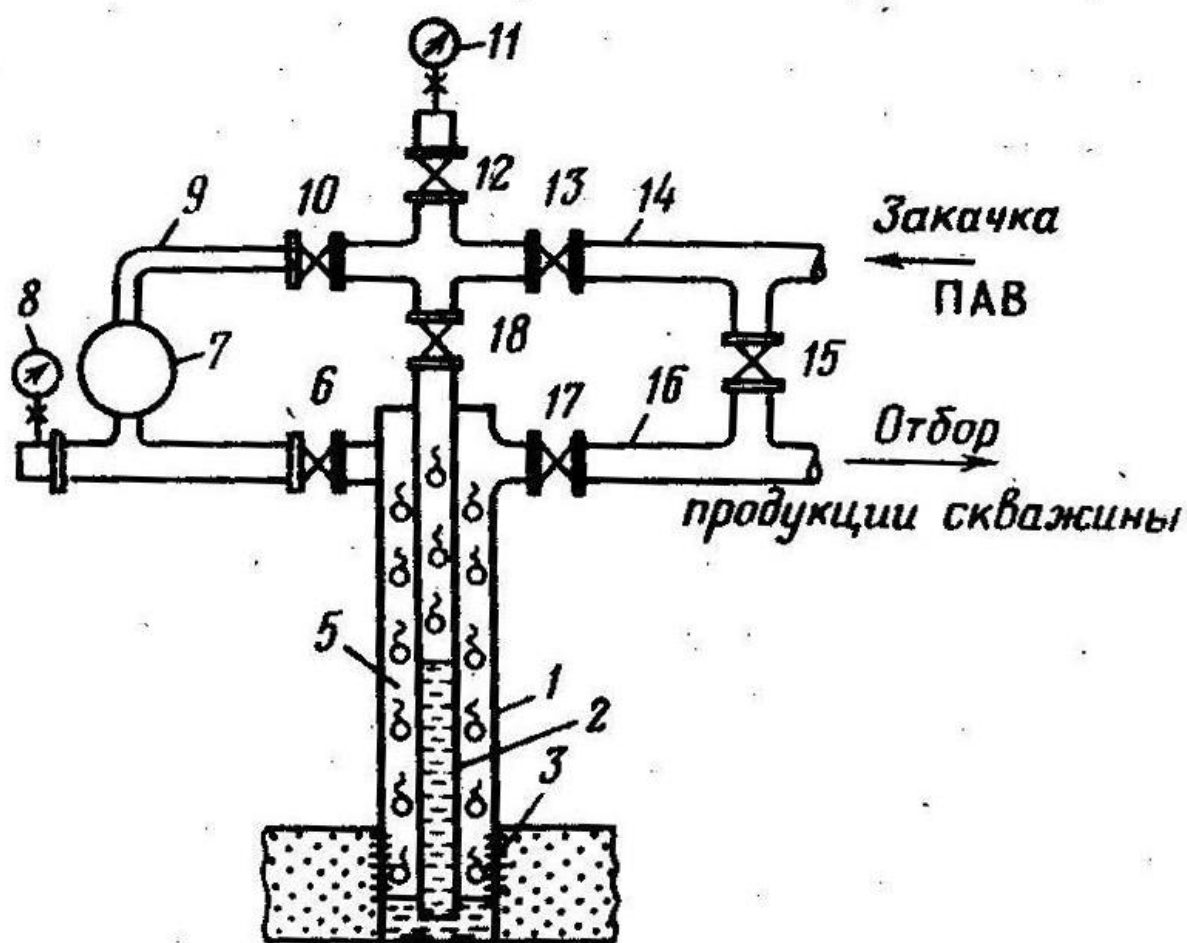


Рис. 2.1 Схема глубинного дозирования ПАВ в восходящий

газожидкостный поток:

1- эксплуатационная колонна; 2- колонна лифтовых труб; 3- интервал перфорации; 4- восходящий газожидкостный поток; 5- раствор ПАВ; 6,10,12,13,15,17,18- задвижки; 7- регулятор расхода газа; 8,11- манометры; 9- обводная линия; 14- выкидная линия; 16- отвод к затрубному пространству скважины.

надежностью в различных природно-климатических условиях.

Высокой эффективности при эксплуатации обводненных газовых скважин можно получить при применении технологии диспергаторов и их сочетания с вводом ПАВ в газожидкостный поток. Диспергирующие устройства и их сочетание с вводом ПАВ способствуют созданию однородной высокодисперсной структуры газожидкостной смеси в лифтовых трубах. В результате интенсифицируется процесс выноса жидкости из скважин [№7.241].

На рисунке 2.2 приведена принципиальная схема оборудования колонны лифтовых труб забойным диспергатором. Диспергатор выполнен в виде эжектирующего устройства с отдельным вводом жидкости и газа в колонну лифтовых труб 2. Газ, пройдя через перфорационные отверстия 4, движется по кольцевому пространству между рядами труб 3 и 5, обходя радиальнонаклонные каналы 8, и через сопло 7, направляется в лифтовые трубы. В сопле 7 возрастает скорость и снижается давление газа. Под действием разности давлений в затрубном пространстве и в месте сужения сопла жидкость по каналам 8 впрыскивается в поток газа, которым она дробится и переводится в мелкодисперсное состояние. Размер кольцевого зазора между эксплуатационной колонной и корпусом диспергатора

должен быть таким, чтобы не было захвата ПАВ, подаваемого в затрубное пространство, восходящим газовым потоком.

При большой толщине продуктивного пласта рекомендуется применять забойный эжектор с хвостовиком 5 (рис.2.3). В процессе эксплуатации скважины основной поток газа, содержащий капли жидкости, направляется в

сопло кольцевого типа, образованное центральной камерой инъекции, расположенный в верхней части хвостовика 5, и сужающим устройством 3, а основное количество жидкости поднимается по хвостовику.

Выбором

диаметра хвостовика, площади входных отверстий 4 и параметров сужающего устройства регулирует потоки газа между соплом и хвостовиком

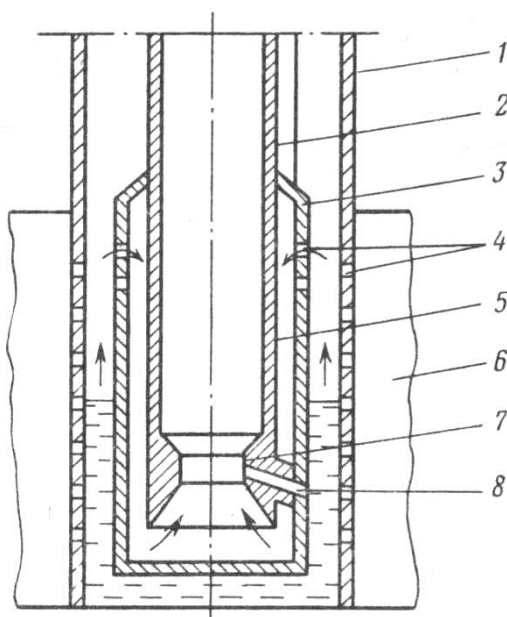


Рис. 2.2

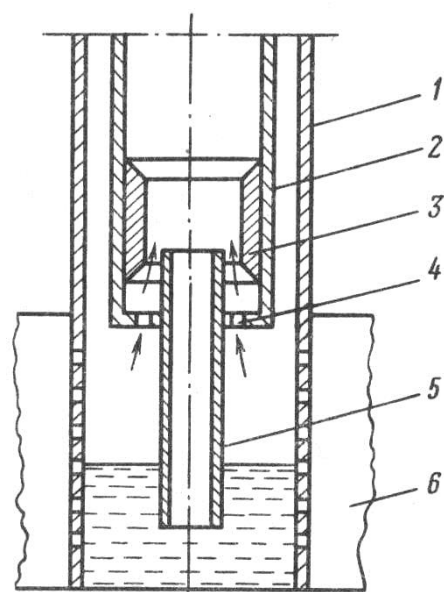


Рис. 2.3

Рис. 2.2 Принципиальная схема оборудования колонны лифтовых труб забойным диспергатором – эжектором; 1- эксплуатационная колонна;

2- колонна лифтовых труб; 3,5- внешняя и внутренняя трубы диспергатора;

4- перфорационные отверстие; 6- продуктивный пласт; 7- сопло;
8- радиально - наклонные каналы.

Рис. 2.3 Принципиальная схема оборудования колонны лифтовых труб забойным диспергатором – эжектором с хвостовиком:

1- эксплуатационная колонна; 2- колонна лифтовых труб; 3- сужающее устройство; 4- входные отверстия; 5- хвостовик; 6- продуктивный пласт.

таким образом, чтобы обеспечит вынос всей поступающей из пласта жидкости и оптимальные условия ее диспергирования.

На конечной стадии разработки месторождений, характеризующейся низкими пластовыми давлениями и дебитами газа, эффективность применения ПАВ и диспергаторов снижается. В этих условиях для повышения транспортирующей способности пластового газа целесообразно использовать плунжерный лифт. Наиболее эффективен плунжерный лифт с расширяющимися (самоуплотняющимся) плунжером, характеризующейся меньшими утечками жидкости при движении плунжера вверх по сравнению с плунжером с зазором или свободным поршнем. К существенным недостаткам установки плунжерного лифта с расширяющимся плунжером относятся частые неполадки в процессе ее эксплуатации, связанные с затвердеванием плунжера в лифтовых трубах и быстрым выходом из строя. Устранение недостатков и повышение эффективности эксплуатации обводненных скважин достигается применением пенопакерного плунжерного лифта, представляющего собой сочетание плунжерного лифта с плунжером с зазором или свободным поршнем и ввода ПАВ в газожидкостный поток [№7.248]. Установка плунжерного лифта с пенопакерным плунжером работает следующим образом (рис.2.4). При ударе плунжера 2 в верхний амортизатор 4 от сильфонного датчика 5 поступает сигнал в блоки 7 и 8, которые закрывают клапаны 6, 10 и открывают клапан 12. При этом заданная порция раствора

ПАВ стекает из дозирующей емкости 11 в затрубное пространство скважины. По истечении времени, необходимого для опорожнения емкости 11, клапан 12 закрывается, а клапан 10 открывается. Одновременно плунжер 2 под действием собственного веса падает вниз и доходит до нижнего амортизатора 3. После достижения заданной величины давления в затрубном пространстве реле давления 13 подает сигнал на открытие клапана 6. В процессе подъема плунжера жидкость с ПАВ, находящаяся в кольцевом зазоре между стенками колонны лифтовых труб 1 и

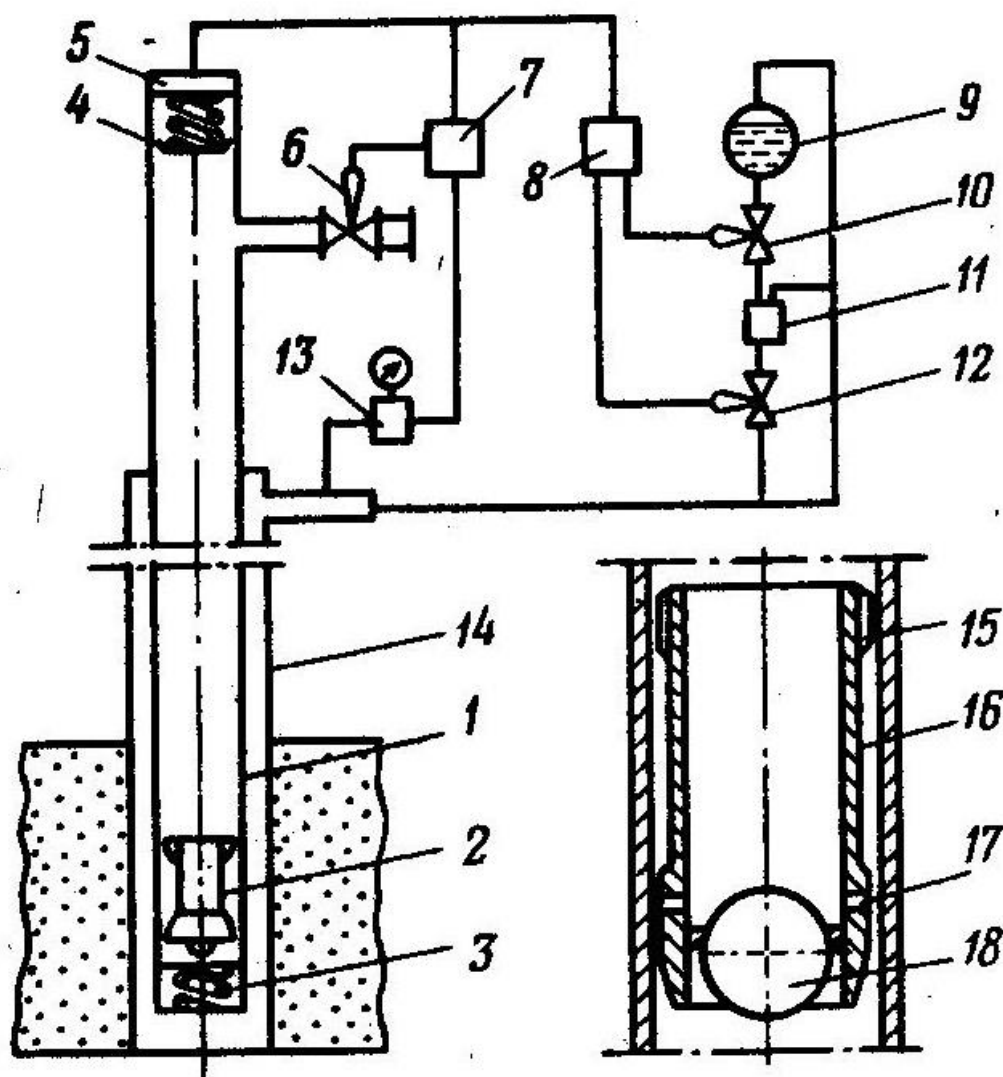


Рис. 2.4 Схема установки плунжерного лифта с пенопакерным плунжером:

1- колонна лифтовых труб; 2- плунжер; 3- нижний амортизатор; 4- верхний амортизатор; 5- сильфонный датчик; 6,10,12- клапаны; 7- блок регулятор циклов; 8 - блок управления; 9 - емкость с ПАВ; 11- дозирующая емкость;

13- реле давления; 14- эксплуатационная колонна; 15- направляющие ребра; 16- втулка плунжера; 17- радиальные отверстия; 18- шарик.

втулкой плунжера 16, восходящим потоком газа переводится в пену, которая образует своеобразный гидравлический затвор, препятствующий утечкам жидкости.

При значительных дебитах жидкости следует применять механизированные способы эксплуатации обводненных скважин.

I.3. Анализ эксплуатации газовых скважин месторождении УДП

«Устюртгаз» работающих с водой.

I.3.1. Краткая характеристика месторождении

В настоящее время на территории Устюртского региона эксплуатируются три газоконденсатные месторождения Урга, Восточный Бердах и Учсай.

В административном отношении месторождения Урга, Восточный Бердах и Учсай находятся на территории Муйнакского района Республики Каракалпакстан в пределах бывшей акватории Аральского моря. Ближайшая к месторождению Урга железнодорожная станция Кунград расположено в 180 км к юго-востоку от месторождения, и в 140 км к северо-западу расположены Восточный Бердах и Учсай

В орфографическом отношении территория Устюрта делится на две резко отличающиеся части, граница между которыми проходит по восточному чинку. Западная часть расположена на плато, окаймлена крутыми обрывами высотой от 50 до 280 м, имеет равнинный характер

со слабо расчлененной поверхностью. Поверхностные водные источники в пределах площади месторождения отсутствуют. Восточная часть Устюрта представляет собой аллювиально-дельтовидную равнину левобережья реки Амударьи, впадающий в Аральское море. Для нее характерна развитая сеть ложин, сухих русел, временных потоков и солончаков с невысокими буграми.

Климат в районе резкоконтинентальный с сезонными колебаниями температуры воздуха плюс 35-40°C летом и минус 30-35°C зимой. Климат сухой, среднегодовое количество осадков колеблется от 70 до 150 мм. В регионе постоянно дуют ветры, средняя скорость которых изменяется от 4 до 16 м/с. Растительный мир беден и представляет собой различными эфемерами и многочисленными видами полукустарников.

На территории Устюрта геолого-поисковые и разведочные работы ведутся с начала 50-х годов. Параллельно с ними проводятся геофизические исследования, а с 1950 по 1960 г.г. вся территория покрывается геологической съемкой масштаба 1:200000.

В 1982-1985 г.г. на Ургинской и прилегающих площадях Устюртской ГЭ ГГГ «Узбекгеофизика» проводятся сейсморазведочные исследования, в результате которых установлены структуры, названные Ургинской, Аральской и Бердахской.

В сейсморазведочной и геолого-геофизической информации месторождения В.Бердах и Учсай была построена уточненная структурная карта. Согласно построениям выделяются: площадь Бердах (Западный купол), на востоке крупный Восточный купол - месторождений Восточный купол, а юго-восточнее через мало амплитудный прогиб- месторождение Учсай. В региональном тектоническом плане Ургинская площадь расположена в пределах Северо-Устюртской впадины, представляющей собой

брахиантиклинальную складку грушевидной формы, вытянутую в северо-западном направлении.

Вскрытый скважинами геологический разрез месторождения сложен отложениями палеозойского, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и антропогенного возрастов. Продуктивные пласты на месторождении установлены в отложениях верхнеюрского и среднеюрского терригенного комплекса. На месторождении Урга выделено 9 пластов и пачек: J_3^1 , J_3^2 , J_3^{2a} , J_3^3 , J_3^4 , J_3^5 , J_3^6 , J_3^7 и J_3^8 (сверху-вниз), на месторождении Восточный Бердах 10 продуктивных пачек (сверху-вниз) (J_3^{10} - J_2^1), на месторождении Учсай 12 пачек (J_3^{11} - J_2^1).

Сбор газа месторождения УДП «Устюртгаз» осуществляется по лучевой схеме, газ по индивидуальным шлейфам поступает на блок входных ниток.

Подготовка газа осуществляется на УППГ «Урга» и на УКПГ «Восточный Бердах» (производительностью – 1 млрд. м³/куб газа в год)

I.3.2. Краткая характеристика водонапорной системы.

Водонапорный комплекс рассматриваемой группы газоконденсатных месторождений входят в состав крупного Северо-Устюртного артезианского бассейна. Ургинское месторождение входит в состав Судочьего гидрогеологического района, который находится на восточном склоне Северо-Устюртского артезианского бассейна II порядка, находящегося в северной части обширного Устюртского бассейна I порядка. В разрезе Устюртского бассейна выделяются 2 гидрогеологических этажа: нижний представляющий зону затрудненного водообмена и включающий верхнетриас-юрский, неоком-аптский и альб-туронский водоносные комплексы; верхний этаж-зона свободного водообмена, включающий неоген-четвертичный водоносный комплекс. Нижний и верхний водоносные комплексы

разделены региональными водоупорными толщами: верхнеюрской, верхне-аптский и сенон-полеогеновой. Район гидрогеологически закрыт и отличается очень затрудненными условиями водообмена.

В разрезе осадочных образований месторождения Восточный Бердах и Учсай выделяются следующие водонапорные комплексы: палеозойский, юрский и меловый.

Для прогнозирования режима разработки месторождений Урга, Восточный Бердах и Учсай, запасы которого сосредоточены в юрских отложениях, необходимо знание характера движения пластовых вод. Для Устюрта, в целом, характерны весьма незначительные перепады давлений между участками приосевых частей прогибов сводов крупных поднятий, соответственно очень незначительные скорости движения пластовых вод, исчисляемые несколькими сантиметрами в год, следует ожидать газовый режим разработки по всем продуктивным пачкам.

Неравномерное появление пластовой воды в разных горизонтах и при разных условиях приводит к преждевременному обводнению эксплуатационных скважин. Для выявления обводнения газовых скважин пластовой водой является метод гидрохимического контроля.

Начальным признаком появления пластовой воды в продукции скважин принята величина минерализации от 1 до 5 г/л. Увеличение минерализации добываемой воды в продукции скважин от 5 г/л и выше, говорит о содержании в добываемой продукции пластовой воды. Критерием обводнения скважин пластовой водой служит также изменение концентрации хлорид-ионов.

В таблице 3.2.1. приведен химический состав пластовой воды полученный в результате опробования скважин, а также в процессе эксплуатации месторождения Урга. Средняя по месторождению минерализация воды 175 г/л, плотность 1,093 г/см³.

В ионно-солевом составе вод, отобранных в результате эксплуатации, преобладают ионы хлора (585-94102,9 мг/л) и щелочных металлов (41,4-42195,4 мг/л), содержание кальция 102,2-10074,1 мг/л, магния 28,0-2304,3 мг/л, сульфатов 19,2-499,5 мг/л, гидрокарбонатов 6,1-213,6 мг/л.

Содержание ионов хлора на месторождений Восточный Бердах и Учсай колеблется от 1443,1 до 1967,9 мг/л, натрия+калия от 202,3 до 905,8 мг/л. Содержание ионов кальция 200,4-501,0 мг/л, магния 36,5-91,2 мг/л, сульфатов 4,8-46,0 мг/л. Минерализация колеблется от 2269 до 3181,3 мг/л.

Таблица 3.2.1. Месторождение Урга химический состав пластовых вод по пачкам.

Гори- зонт	Интервал перфорации, м	Плотность при 20°C	Содержание ионов, г/л						Минерализация, г/л	Тип воды
			Na+K	Ca	Mg	Cl	SO ₄	HCO ₃		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
J ₃ ¹	2330-2318	1,008	8,9	1,6	0,49	17,7	0,09	0,24	29,4	хлор- кальц.
J ₃ ²	2374-2362	1,058	30,6	8,0	0,30,	62,0	0,24	0,007	118,0	хлор- кальц.
J ₃ ^{2a}	2387-2367		80,9	18,8	9,1	18,4	0,003	0,06	127,26	хлор- кальц.
J ₃ ³	2673-2668	1,000	7,4	1,7	1,5	17,7	0,64	0,73	29,6	хлор- кальц.
J ₃ ⁴	2554-2566		49,8	4,9	2,2	91,8	0,034	0,07	148,8	хлор- кальц.
J ₃ ⁵	2566-2550	1,011	9,5	1,8	0,006	17,7	0,12	0,31	31,0	хлор- кальц.
J ₃ ⁶	2692-2686	1,065	43,0	0,9	1,15	70,9	0,34	0,12	124,2	хлор-

										кальц.
J_3^7	2727-2721	1,080	26,9	15,0	3,65	78,0	0,68	0,31	124,5	хлор- кальц.
J_3^8	2803-2790	1,101	55,8	16,4	0,12	115,2	0,16	0,07	204,4	хлор- кальц.

I.3.3. Физико-химические свойства жидкостей и газов

Расчеты начального состава пластовых газов по месторождениям УДП «Устюртгаз» проводились на основе лабораторных исследований проб газа и сырого конденсата, отобранных при промысловых исследованиях скважин.

При исследовании было установлено, что природные газы месторождений углекисло-углеводородные, легкие по углеводородному составу с пониженным содержанием углекислого газа (0,51-1,44 %) и азота (0,35-1,15%), сероводород не обнаружен.

Плотность газа изменяется от 0,775 кг/м³ до 0,767 кг/м³. Относительная по воздуху плотность газов по пачкам изменяется от 0,643 до 0,635.

В таблице 3.3.1. приведен начальный состав пластового газа по скважинам месторождения Восточный Бердах и Учсай.

Содержание метана по месторождению Учсай изменяется от 93,83 % мольн. (J₂^{2Б}) до 89,35 % мольн (J₃¹¹), по месторождению Учсай изменяется от 88,41 % мольн (J₂¹) до 91,40 % (J₂⁷), и по месторождению Урга изменяется от 92,54 % мольн. (J₃⁵) до 89,18 % мольн. (J₃⁷)

Таблица 3.3.1. Месторождения Восточный Бердах и Учсай.

Состав пластового газа по скважинам

Продуктивные пачки	№скв.	Интервал перфорации, м	Содержание компонентов, % мольн.								
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	изо- H ₄ C ₁₀	н- C ₄ C ₁₀	C ₅ H _{12+в}	N ₂	CO ₂	H ₂ S
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Месторождения Восточный Бердах											
J ₂ ^{2Б}	4	2552-2540	93,83	2,74	0,80	0,12	0,15	0,57	0,35	1,44	не.обн.
	5	2592-2580	91,52	4,27	1,94	0,26	0,36	0,76	0,30	0,59	не.обн.
	11	2588-2582	93,11	2,72	1,33	0,31	0,37	0,70	0,79	0,67	не.обн.
J ₂ ^{2а}	5	2530-2518	94,09	2,83	0,99	0,17	0,24	0,65	0,09	0,94	не.обн.
J ₂ ³	4	2440-2422	93,77	3,19	0,92	0,14	0,20	0,58	0,31	0,89	не.обн.
J ₂ ³	5	2470-2458	90,28	4,33	2,28	0,37	0,44	1,00	0,68	0,62	не.обн.
J ₂ ⁵	6	2358-2354 2366-2362	91,09	4,04	1,87	0,41	0,34	0,87	0,85	0,53	не.обн.
J ₂ ⁶	6	2233-2222	92,26	3,75	1,27	0,19	0,21	0,51	1,33	0,48	не.обн.
J ₂ ⁷	9	2088-2070	90,14	5,11	1,78	0,30	0,27	0,67	1,22	0,51	не.обн.

J_3^{10}	4	1860-1847	90,50	4,57	1,98	0,40	0,36	0,86	1,15	0,18	не.обн.
	5	1876-1869	91,14	4,24	1,76	0,29	0,25	0,65	0,85	0,82	не.обн.
J_3^{11}	9	1482-1470	89,35	4,50	1,75	0,32	0,28	0,78	2,54	0,48	не.обн.
Месторождения Учсай											
J_2^1	1-уч	2689-2702	88,41	6,21	2,14	0,32	0,36	0,65	1,09	0,82	не.обн.
J_2^{26}	1-уч	2542-2526	90,42	4,81	1,59	0,36	0,32	0,93	0,97	0,60	не.обн.
J_2^7	1-уч	2088-2085	91,40	4,16	1,82	0,36	0,23	0,71	1,12	0,20	не.обн.

В период опробования разведочных скважин исследования на газоконденсатность проводились институтом «УзЛИТИнефтьгаз».

В период опытно-промышленной разработки получены данные о составе конденсата. (таблица 3.3.2)

Плотность стабильного конденсата изменяется от 0,773 г/см³

По выходу бензиновых фракций (н.к.=200°C)- бензиновый.

Сероводородность конденсата оценивается на основе информации о содержании H₂S в газе дегазации насыщенного конденсата.

Содержание H₂S в газе дегазации сырого конденсата не обнаружено.

Таблица 3.32. Месторождения Урга.

Основные параметры газожидкостной смеси по разведочным скважинам

Показатели	Скважина 4	Скважина 6	Скважина 7	Скважина 8		Скважина 11	Средний состав пластового газа
	J ₃ ³ 2460-2445 м	J ₃ ⁷ 2727-2718 м	J ₃ ² 2410-2399 м	J ₃ ⁷ 2692-2686 м	J ₃ ² 2391-2381 м	J ₃ ⁵⁺⁶ 2670-2634, 2616-2598 м	
1	2	3	4	5	6	7	8
Пластовое давление, кг/см ²	250	287	261	277	252		
Пластовая температура, °С	101	115	97	107	96		
Компонентный состав газа, % мольн							
CH ₄	88,30	89,18	86,75	88,41	87,40	92,54	88,763
C ₂ H ₆	5,57	5,98	7,05	6,52	6,60	4,09	5,968
C ₃ H ₈	1,98	1,54	1,85	1,81	1,85	1,01	1,673
изо-Н ₄ C ₁₀	0,34	0,26	0,24	0,31	0,25	0,16	0,260
н-С ₄ H ₁₀	0,48	0,26	0,38	0,38	0,35	0,19	0,340

C_5H_{12+B}	0,57	0,37	0,47	0,63	0,45	0,42	0,425
N_2	2,49	0,74	3,12	1,28	2,30	0,70	1,772
CO_2	0,27	1,67	3,12	0,66	0,80	0,89	0,858
H_2S	He обн	He обн	He обн	He обн	He обн	He обн	He обн
Всего	100	100	100	100	100	100	100
Критические параметры: -давление- $P_{кр}$, кг/см ² : -температура- $T_{кр}$ °C:	46,66 202,91	47,37 204,0	46,63 203,08	46,96 204,84	47,74 203,71	47,11 199,77	47,078 203,051
-на 1м ³ сухого газа	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
Молекулярная масса C	94,051	94,051	94,051	94,051	94,051	94,051	94,051
Молекулярная масса газа	18,542	18,563	18,685	18,527	18,701	17,847	
Продолжение таблицы 1.11.							
1	2	3	4	5	6	7	8
Потенциальное	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57

содержание компонентов: C ₂ -% мольн, г/м ³ - на 1м ³ пластового газа - на 1м ³ сухого газа	69,67	69,67	69,67	69,67	69,67	69,67	69,67
C ₃ -% мольн, г/м ³ - на 1м ³ пластового газа - на 1м ³ сухого газа	1,98 36,32	1,98 36,32	1,98 36,32	1,98 36,32	1,98 36,32	1,98 36,32	1,98 36,32
C ₄ -% мольн, г/м ³ - на 1м ³ пластового газа - на 1м ³ сухого газа	0,82 19,82	0,82 19,82	0,82 19,82	0,82 19,82	0,82 19,82	0,82 19,82	0,82 19,82
Плотность газа при	0,7713	0,7713	0,7713	0,7713	0,7713	0,7713	0,7713

20°C и 760 мм рт, ст, кг/м ³							
Относительная плотность газа	0,6403	0,6403	0,6403	0,6403	0,6403	0,6403	0,6403
Плотность стабильного конденсата г/м ³	0,7638	0,805	0,764	0,805	0,764	0,806	0,7846
Коэффициент извлечения конденсата при остаточном давлении 1,0 кг/м ³							

I.3.4. Сведение о начальных и остаточных запасах газа и конденсата.

Запасы газа в заложении-одна из самых важных ее характеристик. Подсчетом и утверждением запасов кончается официальный период разведки залежи, после которого, если запасы признаны промышленными, она передается в разработку.

Первый подсчет запасов газа месторождения Урга проведен в месторождения Урга проведен в 1990 г. В 1996 г был утвержден ГКЗ Республики Узбекистан (протокол №88 от 30.12.96 г) подсчет запасов газа и конденсата месторождения урга выполненной партией подсчета запасов ГГП «Узбекгеофизика».

Подсчет запасов газа и конденсата составляет:

Газа-47112 млрд.м³.

Конденсата – 100450 т/92800 т.

Сведения о запасах и отборах на месторождений УДП «Устюртгаз» по состоянию на 01.01.2006 года приведена на таблице 3.4.

Месторождения Восточный Бердах разрабатывается согласно «Проекта пробной эксплуатации – 2001 г», в котором оперативные запасы газа и конденсата по месторождениям Восточный Бердах и Учсай по состоянию на 01.01.06 составляет:

газа – 54466 млрд. м³

конденсата - 1758 /1423 тыс. т.

В том числе по месторождению Восточный Бердах:

газа – 23201 млрд. м³

конденсата - 749 /607 тыс. т.

По месторождению Учсай:

газа – 31265 млрд. м³

конденсата - 1009 / 819 тыс. т.

Таблица 3.4. Сведения о запасах и отборах УДП “Устюртгаз” по состоянию на 01.01.2006 года.

Место рожде- ния	Начал ьные запасы газа утвер жд. ГКЗ C1+C 2	Добыча газа, млрд м³		Потери газа, млрд м³		Извлече но с начало разра ботки	Пластовые давления кгс/см³				Оста- точ- ные запасы Млрд.м³	%% От- бора от запа- са	Сред- не суточ- ный дебит тыс. м³	Деп- рес- ия на конец перио- да кгс/см²	Фонд сква- жин на конец перио- да
		С начало разра бот	За 2005 г	С начало разра бот	За 2005 г		Начал давлен	На 01.01. 2005г	На 01.01. 2005г	Падение за год					
								Прогнозное							
1	2	3	4	5	6	7	8	11	12	13	14	15	16	17	18
Урга	47,112	10,3423 03	0,6351 79	0,1297 13	0,00255	10,3448 53	269,8	86	80	6	36,76715	21,9	72	40	18
Вос- точный Бердах Учсай	54,466	2,33133	1,083432			2,331334	265	200	190	10	52,134666	4,2	300	29	12
Всего	101,578	12,673637	1,718611	0,129713	9,002555	12,676187					88,901818	26,1			31

I.3.5. Краткий анализ состояния разработки месторождений

Промышленная газоносность на месторождениях УДП «Устюртгаз» установлена в отложениях верхней (Урга, В.Бердах и Учсай) и средней (В.Бердах и Учсай) юры, представленной толщей глинистых пород (глина, алевролиты) среди которых залегают песчаные тела различной толщины и протяженности. Эти тела либо группируются и образуют относительно выдержанные по толщине и площади пласты, представляющие единую гидродинамическую систему, либо группируются и образуют систему близко расположенных линз, гидродинамическая связь между которыми затруднена, и распределение линз в зоне группирования носит бессистемный характер.

СОСТАЯНИЕ ФОНДА СКВАЖИН. На месторождении Урга общей пробуренный фонд составляет 44 скважины (в том числе 11 разведочных). Сведения о действующем, ликвидированном и контрольном фондах скважин приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Месторождения Урга.

Состояние пробуренного фонда скважин на 01.01.06 г

Категория скважин	Количество скважин	Номера скважин
Действующие	18	4, 6, 7, 10, 11, 20, 21, 27, 30, 31, 36, 37, 47, 48, 49, 61, 63, 71,
Контрольные	11	9, 26, 28, 29, 32, 44, 50, 51, 72, 73, 74,
Бездействующие, в ожидании ликвидации	2	24, 43,

Ликвидированные	12	1, 2, 3, 5, 8, 22, 23, 25, 39, 45, 46, 80
В испытании	1	76
Всего:	44	

В 1997 г приказом НХК «Узбекнефтегаз» № 7 от 13.01.1997г. «О наращиванием добычи газа и газового конденсата в Устюртском нефтегазоносном регионе» установлены годовые отборы добычи газа на месторождении Урга: 165 млрд. м³ и 1997 г. и 2,0 млрд. м³ в 1998-200 г.г. С учетом заданных

Годовых отборов был составлен проект промышленной разработки месторождения. Согласно утвержденного 1 варианта разработки период постоянной добычи газа 8 лет, годовой отбор 2,0 млрд. м³, при этом конец 2005 г. Эксплуатационный фонд должен составлять -51 скважину (в том числе действующих -44).

В 2000 году была выполнена «коррективы ...». Был принят 1 вариант разработки сроком на 6 лет (2000-2005 гг.), с доведением в 2005 г. фонда эксплуатационных скважин, до 36 (в том числе действующих 31).

В период 2000-2005 года действующий фонд должен был увеличиться с 20 скважин до 31, эксплуатационный фонд до 36.

В 2003 г. выполнен отчет «Контроль за эксплуатацией месторождения Урга с выработкой решений по оптимальной эксплуатации скважин». По результатам этой работы было принято решение о прекращении дальнейшего бурения проектных эксплуатационных скважин до выяснения фактической геологической модели и пересмотра остаточных запасов, так как бурящиеся проектные скважины не увеличивают добычу газа, лишь компенсируют те скважины, которые выходят из фонда добывающих по причине обводнения и самозадавливания.

Газоконденсатное месторождения Восточный Бердах и Учсай разрабатываются согласно проектному документу «Проект пробной эксплуатации месторождения Бердах»

Принят вариант с годовым отбором газа -155 млн.м³, продолжительность периода пробной эксплуатации 3 года, требуемое количество эксплуатационных скважин -2.

В настоящее время общий эксплуатационный фонд скважин составляет 12 скважины (таблица 3.6).

Таблица 3.6 Месторождения Восточный Бердах и Учсай. Состояние пробуренного фонда скважин на 01.01.06.

Категория скважин	Количество скважин	Номера скважин
Действующие	12	5, 6, 7, 9, 11, 4, 5 Учсай 12, 20, 13, 1 Учсай, 4 Учсай
Бездействующие	-	Нет
Контрольные	-	Нет
Ликвидированные	4	1п,2,3,8
Всего	16	

ДОБЫЧА ГАЗА И КОНДЕНСАТА. Разработка месторождения Урга начата 1995 г. с вводом в эксплуатацию трех поисково-разведочных скважин. Для подготовки добываемого газа к транспорту на месторождении была сооружена и введена в действие установка предварительной подготовки газа (УТТГ) с 5 технологическими нитками производительностью 1.0 млн. м³/сут сырого газа каждая.

По состоянию на 01.01.2006 г. в эксплуатации находилась 18 действующих скважин со средним дебитом 72 тыс. м³/сут.

Добыча сухого газа с начала эксплуатации составила – 10180 млн. м³. (или 21,9 % от утвержденных запасов сухого газа).

Извлечена из пласта конденсата с начала эксплуатации-211,65 тыс.т (или 25,4% от утвержденных балансовых запасов конденсата).

На рисунке 3.1 приведена динамика добычи сухого газа и конденсата месторождения Урга.

Из всех продуктивных горизонтов эксплуатируются только шесть пачек: J₃², J₃^{2a}, J₃⁵, J₃⁶, J₃⁷. Пачка J₃¹ эксплуатировался одной скважиной 6 в период с 28.08.95 г. по 31.03.98 г. Горизонт J₃⁸ был опробован в скважине 23 совместно с другими горизонтами. После проведения изоляционных работ, связанных с обводнением горизонта, в дальнейшем в разработку не вводился.

На месторождении Восточный Бердах и Учсай с начала разработки добыто 2331 млн. м³ сухого газа что составляет 4,2% от утвержденных запасов сухого газа.

Среднесуточный дебит скважин на 01.01.2006 г. с 12 действующим фондом составляет 300 тыс. м³.

На рисунке 3.2.можно увидеть динамику добычи газа и конденсата месторождении Восточный Бердах и Учсай.

ПРОЕКТНЫЕ И ФАКТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ.

Оценивая в целом фактическое состояние разработки на 01.01.06 г. продуктивных залежей месторождения Урга, следует отметить отклонение от основных проектных показателей разработки:

- действующий фонд 18 скважин (проект-21);
- годовой отбор газа составил 478,8 млн. м³ (проект - 1186 млн. м³);
- извлечение конденсата из пласта – 7,719 тыс.т. (проект- 25,214 тыс.т);
- утилизация конденсата – 4,390 тыс.т. (проект- 9,909 тыс.т);
- фактические запасы газа значительно ниже утвержденных, об этом свидетельствуют темпы падения пластового давления по

продуктивным горизонтам, снижение параметров работы эксплуатационных скважин, рабочих устьевых давлений, дебита самозадавка скважин, обводнение.

Главной причиной, влияющей на отклонение фактических показателей от проектных является появление воды в продукции скважин практически с начала ввода в эксплуатацию и, как следствие, изменение рабочих дебитов газа, темпов падения пластового давления ит.д.

I.3.6.Условия эксплуатации обводняющихся газовых скважин.

Неравномерное появление пластовой воды в разных горизонтах и при разных условиях приводит к преждевременному обводнению эксплуатационных скважин. Эти обводнения вызывают ряд осложнений при отборе газа и приводит к ухудшению технологических показателей разработки.

Обводнения скважины налицо, особенно месторождения Урга с среднесуточным водным фактором (с начало года) от 3,4 см³/м³ (скв № 47)и выше.

На 01.01.06 г. на месторождении УДП «Устюртгаз» из 18 эксплуатационного фонда скважин Урга и 12 скважин В.Бердах, Учсай почти все работают с выносом воды. (таблицы 3.7) В настоящее время на месторождение Урга 15 скважин (№№ 8, 9, 22, 23, 25, 28, 32, 39, 43, 44, 45, 46, 50, 51, 74) бездействуют по причине обводнения пластовой водой из них: лишь скважины №№ 9,28,32,44, 50, 51, 74 переведены в контрольный фонд в результате обводнения, остальные скважины №№ 8,22,23,25,39,43,45,46 ликвидированы из-за обводнения. На месторождении Восточный Бердах скважины № 4 (пачка J₃¹⁰) и №5 (пачка J₃¹⁰) обводнялись пластовой водой и были проведены капитальные ремонты.

Таблица 3.7 Месторождения Урга
Динамика обводнения эксплуатационных скважин.

№ скважины	Дата ввода в эксплуатацию	Добыча газа тыс.м ³		Извлечения конденсата, тн.		Извлечения воды, тн		Водяной фактор, кг/1000 м ³	
		с нач. года	с нач. эксплуат	с нач. года	с нач. эксплуат	с нач. года	с нач. эксплуат	с нач. года	с нач. эксплуат
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Декабрь 1995 г									
4	27.08.95	24155	24155	539	539	117	117	4,8	4,8
6	28.08.95	3031	3031	68	68	11	11	3,6	3,6
7	07.10..95	36259	36259	808	808	179	179	4,9	4,9
8	27.08.95	30745	30745	685	685	152	152	4,9	4,9
10	06.09.95	15675	15675	350	350	73	73	4,6	4,6
Итого		109865	109865	2450	2450	532	532		
Декабрь 1996 г									

4		81099	105254	1807	2346	400	528	5,0	5,0
6		9447	12478	210	278	49	60	5,2	4,8
7		146932	183191	3277	4085	472	921	5,0	5,0
8		124368	155113	2774	3459	641	793	5,1	5,1
10		129690	145365	2893	3243	657	730	5,0	5,02
11	02.08.96	63112	63112	1408	1408	287	287	4,5	4,5
25	17.12.96	4489	4489	100	100	19	19	4,2	4,2
Итого:		559137	669002	12469	14919	2806	3318		
Декабрь 1997 г									
4		80491	185745	1793	4139	389	917	4,8	4,9
6		1560	14038	36	314	235	295	150,6	21,0
7		121917	305108	2720	6805	566	1487	4,6	4,8
8		94708	249821	2113	5572	491	1284	5,1	5,1
9	28.01.97	71158	71158	1587	1587	446	446	6,2	6,2
10		162868	308233	3630	6873	824	1554	5,0	5,0
11		154514	217626	3448	4856	788	1075	5,0	4,9
20	25.05.97	63339	63339	1411	1411	337	337	5,3	5,3

21	25.05.97	28747	28747	643	643	176	176	6,12	6,12
23	30.08.97	18091	18091	402	402	89	89	4,9	4,9
25		70058	74547	1561	1661	470	487	6,7	6,55
Итого		867451	1536453	19344	34263	4811	8149		
Декабрь 1998 г									
4		67409	253154	1502	5641	570	1486	8,4	5,86
6		155	14193	3	317	29	324	187,1	22,8
7		94511	399619	2107	8912	793	2280	8,3	5,7
8		84672	334493	1888	7460	697	1981	8,2	5,9
9		7432	78590	166	1753	68	514	9,1	6,5
10		135815	444048	3029	9902	1134	2688	8,3	6,05
11		125643	343269	2803	7659	1052	2127	8,36	6,19
20		82015	145354	1803	3241	680	1017	8,29	6,99
21		40467	69214	902	1545	365	541	9,0	7,8
22	29.04.98	76827	76827	1712	1712	660	660	8,5	8,5
23		71894	89985	1603	2005	597	686	8,3	7,6
25		14700	89247	327	1988	178	667	12,1	7,47

27	06.98	40614	40614	907	907	355	355	8,7	8,7
28	10.11.98	11705	11705	361	361	114	144	9,7	9,7
31	17.12.98	5500	5500	123	123	45	45	8,18	8,18
32	17.12.98	6050	6050	135	135	49	49	8,1	8,1
46	24.12..98	1550	1550	35	35	16	16	10,3	10,3
Итого:		866959	2403412	19333	53596	7401	15550		
Декабрь 1999 г									
4		64854	318008	1445	7086	630	2116	9,7	6,65
6		0	14193	0	317	0	324	0	22,83
7		74712	474331	1669	10581	718	2998	9,61	6,32
8		2708	337201	61	7521	25	2006	9,23	5,95
9		14701	93291	220	1973	122	636	8,3	6,82
10		86494	530542	1935	11837	855	3543	9,88	6,68
11		128854	472123	2884	10543	1279	3406	9,92	7,21
20		98449	243803	2205	5446	969	1986	9,84	8,14
21		45399	114613	1018	2563	446	987	9,82	8,61
22		119832	196659	2681	4393	1175	1835	9,8	9,33

23		34653	124638	776	2781	330	1016	9,52	8,15
25		0	89247	0	1988	0	667	0	7,47
27		109538	150152	2453	3360	1073	1428	9,79	9,51
28		1706	13411	38	299	10	124	5,86	9,25
30		2111	2111	47	47	21	21	9,95	9,95
31		112005	117505	2513	2636	1081	1126	9,95	9,58
32		135207	141257	3030	3165	1322	1371	9,78	9,70
		50909	50909	1134	1134	490	490	9,62	9,62
39		17226	17226	387	387	154	154	8,94	8,94
45		22612	22612	511	511	255	255	11,28	11,28
46		87412	88962	1949	1984	811	811	9,28	9,29
47		90496	90496	2031	2031	947	947	10,46	10,46
Итого:		1299878	3703290	28987	82583	12713	28263		
Декабрь 2000 г									
4		310030	349038	684	7770	352	2468	1,13	7,07
6		0	14193	0	317	0	324	0	22,83
7		88041	562372	1940	12521	1094	4092	12,43	7,27

8		54512	391713	1201	8722	488	2494	8,95	6,37
9		13960	107251	310	2283	116	752	8,31	7,01
10		75947	606489	1672	13509	524	4067	6,89	6,70
11		111440	583563	2453	12996	929	4335	8,33	7,43
20		113458	357261	2500	7946	1026	3012	9,04	8,44
21		43818	158431	970	3533	435	1422	9,93	8,97
22		111182	307841	2447	6840	1583	3418	14,24	11,1
23		17481	142119	385	3166	593	1609	33,92	11,32
25		0	89247	0	1988	0	667	0	7,47
27		148400	298552	3264	6624	1827	3255	12,31	10,9
28		0	13411	0	299	0	124	0	9,25
30		33752	35863	748	795	339	360	10,04	10,04
31		123926	241431	2730	5366	1317	2443	10,63	10,12
32		149177	290434	3287	6452	2015	3386	13,51	11,66
36	27.09.00	15001	15001	255	255	116	116	7,32	7,32
37		56076	106985	1234	2368	532	1022	9,49	9,55
39		37717	54943	839	1226	1927	2081	51,09	37,87
43	21.02.00	14930	14930	328	328	149	149	9,98	9,98

45		41345	63957	910	1421	387	642	9,36	10,04
46		60500	149462	1332	3316	1537	2364	25,4	15,82
47		208580	299076	4585	6616	2136	3083	10,24	10,31
48	16.11.00	14565	14565	329	320	145	145	9,95	9,95
63	29.12.00	636	636	14	14	6	6	9,4	9,4
Итого		1565474	5268764	34408	116991	19573	47836		
Декабрь 2001 г									
4		8821	357859	117	7947	212	2680	24,03	7,49
6		0	14193	0	317	0	324	0	22,83
7		72494	634866	1451	13972	1432	5524	19,75	8,70
8		36966	428679	738	9460	180	2674	4,87	6,24
9		42863	150114	858	3141	427	1179	9,96	7,85
10		109472	715961	2190	15699	108	4175	0,98	5,83
11		91564	675127	1831	14827	272	4607	2,97	6,82
20		88301	445562	1766	9712	370	3382	4,19	7,59
21		36771	195202	735	4268	369	1791	10,03	9,17
22		12060	319901	241	7081	337	3755	27,94	11,74

23		1367	143486	27	3193	205	1814	149,96	12,64
25		0	89247	0	1988	0	667	0	7,47
27		122096	420648	2444	9069	224	5479	18,21	13,02
28		0	13411	0	0	0	124	0	9,25
30		20466	56329	409	1204	10	461	4,93	8,18
31		104880	34311	2097	7463	1346	3789	12,83	10,94
32		116788	407222	2335	8786	2676	6062	22,91	14,88
36		50902	65903	1018	1273	47	163	0,92	2,47
37		28347	135322	567	2935	281	1303	9,91	9,63
39		29929	84872	599	1825	5360	7441	179,09	87,67
43		53708	69638	1076	1404	536	685	9,98	9,87
45		4541	68498	92	1513	46	688	10,13	10,04
46		7642	157104	153	3469	612	2976	80,03	18,94
47		167711	466786	3361	9976	1634	4717	9,74	10,10
48		132198	146763	2645	2945	1305	1450	9,87	9,88
61	08.01.	16005	16005	320	320	160	160	9,99	9,99
63		86410	87046	1730	1744	874	880	10,11	10,11
Итого:		1442302	6711066	28860	145850	21114	68950		

Декабрь 2002 г									
4		11747	369606	234	8181	296	2976	25,2	8,05
6		0	14193	0	317	0	324	0	22,83
7		59178	694044	1186	15158	1185	6709	20,02	9,67
8		21193	449872	423	9883	106	2780	5,0	6,18
9		46712	196826	933	4074	470	1649	10,06	8,38
10		95668	811629	1915	17614	95	4270	0,99	5,26
11		70744	745871	1415	16242	213	4820	3,01	6,46
20		74324	519886	1488	11200	371	3753	4,99	7,22
21		28720	223922	574	4842	286	2077	9,96	9,27
22		0	319901	0	7081	0	3755	0	11,74
23		0	143486	0	3193	0	1814	0	12,64
25		0	89247	0	1988	0	667	0	7,47
27		92760	513408	1856	10925	1669	7148	17,99	13,92
30		0	13411	0	299	0	124	0	9,25
31		14858	71187	297	1501	74	535	4,98	7,51
32		64456	410767	1289	8752	839	4628	13,02	11,27

36		65076	472298	1303	10089	1499	7561	23,03	16,01
37		39472	105645	796	2069	52	215	1,31	2,03
39		39070	174402	782	3717	390	1693	9,98	9,71
43		5999	90871	121	1946	1080	8521	180,03	93,77
44		48421	117059	969	2373	484	1169	9,99	9,98
45		5130	73628	104	1617	52	740	10,13	10,05
46		0	157104	0	3469	0	12565	0	79,98
47		144393	611180	2885	12861	444	6161	10,0	10,08
48		69655	216428	1391	4356	700	2150	10,05	9,93
49	15.01.02	29011	29011	581	581	314	314	10,82	10,82
50	06.02	53753	53753	1076	1076	537	537	9,99	9,99
51	07.02	30407	30407	648	648	325	325	10,69	10,69
61		54518	70523	1091	1411	543	703	9,96	9,97
63		64308	151354	1290	3034	621	1501	9,65	9,92
Итого		1231853	7942919	24647	170497	13645	92184		
Декабрь 2003 г									
4		21631	391237	434	8616	540	3516	24,9	8,98

6		9327	23520	159	476	716	1040	76,8	44,2
7		57176	751220	1145	16303	1145	7854	20,02	10,4
8		0	449872	0	9883	0	2780	0	6,2
9		13735	210561	27	4350	137	1786	9,9	8,5
10		90360	901989	1807	19421	89	4359	0,98	4,8
11		62738	808609	1256	17498	187	5007	2,98	6,2
20		53083	572969	1062	12262	252	4005	4,7	6,98
21		27586	251508	553	5395	276	2353	10	9,4
22		0	319901	0	7081	0	3755	0	11,7
23		0	143486	0	3193	0	1814	0	12,6
25		0	89247	0	1988	0	667	0	7,47
27		95686	609094	1916	12841	1725	8873	18,02	14,6
28		0	13411	0	299	0	124	0	9,2
30		21836	93023	435	1936	109	644	4,9	6,9
31		46107	456874	922	9673	600	5228	13,01	11,4
32		0	472298	0	10089	0	7561	0	16
36		77885	183530	1560	3629	30	245	0,38	1,3
37		59864	234266	1197	4915	597	2290	9,9	9,7

39		0	90871	0	1946	0	8521	0	93,7
43		7440	124499	149	2522	74	1243	9,9	9,9
45		3200	76828	63	1680	31	771	9,7	10,03
46		0	157104	0	3469	0	12565	0	79,9
47		90993	702173	1817	14678	912	7073	10	10,07
48		45262	261690	906	5262	452	2602	9,9	9,9
49		15639	44650	313	894	158	472	10,1	10,6
50		43831	97584	877	1952	439	976	9,9	10
51		28030	60437	561	1208	280	605	9,9	10
61		41185	111708	825	2235	412	1115	10	9,9
63		51556	202910	1031	4067	517	2018	10	9,9
71	12.03.	3250	3250	65	65	33	33	10,1	10,15
74	11.03.	10052	10052	202	202	239	239	23,8	23,8
Итого:		977452	8920371	19531	190028	102134			
Декабрь 2004 г									
		19503	410740	361	8976	347	3863	17,8	9,4
4		7740	31260	141	617	155	1195	20,02	38,2

6		50405	801625	934	17237	533	8387	10,5	10,4
7		0	449872	0	9883	0	2780	0	6,1
8		0	210561	0	4350	0	1786	0	8,4
9		76052	978041	1406	20827	381	4740	5	4,8
10		50284	858893	930	18428	217	5224	4,3	6,08
11		50402	623371	912	13174	682	4687	13,5	7,5
20		28784	280292	531	5926	341	2694	11,8	9,6
21		0	319901	0	7081	0	3755	0	11,7
22		0	143486	0	3193	0	1814	0	12,6
23		0	89247	0	1988	0	667	0	7,4
25		59102	668196	1093	13934	237	9110	4,01	13,6
27		0	13411	0	299	0	124	0	9,2
28		20578	113601	378	2314	455	1099	22,1	9,7
30		23705	480579	440	10113	629	5857	26,5	12,1
31		0	472298	0	10089	0	7561	0	16
32		62527	246057	1157	4786	429	674	6,8	2,7
36		43786	278052	814	5729	559	2849	12,8	10,2
37		0	90871	0	1946	0	8521	0	93,8

39		0	124499	0	2522	0	1243	0	9,9
43		0	76828	0	1680	0	771	0	10
45		0	157104	0	3469	0	12565	0	79,9
46		67216	769389	1245	15923	349	7422	5,2	9,6
47		42406	304095	785	6047	229	2831	5,4	9,3
48		16307	60957	302	1196	127	599	7,8	9,80
		0	97584	0	1952	0	976	0	10
50		0	60437	0	1208	0	605	0	10
51		29103	140811	543	2778	300	1415	10,3	10
61		56871	259781	1023	5090	177	2195	3,1	8,4
63		24121	27371	446	511	286	319	118	11,7
71		51463	61515	1003	1205	292	531	5,6	8,6
74		780354	9700725	14444	204472	6725	108859		
Итого									
Ноябрь 2005 г									
4		11779	422519	173	9149	171	4034	14,5	9,5
6		4472	35732	60	677	93	1288	20,8	36

7		29981	831606	451	17688	323	8710	10,8	10,4
8		0	449872	0	9883	0	2780	0	6,1
9		0	210561	0	4350	0	1786	0	8,4
10		44778	1022819	705	21532	477	5217	10,6	5,1
11		28444	887337	423	18851	253	5477	8,8	6,1
20		29789	653160	450	13624	104	4791	3,4	7,3
21		16044	296336	241	6167	176	2870	10,9	9,7
22		0	319901	0	7081	0	3755	0	11,8
23		0	143486	0	3193	0	1814	0	12,6
25		0	89247	0	1988	0	667	0	7,47
27		56567	724763	849	14783	978	10088	17,2	13,9
28		0	13411	0	299	0	124	0	9,2
30		11647	125248	178	2492	284	1283	15,8	10,2
31		8328	488907	125	10238	129	5986	15,4	12,2
32		0	472298	0	10089	0	7561	0	16
36		53321	299378	785	5571	1117	1791	20,9	5,9
37		23701	301753	354	6083	78	2927	3,3	9,7
39		0	90871	0	1946	0	8521	0	93,8

43		0	124499	0	2522	0	1243	0	9,9
45		0	76828	0	1680	0	771	0	10
46		0	157104	0	3469	0	12565	0	79,9
47		30528	799917	455	16378	769	8191	25,2	10,2
48		30497	334592	449	6497	297	3128	9,7	9,3
49		8879	69836	133	1329	81	680	9,1	9,7
50		0	97584	0	1952	0	976	0	10
51		0	60437	0	1208	0	605	0	10
61		13637	154448	205	2983	182	1597	13,3	10,3
63		30910	290691	464	5554	125	2320	4,04	7,9
71		13258	40629	199	710	151	470	11,4	11,6
74		32294	93809	480	1685	370	901	11,5	9,6
Итого		478854	10179579	7179	211650	6058	114917		

Месторождения Восточный Бердах Учсай

№ скважины	Дата ввода в эксплуатацию	Добыча газа тыс.м ³		Извлечения конденсата, тн.		Извлечения воды, тн		Водяной фактор, кг/1000 м ³	
		с нач. года	с нач. эксплуат	с нач. года	с нач. эксплуат	с нач. года	с нач. эксплуат	с нач. года	с нач. эксплуат
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Декабрь 2002 г									
4		0	0	0	0	0	0	0	0
5	19.11.02	1174	1174	31	31	38	38	32,3	32,3
6		0	0	0	0	0	0	0	0
7	19.11.02	7872	7872	213	213	39	39	49	49
Итого		9046	244	244	77	77			
Декабрь 2003 г									
4	17.01.03	5878	5878	159	159	86	86	14,6	14,6
5		7585	8759	205	236	199	237	26,2	27
6	17.01.03	72680	72860	1963	1963	1685	1685	23,2	23,2
7		158162	166034	4271	4484	992	1031	6,2	6,2

9	19.12.03	2494	2494	68	68	0	0	0	0
11	19.12.03	5090	5090	138	138	0	0	0	0
Итого:		251889	260935	6804	7048	2962	3039		
Декабрь 2004 г									
4		161342	167220	4153	4312	397	483	2,4	2,8
5		173080	181839	4496	4732	770	1997	4,4	5,5
6		70670	143350	1834	3797	239	1924	3,3	13,4
7		188024	354058	4845	9329	575	1606	3,1	4,5
9		56221	58715	1459	1527	250	250	4,4	4,2
11		131741	136831	3422	3560	544	544	4,1	3,9
12	20.07,04	29609	29609	743	743	109	109	3,6	3,6
Учсай 1	07.06.04	107037	107037	2781	2781	293	293	2,7	2,7
Итого		917724	1178659	23733	30781	3177	6216		
Декабрь 2005 г									
4		187603	354823	4743	9055	327	810	1,7	2,2
5		155441	337280	3912	8644	365	1372	2,3	4,1
6		70811	214164	1792	5589	176	2100	2,4	9,8
7		168288	522346	4234	13563	350	1956	2,1	3,7

9		59537	118252	1724	3250	172	422	2,8	3,5
11		109165	245996	2760	6320	197	741	1,8	3,01
12		74624	104233	1876	2619	179	288	2,3	2,7
13	31.12.05	24	24	1	1	0	0	0	0
20	25.11.05	3905	3905	105	105	6	6	1,5	1,5
Учсай 1		207014	314051	5173	7954	349	642	1,6	2,04
Учсай 4	23.12.05	2250	2250	61	61	4	4	1,7	1,7
Учсай 5	29.09.05	43715	43715	1178	1178	73	73	1,6	1,6
Итого:		1082380	2261039	27558	58339	2198	8414		

Для перевода на нижележащие пачки.

По промысловым данным с суточным водным фактором свыше 30 см³ /м³ работает СКВ. №№ 6, 36, 47. Водные факторы от 15 до 20 см³ /м³

- СКВ. №№ 27,30,31; от 10 до 15 см³ /м³

- СКВ №№ 4, 7, 10, 21, 61, 71, до 10 см³ /м³

-СКВ №№ 11, 20, 37, 48, 49, 63 и все скважины месторождения Восточный Бердах и Учсай.

Как правило, чем больше штуцер, тем больше депрессия и тем больше дебит газа, т.е. существует прямолинейная зависимость дебита от депрессии на пласт. Однако, это правило на месторождении не наблюдается.

По мере эксплуатации скважин давление в трубном и затрубном пространствах падает до 50-40 атм, и скважин обводняются. Ныне работающие скважины так же идут такому «финишу».

Во многих скважинах совместно эксплуатируется 2-4- пласта. Здесь можно допускать, что один из этих пластов водоносный и является причиной поступления в ствол скважины воды, но явление накопления воды в стволе скважины имеет место и в тех скважинах, где эксплуатируется только один горизонт. Например, в общей сложности эксплуатировался только один горизонт в скважинах №№ 6, 7, 8, 10, 20, 21, 28, 30, 39, 43, 45, 50 и 51, они работали газ с водой. Из 7 скважины №№ 8, 28, 39, 43, 45, 50 и 51 обводнялись. В остальных скважинах эксплуатировались от двух до пяти горизонтов. Из них 4 скважин тоже обводнялись (№№ 22-3 горизонта, 23-5 горизонта, 25-3 горизонта и 44).

В материале испытаний поисково-разведочных скважин показало, что наличие воды в газе было обнаружено и в процессе разведки месторождения.

Надо искать причины и принять соответствующие меры по недопущению обводнения скважин и в дальнейшем, чтобы такая ситуация

как на месторождения Урга неповторилась и на других месторождениях
УДП «Устюрта.

Глава II Экспериментальная часть

II.4. Методы борьбы с обводнением газовых скважин

Существует много методов борьбы с обводнением газовых скважин, но каждый из них имеет ограниченную область применения. Универсальных методов борьбы с этим явлением не имеется, и поэтому решение вопроса использования того или иного метода должно приниматься при выборе технологии эксплуатации скважин конкретного месторождения. Для обеспечения стабильной работы газовых и газоконденсатных скважин в отечественной и зарубежной практике применяют различные методы как принудительного, так и ограничения притока жидкости к забою скважины.

III.4.1 Методы удаления жидкости из ствола скважин.

В газовых скважинах может происходить конденсация паров воды из газа и поступление воды на забой скважины пласта. В газоконденсатных скважинах к этой жидкости добавляется углеводородный конденсат, поступающий из пласта и образующийся в стволе скважин. В начальный период разработки залежи при высоких скоростях газового потока на забое скважин и небольшом количестве жидкости месторождении эксплуатируемых УДП «Устюртгаз» практически полностью выносятся на поверхность. По мере снижения скорости потока газа на забое и увеличения расхода жидкости, поступающей на забой скважины за счет обводнения проницаемых пропластков и увеличения объемной конденсатонасыщенности пористой среды, не обеспечивается полный вынос жидкости из скважины, происходит накопление столба жидкости на забое. Он увеличивает противодавление на пласт, приводит к существенному снижению дебита, к прекращению притока газа из низкопроницаемых пропластков и даже приводит к полной остановке скважины.

Для эффективной эксплуатации скважин в этих условиях разработаны различные методы.

Жидкость с забоя скважин удаляется непрерывно или периодически. Непрерывное удаление жидкости из скважины осуществляется эксплуатацией ее при скоростях, обеспечивающих вынос жидкости с забоя в сепараторы, отбором жидкости через спущенные в скважину сифонные или НКТ с помощью газлифта, плунжерного лифта и др. Периодическое удаление жидкости можно осуществить остановкой скважины для поглощения жидкости пластом, продувкой скважины в атмосферу через сифонные или НКТ без закачки или с закачкой ПАВ на забой скважины [№21.86].

По изученным материалам УДП «Устюртгаз» показывает, что при эксплуатации того или иного горизонта с истечением времени в стволе скважины накапливается пластовая вода. По мере роста высоты столба воды, уменьшается депрессия на пласт и снижается дебит газа. Для предотвращения угрозы обводнения и уменьшения дебита газа из-за увеличения пластовой воды с извлекаемым газом на эксплуатационных скважинах УДП «Устюртгаз» применяют периодическое удаление жидкости.

Удаление жидкости осуществляется остановкой скважины для поглощения жидкости пластом на определенное время и продувкой скважины в атмосферу. Продувка скважин в атмосферу осуществляется в течение 15-30 мин. Скорость газа на забое при этом должна достигать 3-6 м/с. После продувки столба воды увеличивается депрессия на пласт и дебит газа.

Метод прост и применяется этот процесс с первых же дней эксплуатации скважин во всех скважинах без исключения и не требуется никаких затрат. Однако этому методу присущи многие недостатки :

- жидкость с забоя удаляется не полностью;
- возрастающая депрессия на пласт приводит к интенсивному поступлению новых порций воды;
- разрушению пласта;

- образованию песчаной пробки;
- загрязнению окружающей среды;
- потери газа.

Выбор способа удаления жидкости с забоя скважин зависит от геолого-промысловой характеристики газонасыщенного пласта, конструкции скважины, качества цементирования заколонного пространства, периода разработки залежи, а также от количества и причин поступления жидкости в скважину.

Периодическое удаление жидкости можно осуществлять и при подаче ПАВ на забой скважины, она является одним из недорогих, эффективных и широко применяемых методом. Данный метод основан на переводе жидкости в пенообразующую массу, вынос которой на поверхность обеспечивается при значительных меньших скоростях газа, так как плотность пены существенно меньше плотности воды, даже сравнительно небольшие скорости газа обеспечивает вынос пенообразной массы на поверхность.

Основные параметры, определяющие условия эффективного применения ПАВ, следующие [№19.234].

1. Пенообразующая способность ПАВ или кратность пены **K**, равная отношению объему первоначально образовавшейся пены **V_п** к объему пенообразующей жидкости **V_ж**:

$$K = V_{п} / V_{ж}$$

2. Скорость разрушения пены, определяемая по времени выделения 10, 20, 30, 40 и 50 мл пенообразующей жидкости и средняя скорость (в мл/с) выделения жидкости по половине взятого ее количества, т.е. 50 мл:

$$V_{ср.} = 50 / \tau_{50}$$

3. Устойчивость пены **S** (в с/мм), определяемая по скорости выделения из нее пенообразующей жидкости:

$$S = 1 / V_{ср.}$$

4. При добавке стабилизатора эффективность его действия определяют относительной устойчивостью **S_о**:

$$S_0 = S_1 / S ,$$

где S_1 – устойчивость пены при добавке пенообразователя и стабилизатора.

Пенообразователь может подаваться на забой в жидком или в твердом виде.

Присутствие конденсата в жидкости снижает активность ПАВ на 10-30%, а если конденсата больше, чем воды, пена не образуется. В этих условиях применяют специальные ПАВ.

Для успешного внедрения данного метода удаления жидкости разработан целый комплекс технических средств для приготовления и ввода пенообразователей в скважин.

Метод удаления с помощью плунжерного лифта

Вопросы обеспечения стабильной работы плунжерного лифта непрерывного действия довольно широко освещены многими исследователями [№4.11-17].

На основании теоретических и эмпирических исследований рассмотрены вопросы расхода газа через зазор плунжера, скорости подъема и падения плунжера, продолжительности цикла плунжерного лифта и т. п. на основании результатов этих исследований можно проводить выбор скважин плунжерного лифта и прогнозировать параметры его работы. Однако, дальнейшее исследования и промышленное внедрение установок плунжерного лифта невозможна без остановки скважины для накопления энергии, достаточной для подъема плунжера с жидкостью на поверхность. В связи с этим были разработаны устройства для осуществления периодической работы плунжерного лифта и проведены теоретические исследования для правильного выбора режима работы таких устройств [№4.12,14].

Для удаления скапливающейся в трубах жидкости используют плунжерные лифты различных конструкций. Можно указать на две группы применяемые в настоящее время установок плунжерного лифта:

- а) периодического действия;
- б) непрерывного действия.

В установке периодического действия плунжер искусственно или естественно задерживается у башмака труб или на устье скважин на промежуток времени, установленным автоматическим контроллером. Время задержки зависит от рабочих параметров скважины, дебитов газа и жидкости, давление на забое и на устье, а также на конструкции.

Для установок плунжерного лифта непрерывного действия в нижней части эксплуатационных или фонтанных труб устанавливаются трубный ограничитель для ограничения хода вниз (рисунок 4.1). К наземному оборудованию относится специальная аппаратура с верхним амортизатором. Верхний амортизатор ограничивает ход плунжера вверх и открытие плунжера.

Методы удаления с помощью забойных диспергаторов

Перспективным направлением интенсификации процесса выноса жидкости из газовых скважин является применение метода физического воздействия на ГЖП с помощью лифтовых и забойных диспергаторов, позволяющих перевести жидкость мелкодисперсное состояние и тем самым улучшить условия работы и повысить производительность газовых скважин.

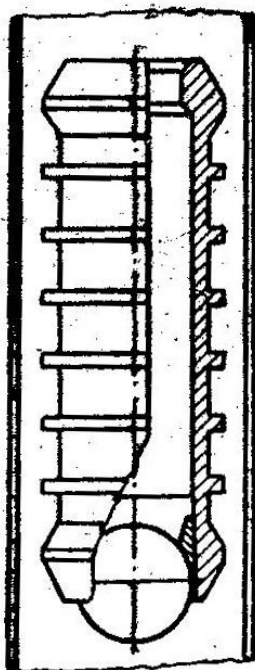
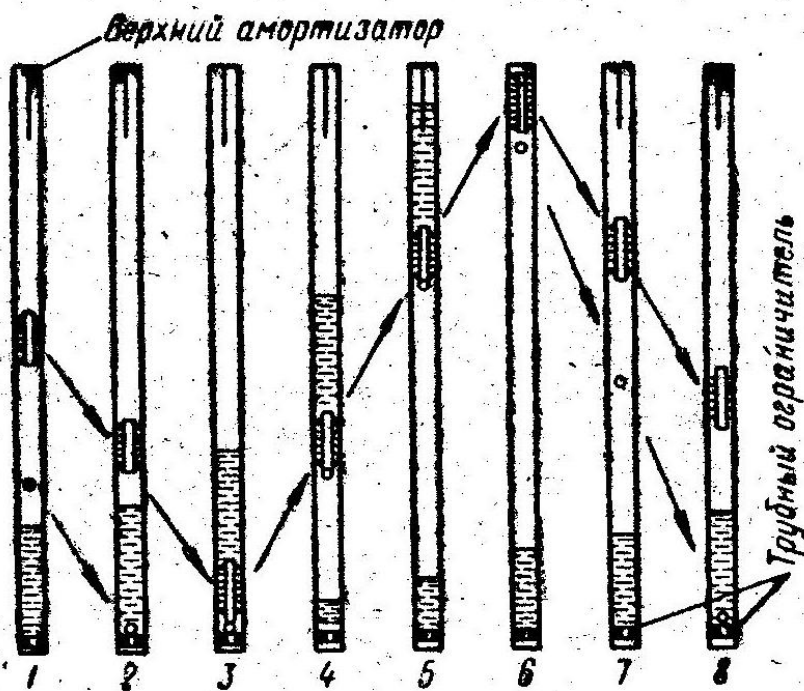


Рис. 4.1 Схема работы плунжерного лифта в скважине:

1-7 – шарик и втулка свободно падают в восходящий поток газа; 2,8- шарик сел на ограничитель под уровень жидкости; 3- втулка соединяется с шариком под уровнем жидкости; 4,5- втулка с шариком и жидкость поднимаются движущимся потоком газа; 6- втулка и шарик упираются в амортизатор, шарик отделился от втулки и падает.

Применение диспергаторов ограничено скоростными пределами движения газожидкостной смеси в обводняющихся газовых скважинах. По опытно-промышленным данным [№4.18] наиболее рациональное применение диспергирующих устройств находится в области изменения параметра Фруда $5 \leq F \leq 40$. При этом установлено, что самостоятельное применение стационарных диспергаторов ограничивается областью $35 \leq F \leq 40$, а подвижных $20 \leq F \leq 40$.

Расчет диспергаторов сводится к определению его диаметра, исходя из потерь давления при пульсирующем движении ГЖП в лифтовых трубах. Диаметр диспергаторов определяется по формуле:

$$d = \sqrt{d_{\text{вн.}}^2 - 5.44 \cdot 10^6 [Q_{\text{г}} T_6 Z / P_6]},$$

где d – наружный диаметр диспергатора, м;

$d_{\text{вн.}}$ – внутренний диаметр лифтовых труб, м;

$Q_{\text{г}}$ – дебит газа, тыс.м³/сут.;

T_6 – температура у башмака лифтовых труб, К;

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа;

P_6 – давление у башмака лифтовых труб, МПа.

III.4.2 Методы изоляции притока газовых скважин

Интенсивное продвижение контурных вод приводит к частичному или полному обводнению действующих скважин. Например, по состоянию на 01.01.06г. на Ургинском месторождении практически все скважины либо обводнялись, либо эксплуатировались с пластовой водой, или в их разрезе при бурении были вскрыты отдельные, уже обводненные пласты.

В связи с внедрением комбинированной системы вскрытия продуктивного разреза в действующих скважинах эксплуатируются или отдельные пачки, или ряд пачек. Поэтому в зависимости от характера

вскрытия продуктивного разреза скважины, в которых отмечено поступления пластовой воды, подразделяются на две группы.

К первой относятся скважины, в которых обводнившиеся пачка или даже пласт известны сразу после получения в продукции скважин пластовой воды. Это скважины, в которых перфорацией вскрыта одна пачка или один пласт.

Ко второй группе относятся скважины, в которых интервал обводнения после получения притока воды неизвестен, поскольку в скважинах перфорацией вскрыт либо весь газонасыщенный разрез, либо ряд пачек. Чаще всего обводнившиеся скважины на Ургинском месторождении относятся ко второй группе.

В зависимости от характера и степени обводнения газонасыщенного разреза изоляционные работы проводятся для получения притока чистого газа путем выполнения одной из трех основных операций: 1) возврата на вышележащие газонасыщенные пачки или пласты; 2) изоляции притока пластовых вод в одной и той же пачке; 3) возврата на нижележащие газонасыщенные пачки или пласты [№5.77].

За период 1995-2005г.г. на действующих скважинах УДП «Устюртгаз» которое эксплуатирует три месторождений (Урга, В.Бердах, Учсай) были проведены ряд изоляционных работ по ликвидации притока пластовых вод (таблица 4.2.1) с проведением изоляции притока в одной и той же пачке, возврата на вышележащие и нижележащие пачки или пласты.

Таблица 4.2.1 Число изоляционных работ по ликвидации притока пластовых вод на действующих скважинах «Устюртгаз»

Номер скважины, №	Дата проведения	Интервал изоляции обводненных горизонтов, м
4-Урга	01.05.02г.	$J_3^3 + J_3^2$ (2460-2460; 2358-2350; 2258-2260м.)
6- Урга	26.08.02г.	J_3^1 (2330-2318м.)
36-Урга	30.01.03г.	J_3^6 (2569-2578; 2636-2656м.)
37-Урга	31.07.02г.	$J_3^6 + J_3^7$ (2585-2575; 2620-2640; 2670-2679м.)
49-Урга	02.03.03г.	J_3^6 (2671-2664; 2591-2585м.)
5-В.Бердах	16.01.03г.	J_3^{10} (1876-1869м.)
4-В.Бердах	23.09.03г.	J_3^{10} (1860-1847м.)

Обычно в скважинах обводнившихся при эксплуатации всей газонасыщенной мощности, проводится следующий комплекс работ (рис.4.2).

На схеме рис.4.2 показано, что в скважине обводнена пачка 2 при полном газонасыщении остальных, что является типичным для Ургинского месторождения. Для этого между пачками 2 и 3 устанавливается цементный мост без давления (рис.4.2, б). Затем под давлением закачивается цементный раствор в пачки 1 и 2 с оставлением в колонне цементного моста выше кровли пачки (рис.4.2, в). После ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) цементный мост разбуливается до подошвы пачки 2 и проводится опрессовка колонны на герметичность (рис.4.2, г). Если не удастся добиться герметичности, тогда устанавливается цементный мост без давления выше кровли пачки 2 и осваивается пачка 1 (рис.4.2, д). Если из пачки 1 нет притока вследствие наличия непроницаемого цементного камня за колонной, проводится дополнительная перфорация [№5.79].

Возврат на вышележащие газонасыщенные пласты возможен при наличии многопластового газонасыщенного разреза и обводнении нижней и средней его части, а возврат на нижние пачки при обводнении верхней или средней части разреза продуктивного пласта.

Работы по возврату скважин на вышележащий горизонт состоят как в установке цементного моста непосредственно на забое скважины с целью изоляции нижнего объекта от верхнего с последующей перфорацией

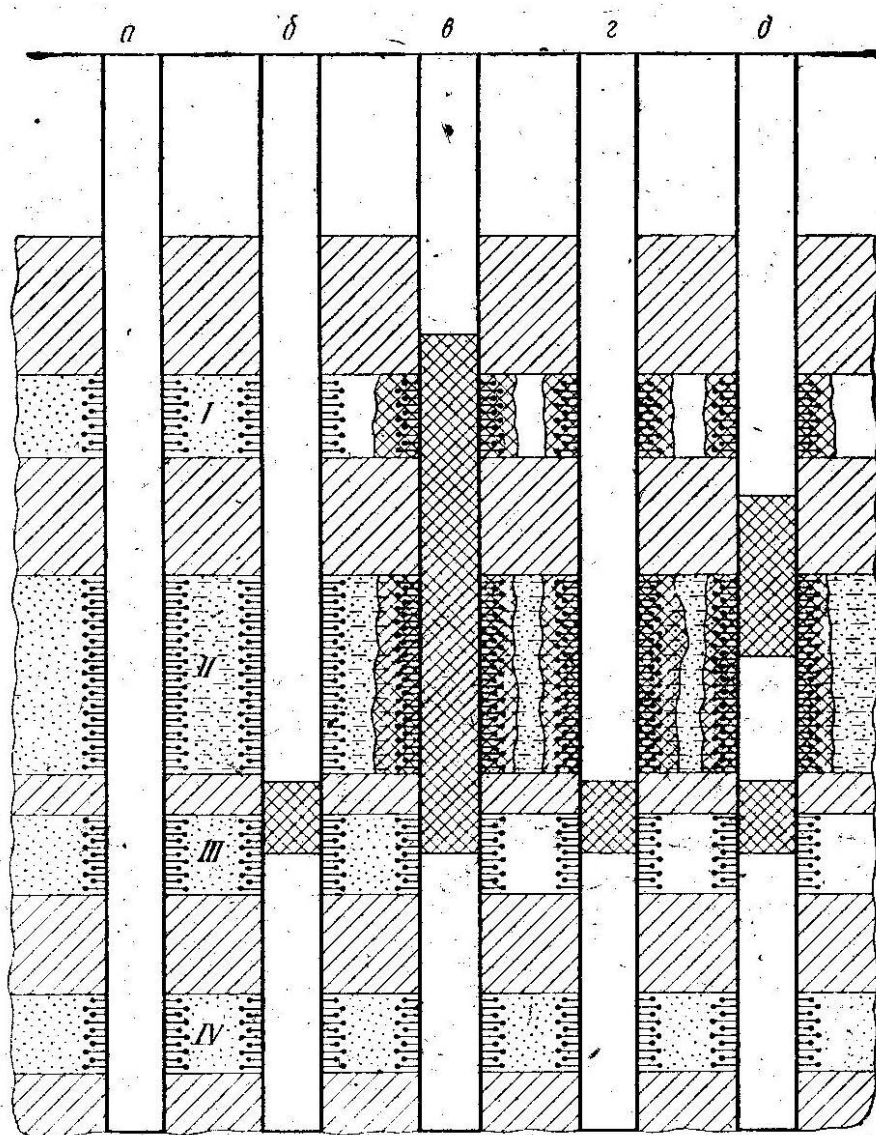


Рис. 4.2 Схема выполнения изоляционных работ в скважине при обводнении. I-IV – номера продуктивных пачек; а,б,в,г,д – варианты.

верхнего объекта, так и в установке пакера. На рис. 4.3 показана схема установки пакера с упором на забой с целью перехода на вышележащий горизонт.

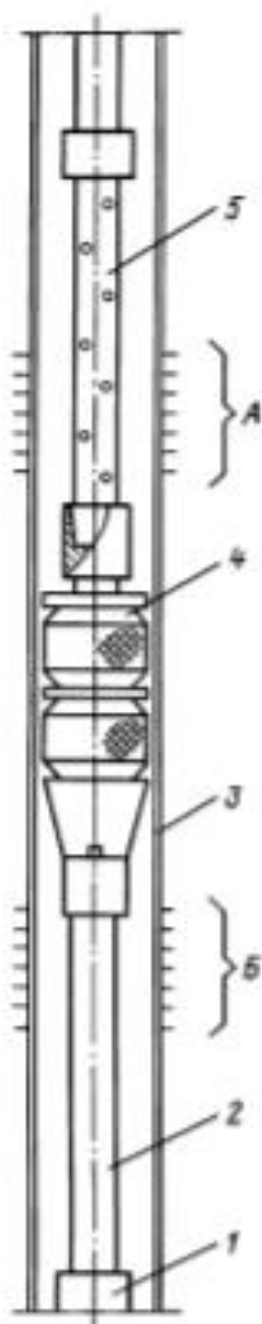


Рис. 4.3

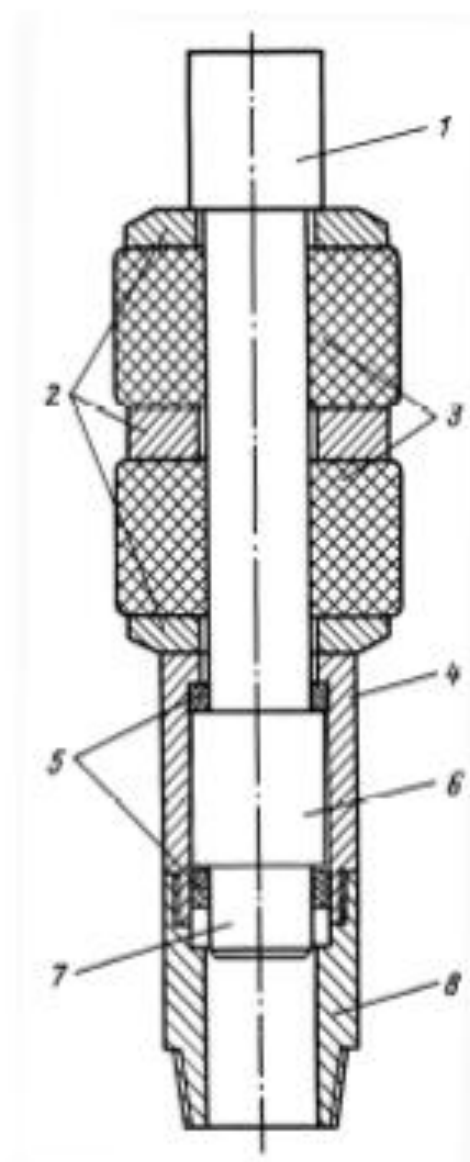


Рис. 4.4

Рис. 4.3 Схема установки пакера с упором на забой с целью перехода на вышележащий горизонт:

А – вышележащий горизонт; Б – нижележащий горизонт; 1 – обратный клапан; 2 – НКТ; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – пакер; 5 – перфорированная НКТ.

Рис. 4.4 Пакер с упором на забой:

1, 6 – патрубок НКТ с муфтами; 2 – шайбы опорные; 3 – герметизирующие элементы пакера; 4 – сальниковая коробка; 5 – герметизирующий сальник; 7 – хвостовик НКТ; 8 – удлинитель сальниковой коробки.

Пакер с упором на забой (рис. 4.4) состоит из двух подвижных частей: патрубка с двумя муфтами и герметизирующими элементами и сальниковой коробки с удлинителем. При необходимости патрубок изготавливают из НКТ диаметром 60 или 73 мм, в зависимости от диаметра пакерующих элементов. Длина патрубки подбирается из расчета числа устанавливаемых резиновых элементов.

На рис. 4.5 показана схема установки пакера с упором на забой с целью перехода на нижележащий горизонт.

На ряду существующим способом ограничения притока пластовой воды цементным раствором, также существенно применения способа изоляции зон поглощения и притока пластовых вод в скважину последовательной закачки в пласт двух изоляционных составов, взаимодействующих с образованием закупоривающего осадка. В качестве первого состава последовательно закачивают полимерный состав содержащий в мас. %

битилкаучук - 0,86

асбест – 0,12

парахинолдиоксин – 0,02 (по весу)

поверхностно-активное вещество – 0,3-0,5

и цементный раствор, а в качестве второго состава закачивают чистый полимер.

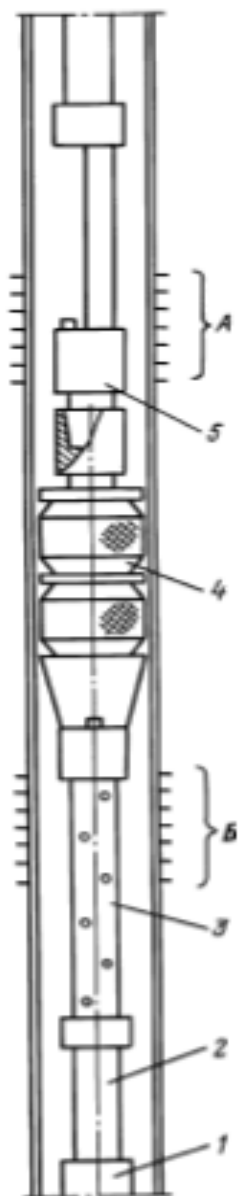


Рис. 4.5 Схема установки пакера при переходе на нижележащий горизонт:

А – вышележащий горизонт; Б – нижележащий горизонт;
1 – упорная муфта; 2 – НКТ; 3 – перфорированная НКТ;
4 – пакер; 5 – циркуляционный клапан.

Герметичность действия основано на том, что при продвижении рабочих жидкостей и флюидопроводящих каналов обволакиваются сначала одной, затем другой полостью. Образующийся при их смещении нерастворимый осадок уменьшает сечение водопроводящих каналов, а затем полностью их закупоривает. В силу того, что изолирующий осадок пластичен и растворим в добываемом флюиде, восстановления крепи сохраняется длительное время в водонасыщенных пропластках, продуктивные пласты растворяя полимер попадают в скважину.

По реализации этого способа на объекте осуществляется следующие операции перечисленной последовательности: в призабойной зоне по высокопроницаемым пропласткам создают водоупор со стороны водонапорного комплекса за счет закачки первого состава, содержащего в мас. %:

битилкаучук - 0,86

асбест – 0,12

парахинолдиоксин – 0,02 (по весу)

поверхностно-активное вещество – 0,3-0,5

происходит заполнение пор пласта. Следом производят закачку в пласт цементного раствора. Образуется закупоривающий осадок, обладающий высокими структурно-механическими изоляционными свойствами в водонасыщенных пропластках, который со временем под действием флюида, восстанавливается работоспособность скважины.

Теория получения предлагаемых составов и реализация способа в производственных условиях весьма проста, входящие в состав ингредиенты недорогие и недефицитные.

Глава III Обсуждение результатов .3.5. Результаты работ по интенсификации добычи газа на обводняющихся газовых скважинах месторождения УДП «Устюртгаз».

По результатам работы оценки работы скважин № 49 и № 27 месторождения «Устюртгаз» до и после обработки твердыми химическими реагентами (шашки «Слик») производства фирмы ACCENT INDUSTRIES, INC (ACCENT) путём определения устьевыми замерами рабочих параметров скважин выявлено то, что в процессе обработки забоя скважин шашками «Слик» соответственно увеличением депрессией получен прирост дебита газа.

Сопоставляя режим работы скважины до и после обработки путём определения рабочих параметров устьевыми замерами с учётом условия отбора газа газотранспортной сети (таблица 5.1) Скважина № 27 в течение месяца работала вполне устойчиво её ежедневной прибавкой по газу +21 тыс. м³. За месяц общей объём дополнительно добытого газа составляет 560 тыс. м³.

Таблица 5.1 Результаты интенсификации скважины №27 после
обработки

СКВ. № 27	D _{шт.} мм	P _{буф.} МПа	P _{зтр.} МПа	P _{шл.} МПа	Q _{газа} тыс.м ³ /сут	Прирост Q _{газа} тыс. м ³
11,12	16	5,6	7,4	4,1	198	71
12,12	16	5,6	7,4	4,1	194	92
13,12	16	5,6	7,4	4,1	194	103
14,12	16	5,5	7,4	4,0	194	124

15,12	16	5,5	7,4	4,0	194	145
16,12	16	5,5	7,4	4,0	194	166
17,12	16	5,5	7,4	4,0	194	187
18,12	16	5,5	7,4	4,0	194	2108
19,12	16	5,5	7,4	4,0	194	229
20,12	16	5,5	7,4	4,0	194	250
21,12	16	5,5	7,4	4,0	194	271
22,12	16	5,5	7,4	4,0	194	292
23,12	16	5,4	7,3	3,9	193	312
24,12	16	5,4	7,3	3,9	193	332
25,12	16	5,5	7,4	4,0	194	353
26,12	16	5,5	7,4	4,0	194	374
27,12	16	5,5	7,4	4,0	194	395
28,12	16	5,5	7,4	4,0	194	416
29,12	16	5,5	7,4	4,0	194	437
30,12	16	5,5	7,4	3,9	193	458
31,12	16	5,4	7,3	3,9	193	478
01,01	16	5,4	7,3	3,9	193	447
02,01	16	5,4	7,3	3,9	193	515
03,01	16	5,4	7,3	3,9	193	532
04,01	16	5,4	7,9	3,9	193	544
05,01	16	5,4	7,3	3,9	193	566
06,01	16	5,4	7,3	3,9	193	583
07,01	16	5,4	7,3	3,9	193	600
08,01	16	5,4	7,3	3,9	193	617
09,01	16	5,4	7,3	3,9	193	634
10,01	16	5,4	7,3	3,9	193	650
11,01	16	5,4	7,3	3,9	193	665

Скважина № 49 в течение первой половины месяца работала неустойчиво. Тем не менее, дебит ее не снижался относительно первоначального, а увеличение дебита колебалось от 8 до 19 тыс. м³ в сутки при этом буферное и затрубное давление снизились на 0,2 МПа. Однако со второй половины месяца параметры работы скважины стабилизировались с увеличением дебита +8 тыс. м³ в сутки. Подобное поведение скважины объясняется скорее всего тем, что после обработки шашками она получила некоторое возмущение, длившееся в течение полумесяца, после чего параметры ее работы стабилизировались на указанных в таблице отметках. За месяц общий объем дополнительно добытого газа составил 71 тыс. м³

Таблица 5.1 Результаты интенсификации скважины №49
после обработки

СКВ. № 49	D _{шт.} мм	P _{буф.} МПа	P _{зтр.} МПа	P _{шл.} МПа	Q _{газа} тыс.м ³ /сут	Прирост Q _{газа} тыс. м ³
11,12	11	4,7	5,2	3,8	78	30
12,12	11	4,7	5,2	3,8	78	41
13,12	11	4,6	5,1	3,8	76	50
14,12	11	4,6	5,1	3,8	76	59
15,12	11	4,6	5,1	3,8	76	68
16,12	11	4,6	5,1	3,8	76	77
17,12	11	4,6	5,1	3,8	76	86
18,12	11	4,6	5,05	3,8	76	93
19,12	11	4,7	5,0	3,8	78	104

20,12	11	4,7	5,0	3,8	78	115
21,12	11	4,7	5,0	3,8	78	126
22,12	11	4,7	5,0	3,8	78	137
23,12	11	4,6	4,9	3,8	76	146
24,12	11	4,6	4,9	3,8	76	156
25,12	11	4,6	4,9	3,8	76	164
26,12	11	4,6	4,9	3,8	76	174
27,12	11	4,5	4,9	3,8	75	182
28,12	11	4,5	5,0	3,8	75	190
29,12	11	4,5	5,0	3,8	75	198
30,12	11	4,5	5,0	3,8	75	206
31,12	11	4,5	5,0	3,8	75	214
01,01	11	4,5	5,0	3,8	75	222
02,01	11	4,5	5,0	3,8	75	230
03,01	11	4,5	5,0	3,8	75	238
04,01	11	4,5	5,0	3,8	75	246
05,01	11	4,5	5,0	3,8	75	254
06,01	11	4,5	5,0	3,8	75	262
07,01	11	4,5	5,0	3,8	75	270
08,01	11	4,5	5,0	3,8	75	278
09,01	11	4,5	5,0	3,8	75	286
10,01	11	4,5	5,0	3,8	75	294
11,01	11	4,5	5,0	3,8	75	302

При этом экономический эффект не достигнут из-за дороговизны приходной суммы шашек «Слик».

1. шашки «Слик» приобретены на сумму 5347442 сум.
2. прирост в добыче газа в объеме 631 тыс.м³ (скв. № 27 и №49)
при цене с НДС 7135 сум, что составляет 4502185 сум.

3. разница составляет 845257 сум, что является убытком.

Применение шашек «Слик» на месторождение Урга была приостановлена из-за экономического невыхода.

В газовых скважинах на забое и в ПЗП которых где накапливаются конденсационные и пластовые воды рекомендуется производить обработки ПЗП в два этапа [№28.www.gubkin.ru.]:

- на первом этапе с целью улучшения порометрической характеристики пород закачиваются влагопоглотители для осушки ПЗП одноатомными спиртами, кетонами или их смесями, с последующей выдержкой и отработкой скважины на факел.
- на втором этапе с целью снижения капиллярных сил, ПЗП обрабатывается смесью поверхностно-активных систем на основе одноатомных спиртов и неионогенных

ПАВ с последующей продавкой газом (азотом) и выдержкой ПАВ для физической адсорбции их на поверхности поровых каналов. При закачке происходит расформирование барьерной зоны в ПЗП и снижение капиллярных сил в поровых каналах. При запуске скважины в работу наблюдается постепенная десорбция ПАВ в поток добываемой жидкости и удаление накопившейся жидкости из ПЗП и забоя скважины. В процессе эксплуатации скважины периодическая обработка ПЗП поверхностно-активными системами позволяет удалить блокирующую барьерную зону и эксплуатировать скважины с выносом воды. Данная технология интенсификации притока отрабатывается с 2002г. на газовых скважинах ЯГКМ и получены положительные результаты (скв.3032, 7125, 7151,7152 и др.) [№28.www.gubkin.ru].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов. Основным фактором, осложняющим, работу газовых эксплуатационных скважин на месторождениях Устьюртского региона является водопроявления как следствия увеличения водного фактора в процессе эксплуатации скважины.

Для нормальной эксплуатации обводняющихся газовых скважин первостепенное значение имеет установление места притока вод, ее дебита и состава. Знание этих параметров позволяет вести эффективный контроль за характером обводнения пласта и отдельных скважин.

При эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения можно выделить два этапа: начальный, когда вся поступающая на забой вода выносится на поверхность, и конечный, когда на забое начинается накопления столба жидкости.

На 01.01.06 г. на месторождении УДП «Устьюртгаз» из 18 эксплуатационного фонда скважин Урга и 12 скважин В.Бердах, Учсай почти все работают с выносом воды.

Чтобы обеспечить надежную работу эксплуатационного фонда месторождений УДП «Устьюртгаз» обводняющихся скважин, необходимо создать условия эффективного подъема жидкости из устья с минимальными потерями давлений, обеспечить режим эксплуатации с минимально допустимым количеством извлекаемой воды. При этом возможны следующие решения: применение ПАВ различных модификаций; применение диспергаторов; оснащение скважин устьевым оборудованием для периодического удаления скапливающейся на забое жидкости; применение плунжерных лифтов, и т.д.

Существует много методов борьбы с обводнением газовых скважин, но каждый из них имеет ограниченную область применения. Универсальных

методов борьбы с этим явлением не имеется, и поэтому решение вопроса использования того или иного метода должно приниматься при выборе технологии эксплуатации скважин конкретного месторождения. Для обеспечения стабильной работы газовых и газоконденсатных скважин в отечественной и зарубежной практике применяют различные методы как принудительного, так и ограничения притока жидкости к забою скважины.

Жидкость с забоя скважин удаляется непрерывно или периодически. Непрерывное удаление жидкости из скважины осуществляется эксплуатацией ее при скоростях, обеспечивающих вынос жидкости с забоя в сепараторы, отбором жидкости через спущенные в скважину сифонные или НКТ с помощью газлифта, плунжерного лифта и др. Периодическое удаление жидкости можно осуществить остановкой скважины для поглощения жидкости пластом, продувкой скважины в атмосферу через сифонные или НКТ без закачки или с закачкой ПАВ на забой скважины.

На ряду существующим способом ограничения притока пластовой воды цементным раствором, также существенно применения способа изоляции зон поглощения и притока пластовых вод в скважину последовательной закачки в пласт двух изоляционных составов, взаимодействующих с образованием закупоривающего осадка.

Теория получения предлагаемых составов и реализация способа в производственных условиях весьма проста, входящие в состав ингредиенты недорогие и недефицитные.

Надо искать причины и принять соответствующие меры по недопущению обводнения скважин и в дальнейшем, чтобы такая ситуация как на месторождения Урга не повторилась и на других месторождениях УДП «Устюртгаз».

Список литературы

Нормативные документы

1. “Barkamol avlod yili” davlat dasturi // T.: O’zbekiston, 2010, 80 b.
2. “Qishloq taraqqiyoti va farovonligi yili” davlat dasturi // T: O’zbekiston, 2009 82 b.

2. Труды Президента Республики Узбекистан:

3. Karimov I.A. Joqari’ ma’naviyat - jen’ilmes ku’sh. Tashkent: «Ma’naviyat», 2008. 174 b.
4. Karimov I.A. Eng asosiy mezon hayot haqiqatini aks ettirish. O’zbekiston, 2009, 13 b.

Основные научные литературы

1. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.: Учеб. Для вузов/Ш.К. Гиматулинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и др.; М.: Недра, 1988.-302 стр.: ил.
2. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 659 стр.: ил.
3. Требин Ф.А., Макоган Ю.Ф., Басниев К.С. Добыча природного газа. М.: Недра, 1976, 368 стр. [228-238]
4. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 271 стр.: ил.
5. Акрамов.Б.Ш., Умедов Ш.Х. “Нефт қазиб олиш бўйича маълумотнома” Тошкент. Фан ва технологиялар, 2010
6. Акрамов Б.Ш., Сидикхўжаев Р.К., Умедов Ш.Х. “Газ қазиб олиш бўйича маълумотнома” Тошкент, Фан ва технологиялар, 2012
7. Билецкий М.М., Кондрат Р.М. и др.. Промысловые испытания применения лифтовых диспергаторов для удаления жидкости из газовых

скважин. реф. сб. разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 1980 №1. [9-17]

8. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку. М., «Недра», 1973, 246 стр. Авт.: Рассохин Г.В., Леонтьев И.А., Петренко В.И. и др. [77, 79]

9. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Терия и опыт добычи газа. -М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 479 стр.: ил.

10. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов – М.: Недра, 1992.-255 стр.: ил. [236, 237, 241, 248]

11. Кондрат Р.М., Билецкий М.М. Совершенствование методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин. – Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1980, вып. 9.

12. Кондрат Р.М., Марчук Ю.В. Технология и техника эксплуатации газоконденсатных скважин в осложненных условиях. - Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭГазпром, 1989, вып. 7.

13. “Основы технологии добычи газа” Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. ОАО Издательство, Недра, Москва-2003 г.880 с.

14.Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Учебник для вузов.- 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987г. 309 стр. [86-90].

15. Проект промышленной разработки месторождения Урга. Отчет УЗНИПИнефтегаз Ташкент 1997г. 298 стр.

16. Нефтегазопромысловая геология. Терминологический справочник. Под. ред. М.М Ивановой. М.; Недра, 1983. 262 стр.

Научные статьи

1.Узбекский журнал нефти и газа. Ташкент 2000г., 47стр. вып. 2.

2. Шулятиков В.И., Сидорова С.А. Современная технология и оборудование для эксплуатации обводненных скважин. Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений
Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Ғ. “Нефт ва газ кудукларини ишлатиш” Ўқув кўлланма, Тошкент “ILM-ZIYO”, 2004
3. Стрижков И.Н. Ходанович И.Е. “Добыча газа” Москва, Ижевск Институт компьютерных исследований, 2003 г., 376 с.
4. Л.С. Каплан “Оператор по добыче нефти и попутного газа” Учебное пособие для операторов, Уфа, 2005 г.
5. Иванова С.И. “Интенсификация притока нефти и газа к скважинам” Учебное пособие, М. Недра, Бизнесцентр, 2006 г. 565 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С “Основы технологии добычи газа” –М-Издательство, Недра. 2003 г. 880 с.
7. “Добыча нефти в осложненных условиях” Персиянцев М.Н. Недра Москва-2000 г. 653 с.
8. Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатных месторождений Восточный Бердах и Учсай. Отчет УзНИПИнефтегаз ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» Ташкент 2004г. 207 стр.
9. Анализ геолого-геофизических материалов для уточнения геологической модели месторождения Урга с проведением исследовательских работ в эксплуатационных скважинах в целях выяснения корректив в проект разработки. Отчет ОАО «УзНИПИнефтегаз». Ташкент 1999г, 178 стр.
10. Контроль за Эксплуатацией месторождения Урга с выработкой решений по оптимальной эксплуатации скважин. Отчет УзНИПИнефтегаз ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» Ташкент 2003г. 136 стр.
11. Коррективы проекта разработки месторождения Урга с учетом перехода на компрессорную эксплуатацию. Отчет УзНИПИнефтегаз ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» Ташкент 2005г. 114 стр.

12. Лабораторные исследования и комплексный анализ физико-химических свойств вод, полученных в процессе бурения и эксплуатации скважин по месторождению Урга УДП «Устюртгаз» с целью контроля за обводненностью пластовых резервуаров и продвижения ГВК. Отчет ОАО «ИГИРНИГМ» Ташкент 2004г. 171 стр.

13. Лабораторные исследования физико-химических свойств пластовых вод, полученных в процессе эксплуатации скважин по объектам УДП «Устюртгаз». ОАО «ИГИРНИГМ» Ташкент 2006г.

Интернет сайты

1. www.lukoil.ru
2. www.oilfield.slb.com.
3. www.sibneft.ru.
4. www.liberal.ru.

