

**Министерство Высшего и среднего специального
образования Республики Узбекистан**

**Каршинский инженерно - экономический институт
Факультет Нефти и Газа**



На правах рукописи

УДК 622.276

**Кафедра: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»**

**ДИССЕРТАЦИОННАЯ РАБОТА
УЗОКОВА АЗИЗБЕКА БАХРОМОВИЧА**

На соискание академической степени магистра

**На тему: «ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ
СКВАЖИН ВНУТРИСКВАЖИННЫМ ГАЗЛИФТНЫМ СПОСОБОМ»**
Специальность: 5А311901 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений »

Научный руководитель  д.т.н., проф. А.Х.Агзамов

Карши-2016

Каршинский инженерно – экономический институт

Факультет Нефти и газа
Кафедра Ри ЭН ГМ

Утверждаю
Зав. кафедрой
Э.Н.Дусткобилов
«06» 06 2016 г

Задание на диссертационную работу

Студент магистратуры : Узоков Азизбек Бахромович

1. Тема диссертации: «Эффективность и проблемы эксплуатации скважин внутрискважинным газлифтным способом»

«10» 01. 2015 г одобрено на заседании кафедры.

2. Срок выполнения диссертационной работы: 06 июня 2016г

3. Сведения для выполнения диссертационной работы: Материалы научно-исследовательской практики, фондовые материалы, литературные источники и материалы полученные по интернету.

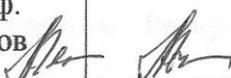
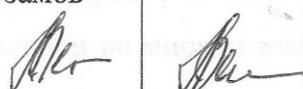
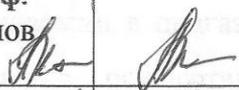
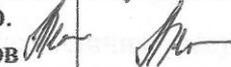
4. Содержание расчетно-пояснительной записки диссертационной работы (перечень рассмотренных вопросов):

Особенности эксплуатации скважин газлифтным способом, геологическое строения и особенности разработки нефтегазоконденсатного место рождения Умид, обоснование выбора оптимального режима работы газлифтных скважин, выводы по каждой главе, литература.

5. Перечень графической части диссертационной работы (наименование чертежей указывается конкретно):

1. Классификация добывающих скважин в зависимости от их дебита и высоты подъема.
2. Типы фонтанных скважин.
3. Типы газлифтных подъемников.
4. Обзорная карта.

6. Консультации по диссертационной работе

№	Тема раздела	Консультант ф. и. о.	Подпись
1.	1-Глава. Особенности эксплуатации скважин газлифтным способом.	д.т.н., проф. А.Х.Агзамов	
2.	2-Глава. Геологическое строения и особенности разработки нефтегазоконденсатного место рождения Умид.	д.т.н., проф. А.Х.Агзамов	
3.	3-Глава. Обоснование выбора оптимального режима работы газлифтных скважин.	д.т.н., проф. А.Х.Агзамов	
4.	Заключение	д.т.н., проф. А.Х.Агзамов	

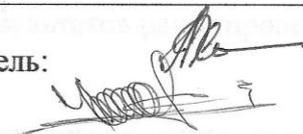
7. Выполнение диссертационной работы и представление к защите

№	Содержание диссертационной работы	Срок выполнения дата	Отметка о проверке
1.	Особенности эксплуатации скважин газлифтным способом.	10.01.15- 10.02.16	Выполнено  
2.	Геологическое строения и особенности разработки нефтегазоконденсатного место рождения Умид.	01.03.16- 30.03.16	Выполнено  
3.	Обоснование выбора оптимального режима работы газлифтных скважин.	10.04.16- 12.05.16	Выполнено  
4.	Заключение	15.05.16- 01.06.16	Выполнено  

Научный руководитель:

Задание получил:

Задание выдано:

 д.т.н., проф. А.Х.Агзамов

А.Б.Узоков

10. 01. 2015 г

РЕЦЕНЗИЯ

на диссертационную работу Узакова А.Б. студента кафедры:
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на
тему: «Эффективность и проблемы эксплуатации скважин
внутрискважинным газлифтным способом»

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождения Умид, в котором скважины эксплуатируются внутрискважинным газлифтным способом, предметом исследования - баланс энергии подъема жидкости от забоя до устья скважины.

Во введении диссертационной работы обосновано актуальность темы, выбран объект и предмет исследования, сформирована цель и определены задачи, научная и практическая значимость результатов исследования.

В первой главе приведен анализ способов эксплуатации нефтедобывающих скважин. Рассмотрены геоло-физические и технологические условия применения различных способов эксплуатации скважин.

Во второй главе приведены геолого-физические условия и состояния разработки объекта исследования. Показано, что несмотря на многолетнее применение внутрискважинной газлифтной эксплуатации скважин, имеет ряд переменных задач возникающих при осуществлении этого способа не с начала разработки месторождения.

В третьей главе приведены результаты теоретических исследований механизма внутрискважинной газлифтного способа эксплуатации. Установлено доля энергии прорывного газа из газовой шапки при подъеме жидкости из забоя до устья скважины.

Предложенные к настоящему времени методики обоснования параметров эксплуатации внутрискважинным газлифтным способом эксплуатации разработаны для условий их применение с начала разработки месторождений. Осуществление же этого способа в процессе разработки месторождения приводит к существенным изменениям в балансе энергии подъема жидкости от забоя до устья скважины и необходимости совершенствования раздельного учета добычи нефти и газа. Эти вопросы требуют целенаправленных дополнительных исследований для геолого-физических условий разработки подгазовых нефтяных залежей Узбекистана.

Научная новизна:

1. Установлена доля энергии прорывного газа из газовой шапки при подъеме жидкости из забоя до устья скважины.

2. Установлены геологические и технологические факторы определяющие эффективность внутрискважинной газлифтной способа эксплуатации.

Диссертация Узакова А.Б. соответствует требованиям, предъявляемым к подобным магистерским диссертационным работам.

Полученные результаты позволяют обосновать оптимальные технологические режимы работы скважин при внутрискважинном газлифтом способе эксплуатации, что приведет к более рациональному расходу пластовой энергии и повышению эффективности разработки месторождения.

Уровень общенаучной специальной подготовленности магистранта, сформированность общекультурных и профессиональных компетенций.



ООО "Муборакнефтьгаз"
Заместитель начальника отдела
разработки месторождений

Назаров У.

ОТЗЫВ

Научного руководителя на магистерскую диссертационную работу А.Б. Узакова на тему «Эффективность и проблемы эксплуатации скважин внутрискважинным газлифтным способом»

Одним из приоритетных направлений программы нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан на 2009-2020 гг. утвержденный Президентом Республики И.А.Каримовым является энерго- и ресурсосбережение на всех стадиях, начиная от процессов добычи углеводородов до их переработки в готовую продукцию. Эффективность работ в данном направлении во многом зависит от рационального использования природной энергии продуктивных пластов.

Система разработки с одновременным отбором нефти и газа в нефтегазовых и газонефтяных месторождениях приводит к резкому снижению пластового давления, что сказывается и на режимах эксплуатации скважин. Для увеличения срока фонтанной эксплуатации скважин в подгазовых нефтяных залежах наиболее перспективным является осуществление внутрискважинной газлифтной эксплуатации, вследствие наличия ресурсов газа для осуществления процесса. Однако, до настоящего времени для геолого-физических условий месторождений Узбекистана влияние различных факторов на эффективность эксплуатации скважин внутрискважинным газлифтным способом недостаточно исследована. Данное обстоятельство является основанием для выбора темы исследования и ее актуальности.

Целью исследований является изучение баланса энергии подъема жидкости от забоя до устья при внутрискважинной газлифтной эксплуатации скважин для повышения эффективности данного способа.

Для достижения поставленной цели А.Б. Узаков использовал комплекс методов исследований, таких как:

- изучение систематизация и анализ результатов исследований по теме диссертации;
- систематизация и анализ опыта внутрискважинной газлифтной эксплуатации скважин на месторождении Умид;
- проведения аналитических исследований и сопоставления их результатов с промысловыми данными.

Научная новизна проведенных исследований:

1. Установлена доля энергии прорывного газа из газовой шапки при подъеме жидкости из забоя до устья скважины.

2. Установлены геологические и технологические факторы определяющие эффективность внутрискважинной газлифтной способа эксплуатации.

Научная и практическая значимость результатов исследований.

Полученные теоретические результаты позволяют обосновать оптимальные технологические режимы работы скважин при внутрискважинном газлифтном способе эксплуатации, что приведет к более рациональному расходу пластовой энергии и повышению эффективности разработки месторождения.

Полученные теоретические и практические выводы рекомендуется использовать в нефтедобывающих предприятиях Республики эксплуатирующих нефтедобывающие скважины внутрискважинным газлифтным способом, а также в процессе преподавания дисциплины «Геологические и технологические условия добычи нефти и газа».

Тема диссертации непосредственно связана с научным направлением кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» проводящая исследования по повышению эффективности эксплуатации скважин.

В процессе работы над магистерской диссертацией А.Б. Узаков показал способности к научной и педагогической работе.

Диссертационная работа написана и оформлена в соответствии с требованиями положения о магистратуре, а автор заслуживает получения степени магистра.

Научный руководитель, д.т.н. профессор

Научный консультант СПОО «Gissarneftgaz»



Agzamov A.X.

Оглавление

Введение

1. Особенности эксплуатации скважин газлифтным способом

1.1. Способы эксплуатации нефтяных скважин

1.2. Условия фонтанирования скважин

1.3. Особенности эксплуатации нефтяных скважин газлифтным способом

1.4. Выводы по первой главе

2. Геологическое строения и особенности разработки нефтегазоконденсатного место рождения Умид

2.1. Особенности геологического строения

2.2. Особенности применяемой системы разработки месторождения

2.3. Анализ результатов исследований скважин, характеристика режимов эксплуатации и динамики продуктивности скважин

2.4. Выводы по второй главе

3. Обоснование выбора оптимального режима работы газлифтных скважин

3.1 Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах

3.2. Оценка баланса энергетических параметров средней скважины

3.3. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Заключение

Литература

Введение

Обоснование темы диссертации и актуальность. Одним из приоритетных направлений программы нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан на 2009-2020 гг. утвержденный Президентом Республики И.А.Каримовым является энерго- и ресурсосбережение на всех стадиях, начиная от процессов добычи углеводородов до их переработки в готовую продукцию. Эффективность работ в данном направлении во многом зависит от рационального использования природной энергии продуктивных пластов.

Как известно основная часть остаточных запасов нефти месторождений Узбекистана сосредоточены в подгазовых нефтяных залежах. В начальной стадии разработки в большинстве из них применялась система с первоочередным отбором нефти и консервацией запасов газа газовой шапки. В последующем для увеличения темпа отбора углеводородов был осуществлен переход на одновременный отбор нефти и газа.

Переход на систему разработки с одновременным отбором нефти и газа в нефтегазовых и газонефтяных месторождениях привело к резкому снижению пластового давления, что сказалось и на режимах эксплуатации скважин. Для увеличения срока фонтанной эксплуатации скважин в подгазовых нефтяных залежах наиболее перспективным является осуществление внутрискважинной газлифтной эксплуатации, вследствие наличия ресурсов газа для осуществления процесса. Однако, до настоящего времени для геолого-физических условий месторождений Узбекистана влияние различных факторов на эффективность эксплуатации скважин внутрискважинным газлифтным способом недостаточно исследована. Данное обстоятельство является основанием для выбора темы исследования и ее актуальности.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождения Умид, в котором скважины

эксплуатируются внутрискважинным газлифтным способом, предметом исследования - баланс энергии подъема жидкости от забоя до устья скважины.

Цель исследования. Изучение баланса энергии подъема жидкости от забоя до устья при внутрискважинной газлифтной эксплуатации скважин для повышения эффективности данного способа.

Задачи исследования.

1. Обобщение результатов ранее проведенных исследований по изучаемой теме.
2. Анализ эффективности внутрискважинной газлифтной эксплуатации скважин на месторождении Умид.
3. Изучение процесса и распределения энергии подъема жидкости от забоя до устья скважины.

Гипотеза исследования. Установлением оптимальных параметров расхода энергии для подъема жидкости забоя до устья скважины можно достичь повышения эффективности внутрискважинного газлифтного способа эксплуатации.

Степень изученности проблемы. Исследованиям по изучению механизма газлифтной, в том числе внутрискважинной газлифтной, эксплуатации посвящены работы Ю.А. Балакирова, А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Кабирова, А.М. Юрчука, К.Г. Оркина, Ф.С. Абдулина и других зарубежных ученых. Изучением этого вопроса на месторождениях Узбекистана занимались Г.А. Алиджанов, Э.К. Ирматов, П.К. Азимов, С.Н. Назаров, У.С. Назаров, Б.Ш. Акрамов, О.М. Чарыев, И.Х. Холисматов и другие.

Несмотря на многолетнее применение внутрискважинной газлифтной эксплуатации скважин, имеется ряд нерешенных задач возникающих при осуществлении этого способа не с начала разработки месторождения.

Предложенные к настоящему времени методики обоснования параметров эксплуатации внутрискважинным газлифтным способом

эксплуатации разработаны для условий их применения с начала разработки месторождений. Осуществление же этого способа в процессе разработки месторождения приводит к существенным изменениям в балансе энергии подъема жидкости от забоя до устья скважины и необходимости совершенствования отдельного учета добычи нефти и газа. Эти вопросы требуют целенаправленных дополнительных исследований для геолого-физических условий разработки подгазовых нефтяных залежей Узбекистана.

Методы исследований:

- изучение систематизация и анализ результатов исследований по теме диссертации;
- систематизация и анализ опыта внутрискважинной газлифтной эксплуатации скважин на месторождении Умид;
- проведения аналитических исследований и сопоставления их результатов с промысловыми данными.

Научная и практическая значимость результатов исследований.

Полученные результаты позволяют обосновать оптимальные технологические режимы работы скважин при внутрискважинном газлифтом способе эксплуатации, что приведет к более рациональному расходу пластовой энергии и повышению эффективности разработки месторождения.

Научная новизна:

1. Установлена доля энергии прорывного газа из газовой шапки при подъеме жидкости из забоя до устья скважины.
2. Установлены геологические и технологические факторы определяющие эффективность внутрискважинной газлифтной способа эксплуатации.

Структура и объем диссертации. Магистерская диссертационная работа состоит из введения трех глав, заключения, списка литературы из

источников. Основное содержание работы изложено на страницах машинописного текста, включает таблиц и рисунков.

Благодарность кафедре и научному руководителю.

Автор выражает свою искреннюю благодарность - доктору технических наук, профессору А.Х.Агзамову за научно-методологическую и практическую помощь, оказанную в процессе работы над диссертацией, а также преподавательскому составу кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» за советы и поддержку.

1. Особенности эксплуатации скважин газлифтным способом

1.1. Способы эксплуатации нефтяных скважин

Эксплуатация скважин - это технологический процесс извлечения пластовых флюидов на дневную поверхность за счет какого-либо источника энергии. Если подъем пластовой продукции осуществляется только за счет природной энергии, то этот способ эксплуатации называют фонтанным, а если пластовая продукция поднимается от забоя скважины на поверхность за счет совместного действия природной и искусственной энергии или только искусственной энергии, то такой способ принято называть механизированным /1,2,3/.

Механизированную эксплуатацию скважин осуществляют следующими приемами:

а) вводом в добываемую продукцию искусственной энергии путем поддержания пластового давления во всей залежи;

б) вводом в каждую скважину искусственной энергии либо закачкой сжатого компрессором газа, либо спуском в скважину механического приспособления, т.е. скважинного насоса. В первом случае способ называется компрессорный газлифт, а во втором - насосный способ эксплуатации.

Отдельное место занимает способ эксплуатации, называемый бескомпрессорный газлифт, при котором в нефтяную скважину закачивают газ высокого давления, отбираемый из газоносных пластов без дополнительного сжатия в компрессорах.

Обычно продолжительность эксплуатации каждой скважины условно разделяют на два периода:

Первый период, когда запасы природной энергии в залежи велики, скважина фонтанирует. Этот период характеризуется высокой производительностью скважин и малой обводненностью нефти;

- по мере уменьшения пластового давления и увеличения обводнения залежи пластовой водой интенсивность фонтанирования скважины

уменьшается. За счет оставшейся природной энергии пластовая продукция поднимается в скважине только лишь на некоторую высоту. Наступает второй период эксплуатации период механизированной эксплуатации скважин.

Все газовые скважины эксплуатируются фонтанным способом. Газ поднимается на поверхность и транспортируется в технологических трубопроводах за счет пластового давления

Способы эксплуатации какой - либо скважины не остаются постоянными в процессе разработки месторождения, а меняются в зависимости от изменения пластовой энергии и изменения состава пластовой продукции.

Добывающие скважины принято условно классифицировать по их дебиту и высоте подъема пластовой продукции следующим образом :

- скважины с дебитом $Q \geq 100\text{м}^3/\text{сут}$ независимо от высоты подъема либо с высотой подъема более 3000 м относят к категории высокодебитных;
- скважины с $Q = 3,5 \dots 5\text{м}^3/\text{сут}$ при высоте подъема менее 1350м, а также с $Q < 3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ и высоте подъема более 1350 м относят к категории низкодебитных;
- остальные скважины, не соответствующие вышеуказанным параметрам, относятся к среднедебитным;

Данная классификация иллюстрируется на рис. 11/41.

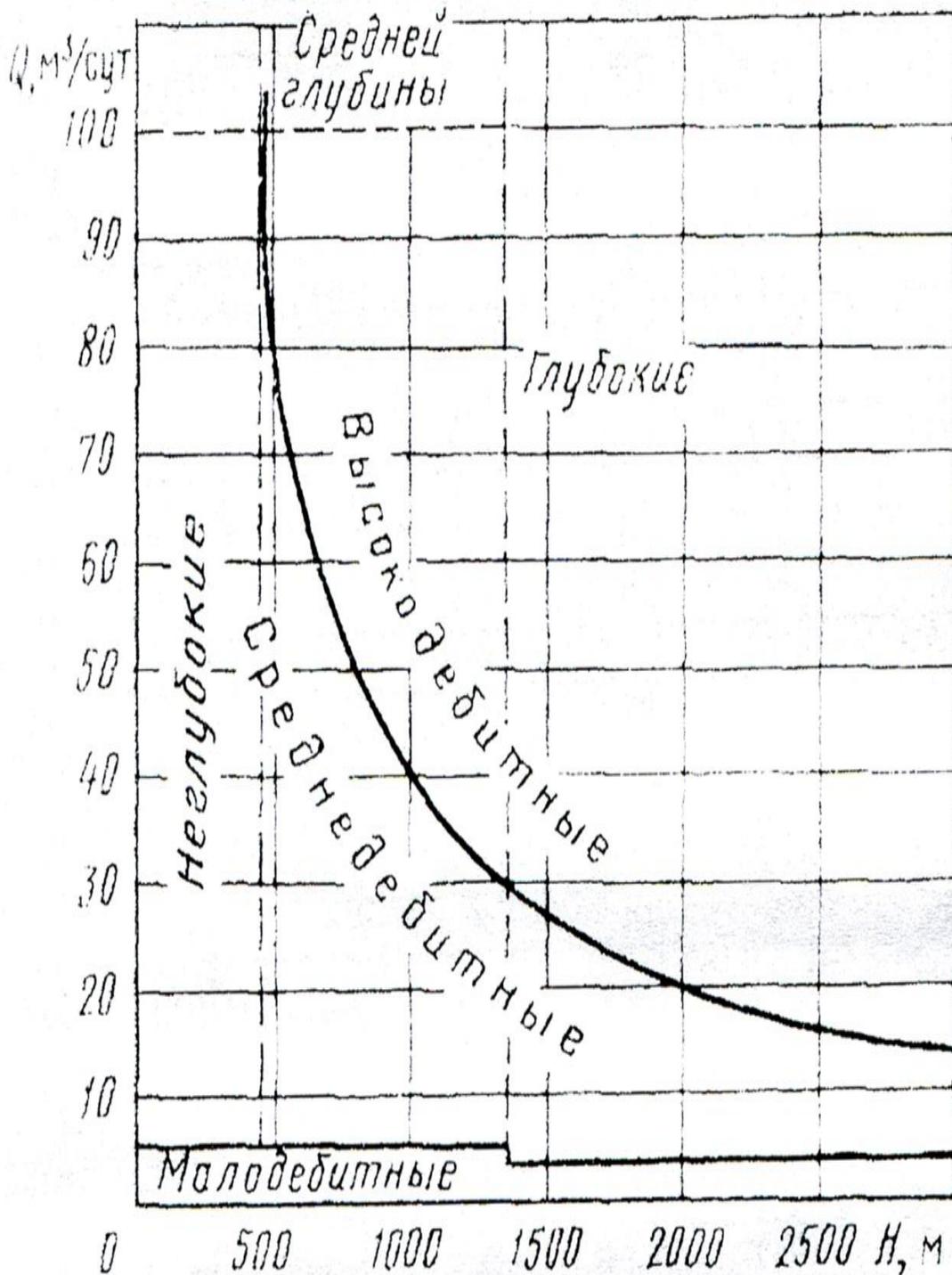


Рис 1.1. Классификация добывающих скважин в зависимости от их дебита и высоты подъема

По требуемой высоте подъема пластовой продукции все скважины подразделяются на следующие категории:

- неглубокие- при высоте подъема до 450м;
- средней глубины- при высоте подъема 450...1350м;
- глубокие –при высоте подъема более 1350 м.

Способ эксплуатации скважин выбирается в зависимости от того, что добывается (т.е. нефть или газ), в зависимости от геолого-физических свойств месторождения и продуктивного пласта (глубина залегания и мощность), а также от физико-химических свойств пластовых флюидов (вязкость, плотность, газовый фактор и т.д.) и от эксплуатационно-энергетической характеристики месторождения (продуктивность скважины, пластовое давление) /5,6/.

Описанная классификация добывающих скважин относится, конечно, только к скважинам с нормальными условиями эксплуатации, т.к. различные возможные осложнения будут вносить существенные коррективы в приведенную классификацию.

Из практики эксплуатации различных месторождений известно, что в пределах даже одного месторождения отдельные скважины (или группы скважин) могут эксплуатироваться различными способами, поэтому при выборе способа эксплуатации учитываются не только геолого-технические показатели месторождения, но и социально — экономические аспекты.

Эффективность того или иного способа эксплуатации скважин можно оценить по показателям промысловой калькуляции себестоимости добычи товарной нефти (газа), основные из которых приведены в таблице 1.1.

Затраты на указанные статьи расходов можно определять по технико-экономическим показателям плановых и производственно-технических подразделений нефтедобывающих предприятий.

Энергетические затраты слагаются из следующих показателей:

- а) затраты на установленную мощность (т.е. стоимость $1 \text{ кВт} \cdot \text{А}$);

б) затраты на подъем пластовой продукции, которые можно определить по формуле:

$$C_{\text{ПП}} = N \cdot K_{\text{И}} \cdot K_{\text{Э}} \cdot d \cdot t \quad (1.1)$$

где N - мощность используемых электродвигателей (установок), кВт;
 $K_{\text{И}}$ коэффициент использования мощности (обычно $K_{\text{И}} \approx 0,52$ для УЭЦН и ШТПУ); $K_{\text{Э}} \approx$ коэффициент эксплуатации (обычно $K_{\text{Э}} \approx 0,957$ для УЭЦН и $K_{\text{Э}} \approx 0,942$ для ШГНУ); α - стоимость электроэнергии кВт-ч; t - время работы, час.

При определении затрат на зарплату с отчислениями следует учесть, что для обслуживания одной скважины (даже при равных условиях рельефа местности, расстоянии, средств связи и т.д.), оборудованной ЭЦНУ требуется больше персонала, чем для скважин с ШГНУ

Показатели промышленной калькуляции себестоимости добычи нефти

Статья расходов	Затраты на одну тонну товарной нефти сум
1. Энергетические затраты. 2. Заработная плата с отчислениями. 3. Амортизация: - скважин; - подземного; 4. Текущий ремонт оборудования: - наземного - подземного 5. Внутрипромысловая перекачка и хранение нефти. 6. Подготовка товарной нефти (деэмульсация, обессоливание, обезвоживание и т.д.) 7. Расходы на повышение нефтеотдачи пластов. 8. Цеховые расходы. 9. Общепромысловые расходы.	Всего затрат

Затраты на ремонт оборудования распределяют пропорционального продолжительности ремонтов по каждому анализируемому способу эксплуатации.

1.2. Условия фонтанирования скважин

Скважины могут фонтанировать при значительном запасе пластовой энергии, обеспечивающей величину $P_{ЗАБ}$, затрачиваемого на преодоление гидростатического давления столба жидкости (по вертикали) в скважине $P_{Г}$, давления на устье скважины $P_{у}$, устанавливаемого технологическими требованиями, и давления $P_{тр}$, расходуемого на преодоление сил трения при движении пластовой продукции от забоя до устья скважины, т.е. условие фонтанирования имеет следующий вид:

$$P_{ЗАБ} \geq P_{Г} + P_{у} + P_{тр} \quad (1.2)$$

Процесс фонтанирования разделяют на два типа:

- фонтанирование скважины, содержащей жидкость, ненасыщенную газом. Данный тип фонтанирования называют артезианским;
- фонтанирование скважины, содержащей жидкость с растворенным газом, т.е. газожидкостную смесь, который снижает плотность жидкости, называют фонтанирование за счет энергии газа.

На рис. 1.2 представляющим указанные типы фонтанирования, обозначено: $P_{ЗАТР}$ - давление в затрубном пространстве; P_1 - давление у башмака фонтанных труб; P_2 - давление на устье скважины; P_3 - давление на забое скважины; P_H - давление насыщения жидкости газом.

Из рис. 1.2б следует, что башмак фонтанных труб спущен в скважину на глубину, при которой давление у башмака $P_B \approx P_H$ - причем газ начинает выделяться в процесс движения ГЖС в подъемной трубе.

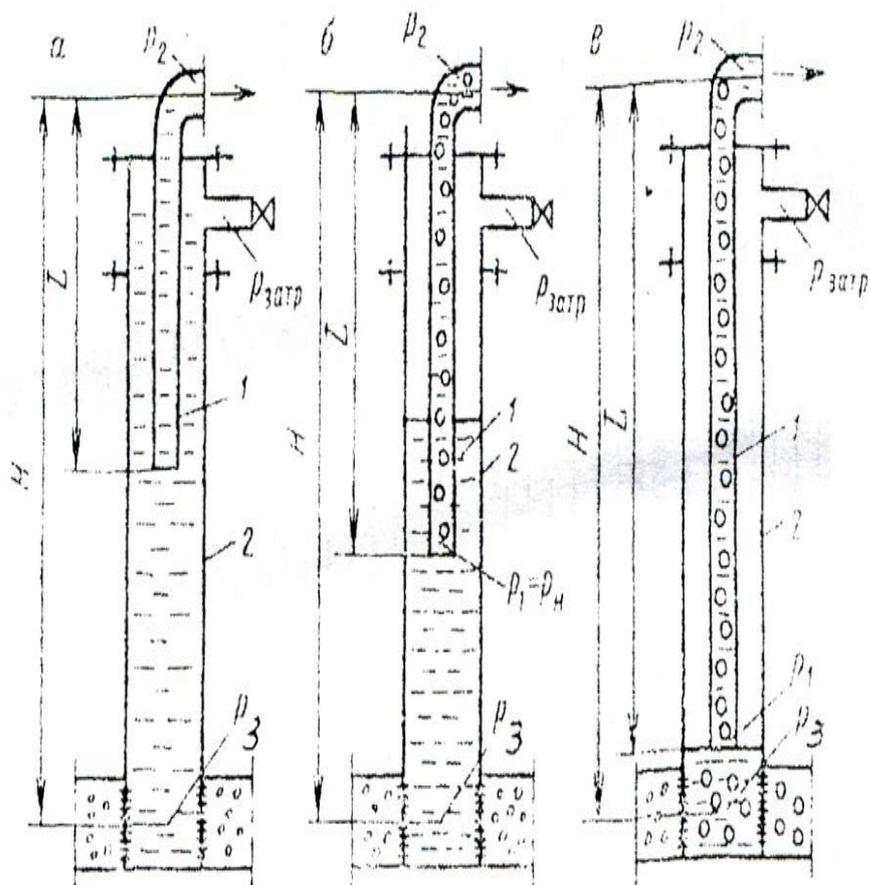


Рис.1.2. Типы фонтанных скважин:

а) артезианское фонтанирование: б) фонтанирование при выделении растворенного газа в фонтанных трубах (при условии $P_{з\text{аб}} > P_{\text{нас}}$); в) фонтанирование при выделении растворенного газа забое скважины (при условии $P_{з\text{аб}} \leq P_{\text{нас}}$).

Артезианский тип фонтанирования возможен при $P_{ЗАБ}$ значительно превышающим гидростатическое давление столба жидкости $P_{Г}$, а при наличии ГЖС -необходимо выполнение условия $P_{у} > P_{НАС}$ т.е.

$$P_{ЗАБ} \geq P_{Г} + P_{ТР} + P_{НАС} \quad (1.3)$$

Величина P_1 зависит от состава пластовой продукции, от ее обводненности и определяется по формуле:

$$P_1 = \gamma \cdot H = \rho \cdot g, \text{ Па} \quad (1.4)$$

где γ удельный вес, Н/м^3 ; H - расстояние по вертикали от устья до забоя скважины (обычно до половины интервала перфорации пласта), м; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; ρ - средняя плотность пластовой продукции, кг/м^3 определяемая при отсутствии растворенного газа по формуле:

$$\rho = \rho_{Н} \cdot (1 - B/100) + \rho_{В} \cdot B/100 \quad (1.4)$$

где B - обводненность пластовой продукции, %; $\rho_{В}$ и $\rho_{Н}$ плотность пластовой воды и средняя плотность нефти, кг/м^3 .

$$\rho_{Н} = \frac{P_{нд} + P_{нпу}}{2}$$

(1.6)

где $\rho_{нд}$ и $\rho_{нпу}$ - соответственно, плотность нефти дегазированной и нефти в пластовых условиях, кг/м^3 . (Для повышения точности расчетов необходимо учитывать и влияние температуры пластовой продукции. Температура снижается при движении пластовой продукции от забоя к устью скважины).

Расстояние «Н» в формуле (1.4) для наклонных скважин определяется с учетом « α » - среднего значения угла кривизны скважины, т.е.:

$$H = L \cdot \cos \alpha, \quad (1.7)$$

где L - расстояние от забоя до устья вдоль оси скважины, м.

Величина противодавления на устье $P_{у}$ скважины определяется обычно ее удаленностью от замерной установки (ИЗУ или ГЗУ). т.е.

определяется длиной и конструкцией выкидной линии, рабочим давлением в технологических установках подготовки и размером штуцеров, устанавливаемых для регулирования дебита скважин.

Потери давления на преодоление сил трения $P_{тр}$ при движении пластовой продукции от забоя до устья скважины определяются по формуле Дарси—Вейсбаха:

$$\lambda \cdot L \cdot \gamma \cdot V_{ж}^2$$

(1.8)

где γ и ρ - удельный вес и плотность пластовой продукции, Н/м^3 и кг/м^3 ; d - внутренний диаметр трубы, м; L - длина трубы вдоль оси скважины, м, определяемая для наклонных скважин по формуле (1.4); λ - коэффициент гидравлического сопротивления; $v_{ж}$ скорость потока в трубе, которую при известных величинах дебита скважины и внутреннего диаметра трубы можно определить по формуле:

$$v_{ж} = \frac{Q_{ж} \cdot M}{86400 \cdot F \cdot c} \quad (1.9)$$

где $Q_{ж}$ - дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$; F - площадь сечения трубы, м^2 .

При движении водонефтяной смеси скорость подобного двухфазного потока рекомендуется Щуровым В. И. определять по формуле /1,7,8/

$$V = \left(\frac{Q_n \cdot n_n}{\rho_n} + \frac{Q_v \cdot n_v}{\rho_v} \right) \cdot \frac{1}{F}, \quad \text{м/с}, \quad (1.10)$$

где ρ_n и ρ_v - плотность нефти и воды, кг/м^3 ; Q_n и Q_v дебит скважины по нефти и воде, кг/с ; n_n и n_v - усредненные объемные доли нефти и воды в водонефтяной смеси.

Коэффициент гидравлического сопротивления зависит от режима потока в трубе, который характеризуется параметром Рейнольдса «Re», равным:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{4Q}{\pi \cdot d \cdot \nu} = \frac{4Q \cdot \rho}{\pi \cdot d \cdot \mu}, \quad (1.11)$$

где V — средняя скорость потока, м/с; Q — объемный расход, м³/с; d — внутренний диаметр, м; ν и μ — соответственно кинематическая, м²/с, и динамическая, Па·с, вязкость потока; ρ — плотность движущейся среды, кг/м³.

Рекомендуется в зависимости от величины числа «Re» определять значение коэффициента « λ » по следующим формулам /7/

а) для $Re < 1200$ по формуле Стокса (режим течения потока ламинарный)

$$\lambda = 64 / Re; \quad (1.12)$$

б) для $Re > 2500$ по формуле Блазиуса (режим течения потока турбулентный)

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25}; \quad (1.13)$$

в) $1200 < Re < 2500$ — переходный режим течения потока, для которого наилучшие результаты получаются при расчете формуле:

$$\lambda = 0,342 / Re^{0,21} \quad (1.14)$$

Причем, формула (1.14) может применяться в т.ч. и для условий $1200 < Re < 50000$.

1.3. Особенности эксплуатации нефтяных скважин газлифтным способом

Условия эксплуатации месторождения в течении времени ухудшаются из-за обводнения (повысится гидростатическое давление), образования высоковязких эмульсий (увеличатся потери напора на преодоление сил трения), уменьшения эффективного газового фактора $\Gamma_{\Phi}^{\text{ЭФ}}$ и других причин, т.е. нарушается условие фонтанирования скважин.

Логическим продолжением фонтанной эксплуатации скважин является газлифтная эксплуатация, при которой недостающее в скважинной продукции количество газа можно пополнить из других источников. Если пластовую энергию, выражаемую эффективным газовым фактором $\Gamma_{\Phi}^{\text{ЭФ}}$ пополнить закачкой газа в скважину с поверхности, то осуществится искусственное фонтанирование, называемое газлифтным способом эксплуатации. При смешивании закачиваемого газа с жидкостью будет образовываться газожидкостная смесь (ГЖС) такой плотности, при которой существующее в скважине пластовое давление превысит гидростатическое давление столба жидкости и поднимет ее на поверхность. Если в скважину закачать воздух, энергия которого будет использована для подъема продукции пласта на поверхность, то такая скважина называется эрлифтной. Эрлифт в нефтедобыче не применим, т.к. смешивание воздуха с нефтью создает в НКТ стойкие эмульсии, разложение которых затруднительно и приводит к образованию пожароопасных смесей.

При закачке с подобной же целью в скважину углеводородного газа скважина называется газлифтной. Углеводородные газы тоже способствуют формированию в НКТ эмульсий, но эти эмульсии нестойкие и разрушаются без применения дорогостоящих обработок. Для работы газлифтных скважин используют углеводородные газы, сжатые до давления 4.. 10 МПа, и в зависимости от источников получения этого газа газлифтная эксплуатация делится на два вида:

- компрессорный газлифт, при котором углеводородный газ сжимается на специальных компрессорных установках и направляется в скважину. В качестве нагнетаемого газа используют нефтяной (попутный) или природный из газовых месторождений, или из магистральных газопроводов, или газ, получаемый на газобензиновых заводах. Если нефтяной (попутный) газ отделить от нефти, подвергнуть промышленной

подготовке с последующим компремированием и с закачкой в пласт, то такой способ называют замкнутый газлифтный цикл;

- бескомпрессорный газлифт, при котором используется природный газ из газовых (газоконденсатных) месторождений. Природный газ после отделения влаги (или конденсата) транспортируется по трубопроводам и под собственным давлением нагнетается в газлифтные скважины. Понижение давления (при необходимости) осуществляется дросселированием через систему штуцеров;

- внутрискважинный бескомпрессорный газлифт, при котором газ из ниже - вышележащих газоносных пластов, отделяемых от нефтяных пластов (сверху и снизу), вводится через дозирующие штуцера в НКТ и далее - в нефтяной пласт.

Конструкция любого газлифтного подъемника должна иметь два канала:

канал для закачки в скважину газа;

канал для подъема ГЖС на поверхность.

На рис. 3.1 /1,2/ представлены типы газлифтных подъемников, которые в зависимости от числа рядов труб, концентрично располагаемых в скважине, делятся на одно - полутора - и двухрядные подъемники.

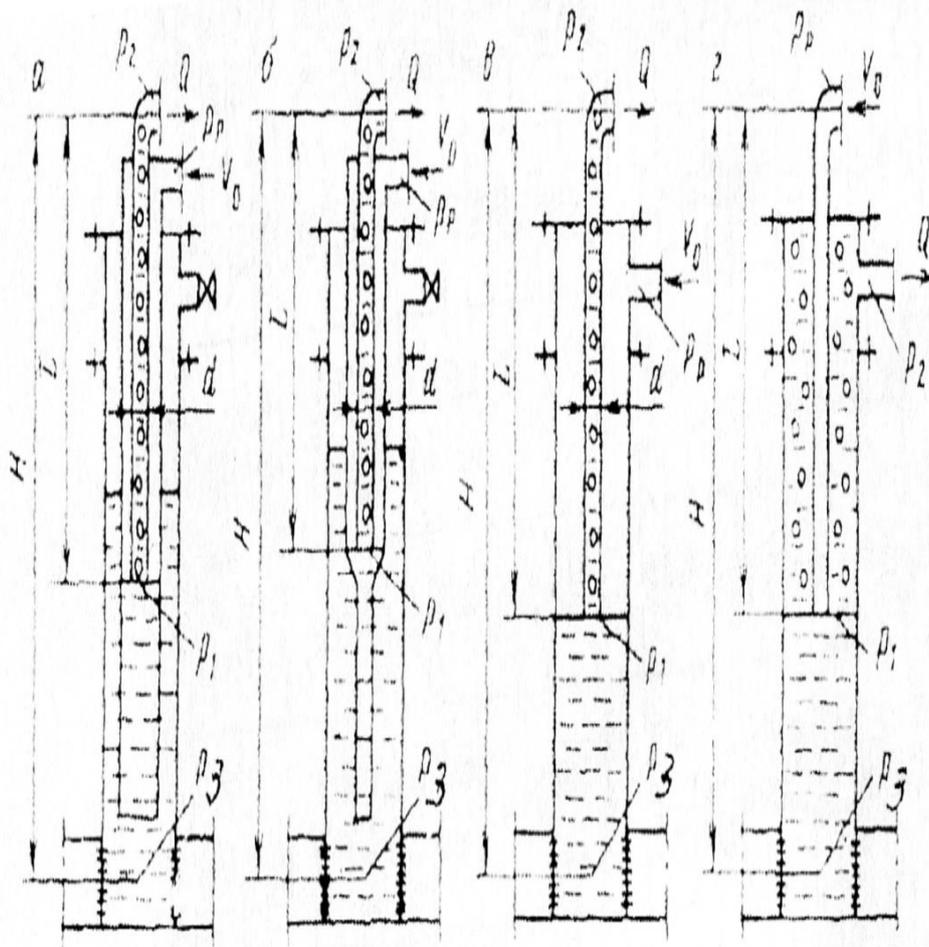
Однорядные подъемники менее металлоемки и легко позволяют и менять диаметр труб и глубину их спуска, но в нем ухудшены условия для выноса песка из забоя скважины. Поэтому они наиболее применимы для скважин, эксплуатируемых без выноса песка.

В двухрядном подъемнике выход ГЖС происходит по внутренней трубе с меньшими диаметрами, а следовательно возрастают скорости потока ГЖГ и улучшается вынос песка и воды. Двухрядные подъемники целесообразны именно для подобных условий. Полуторарядные подъемники позволяют снизить металлоемкость при сохранении достоинств двухрядных подъемников.

При выборе диаметра НКТ для газлифтных подъемников рекомендуется назначать зазор между внутренним размером

Рис .1.3. Типы газлифтных подъемников:

Кольцевая система закачки газа вллучающая: а – двухрядный б полоторрядный подъемники; г однорядный подъемник с центральной закачки газа.



эксплуатационной (обсадной) колонны и наружным диаметром НКТ в пределах 12... 15 мм.

В зависимости от направления закачки газа различают кольцевую и центральную системы подъемников. При кольцевой системе газ закачивают в затрубное пространство, а подъем пластовой продукции - по центральной трубе. При центральной системе наоборот. Наибольшее применение имеет кольцевая система, т.к. поперечное сечение кольцевого канала, как правило, больше сечения центральной трубы, а кроме того, при кольцевой системе затруднительно удаление парафина и других отложений с внутренней поверхности обсадных колонн.

Принцип работы газлифтного подъемника, например при кольцевой системе, заключается в следующем. До закачки газа в межтрубное пространство уровень жидкости в этом пространстве и в центральной (подъемной) трубе будет одинаков и называется статическим « $H_{СТ}$ » - Давление жидкости на забой $P_{ЗАБ}$ в этом случае равно:

$$H_{СТ} = P_{ПЛ} / \gamma, \text{ м} \quad (1.15)$$

где γ - удельный вес жидкости, Н/м^3 ; $P_{ПЛ}$ -пластовое давление. Па. При закачке по затрубному пространству сжатого газа жидкость из этого пространства вытесняется в центральную трубу, перемешивается с газом, и плотность ее по сравнению с негазированной жидкостью уменьшается. Вследствие этого более плотная (негазированная) жидкость начнет вытеснять из центральной трубы газированную (ГЖС) жидкость. В затрубном пространстве установится новый уровень « H_d » жидкости, называемый динамическим, который равен:

$$H_d = P_B / \gamma, \text{ м}, \quad (1.16)$$

где P_B - давление у башмака центральной трубы. Па, равно:

$$P_B = (L_{СП} - h_0) \cdot \rho \cdot g, \quad (1.17)$$

где $L_{СП}$ - глубина спуска центральной трубы, м; h_0 - расстояние от устья до динамического уровня, м; $(L_{СП} - h_0)$ - глубина погружения

центральной трубы под динамический уровень (от устья скважины), м; ρ - плотность ГЖС, кг/м^3 , $g = 9,81 \text{ м с}^2$.

При непрерывной подаче сжатого газа в скважину жидкость (ГЖС) будет подниматься на поверхность, а из пласта постоянно будет поступать в скважину новая порция пластовой продукции.

В процессе эксплуатации месторождения уменьшается $P_{пл}$ и возникает необходимость спускать башмак центральных труб (НКТ) до забоя скважины, что влечет за собой увеличение расхода нагнетаемого газа, т.е. увеличивается требуемый эффективный газовый фактор $\Gamma_{\phi}^{\text{эф}}$. В подобных условиях эксплуатация газлифтным способом может оказаться невыгодной, а переход на эксплуатацию погружными насосами не всегда возможен из-за высокого газосодержания или содержания песка в нефти. Такие скважины целесообразно переводить на эксплуатацию периодическим газлифтом.

Суть периодического газлифта заключается в следующем.

Жидкость накапливается в скважине без закачки газа, затем его закачивают, и газ, расширяясь, производит работу по подъему пластовой продукции. Для осуществления данного метода в колонне НКТ размещают движущийся плунжер, т.е. поршень, отделяющий поднимаемый столб жидкости от газа (ГЖС), находящегося под поршнем. Плунжер имеет сквозной канал с клапанами, открывающимися при контакте с упорами, и перемещается в колонне НКТ за счет разности давлений. Распространение периодического газлифта невелико.

Достоинства газлифтного способа в том, что он позволяет эксплуатировать искривленные скважины, а также скважины с высоким газовым фактором и при условиях $P_{заб} < P_{нас}$. Газлифт обеспечивает возможность подъема пластовой продукции в больших объемах (до 1800 т/сут) в т.ч. с большим содержанием песка и воды. Достоинства - и в простоте технологического оборудования, основное из которого находится на поверхности.

Недостатки газлифтного способа - большие капвложения на сооружение компрессорных станций и газопроводов; высокие -энергозатраты на сжатие газа, а также низкий к.п.д. ($\eta \approx 0,09.. .0,16$).

Газлифтная скважина это по существу та же фонтанная скважина, и поэтому все теоретические основы движения ГЖС в вертикальных трубах применимы и при расчетах газлифтных подъемников. Однако, газлифтные скважины имеют некоторые особенности, связанные с процессом запуска их в работу.

Процесс пуска газлифтной скважины состоит в том, что закачиваемый газ необходимо довести до башмака центральной (подъемной) трубы, т.е. отжать жидкость из затрубного пространства до этой точки. Вытесняемая жидкость начнет перетекать в подъемные трубы, и уровень жидкости в них установится выше уровня « $H_{ст}$ ».

Возникнет репрессия (превышение давления над $P_{пл}$) на нефтяной пласт, равная величине превышения столба жидкости « h_0 » над статическим уровнем « $H_{ст}$ », под действием которой часть жидкости будет поглощаться пластом, а другая часть-перетечет в подъемные трубы. (При плохой приемистости ПЗП большая часть жидкости перетечет в подъемные трубы). Газ, достигнув башмака этих труб, смешивается с жидкостью, расширяется и производит работу по подъему жидкости. При изливе ГЖС из подъемных труб давление у их башмака уменьшится по отношению к $P_{пл}$, и продукция пласта начнет поступать к скважине.

С началом выхода ГЖС из скважины давление закачиваемого газа снижается до необходимого рабочего, и скважина фонтанирует при наличии непрерывного и достаточного расхода нагнетаемого газа.

Таким образом, запуск газлифтной скважины в работу осуществляется продавливанием жидкости из межтрубного пространства (при кольцевой системе) газом, поступающим или от передвижного компрессора, или от газораспределительного пункта (ГРП).

Максимальное давление закачиваемого газа, соответствующее моменту, при котором уровень отжимаемой жидкости достигает башмака подъемных труб (НКТ), называют пусковым давлением.

Определение необходимой величины пускового давления « P_{Π} » является важным параметром при выборе как типа компрессора так и направления закачки газа, т.е. по кольцевой или по центральной системе.

Для выполнения данных расчетов необходимо знать, горно-геологические параметры ПЗП и ее приемистость. В методику расчетов вводится коэффициент « K_{Π} », учитывающий поглощение жидкости пластом при закачке в скважину газа, и равный отношению объема жидкости, поглощаемой пластом, к полному объему жидкости, вытесненной из затрубного пространства. При отсутствии поглощения $K_{\Pi} = 0$, а при полном поглощении $K_{\Pi} = 1$. В реальных условиях $0 < K_{\Pi} < 1$.

Величину пусковых давлений « P_{Π} » можно определить по методике И. Т. Мищенко следующим образом.

Для однорядного подъемника P_{Π} :

- при кольцевой системе закачки газа

$$P_{\Pi} = h \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot \left[1 + (1 - K_{\Pi}) \cdot \frac{D_{вн.э}^2 - d_{нар.п}^2}{d_{вн.п}^2} \right], \text{ Па} \quad (1.18)$$

- при центральной системе закачки газа

$$P_{\Pi} = h \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot \left[1 + (1 - K_{\Pi}) \cdot \frac{d_{вн.п}^2}{D_{вн.э}^2 - d_{нар.п}^2} \right], \text{ Па} \quad (1.19)$$

Пусковые давления P_{Π} для двухрядного подъемника равны:

при кольцевой системе закачки газа

$$P_{\Pi} = h \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot \left[1 + (1 - K_{\Pi}) \cdot \frac{d_{в.вн}^2 - d_{нар.п}^2}{D_{вн.э}^2 - d_{в.нар}^2 + d_{вн.п}^2} \right], \text{ Па} \quad (1.20)$$

при центральной системе закачки газа

$$P_{\Pi} = h \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot \left[1 + (1 - K_{\Pi}) \cdot \frac{d_{вн.п}^2}{D_{вн.э}^2 - d_{в.нар}^2 + d_{в.вн}^2 - d_{нар.п}^2} \right], \text{ Па},$$

(1.21)

где $D_{ВНЭ}$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{НАР.П}$ и $d_{ВН.П}$ - соответственно, наружный и внутренний диаметры подъемной трубы (НКТ), м; $d_{ВВН}$ и $d_{В.НАР}$ - внутренний и наружный диаметр воздушных труб, м, $\rho_{ж}$ - плотность жидкости, кг/м^3 ; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; h - погружение башмака НКТ под статический уровень, определяемое из зависимости:

$$h = L_{СП} - H_{СТ} \quad (1.22)$$

где $L_{СП}$ - глубина спуска башмака подъемной трубы (НКТ), м; $H_{СТ}$ - высота статического уровня.

Пусковые давления газлифтных скважин всегда $P_{п} > P_{РАБ}$ и могут достигать величин 30...50 МПа в глубоких скважинах, что требует наличия компрессоров высокого давления. Поэтому применяют различные методы для снижения $P_{п}$. Одним из наиболее распространенных методов - это применение пусковых газлифтных клапанов, которые являются регуляторами, автоматически соединяющими либо перекрывающими сообщение между колонной подъемных труб и межтрубным пространством, заполненным сжатым газом. Пусковые клапаны устанавливают на колонне подъемных труб, на участке между статическим уровнем жидкости и башмаком этих труб. Количество клапанов, их типовые конструкции и параметры определяют специальными расчетами, приведенными в литературе /1,2/.

Обычно пусковое давление при центральной системе закачки газа меньше, чем при кольцевой системе. Окончательный выбор системы закачки принимается после анализа свойств пластовой продукции и возможного дебита скважины.

1.4. Выводы по первой главе

1. Эксплуатация скважин является технологическим процессом по извлечению пластовых флюидов на дневную поверхность за счет расхода какого - либо источника. При этом если подъем пластовой продукции осуществляется только за счет природной энергии, то этот способ эксплуатации является фонтанным, а если пластовая продукция поднимается от забоя скважин на поверхность за счет совместного действия природной или искусственной энергии то такой способ эксплуатации является механизированным.

2. Способы эксплуатации скважин не являются постоянным в процессе разработки месторождения, а меняются в зависимости от изменения пластовой энергии (давления) и изменения состава продукции (обводненности).

Обычно продолжительность эксплуатации каждой скважин условно разделяются на два периода: фонтанный и механизированный.

3. Механизированную эксплуатацию скважин осуществляют вводом в добываемую продукции искусственной энергии путем поддержания пластового давления во всей залежи, вводом в каждую скважину искусственной энергии закачкой сжатью компрессора газа или с пуском в скважину механического приспособления (скважин насоса).

4. Наиболее сложным является установления оптимального технологического режим работы скважин эксплуатируемых бескомпрессорным газлифтным способом, при котором в нефтяную скважину закачивают газ высокого давления отбираемый из газоносных пластов без дополнительного сжатия в компрессорах.

На объекте исследования скважины эксплуатируются внутрискважинным газлифтным способом, при которой для подъема жидкости из забоя скважин на дневную поверхность используются энергия газа газовой шапки.

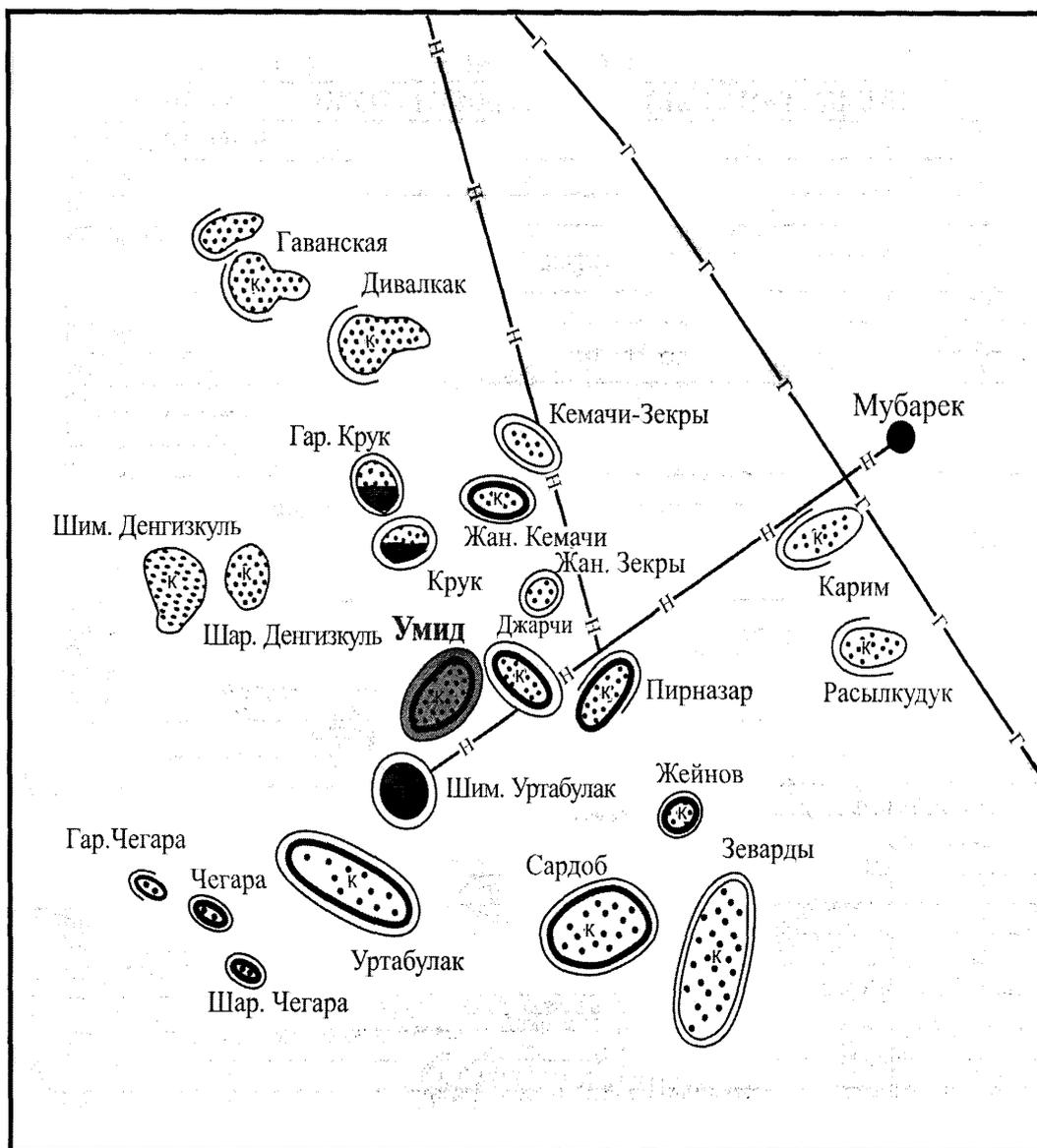
2. Геологическое строение и особенности разработки нефтегазоконденсатного месторождения Умид

Наиболее подходящим объектом для исследования преимуществ и недостатков внутрискважинного бескомпрессорного газлифтного способа эксплуатации является нефтегазоконденсатное месторождение Умид в которой часть нефтедобывающих скважин работают этим способом. В связи с этим рассмотрим основные черты геологического строения и реализованной системы разработки данного месторождения.

2.1. Особенности геологического строения.

В административном отношении месторождение Умид расположена в пределах Миришкорского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан. На территории месторождения население пункты отсутствуют. Ближайшими населенными пунктами являются: г. Караул - Базар (в 65 км к северу), г. Бухара – областной центр (в 125 км к востоку) и г. Мубарек (в 155 км северо - востоку). В 37 км на север проходит газопровод БГО – Ташкент-Бишкек – Алматы. В 10 км южнее расположено нефтяное месторождения Северный Уртабулак (рис 2.1) Месторождения Умид расположена в пределах юго-восточной части Чарджоуской тектонической ступени. Основными тектоническими элементами рассматриваемого района являются Денгизкульское и Испанли - Чандырское поднятия. Эти два поднятия разделены восточным окончанием Каракульского (Кушабского прогиба) Месторождение Умид располагается в зоне сочленения Денгизкульского поднятия с Кушбаским прогибом [9].

Размеры ловушки следующие: длина – 8,5 км, ширина в средней части – 4 км, высота в восточной части – 140 м. Углы падения слоев изменяются от 40° на склонах рифового массива, до $2^{\circ} 30'$ на северном крыле ловушки[9]. Западная и восточная части свода ловушки осложнены куполовидными образованиями с амплитудами, соответственно 33м и 40м.



Условные обозначения:

- | | | | | |
|--|--|---|--|---------------|
| | | - газовые и газоконденсатные месторождения, находящиеся в разработке; | | - газопровод |
| | | - нефтяные и газонефтеконденсатные месторождения, находящиеся в разработке; | | - нефтепровод |
| | | - нефтяные месторождения с газовой шапкой, находящиеся в разработке; | | |
| | | - разведанные месторождения, находящиеся в консервации; | | |
| | | - месторождения, находящиеся в разведке | | |

Рисунок 2.1. Обзорная карта

Полное описание разреза, по результатам исследований керна и промысловогеофизических исследования разведочных и эксплуатационных скважин приведено во многих работах [9, 10], поэтому приведем краткое описание регионального продуктивно карбонатной формации верхней юры.

Толщина карбонатных отложений колеблется в пределах от 310 м до 485 м. в них выделяются снизу-вверх четыре горизонта: XVI, XV-ПР (подрифовый), XV-Р (рифовый) и XV-НР (надрифовый), продуктивными из которых являются горизонты XV-Р и XV-НР.

Горизонт XV-НР разделён на две зоны - рифовую и межрифовую. Рифовая зона представлена монолитной пачкой пористых известняков рифогенного генезиса. Характерной особенностью горизонта является высокая пористость и кавернозность, уплотненные разности известняков встречаются здесь в виде единичных маломощных линз и включений. За пределами рифового массива (межрифовой зоне) разрез синхронной части представлен монолитной толщей плотных глинистых известняков, лишенных проницаемых разностей. Общая мощность отложений горизонта XV-Р изменяется от 78 м до 210 м.

Горизонт XV-НР представлен, в основном, водорослевыми известняками, с подчиненными прослоями комковатых, онколитовых и органогенно-обламочных известняков. Породы иногда трещиноватые, участками характеризуется неравномерной крепостью и выщелоченностью. Пористые разности в разрезе горизонта распределены крайне неравномерно, т.е. горизонт характеризуется слоистым строением – чередованием плотных и пористых известняков. Общая мощность отложений горизонта XV-НР изменяется от 6 м до 120 м.

Продуктивными на рассматриваемом месторождения являются верхнеюрские карбонатные отложения горизонтов XV-НР и XV-Р (рис.

2.2.) Эти горизонты резко отличаются друг от друга по степени неоднородности разреза и емкостным характеристикам. Основной объем пород коллекторов сосредоточен в горизонте XV-Р, являющий почти полностью проницаемой толщей высокопористых известняков [9].

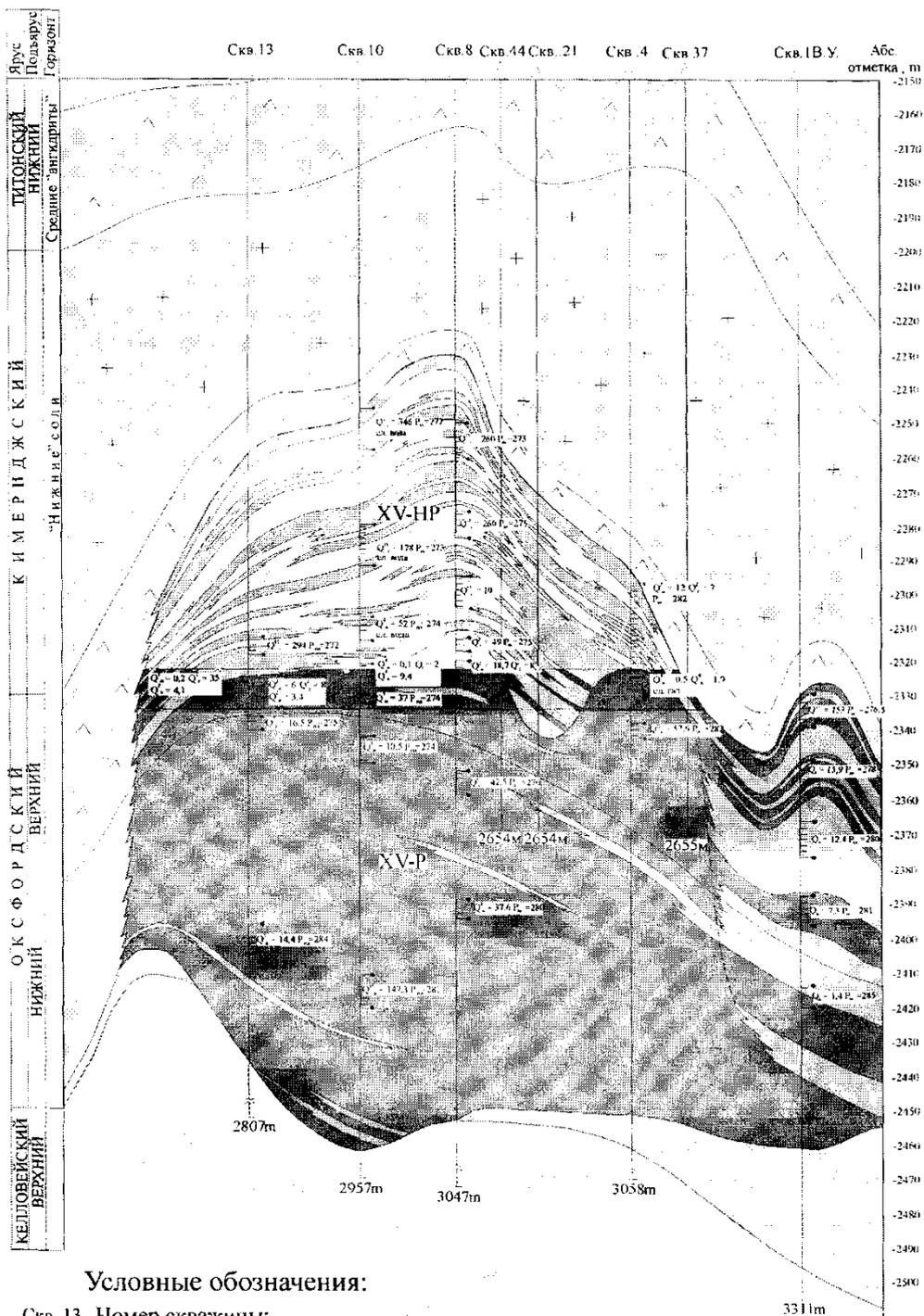
Необходимо отметить, несмотря на высокую расчлененность, горизонт XV-НР характеризуется хорошей гидродинамической сообщаемостью и вместе с горизонтом XV-Р образует единый природный резервуар. Гидродинамическая связь в объеме всего рифового комплекса осуществляется за счет повышенной трещиноватости пород [9].

Месторождение Умид представляет собой массивную газовую залежь с подстилающей нефтяной оторочкой, приуроченной к верхней части рифового массива. Общая толщина нефтяной оторочки 10 м-12 м, газовой шапки – 110 м- 125 м.

Начальные положения ГНК и ВНК составляют. Соответственно, минус 2322 м и минус 2333 м (рис. 2.3).

МЕСТОРОЖДЕНИЕ УМИД

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ПО ЛИНИИ СКВАЖИН: №№ 13-10-8-44-21-4-37-1В.У.



Условные обозначения:

Скв. 13 Номер скважины;



Интервал опробования;

Q_n^2 - дебит нефти через 2 mm штуцер, m^3/d ;

Q_{10}^0 - дебит газа через 10 mm штуцер, $1 \cdot 10^3 m^3/d$;

Q_w^2 - дебит воды через 2 mm штуцер, m^3/d ;

P_m - пластовое давление, $1 \cdot 10^5 Pa$;

2807 m Глубина забоя скважины, m;

- Ангидриты;
- Соли;
- ГНК;
- ВНК.

Рисунок 2.1.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ УМИД

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ XV ГОРИЗОНТА (Фонд скважин на 01.01.08 г.)

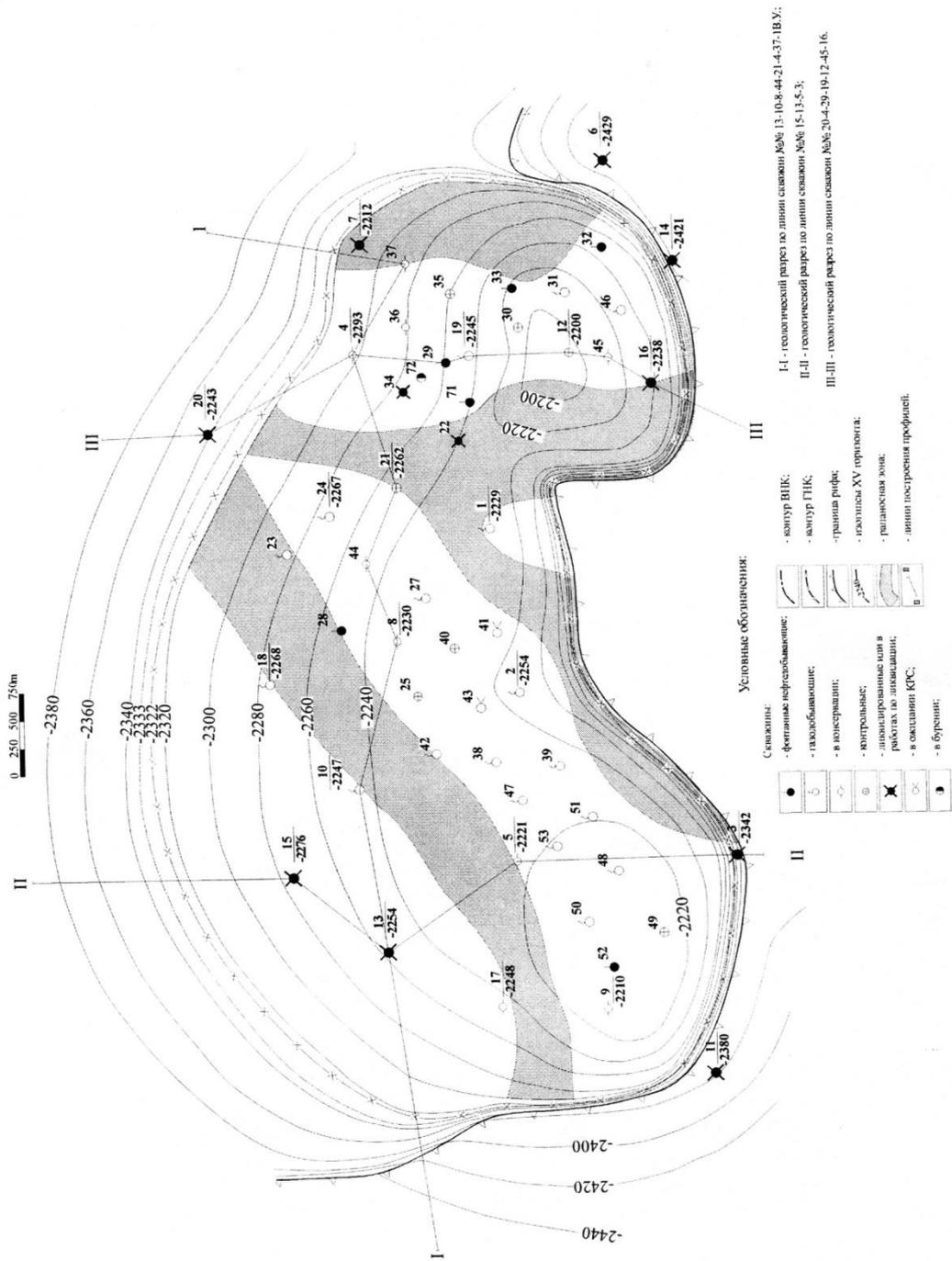


Рисунок 2.2.

Месторождения Умид входит в состав обширного сложнопостроенного Амударьинского артезианского бассейна. Газонефтеносность связана с юрским водонапорным комплексом, включающим песчано-алевролитовые водоносные горизонты, развитые в терригенных отложениях средней юры, и водоносные горизонты в карбонатной толще верхней юры, и водоносные горизонты в карбонатной толще верхней юры. Пластовые воды месторождения Умид высоко насыщены растворенным газом. Газы относятся к метановому типу и близки по составу к газовой залежи.

В результате анализа пьезограммы юрского водонапорного комплекса и схематичной карты пластовых давлений [9] было установлена о преобладании в продуктивной толще месторождения застойного гидродинамического режима. Однако по результатам работ [12] выявлена противоположная картина – превалирует активный водонапорный режим.

По типу, коллектора горизонта XV-HP являются поровыми , горизонта XV-P- поровокавернозными.

Газонасыщенная часть. Горизонт XV-HP.

Эффективная толщина изменяются от 0,8 м (в скважине № 72) до 62,4 м (в скважине № 61) [11]. Открытая пористость изменяется от 59% (граничное значение) до 32 %. Газонасыщенность изменяется от 59% (в скважине № 33) до 92% (в скважине № 2). Проницаемость пород (по керну) изменяется от 0.1 мд до 1000 мд

Горизонт XV-P

Эффективная толщина изменяется от 4,6 м (в скважине № 34) до 86,8 м (в скважине № 46) [11]. Открытая пористость изменяется от 5 % (граничное значение) до 36 %. Газонасыщенность изменяется от 61 % (в скважине № 39) до 87% (в скважине № 2). Проницаемость пород (по керну) изменяется от 0.1 мд до 10000 мд.

Нефтенасыщенная часть. Горизонт XV-НР.

Эффективная толщина изменяется от 1 м (в скважине № 10) до 12 м (в скважине № 29) [11]. Открытая пористость изменяется от 7 % (граничное значение) до 26 %.

Нефтенасыщенность пород колеблется от 58 % (в скважине № 21) до 85 % (в скважине № 71,) Проницаемость пород (по керну) нефтенасыщенной части разреза изменяется от 3,2 мд до 320 мд.

Горизонт XV-Р

Эффективная толщина изменяется от 1 м (в скважине № 37) до 16 м (в скважине № 48) [11]. Открытая пористость колеблется от 4% до 30%. Нефтенасыщенность изменяется от 0.53% (в скважине № 4) до 92% (в скважине № 51). Проницаемость (по керну) изменяется от 1 мд до 320 мд.

Коллектора горизонта XV-Р лучшие по сравнению с горизонтом XV-НР фильтрационно-емкостные свойства.

Нефть месторождения Умид относится к категории тяжелых, низкосернистых и сернист, смолистых и высокосмолистых, парафинистых и высокопарафинистых.

По концентрации метана и его гомологов газы месторождения Умид относятся к сухим; по содержанию углеводородных компонентов – низкосероводородным (объемная доля 0.06 – 0,08 %), с высоким содержанием двуокиси углерода (объемная доля 2,31-3,76%), низкооктановым (CH_2 S^1 CO_2 $N^{1,2}$). Содержание метана в газах изменяется от 89,42 % до 98,30 %. Содержание азота низкое (объемная доля 0,22 – 1.51 %), в большинстве случаев не превышающее 0,5-0,6%. В газах установлена наличие гелия в количестве до 0,018%.

Конденсат месторождения среднетяжелый плотностью – 0,782 г/см³, высокосернистый с содержанием серы – весовая доля 0,3 %,

низкопарафинистый и парафинистый. Он характеризуется отсутствием смол, асфальтенов. Состоит исключительно из бензиновых фракций, а содержание керосино-масляных в нем незначительное.

Пластовые воды юрского водонапорного комплекса в пределах месторождения Умид относятся к хлоркальциевому типу (по В.А. Сулину). Величины генетических коэффициентов $r_{Na/Cl}$ и Cl/Br указывают на морской генезис вод месторождения с последующей их метаморфизацией.

Минерализация воды от 91 г/л до 126 г/л (средняя 107 г/л), водородный показатель от 3,95 рН до 6,75 рН (средний 5,85 рН). В ионно-солевом составе доминируют хлор (65 г/л) и щелочи (33 г/л), кальций (6 г/л) превалирует над магнием (1.2 г/л). Содержание сульфатов и гидрокарбонатов составляет 0,7 г/л и 0,4 г/л соответственно.

Концентрация йода изменяется от 0,83 мг/л до 45 мг/л, а брома от 1,63 мг/л до 486 мг/л. Во всех пробах присутствует аммоний (среднее содержание 134 мг/л) и окись бария. Вязкость воды в среднем 0,27 м.Па.с.

2.2. Особенности применяемой системы разработки месторождения

На месторождении Умид, выявлена углеводородная залежь с обширной газовой шапкой толщиной до 80 м, подстилаемой нефтяной оторочкой толщиной до 10-12 м, которая введена в пробную эксплуатацию в августе 1979 года.

Газовая залежь месторождения Умид разрабатывается с 1989 годы 1211. С начала разработки месторождения пластовое давление в нефтяной части залежи составляло 276,6 кгс/см², а по состоянию на 01.02.2013 г. снизилось до 142,8 кгс/см² 151,6% от начального. Пластовая температура составляет 102,5°С. **начальное** потенциальное содержание конденсата

в пластовом газе составляло – $56,0 \text{ г/м}^3$, текущее – $36,6 \text{ г/м}^3$ (65,3 % от начального).

Период интенсивного разбуривания месторождения с 1984 г. по 1988 г. характеризовался достижением локального максимума годового отбора нефти в 1987 г.- $33,22 \cdot 10^3$ т при фонде нефтедобывающих скважин 29 единиц (табл. 2.1.) После 1987 г. годовой отбор нефти снизился, причем фонд скважин оставался практически на постоянном уровне (26-29 единиц). Начиная с 1989 г. наметилась тенденция к росту показателя газового фактора [28]. Данное обстоятельство явилось показателем широкомасштабного загазовывания нефтедобывающих скважин. Таким образом, с целью установления некоторого равновесия в отборах нефти и газа и сохранения.

Таблица 2.1.

Основные технологические показатели разработки месторождения Умид

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Добыча воды, тыс.т	Добыча газа млн.	Фонд нефтяных скважин ед.	Фонд газовых скважин, ед.	Обводненность продукции %	Добыча конденсата тыс.т	Среднее пластовое давление кгс/см ²
1979	4.5			1				282
1980	8.4			1				276
1981	13.1			1				276
1982	3.9	1.0		2		19.8		270
1983	1.2	0.2		1		11.8		266
1984	12.5	1.4		5		10.0		260
1985	22.5	5.2		12		18.7		250
1986	28.5	5.6		20		16.3		250
1987	33.2	9.5		27		22.2		250
1988	25.6	3.9		29		13.3		248
1989	21.8	3.4	57	27	3	13.3	2	240
1990	20.6	2.4	121	26	5	10.5	2	240
1991	22.0	3.4	161	25	12	13.5	3	240
1992	32.8	3.5	176	26	12	9.6	6	240
1993	33.5	4.1	350	26	14	10.9	20	240
1994	28.7	12.3	358	27	12	30.1	20	240
1995	25.7	27.3	367	24	9	51.5	21	240
1996	21.2	20.4	367	24	10	49.0	16	2420

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Добыча воды, тыс.т	Добыча газа млн.	Фонд нефтяных скважин ед.	Фонд газовых скважин, ед.	Обводненность продукции %	Добыча конденсата тыс.т	Среднее пластовое давление кгс/см ²
------	---------------------	--------------------	------------------	---------------------------	---------------------------	---------------------------	-------------------------	--

1997	21.1	27.2	375	25	10	56.2	16	240
------	------	------	-----	----	----	------	----	-----

1999	26.6	55.4	362	5	10	67.5	19	208
2000	22.2	57.0	366	5	6	72.0	19	205
2001	15.1	35.9	371.5	4	9	70.4	19	204
2002	10.4	32.3	397.2	4	9	75.6	21	203
2003	10.8	36.3	399	4	7	77.0	19	229
2004	4.8	24.6	408.9	3	7	83.7	16	228
2005	14.8	24.6	690.8	10	18	62.4	30.5	225
2006	59.0	84.4	1145.3	9	21	58.8	49.5	224
2007	33.1	81.1	1197.6	5	21	71.0	52.3	224
2008	41.1	143.5	1026	7	20	77.7	45.2	217
2009	42.6	79.2	866	7	23	65.0	35.5	214
2010	43.3	123.9	841	9	27	74.1	32.7	207
2011	22,6	101,4	816,0	9	17	79.3	24,0	190
2012	16,1	103,7	712,47	6	15	87,9	24,08	166,3
2013 янв	1,674	12,13	52,210	7	15	86,5	1,910	

условной стационарности газонефтяного контакта, с июня 1989 г. в разработку была введена газоконденсатная часть месторождения.

После 1998 г. фонд нефтяных добывающих скважин резко сократился с 25 единиц (1998 г.) до 5 единиц (1999 г.), что связано с отключением обводненных и загазованных скважин по причине их нерентабельной эксплуатации. К 2004 г. годовой уровень добычи нефти снизился до значения $4,8 \cdot 10^3$ т вследствие роста объема прорывного газа.

В 2005 г. в целях внесения корректив в существующую систему разработки и выработки дальнейшей стратегии разработки месторождения в условиях падающей добычи нефти с прогрессирующим ростом попутно добываемого газа (в основном прорывного) был утвержден отчет «Коррективы проекта разработки месторождения Умид». Был принят 2 вариант разработки, согласно которому на месторождении должна осуществляться совместная эксплуатация нефтяной и газоконденсатной частей залежи единой сеткой скважин на истощение с годовым отбором газа в объеме $1 \cdot 10^9 \text{ м}^3$

Таким образом, с 2005 г., как это видно на динамике (рис. 2.4) технологических показателей, увеличивается фонд газодобывающих скважин. И, как следствие, добыча свободного газа, часть которого подается на месторождение Северный Уртабулак для осуществления газлифтной добычи. [31]. Эксплуатация нефтедобывающих скважин с прорывным газом привела к росту годового отбора нефти и уменьшению количества попутно добываемой воды. Первое обстоятельство объясняется выносом нефти в процессе форсированного



отбора газа из залежи, второе обстоятельство связано с выбором работающих интервалов скважин, которые располагались ближе к начальному ГНК, а, в некоторых скважинах - в зоне начального ГНК.

С момента реализации одновременной разработки нефтяной оторочки и газоконденсатной части месторождения наблюдалось значительное увеличение добычи как по нефти (с 14,8 до 59,0 тыс. т в год), так и по конденсату (с 30,5 до 49,5 тыс. т в год). Интенсивная добыча жидких УВ спровоцировала прорыв подошвенной воды и газа в нефтяных скважинах, вследствие чего количество нефтедобывающих скважин уменьшилось, и увеличились работы по изоляции притока подошвенных вод.

Начиная с 2007 г. вновь происходит увеличение обводненности, при этом обводняются как нефтяные, так и газовые скважины.

За весь период разработки месторождение эксплуатировалось на естественном режиме, т. е. за счет давления газа газовой шапки и под контактной воды.

В настоящее время (на 01.02.2013 г.) месторождение разрабатывается как газодобывающими (15 ед.), так и нефтедобывающими скважинами (6 ед.), которые эксплуатируют нефтяную и газовую части единой сеткой скважин в соответствии со стратегией разработки, принятой с 2005 г.

Текущий годовой темп отбора нефти составляет 0,9 % от ее начальных извлекаемых запасов, средняя по залежи обводненность продукции нефтедобывающих скважин - 86,5 %.

Как было указано выше, часть добываемого газа месторождения Умид направляется на месторождение Северный Уртабулак, где осуществляется добыча нефти с применением газлифта. В частности в 2010 г. данный показатель составил 273,8 млн. м³. Поскольку основным

носителем пластовой энергии является газ газовой шапки, который в большом количестве расходуется на подъем жидкости месторождения

Северный Уртабулак, можно ожидать, что для подъема жидкости на самом месторождении Умид в течение продолжительного периода собственного газа не хватит. В результате падения пластового давления это отразится непосредственно на добыче нефти, а нефтедобывающие скважины перестанут фонтанировать, так как фильтрация флюидов к забоям скважин будет запаздывать, что обусловит переход на механизированный метод добычи.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения после принятия проектного документа «Проект разработки месторождения Умид» в 2010 г. приведено ниже (табл 2.2)

Снижение добычи нефти в 2012 г. обусловлено естественным снижением пластового давления, а также связано с прогрессирующим продвижением ГНК вверх (оценочно на 60-70 м) с образованием конусов воды, что влечет за собой появление зон с остаточной нефтью. Данное обстоятельство вызвано интенсивным отбором нефти из нефтяной оторочки вкупе с ускоренной добычей газа из восточной и центральной частей месторождения. Также необходимо отметить, что потерям нефти в газонасыщенной части залежи способствует проявление водонапорного режима, вызванного псевдоактивностью водонапорной системы.

В связи с этим для поддержания уровня добычи на ближайшую перспективу и продления периода стабильной добычи, а также полной выработки запасов нефти целесообразно:

- незамедлительное ускорение темпов разбуривания нефтяной оторочки с концентрацией проектных скважин в зонах с наибольшими удельными запасами на рапоопасной зоне во избежание окончательной потери нефти за фронтами продвижения флюидальных контактов;

- остановить подачу газа для газлифта на месторождение Северный Уртабулак, на котором необходимо увеличить закачку воды;

- произвести зарезка наклонных вторых стволов со среднего ангидрита с применением навигационного оборудования на обводнявшихся скважинах.

Таблица 2.2.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения после принятия проектного документа 2010 г

Показатели <u>проект</u> <u>факт</u>	2012 год	2013 год
Годовая добыча жидкости, тыс. т	<u>147,8</u>	<u>204</u>
	136,07	138
Среднесуточная добыча жидкости, т/сут	<u>403</u>	<u>557</u>
	371,8	378
Годовой отбор нефти	<u>38,4</u>	<u>42,0</u>
	16,188	22,6
Годовой отбор газа, млн. м ³	<u>680,8</u>	<u>622</u>
	712,479	622
Годовая добыча конденсата	<u>24,9</u>	<u>22,4</u>
	16,109	22,4
Среднее суточный дебит нефти	<u>104,9</u>	<u>115</u>
	44,2	61,9
Среднее суточный дебит газа	<u>1860</u>	<u>1704</u>
	1946,6	1704
Фонд нефтяных скважин, ед.	<u>13</u>	<u>16</u>
	6	10
Обводненность продукции, %	<u>74</u>	<u>79,4</u>
	87,9	86,5
Пластовое давление, кгс/см ²	<u>188,3</u>	<u>182,5</u>
	166,3	142,8

Основным средством достижения запланированного конечного коэффициента нефтеотдачи на месторождении Умид надо признать бурение новых скважин согласно проектам.

В 2012 году выбрали из действующего фонда скважины №№ 1,19,25,50,52 из-за полного обводнения и отсутствия газонасыщенной мощности.

Из действующего фонда 6 газовых скважин [№№ 8,10,17,23,27,61) и 2 нефтяных скважин (№№ 32,72) эксплуатируется из последнего интервала.

Конкретные рекомендации по скважинам сводятся к зарезке вторых стволов со среднего ангидрита :

- скважина №№ 5, 19, 23, 25, 28, 30, 33, 42, 53 (дополнительная добыча нефти 3 тн/сут, газ 70 тыс. м³/сут, конденсат 2 тн/сут.)

Возврат из фонда ожидание ликвидации №№ 12, 15, 44, 45 (дополнительная добыча нефти с каждого скважины 4 тн/сут.)

Извлечения прихваченного НКТ и изоляция водопритока скв. №46 (дополнительного добыча газа 100 тыс. м³/сут, 3,6 тн/сут конденсата)

Среднегодовой темпе падения пластового давления составляет -26 атм/год,(рис.2.5)

При текущем темп падения пластового давления к 2014 году требуется строительство и ввод Дожимной Компрессорной Станции.



Рисунок 2.5.

2.3. Анализ результатов исследований скважин, характеристика режимов эксплуатации и динамики продуктивности скважин

Результаты последних исследований скважин (2009 г. - 2010 г.) на приток приведены в таблице 2.3. Всего исследовано 17 газоконденсатных скважин (№№ 61, 10, 82, 42, 47, 19, 18, 23, 52, 33, 32, 27, 24, 48, 11, 77, 48) и 2 нефтегазовых (№№ 76, 70).

Для определения в нефтегазовых скважинах депрессии, при которой происходит прорыв газа /20/ были построены индикаторные кривые (Рис. 2.6) Однако из-за малого количества режимов исследований критическую депрессию установить не удалось. Но можно предположить, что для скважины №70 она составляет более 115-кгс/см^2 , для скважины № 76 - более 65 кгс/см^2 . Вместе с тем указанные депрессии, ввиду их достаточно высоких значений, вызывают сомнения.

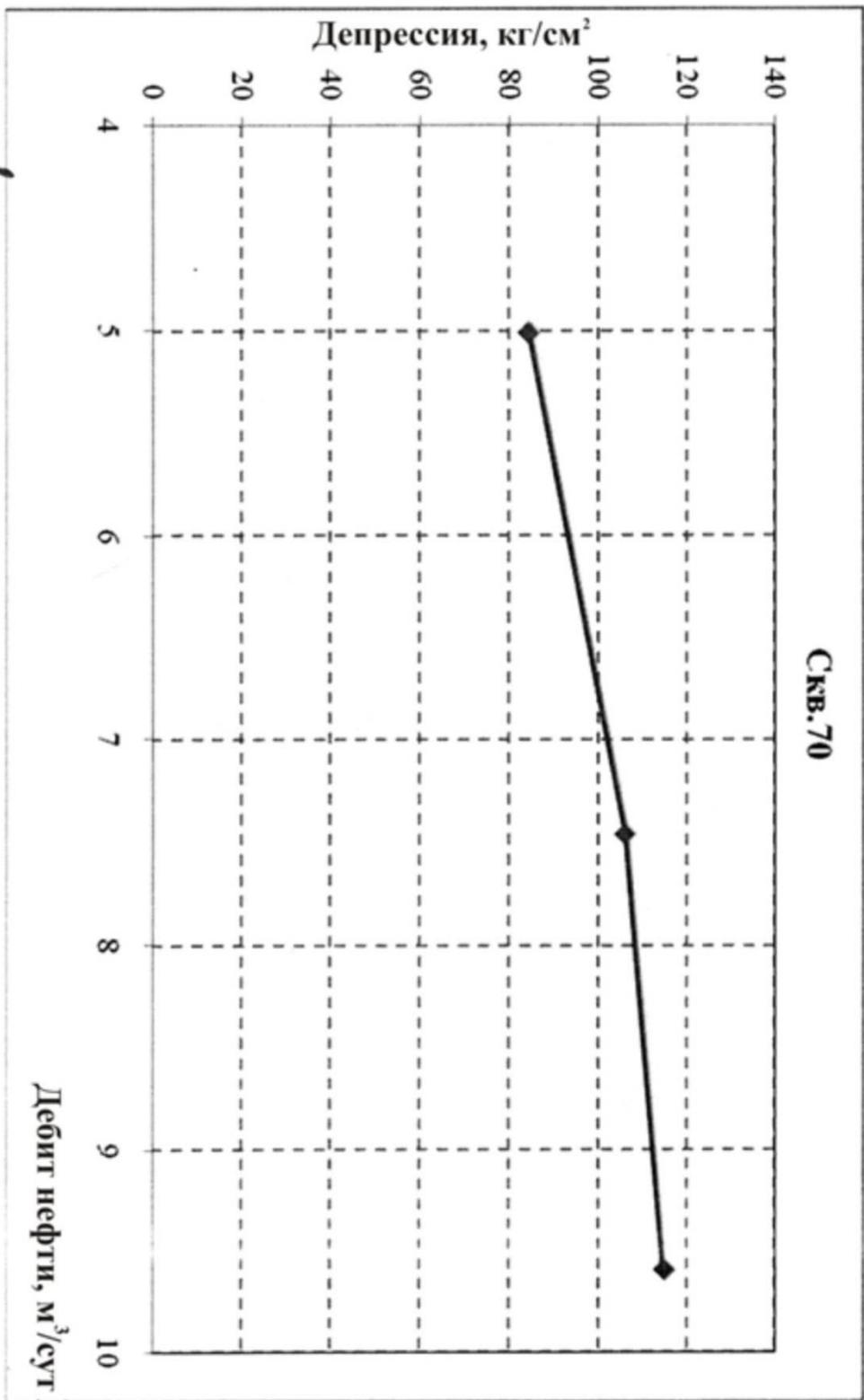
Для определения оптимального и максимального расходов газа по данным результатов исследований были построены графики зависимости добычи жидкости от добычи газа (Рис. 2.7). Однако также как и для случая определения критической депрессии из-за малого количества режимов исследований искомые значения выявить не удалось. Но, можно предположить, что для скважин №№ 70 и 76 они составляют более $20 \cdot 10^3\text{м}^3$ сут.

В таблице 2.4 даны результаты расчета коэффициентов “а” и “b” по методике, описанной в /22/.

С целью выявления изменения состояния скважин со временем, сделана попытка сравнения коэффициентов “а” и “b”, полученных в ходе проведения исследований прошлых лет (таблица 2.4). Результаты сравнения

представлены в таблице 2.5. Для корректности сравнения выбраны те скважины, в которых условия эксплуатации не менялись.

Из данных, представленных в таблице видно, что в скважинах №№ 1, 48 значения коэффициентов “а” и “б” почти не изменились, что может свидетельствовать, о постоянстве коэффициента продуктивности. В скважинах №№ 2, 11 значение коэффициента “а” за 2005 г. год незначительно увеличивается, в то же время коэффициент “б” незначительно уменьшается. Проведенные через 2 года (2008 г.) исследования на скважине № 2 показали, что коэффициент “а” значительно увеличился (с 6 до 107). Это, возможно, связано с засорением призабойной зоны или с увеличением обводненности, и как следствие, привело к ухудшению фильтрационных свойств. В скважинах № 33, № 76 значения коэффициентов а уменьшаются, “а” коэффициенты “б” растут. Так как эти скважины нефтегазовые, подобные изменения коэффициентов, возможно, указывают на увеличение притока жидкости.



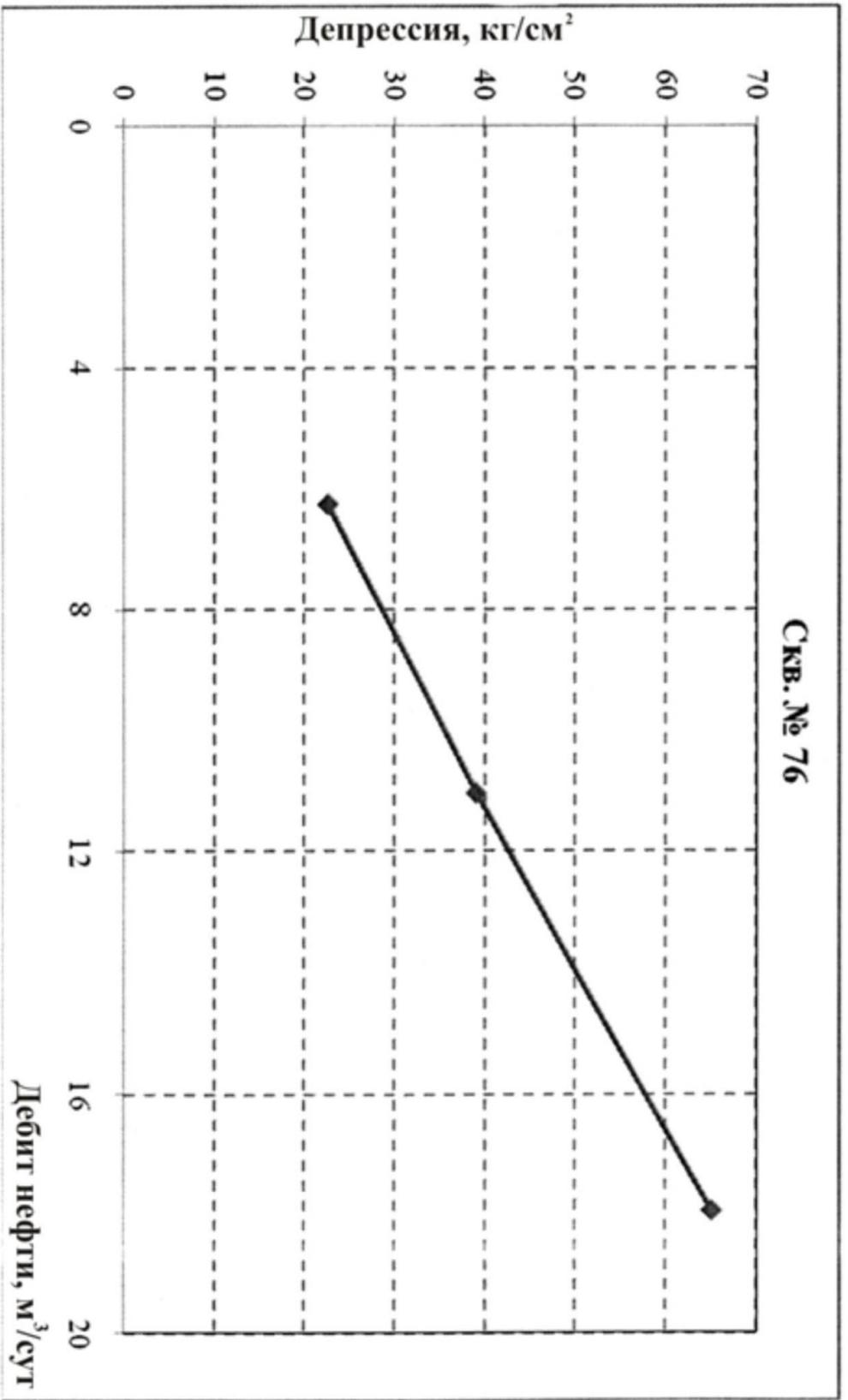


Рисунок 2.6. Графики зависимости дебита нефти от депрессии

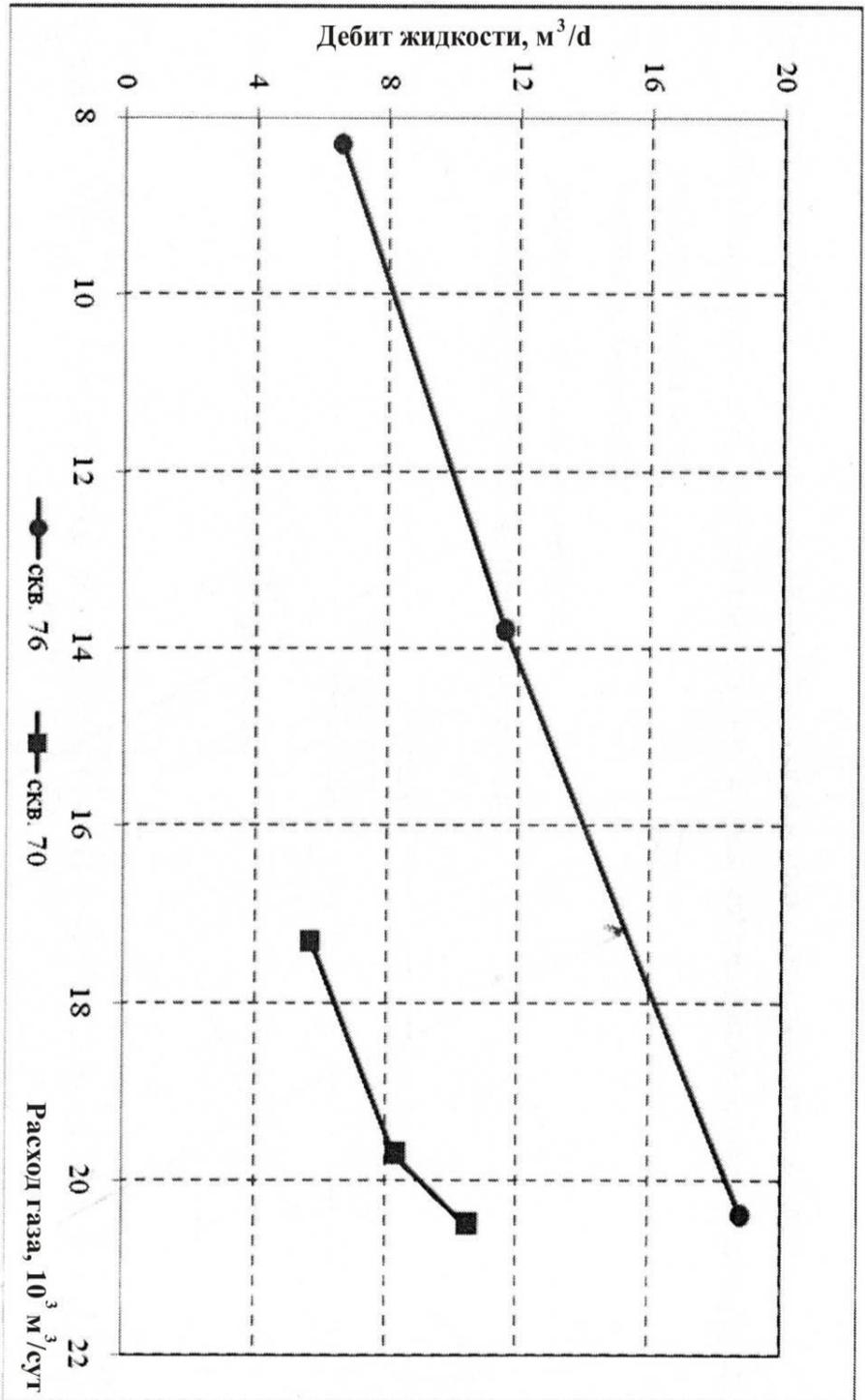


Рисунок 2.7.- График зависимости дебита жидкости от расхода газа

Результаты анализа исследования нефтяных скважин на приток

Таблица 2.3.

Номер скважины	Депрессия, кг/см ²	Обводненность, %	Факт, газовый фактор, м ³ /м ³	нефти,	выделив,	раствор
				м ³ /сут	конден., м ³ /сут	конден. м ³ /сут
1	2	3	4	5	6	7
Дата проведения исследования 28.04.09 г.						
76	65	0	1224	18,0	0,3	1,1
	39	0	1339	11,0	0,2	0,8
	23	0	1448	6,2	0,1	0,5
Дата проведения исследования 23.05.09 г.						
61	28	0	42074		5,3	16,6
	19	0	40290		3,8	12,3
	4	0	39043		1,7	5,5
Дата проведения исследования 13.05.09 г.						
82	26	20	26418	1,3	2,7	9,2
	12	7	24913	1,0	1,4	5,0
	4	1	24632	0,5	0,6	2,2
Дата проведения исследования 20.05.09 г.						
10	51		95927		3,0	9,4
	40		89999		2,7	8,4
	28		84050		2,1	6,8
Дата проведения исследования 19.05.09 г.						
42	55		85719		2,8	8,4
	50		79122		2,3	7,1
	43		73740		1,8	5,7
Дата проведения исследования 10.06.09 г.						
47	48				1,4	4,5
	45				1,4	4,3
	29				1,0	3,1
Продолжение таблицы 2.3						
1	2	3	4	5	6	7
Дата проведения исследования 11.06.09 г.						
19	35				2,0	6,2
Дата проведения исследования 24.06.09 г.						
18	46				0,0	0,0
	38				0,0	0,0
	28				2,1	6,3
Дата проведения исследования 23.06.09 г.						
23	28				2,6	8,0
	18				2,0	6,3
	12				1,6	5,0
Дата проведения исследования 15.07.09 г.						
52	30				5,1	15,3
	19				4,1	12,6
	14				3,4	10,9

Дата проведения исследования 23.07.09 г.						
33	51				4,6	14,8
	64				3,0	9,6
	116				1,6	5,1
Дата проведения исследования 11.08.09 г.						
32	31	98	595028	0,1	0,6	5,0
	23	98			0,6	3,6
	10	98			0,4	2,0
Дата проведения исследования 04.06.09 г.						
27	25				2,4	8,4
	19	49	1152099	0,1	2,2	7,6
	9	0	645453	0,1	1,4	4,8
Дата проведения исследования 02.06.09 г.						
24	28				1,5	5,0
	22				1,3	4,2
	16	16	607186	0,1	1,0	3,4

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6	7
Дата проведения исследования 17.12.09 г.						
48	39				2,6	7,9
	18				1,8	5,5
	8				1,2	3,8
Дата проведения исследования 23.09.09 г.						
11	49	55	42383	3,8	2,7	8,7
	32	2	103596	1,1	2,0	6,3
	23				1,6	4,9
Дата проведения исследования 13.06.10 г.						
77	47				4,0	12,9
	20				2,3	9,4
	6				1,0	4,9
Дата проведения исследования 25.05.10 г.						
70	115	0	2138	9,6	0,4	1,1
	106	0	2638	7,5	0,3	1,1
	85	0	3444	5,0 -	0,3	1,0
Дата проведения исследования 26.05.10 г.						
48	16				3,1	9,8
	11				2,6	8,1
	6				1,9	5,9

Сравнение коэффициентов сопротивления а и в прошлых лет.

Номер скважины	Интервал перфорации, м	Дата исследования	
1	2585-2575	05.07.2005 г.	
1	2585-2575	11.07.2006г.	
2	2581-2571	06.07.2005 г.	
2	2581-2571	12.07.2006 г.	
2	2622-2616	19.03.2008 г.	
11	2624-2618	04.03.2009г.	
11	2624-2618	23.09.2009г.	
33	2590-2580, 2580-2568	23.07.2009г.	
33	2590-2580, 2580-2568	11.08.2009г.	
48	2551-2548,2546-2543	26.05.2010г.	
48	2551-2548,2546-2543	17.12.2009г.	
76	2601-2598	28.04.2009 г.	
76	2601-2598	21.01.2010г.	

2.4. Выводы по второй главе

1. Проруктивными на месторождении Умид являются верхнеюрские карбонатные отложения горизонтов XV-HP и XV-P, которые резко отличаются друг от друга по степени неоднородности разреза и емкостным характеристикам. Основной объем пород коллекторов сосредоточен в горизонте XV-P, являющийся почти полностью проницаемой толщей высокопористых известняков. Горизонт XV-HP характеризуется слоцетым строением – чередованием проницаемых и практически непроницаемых пород.
2. Месторождение Умид представляет собой массивную газовую залежь с подстилающей нефтяной оторочкой, приуроченной к верхней части рифового массива. Общая толщина нефтяной оторочки 10-12 м, газовой шапки 110-125м.
3. Нефтяная оторочка введения в эксплуатацию в 1989 г. а отбор газа из газовой шапки с 2005. После реализации одновременной разработки нефтяной оторочки и газоконденсатной части месторождения наблюдалось значительное увеличение добычи нефти с 14,8 до 59 тые т в год.
4. Реализация одновременной разработки нефтяной оторочки и газоконденсатной части месторождения, вследствие интенсивной добычи жидких углеводородов, спровоцировала прорыв подошвенной воды и газа в нефтяных скважинах. По состоянию на 01.01.2013г. на месторождении эксплуатируются 15 газодобывающих и 6 нефтедобывающих скважин. Нефтедобывающие скважины эксплуатируют нефтяную и газовую части внутрискважинным газлифтным способом

3. Обоснование выбора и оптимального режима работы газлифтных скважин

3.1 Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах

В настоящее время добывающие скважины газонефтеконденсатного месторождения Умид совместно эксплуатируют нефтяную и газоконденсатную части залежи, т.е. работают в режиме внутрискважинного газлифта. Данное обстоятельство приводит к тому, что по этим скважинам определение минимального забойного давления для определения условия фонтанирования скважины требует дополнительных усложненных расчетов.

Как известно, условия фонтанирования определяются соотношением между эффективным газовым фактором смеси, поступающей из пласта, и удельным расходом газа, необходимым для работы газожидкостного подъемника.

Обычно за эффективный газовый фактор принимают средний объем свободного газа на участке НКТ, где движется газожидкостная смесь, приходящийся на единицу массы жидкости.

Удельный расход газа определяют при оптимальном режиме работы подъемника.

Процесс фонтанирования возможен только при определенном соотношении удельного объема свободного газа в подъемнике, называемого эффективно действующим газовым фактором $\Gamma_{эф}$, и удельного объема газа, потребляемого для работы подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}$, которое записывается в следующем виде [33,35]:

$$\Gamma_{эф} \geq R_{опт} \quad (3.1)$$

Условие (3.1) позволяет определить наиболее благоприятные, необходимые условия фонтанирования скважины, но которые на практике могут оказаться недостаточными.

Исходя из определения, эффективный газовый фактор рассчитываем по формуле:

$$\Gamma_{эф} = \frac{U_{гв}(P_b) - V_{гв}(P_y)}{V_{гв}(P_y)}, \quad (3.2)$$

где $U_{гв}(P_b)$ и $V_{гв}(P_y)$ - объемы свободного газа, приходящиеся на единицу массы жидкости соответственно при давлении у башмака и на устье подъемника;

n_b - массовая обводненность.

При содержании азота в попутном газе менее 5 % (отвечающее условиям месторождения Умид) для определения эффективного газового фактора можно использовать средний коэффициент растворимости газа в нефти. Тогда, если забойное давление $P_{заб}$ меньше давления насыщения $P_{нас}$, условие фонтанирования будет следующим:

$$\left(\Gamma - 10^3 \cdot \frac{\alpha}{\rho_n} \cdot \frac{(P_{заб} + P_y)}{2} \right) \cdot \left(1 - \frac{n_a}{100} \right) \geq \frac{0,388 \cdot H \cdot (\rho_{жс} \cdot g \cdot H - P_{заб} + P_y)}{d^{0,5} \cdot (P_{заб} - P_y) \cdot \lg \left(\frac{P_{заб}}{P_y} \right)}, \quad (3.3)$$

где Γ – газовый фактор м³/т;

α - коэффициент растворимости газа в нефти Па⁻¹

ρ_n и $\rho_{жс}$ – плотность нефти и жидкости, кг/м³

d - внутренний диаметр фонтанных труб, мм;

ρ_y – устьевое противодавление, Па;

H – длина колонны НКТ, м. Колонну НКТ обычно спускают до верхних отверстий перфорации, поэтому давление у башмака равно забойному.

Если $P_{заб} \cong P_{нас}$, то условие фонтанирования следующее:

$$\left(\frac{\Gamma - 10^3 \cdot \frac{(P_y \cdot \alpha)}{\rho_n}}{2} \right) \cdot \left(1 - \frac{n_g}{100} \right) \geq \frac{0,388 \cdot H \cdot (\rho_{жс} \cdot g \cdot H - P_{заб} + P_y)}{d^{0,5} \cdot (P_{нас} - P_y) \cdot \lg \left(\frac{P_{нас}}{P_y} \right)}, \quad (3.4)$$

где H – длина подъемника, т.е. расстояние от устья до сечения, у которого давление равно давлению насыщения. Пренебрегая трением в области однофазного потока, получим

$$H = L - \frac{(P_{заб} - P_{нас})}{(\rho_{жс} \cdot g)} \quad (3.5)$$

где L – глубина скважины.

При условии $P_{заб} \cong P_{нас}$, по мере уменьшения забойного давления длина подъемника H будет увеличиваться, как следует из соотношения (3.5). Минимальному забойному давлению фонтанирования отвечает максимальная длина подъемника H , определяемая из (3.4) при решении его как равенства для условий конца фонтанирования. Эффективный газовый фактор тогда не зависит от величины забойного давления. Решая (3.4) при граничном условии относительно H , получим

$$H_{\max} = 0,5 \left[h + \sqrt{h^2 + 10,31 \cdot \Gamma_{эф} \cdot d^{0,5} \cdot h \cdot \lg \left(\frac{P_{нас}}{P_y} \right)} \right], \quad (3.6)$$

$$\text{где } h = \frac{(P_{\text{нас}} - P_y)}{(\rho_{\text{ж}} \cdot g)},$$

здесь $\rho_{\text{ж}}$ – средняя плотность жидкости по длине газожидкостного подъемника.

Так как продукция скважины обводнена, то для приближенного учета относительного движения воды и нефти при определении плотности жидкости используем массовую обводненность продукции, поэтому

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_n \cdot \left(1 - \frac{n_g}{100}\right) + \rho_g \cdot \frac{n_g}{100} \quad (3.7)$$

где, в свою очередь, средняя плотность нефти определяется как

$$\rho_n = \frac{\rho_{\text{нд}} + \rho_{\text{нпл}}}{2} \quad (3.8)$$

Минимальное забойное давление фонтанирования после расчета величины H_{max} по формуле (3.6) определяется из (3.5) в виде

$$P_{\text{заб min}} = P_{\text{нас}} + (L - H_{\text{max}}) \cdot c_{\text{ж}} \cdot g \cdot 10^{-6} \quad (3.9)$$

Входящая в соотношение (3.9) плотность жидкости вблизи забоя рассчитывается по следующей формуле

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{нпл}} \cdot \left(1 - \frac{n_g}{100}\right) + \rho_g \cdot \frac{n_g}{100} \quad (3.10)$$

Необходимая для расчетов величина коэффициента растворимости газа в нефти оценивается, исходя из заданных технологических параметров, по соотношению

$$\alpha = \left[\frac{\Gamma \cdot \rho_{\text{нд}}}{10^3 \cdot (P_{\text{нас}} - 0,1) \cdot 10^6} \right], \text{Па}^{-1} \quad (3.11)$$

где Γ – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$;

$\rho_{\text{нд}}$ – плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, МПа;

Результаты расчетов при заданных газовых факторах диапазоном от $100 \text{ м}^3/\text{т}$ до $400 \text{ м}^3/\text{т}$ и изменении обводненности приведены в таблице 3.1.

$R_{нд}$ – плотность нефти, кг/м³;

$P_{нас}$ – давления насыщения, МПа

Результаты расчетов при заданных газовых факторах диапазонов от 100 м³/т до 400 м³/т и изменении обводненности приведены в таблице 3.1.

Однако, фактические газовые факторы добывающих скважин значительно выше указанного диапазона (за исключением скважин № 71 и № 76 характеристики которых были приняты для исходных данных расчета), вследствие прорывов свободного газа, следовательно, необходимо произвести расчет по определению оптимального режима работы газлифтной скважины.

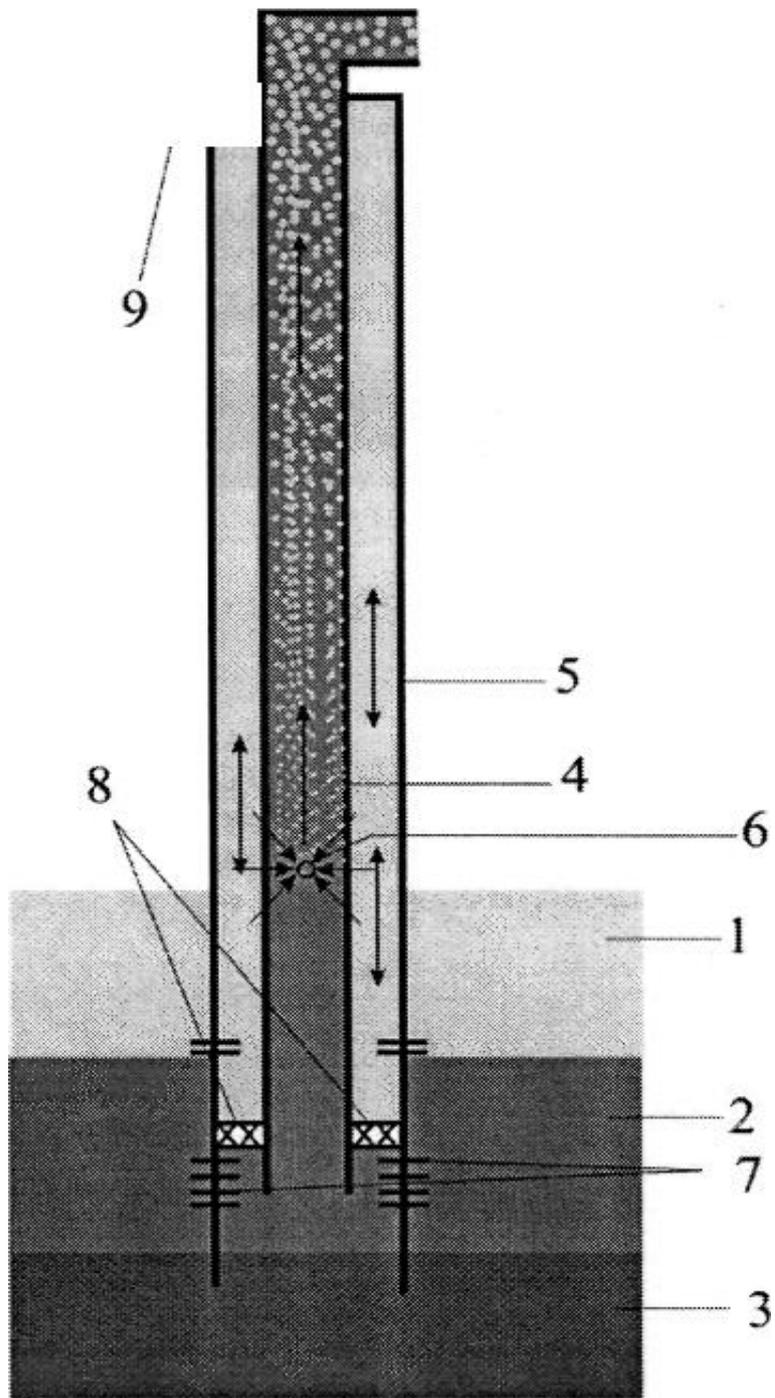
Расчет удельного расхода газа при газлифтном способе эксплуатации скважин

Зачастую при совместной разработке удельный расход газа превышает оптимальный, что связано в первую очередь с отсутствием контроля для регулирования отбора свободного газа, а также качественных исследований и расчетов по определению необходимого удельного расхода газа для выноса жидкости на дневную поверхность.

Для осуществления контроля по регулированию отбора свободного газа предлагается следующий способ эксплуатации скважины, принципиальная схема которого представлена

на рисунке. 1. Предлагаемая методика внутрискважинного газлифта предполагает перфорацию нефтяной залежи в нижней части нефтяного пласта (порядка 4 м или менее), а

напротив газовой залежи устанавливается муфта.



1,2,3 – соответственно газовый , нефтяной и водной пласты; 4-НКТ; 5- эксплуатационная колонна; 6-пусковая муфта; 7-интервал перфорации, 8-пакер, 9-задвижка

Рисунок. 3.1. Принципиальная схема системы внутрискважинного газлифта.

Ниже отметки муфты производится перфорация газовой части пласта (мощность перфорации около 1 м), установкой пакера в нижней части НКТ организовывается движение газа в затрубной части и движение нефти по трубе. Давление внутри НКТ ниже, чем в затрубье, следовательно, газ поступающий через муфту во внутрь НКТ, смешиваясь с нефтью создает смесь с низким удельным весом, что приводит к ускоренному подъему жидкости. При этом на устьевом оборудовании вентили затрубного пространства должны быть закрыты.

В целях предотвращения снижения КПД работы газа проведем расчет удельного расхода газа при внутрискважинном газлифтном способе эксплуатации скважин.

Для определения оптимального режима работы газлифтной скважины было рассчитано движение газожидкостной смеси по стволу скважины.

В расчетах по определению плотности газожидкостной смеси, скорости притока смеси в пласте, геотермического градиента и др. использованы расчетные формулы, приведенные в [32] и [35].

В расчетах было принято, что давление у башмака колонны P_1 примерно равно забойному давлению P_3 , т.е.

$$P_1 \approx P_3 = P_n - \frac{Q_{ж}}{K} \cdot \quad (3.12)$$

Длина подъемника определяется по формуле:

$$L = H - \frac{10}{\gamma \cdot (Q + 43,2 \cdot d^2)} \left\{ 2,3 \cdot Q \cdot G_0 \cdot \lg \left(\frac{P_n - \frac{Q}{K}}{P_1} \right) + [Q \cdot (1 - \alpha) + 43,2 \cdot d^2] \cdot \left(P_n - \frac{Q}{K} - P_1 \right) \right\} \quad (3.13)$$

Диаметр лифта определяется по формуле:

$$d = \sqrt[13,6]{\frac{\gamma_n \cdot L}{P_1 - P_2}}, \quad (3.14)$$

где P_1 – давление у башмака подъемных труб,

P_2 – давление на устье (на выкиде),

γ_n – удельный вес смеси,

L – длина подъемника.

Определим дебит и суточный расход газа в трех характерных точках кривой $Q=f(V_0)$: точке начала выброса, точке оптимального дебита и в точке максимального дебита.

Суточный расход газа в точке начала выброса равен

$$V_0 = \frac{0,78 \cdot 24 \cdot d^2 \cdot [0,1 \cdot \gamma_n \cdot L - (P_1 - P_2)]}{\lg \frac{P_1}{P_2}} \cdot \quad (3.15)$$

Максимальная пропускная способность лифта определяется по формуле

$$Q_{\max} = \frac{2500 \cdot d^3 \cdot (P_1 - P_2)^{1,5}}{\gamma^{1,5} \cdot L^{1,5}} \cdot \quad (3.16)$$

Суточный расход газа в точке оптимального дебита

$$V_{0\max} = \frac{0,8 \cdot 24 \cdot d^{2,5} \cdot (P_1 - P_2)^{0,5} \cdot \gamma^{0,5} \cdot L^{0,5}}{\lg \frac{P_1}{P_2}} \cdot \quad (3.17)$$

Дебит при оптимальном режиме работы подъемника

$$Q_{\text{opt}} = Q_{\max} \left[1 - \frac{10 \cdot (P_1 - P_2)}{\gamma \cdot L} \right] \cdot \quad (3.18)$$

Суточный расход газа в точке максимального дебита

$$V_{\text{opt}} = V_{\max} \left[1 - \frac{10 \cdot (P_1 - P_2)}{\gamma \cdot L} \right]^2 \cdot \quad (3.19)$$

Удельный расход газа равен

$$R_0 = \frac{V_0}{Q_{\text{зад}}} \cdot \quad (3.20)$$

Для дальнейшего прогноза удельного расхода газа, была рассчитана зависимость его величины от обводненности продукции при заданном дебите жидкости. Результаты расчетов приведены в (Таблица 3.2.)

По результатам исследования можно определить средний оптимальный и максимальный удельные расходы газа на подъем 1 м^3 жидкости. Так, оптимальный составляет $786 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а максимальный – $872 \text{ м}^3/\text{м}^3$

Минимальное забойное давление фонтанирования в зависимости от изменения обводненности продуктов при газовом

факторе, равном 100 м³/т

3.1. таблица

Обво	Пло	При газовом факторе 100		При газовом факторе 200		При газовом факторе 300		При газовом факторе	
		Раствори мость газа в нефти а, Па ⁻¹	Минимал ьное забойное давление Р _{заб min.} кг/см ²	Раствори мость газа в нефти а, Па ⁻¹	Минима льное забойное давление Р _{заб min.} кг/см ²	Раствори мость газа в нефти а, Па ⁻¹	Минима льное забойное давление Р _{заб min.} кг/см ²	Раствори мость газа в нефти а, Па ⁻¹	Ми нимально е забойное давление Р _{заб min.}
5	0,82	0,60	108	1,20	62	1,80	34	2,40	14
10	0,83	0,60	114	1,20	69	1,80	42	2,40	23
15	0,84	0,60	121	1,20	77	1,80	51	2,40	32
20	0,86	0,60	127	1,20	85	1,80	59	2,40	41
25	0,87	0,60	133	1,20	92	1,80	67	2,40	49
30	0,88	0,60	140	1,20	100	1,80	76	2,40	58
35	0,90	0,60	146	1,20	107	1,80	84	2,40	67
40	0,91	0,60	152	1,20	115	1,80	92	2,40	75
45	0,92	0,60	158	1,20	122	1,80	100	2,40	84
50	0,93	0,60	164	1,20	130	1,80	108	2,40	93
55	0,95	0,60	171	1,20	137	1,80	117	2,40	102
60	0,96	0,60	177	1,20	145	1,80	125	2,40	111
65	0,97	0,60	183	1,20	152	1,80	134	2,40	120
70	0,99	0,60	190	1,20	160	1,80	142	2,40	129
75	1,00	0,60	196	1,20	169	1,80	152	2,40	139
80	1,01	0,60	203	1,20	177	1,80	161	2,40	150
85	1,02	0,60	211	1,20	187	1,80	172	2,40	161
90	1,04	0,60	218	1,20	197	1,80	183	2,40	174
95	1,05	0,60	227	1,20	209	1,80	197	2,40	189

Обводненность продукции %	Расход газа в начале работы $v_{\text{нач}}$, $\text{M}^3/\text{сут}$	Оптимальный расход газа $v_{\text{нач}}$, $\text{M}^3/\text{сут}$	Оптимальная производительность подъемника $Q_{\text{опт}}$ $\text{M}^3/\text{сут}$	Оптимальный удельный расход газа R_0 , M^3/M^3	Максимальный расход газа $V_{\text{макс}}$ $\text{M}^3/\text{сут}$	Максимальная производительность подъемника $\text{M}^3/\text{сут}$	Максимальный удельный расход газа R_0 , M^3/M^3
5	12046,8	15026,2	23,24	646,55	18784,76	26,42	710,95
10	12296,1	15243,9	22,94	664,55	19056,97	26,04	731,71
15	12540,0	15455,8	22,65	682,31	19321,82	25,69	752,19
20	12778,6	15662,0	22,38	699,80	19579,53	25,35	772,39
25	13011,8	15862,6	22,12	717,04	19830,3	25,03	792,30
30	13239,9	16057,8	21,88	734,02	20074,33	24,72	811,92
35	13462,8	16247,8	21,64	750,72	20311,8	24,44	831,24
40	13680,7	16432,7	21,42	767,16	20542,92	24,16	850,27
45	13893,6	16612,6	21,21	783,33	20767,85	23,90	868,99
50	13911,3	16627,5	21,19	784,67	20786,46	23,88	870,55
55	14109,8	16794,5	21,00	799,85	20995,29	23,64	888,12
60	14303,6	16957,1	20,81	814,74	21198,46	23,41	905,40
65	14493,0	17115,2	20,64	829,37	21396,16	23,20	922,36
70	14677,8	17269,1	20,47	843,73	21588,54	22,99	939,02
75	14858,2	17418,9	20,31	857,82	21775,75	22,79	955,38
80	15034,4	17564,7	20,15	871,65	21957,95	22,60	971,44
85	15206,4	17706,5	20,00	885,21	22135,28	22,42	987,19
90	15374,3	17844,6	19,86	898,50	22307,87	22,25	1002,64
95	15538,2	17979,0	19,72	911,54	22475,87	22,08	1017,80

H — глубина спуска НКТ — 2612 м;

D - внутренний диаметр эксплуатационной колонны - 140 мм;

d - внутренний диаметр НКТ - 62 мм;

$q_{ж}$ - дебит жидкости - 48 т/сут;

q_H - дебит нефти - 14,4 т/сут;

q_v - дебит воды - 33,6 т/сут;

ρ_n - плотность нефти - 0,848 г/см³;

v - объемный коэффициент - 1,1;

ρ_v - плотность воды - 1,000 г/см³;

$P_{пл}$ — текущее пластовое давление — 264 ат;

ν – кинематическая вязкость при пластовой температуре – 10 – 10 м²/с

P_y - давление на устье скважины - 160 ат; ...

1. Определим среднюю плотность смеси, двигающейся по стволу скважины.

$$\rho_{см} = (0,771 \cdot 0,3) + (1 \cdot 0,7) = 0,931 \text{ г/см}^3 = 931 \text{ кг/м}^3.$$

2. Средняя скорость движения жидкости

$$v_{ж} = \frac{q_{ж}}{\rho_{см} \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot 86400} = 0,1976 \text{ м/с}.$$

3. Критерий Рейнольдса

$$Re = \frac{v_{ж} \cdot d}{\nu} = 1225,4.$$

4. Режим ламинарный. Коэффициент гидравлического сопротивления

5. Гидравлические потери на трение жидкости по НКТ (потери на трение) $\lambda = \frac{64}{Re} = 0,0522$.

3.2 Оценка баланса энергетических параметров средней скважины

При внутрискважинном газлифтном способе эксплуатации скважин при подъеме жидкости с забоя на поверхность участвуют энергия пласта, растворенного в нефти газа, так и энергия вводимого газа из газовой шапки.

Оценим баланс энергетических параметров работы скважины № 22, как наиболее показательной «средней» нефтедобывающей скважины месторождения Умид, при следующих исходных данных:

$$P_{\text{трени}} = \lambda \frac{H \cdot v_{\text{жс}}^2}{2} \cdot \frac{\rho_{\text{см}}}{d} = 39971,0 \text{ Па} \approx 0,4 \text{ ат.}$$

6. Потери скоростного напора

$$P_{\text{ск}} = \frac{v_{\text{жс}}^2}{2} \cdot \rho_{\text{см}} = 18,2 \text{ Па} \approx 0,00018 \text{ ат.}$$

7. Гидравлическое давление столба жидкости в скважине (вес столба жидкости)

$$P_{\text{ст}} = \rho_{\text{см}} \cdot g \cdot H = 23,85 \text{ МПа} \approx 238,5 \text{ ат.}$$

8. Забойное давление

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{ст}} + P_{\text{трени}} + P_{\text{у}} = 238,5 + 0,4 + 160 = 395,9 \text{ ат.}$$

что, естественно, невозможно, т.к. $P_{заб ат} > P_{пл}$

Анализ технологического режима работы скважины 22 показывает, что энергетический баланс складывается следующим образом:

$$P_{пл} = \Delta P + P_{трен} + P_y$$
$$183 \approx 20 + (3 \div 8) + 160,$$

что примерно на 80 ат меньше фиксируемого пластового (264 ат).

При этом соотношении не выдерживает критики положение о гидравлическом давлении столба жидкости равном примерно 80 ат при глубине скважины 2612 м и средней плотности смеси 0,931 г/см .

Проанализируем достоверность каждой из составляющих рассмотренного соотношения.

Депрессия (ΔP), принятая равной 20 ат, не вызывает возражения. Опыт разработки месторождений в подобных условиях показывает, что реальные значения депрессии колеблются в пределах 10-30 ат. Нами, также как и в технологическом режиме, принято

$$\Delta P = 20 ат.$$

Потери давления на трение $P_{трен}$ расчетно составляют 0,4 ат, что можно объяснить малым дебитом жидкости. Реально же в подобных условиях они колеблются от 10-15 ат [32]. Примем $P_{трен} = 10 ат$.

Примем как достоверное замеренное значение давления на устье скважины также как в технологическом режиме $P_v = 160 ат$.

По-видимому, причину несоблюдения соотношения энергетического баланса следует искать в несоответствии значения гидравлического давления $P_{ст}$ реальной его величине. В самом деле, при

$$264 = 20 + P_{см} + 10 + 160.$$

$P_{ст}$ должно быть около 74 ат. При глубине скважины 2612 м этому требованию удовлетворяет величина плотности смеси, двигающейся по стволу скважины $\rho_{см} = 0,289 \text{ г/см}^3$.

Для достижения такой плотности смеси при исходной $\rho_{см} = 0,931 \text{ г/см}^3$, видимо, необходима добавка значительного объема газа с меньшей плотностью. Для определения плотности свободного газа в условиях работы нефтедобывающих скважин воспользуемся данными технологического режима работы газодобывающей скважины N 19

$$P_m - 252,75 \text{ ат}$$

$$P_{статич.} - 210,50 \text{ ат}$$

$$P_y - 205,0 \text{ ат}$$

$$q, - 757 \text{ тыс. м}^3$$

$$q_k - 6 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\Delta P$$

$$= 5,20 \text{ ат.}$$

Отсюда вытекают два соотношения

$$P_{пл} - P_{заб} = \Delta P + P_{тр}$$

$$P_{пл} - P_{статич} = P_{см.}$$

Таким образом, гидравлическое давление газа в стволе скважины 19 составляет $P_{см} = 42,25 \text{ ат}$, что при глубине скважины 2583 м соответствует плотности газоконденсатного флюида $\rho_2 = 0,1636 \text{ г/см}^3$.

Будем считать, что барометрические условия движения газоконденсатного флюида с $\rho_2 = 0,1636 \text{ г/см}^3$ в газодобывающей

скважине и газоконденсат-ной смеси с $\rho_{см} \sim 0,289 \text{ г/см}^3$ достаточно близки. С учетом этого допущения определим процентное соотношение смеси жидкости и газа в стволе нефтедобывающей скважины 22. Она должна содержать примерно 16 % жидкости плотностью $0,931 \text{ г/см}^3$ и 84 % свободного газа плотностью $0,1636 \text{ г/см}^3$ (расчетная плотность смеси $0,283384 \text{ г/см}^3$, что достаточно близко к искомой). Если принять все изложенное за основу дальнейших рассуждений, приходим к выводу о том, что фактически с 48 т/сут добываемой жидкости извлекается определенный объем свободного газа, который определим, исходя из следующих соотношений:

- имеет место снижение плотности с $0,931$ до $0,289 \text{ г/см}^3$ - на $0,642 \text{ г/см}^3$, т.е. можно предполагать, что из скважины получают не только указанные 48 т/сут продукции, но условно на $48 \cdot 84/16 = 252 \text{ т/сут}$. больше и представлена эта часть свободным газом, который в стандартных условиях имеет плотность $0,731 \cdot 10^3 \text{ г/см}^3$. Таким образом, из скважины добывается $252 \cdot 0,1636/0,731 \cdot 10^3 = 58467 \text{ м}^3$ свободного газа, так как при среднем принятом значении давления насыщения 150 ат и замеренном давлении на устье 160 ат разгазирования нефти не происходит, и, следовательно, в упомянутом выше объеме не содержится попутного газа.

При этом, исходя из текущего содержания конденсата в свободном газе около 50 г/см^3 и коэффициенте его утилизации $0,735$, вместе с газом добывается 2,15 тонн конденсата ежедневно. Таким образом, суточный дебит нефти скважины 22 состоит из 12,25 т нефти (85%) и 2,15 т конденсата (15%).

Если же исходить из полученных соотношений в масштабе месторождения, следует иметь в виду, что из добываемых

ежесуточно 65 т нефти, собственно нефть составляет 55 т, а остальные 10 т - конденсат.

Также следует согласиться и с тем, что ежедневно под видом попутного газа из газовой шапки извлекается около 264 тыс.м³ свободного газа (с учетом коэффициента эксплуатации скважин - более 90 млн.м³ в год), т.е. фактический газовый фактор составляет (с учетом существующего газового фактора, являющегося следствием выделения попутного газа, на уровне 400 м³/т) около 4,5 тыс.м³ на каждую тонну добываемой „нефти“.

Естественно, такое неэффективное использование энергии газовой шапки не может быть признано правомерным и требует корректировки. Оно может быть оправданным лишь в случае необходимости добычи свободного газа и при условии утилизации извлекаемого вместе с нефтью попутно свободного газа.

Отсюда вытекает вывод о том, что с учетом незначительного объема добычи нефти из действующих нефтедобывающих скважин и малой продолжительности их функционирования, вероятно, имеет смысл продолжение эксплуатации действующих скважин до ее окончания. Эксплуатировать же вновь вводимые скважины в описанном режиме нельзя. В них должна строго выдерживаться расчетная величина безводного и безгазового дебита нефти, а также оптимальные длина и местоположение интервалов перфорации.

3.3. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Нормальная работа скважин в соответствии с установленным технологическим режимом нередко нарушается вследствие:

- износа или отказа в работе применяемого подземного и наземного оборудования, эксплуатационной колонны;
- отложений песка (механических примесей, продуктов коррозии), парафина;
- преждевременного обводнения продукции;
- изменения условий работы (уменьшение или увеличение забойного давления, прорывы газа и др.).

На месторождении Умид нефть парафинистая и высокопарафинистая низкосернистая и сернистая, малосмолистые. Содержание в пластовой нефти месторождения всех этих соединений ухудшает ее качество и вызывает осложнения в процессе добычи.

Вдоль пути движения нефти уменьшаются температура и давление, выделяется газ, поток охлаждается, снижается растворяющая способность нефти, выделяются твердый парафин, мазеобразные асфальтены и смолы. Их отложения возможны в призабойной зоне и подъемных трубах.

Наиболее интенсивно парафин откладывается в подъемных трубах. Толщина его слоя

увеличивается с нуля на глубине 900 м - 300 м [17] до максимума на глубине 200 м - 50 м, а затем уменьшается за счет смыва отложений потоком. Отложения приводят к увеличению гидравлических сопротивлений потоку и снижению дебита.

Процесс отложения парафина имеет адсорбционный характер. Поэтому необходимо применять трубы с защитными покрытиями гидрофильными (полярными) материалами. Для создания защитных покрытий можно применять лакокрасочные материалы, а также стекло, стеклоэмали.

Добавки в поток химических реагентов способствуют гидрофилизации стенок труб, увеличению числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина и нефти. Такими реагентами могут быть как водо-, так и нефтерастворимые ПАВ.

Для удаления отложений парафина рекомендуется использовать специальные скребки. Они соскабливают отложения парафина со стенок труб. Их спускают и поднимают на проволоке (тросе) с помощью электродвигателя. Подъем автоматических летающих скребков происходит под действием напора газонефтяного потока.

Перечисленные виды осложнений в процессе эксплуатации приводят к уменьшению времени эксплуатации, однако основным видом осложнений является конусообразование газа и воды.

В результате расчетов предельно допустимых депрессий и предельно допустимых дебитов или проведения гидродинамических исследований скважин, можно определить условия, при которых образования конусов воды и газа не происходит. Однако, установление технологических режимов работы скважин, обеспечивающих безводный, безгазовый дебит, из-за незначительных темпов отбора делает эксплуатацию скважин экономически нецелесообразной.

Таким образом, эксплуатация скважин при безгазовых и безводных дебитах нефти с обеспечением рентабельной эксплуатации на практике практически неосуществима, особенно в нефтяной залежи

горизонта XV-P, являющегося основным объектом. Поэтому нефтяная и газоконденсатная части залежи разрабатываются совместно единой сеткой скважин, одним интервалом перфорации при этом газ используется в качестве агента производящего вынос жидкости.

В заключении следует отметить, при обосновании технологического режима работы скважин дренирующих запасы отложений горизонта XV-HP следует подходить индивидуально к каждой скважине, т.к. геологический разрез этого горизонта представлен чередованием проницаемых и непроницаемых пропластков.

3.4 Выводы по третьей главе

1. Численными экспериментами установлено что при внутрискважинном газлифтном способе эксплуатации расчетные газовые факторы оказываются значительно выше чем их фактические значения, вследствие прорывов газа из газовой части к забоям скважин.
2. При внутрискважинном газлифтном способе эксплуатации скважин при подъеме жидкости с забоя на поверхность учатсвуют как энергия пласта , так и энергия вводимого газа из газовой шапки.
3. Анализ энергетического баланса условия фонтанирования скважин показывает, что при внутрискважинном газлифтном способе эксплуатации скважин плотность газожидкостной смеси в стволе скважин может быть снижена от 931 кг/см³ до 163,6-289 кг/см³.
4. При внутрискважинном газлифтном способа эксплуатации скважин месторождения Умид вместе с нефтью добывается и конденсат содержащийся в газе газовой шапки. Расчетами показано, что в добываемой жидкости 85 % приходится на долю нефти, а 15%-конденсата.

5. Нормальная работа скважин при внутрискважинном газлифтном способе эксплуатации в основном осложняется: износом и отказом применяемого подземного и наземного оборудования, эксплуатационной колонны; отложением механических примесей, продуктов коррозии и парафина; преждевременного обворнения продукции скважин; изменения условий работы из-за уменьшения или увелечения забойного давления, прорыва или увелечения забойного давления, прорыва газа и др.

Заключение

Естественно, такое неэффективное использование энергии газовой шапки не может быть признано правомерным и требует корректировки. Оно может быть оправданным лишь в случае необходимости добычи свободного газа и при условии утилизации извлекаемого вместе с нефтью попутно свободного газа.

Отсюда вытекает вывод о том, что с учетом незначительного объема добычи нефти из действующих нефтедобывающих скважин и малой продолжительности их функционирования, вероятно, имеет смысл продолжение эксплуатации действующих скважин до ее окончания. Эксплуатировать же вновь вводимые скважины в описанном режиме нельзя. В них должна строго выдерживаться расчетная величина безводного и безгазового дебита нефти, а также оптимальные длина и местоположение интервалов перфорации.

В результате расчетов предельно допустимых депрессий и предельно допустимых дебитов или проведения гидродинамических исследований скважин, можно определить условия, при которых образования конусов воды и газа не происходит. Однако, установление технологических режимов работы скважин, обеспечивающих безводный, безгазовый дебит, из-за незначительных темпов отбора делает эксплуатацию скважин экономически нецелесообразной.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кононов В.М Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин. – М: МГОУ, 2009-234с.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатации нефтяных месторождений. – М: Недра, 1990–с.
3. Ибрагимов Г.З. Артемьев В.Н, Иванов и др. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. – М: МГОУ, 2005-382чс.
4. Мищенко И.Т Скважинная добыча нефти. – М: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2005-408с.
5. Справочник инженера по добыче нефти А.В.Дашевский, И.И.Кагарманов, Ю.В.Зейгман, Г.А.Шамаев.- Уфа: Уфимский ГНТУ, 2002 – 615с.
6. Муравьев В.М справочник мастера по добыча нефти - М: Недра, 1975 – 475с.
7. Щуров В.И Технология и техника добичы нефти. – М. Альянс, 2005 – 386с.
8. Оркин К.Г, Юрчук А.М Расчеты в технологии и технике добычи нефти – М: Недра, 1967-382с.
9. Порсчет запасов газа, нефти и конденсата месторождения Умид в Узбекской ССР (по состоянию на 01.11.1982г.): Отчет о НИР / ПГО «Узбекгеофизика»; Ответственный исполнитель Соколов В.И., Пак С. А. - пос. Геофизика, 1982
- 10. Уточнение геологической модели месторождения Умид с пересчетом запасов нефти: Отчет о НИР / «УзбекНИПИнефтегаз» Ответственный исполнитель Дмитриев Ю.П. и др. - Ташкент, 1996.**
- 11. Анализ геолого-промысловых и геофезических материалов, создание базы данных и построение трехмерной геологической модели месторождения Умид: Отчет о НИР / ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» 2010**
- 12. Анализ состояния разработки нефтегазоконденсатного месторождения Умид и выдача рекомендаций по стабилизации**

добычи нефти: Отчет о НИР / ОАО «O'ZLITINEFTGAZ»;
Ответственный исполнитель Шахназаров Г.А.

13. Проект пробной эксплуатации месторождения Умид:
Отчет о НИР / ОАО «УзЛИТИнефтьгаз». Ответственный
исполнитель А.В. Гриненко -Ташкент, 1983.

14. Технологическая схема разработки с учетом результатов
опытно-промышленной эксплуатации, 1985.

15. Проект на строительство эксплуатационных скважин в Умид-
Кемачинской зоне,1986.

16. Уточненный проект разработки месторождения Умид:
Отчет о НИР / ОАО «УзЛИТИнефтьгаз»; Ответственный исполнитель
Посевич А.Г. и др. -Ташкент, 2001.

17. Коррективы проекта разработки месторождения Умид: Отчет
о НИР / ОАО «УзЛИТИнефтьгаз», Ответственный исполнитель
Шевцов В.М. - Ташкент,
2005.

18. Ц. Гиматудинов Ш.К. «Справочное руководство по
проектированию разработки и эксплуатации нефтяных
месторождений». Москва, «Недра», 1983 г. 1ч.

19. Гриценко А.И., Алиев З.С. и др. «Руководство по
исследованию скважин». Москва, «Наука», 1995 г.

20. Зотов Г.А., Алиев З.С. «Инструкции по комплексному
исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин».
Москва, «Недра», 1980 г.

21. Проект разработки месторождения Умид: Отчет
НИР «СредАзНИПИнефть», 1983 г. 4.

22. Методические указания по геолого-промысловому анализу
разработки нефтяных и газонефтяных месторождений - РД 153-39.0-
110-01. Д.

23. **Амелин И.Д.** Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник. - М., Недра, 1989. - 270 с. *p.*
24. **Подсчет запасов** газа, нефти и конденсата месторождения Южный Кемачи в Узбекской ССР: Отчет о НИР / ПГО «Узбекгеофизика»; Ответственный исполнитель В.И. Соколов, С.А. Пак, Б.Л. Жуковский и др. - Пос. Геофизика, 1983.
25. **И.П.Бурлуцкая,** О.Г.Хайитов, Ш.Х.Зуфарова. Нефтепромысловая геология. Ташкент 2007 г.
26. Проведение промысловых и лабораторных исследований на газоконденсатность для определения текущей газоконденсатной характеристики и коэффициента усадки разрабатываемых месторождений Памук, Зеварды, Култак, Алан, Умид, Южный Кемачи, Шимолий Майманок, Каракум, Южный Уртабулак, Денгизкуль и Самантепе Руководитель Салимов А.Х., Адылов О.Д., Ташкент, 2010 г.
27. **Абдуллаев Г.С.,** Миркамалов Х.Х., Евсеева Г.Б. Органогенные постройки нефтегазоносных отложений карбонатной формации юры Западного Узбекистана и их терминология. Узбекский журнал нефти и газа, № 3, 2009. \$.
28. **Уточненный проект разработки** месторождения Южный Кемачи. Этап 1 «Анализ состояния разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи»: Отчет о НИР / ОАО «УзЛИТИнефтьгаз»; Руководитель Бекметов О. К. Ташкент, 2008
29. **Уточненный проект разработки** месторождения Крук. Отчет о НИР ОАО «O'ZLITINEFTGAZ»; Руководитель Ким С.В. - Ташкент, 2010 г. *t.*

30. **Технико-экономические расчеты** различных способов эксплуатации скважин месторождений Крук и Северный Уртабулак. Отчет о НИР ОАО «O'ZLITINEFTGAZ»; Руководитель Бекметов О.К. - Ташкент, 2008 г.

31. **ПТЭО** Утилизация низконапорных газов месторождений Южный Кемачи, Крук, Западный Крук, Северный Уртабулак, Умид. ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» Книга 1, 2010

32. **Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Горн В.Г., Богомольный Г.И.** Сборник задач потехнологии и технике нефтедобычи - М., Недра 1984

33. Мамедов Т.М Фаташев В.Р Исследования влияния фазовых соотноше ГЖС на сруктурообразование в лифтовых трубах и производительность газлифтной скважини Нефтепромысловое дело, 2013-№8-с 27-31.

34. Мамедов Т.М. Фаталиев В.Р. Исследования влияния реологических свойств лифтируемой жидкости на пробкообразование в подъемника трубах компрессорной скважини оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2010-№5.-с 41-44 уу

35. Поллыгин В.В, Мордвинов В.А Периодическая откачка жидкости из скважин с высоким содержанием своборного газа Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений 2010-№12- С 59-63.