

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ В ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОСТРОВА САХАЛИН
УДК <u>622.276.522-048.34(571.642)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Михеев Александр Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Михееву Александру Андреевичу

Тема работы:

Оптимизация газлифтного способа добычи нефти в геолого-технологических условиях месторождений острова Сахалин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-119/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	История газлифтной эксплуатации скважин и современный подход к газлифтной добыче нефти. Технологические особенности подъема газожидкостной смеси. Особенности применения газлифтной эксплуатации в условиях острова Сахалин. Текущее состояние разработки месторождений острова Сахалин. Осложнения при применении газлифтной эксплуатации и методы борьбы с ними. Пути оптимизации газлифтной эксплуатации скважин в условиях Сахалина.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <small>(с указанием разделов)</small>	
Раздел	Консультант
Основные понятия о газлифтной эксплуатации в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ текущего состояния разработки месторождения X	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна

Оптимизация газлифтной добычи	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Основные понятия о газлифтной эксплуатации в процессе добычи нефти	
Анализ текущего состояния разработки месторождения X	
Оптимизация газлифтной добычи	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Михеев Александр Андреевич		02.03.2020

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КС – компрессорные станции

ГВД – газа высокого давления

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ГНК – газонефтяной контакт;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГВК – газоводяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ППД – поддержание пластового давления;

ТСТС – транссахалинская трубопроводная система;

ОБТК – объединённый береговой технологический комплекс;

СПГ – сжиженный природный газ;

УСВ – уровень свободной воды;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

МУГ – методы увеличения газоотдачи;

МУК – методы увеличения конденсатоотдачи;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 85 страниц, в том числе 21 рисунок, 12 таблиц. Список литературы включает 32 источника.

Ключевые слова: газлифт, Сахалин, шельф, нефть, разработка, разведка, месторождение, скважина, морская платформа.

Объектом исследования является газлифтная эксплуатация скважин в геолого-технологических условиях месторождений острова Сахалин.

Цель исследования – анализ основных проблем и путей оптимизации газлифтной эксплуатации скважин в условиях Сахалина.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы технологические особенности подъема газожидкостной смеси, особенности разработки шельфовых месторождений, текущее состояние разработки месторождений, обоснование используемых технологий и пути оптимизации.

В результате исследования выделены наиболее рациональные пути оптимизации газлифтной эксплуатации скважин.

Область применения: газлифтные скважины на месторождениях острова Сахалин.

Грамотный подбор технологий и своевременные меры позволяют эксплуатировать газлифтные скважины с максимальной эффективностью.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	10
1.1. История газлифтной эксплуатации и современный подход	10
1.2. Технологические особенности подъема газожидкостной смеси.....	12
1.3. Особенности разработки шельфовых месторождений.....	24
2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X	32
2.1. Анализ текущего состояния разработки участка А месторождения X... 34	
2.1.1. История разработки участка А	34
2.1.2. Динамика годовой добычи нефти, жидкости и обводненности участка А.....	38
2.2. Анализ текущего состояния разработки участка Б месторождения X ... 40	
2.2.1. История разработки участка Б	40
2.2.2. Динамика годовой добычи нефти, жидкости и обводненности участка Б	43
2.3. Обоснование размещения скважин	46
2.4. Обоснование видов и способов бурения.....	47
3. ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧИ	50
3.1. Осложнения при применении газлифтной эксплуатации в условиях острова Сахалин и методы борьбы с ними.....	50
3.1.1. Вынос песка	50
3.1.2. Формирование вторичной (искусственной) газовой шапки.....	51
3.1.3. Формирование солеотложений	55
3.2. Усовершенствования газлифтной эксплуатации скважин	57
3.2.1. Борьба с коррозией оборудования.....	57
3.2.2. Внутрискважинный мониторинг	57
3.2.3. Сохранение коллекторских свойств пласта при глушении скважин	58
3.2.4. Дополнительное программное обеспечение	58
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	62
4.1. Макроэкономические показатели проекта.....	62
4.2. Капитальные затраты в разработку	65
4.3. Текущие затраты.....	67
4.4. Эксплуатационные затраты	67
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
5.2. Производственная безопасность.....	74
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	75
5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	77
5.3. Экологическая безопасность.....	80
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	85
Приложение 1.....	88
Приложение 2.....	89

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России и мире уделяется большое внимание вопросам развития сектора морской нефтегазодобычи. Данный интерес сформирован, с одной стороны, значительным потенциалом данной отрасли, реализация которого способна обеспечить потребность мирового рынка в энергоносителях в средне- и долгосрочной перспективах, с другой - необходимостью реализации требуемой трансформации сектора морской нефтегазодобычи с целью сохранения его конкурентоспособности в условиях динамично меняющегося энергетического рынка. Для нашей страны данный вопрос имеет особое значение ввиду действующих санкционных ограничений, что требует развития отечественных технологий, соответствующих самым актуальным требованиям данной отрасли промышленности. Выполненный анализ зарубежной и российской литературы свидетельствует о том, что специалисты во всем мире уделяют мало внимания детальному рассмотрению вопросов в области эксплуатации морских скважин. Однако данный процесс является одним из ключевых для эффективной разработки морских месторождений, в значительной степени определяющим фактически экономические показатели проекта и его итоговый успех.

В морских условиях применяют добычу фонтанным способом, пока имеется достаточное пластовое давление и невысокая обводненность, однако при дальнейшем увеличении обводненности и падении давления, требуется перевод на механизированную добычу.

В качестве метода механизированной добычи в морских условиях применяется газлифтная эксплуатация. Также газлифт применяется и в ряде других случаев, когда данный метод признается более выгодным с инженерной и экономической точки зрения (например, на поздних стадиях эксплуатации месторождения, так как газлифт применим на любом этапе разработки).

Проекты освоения месторождений на шельфе значительно отличаются от проектов разработки наземных месторождений. Типичные работы на шельфе определяются разнообразными факторами, включающими, в первую очередь,

специфичные технологию и организацию эксплуатации и строительства объектов на море, заканчивая высокой стоимостью и уникальностью используемых технических средств.

Для рассмотрения газлифтного способа добычи нефти в геолого-технологических условиях месторождений острова Сахалин в данной работе ставятся следующие задачи:

- дать общую характеристику сахалинского шельфа;
- описать современную структуру морской добычи нефти в России и на острове Сахалин в частности;
- выделить этапы разработки месторождений острова Сахалин.
- проанализировать различия в разработке месторождений на суше и на шельфе
- обозначить основные преимущества и недостатки шельфовых нефтегазовых промыслов.
- сравнить параметры различных способов механизированной добычи, рассмотреть процессы мониторинга, управления и контроля разработкой месторождения применительно к условиям Сахалина.

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

1.1. История газлифтной эксплуатации и современный подход

Газлифт впервые был реализован в конце XVIII века в Венгрии для осушения затопленной шахты.

В России в первый раз сжатый газ был применен для поднятия нефти на поверхность в 1897 году. Осуществил это русский инженер В.Г. Шухов, который работал в городе Баку.

Газлифтный метод эксплуатации добывающих скважин изучался в Советском Союзе академиком А. П. Крыловым. Он проводил исследования в области движения смеси жидкости и газа по подъемным трубам. Проведя фундаментальные исследования в этой области, им была защищена кандидатская диссертация по теме «Теория и расчёт газлифтов». Кроме этого, Крылов вывел общее и приближённое уравнения газлифта, создал методы для технического расчета газлифта, а также стал первым, кто определил характер изменения давления в трубах.

В США Томас Ганнинг в 1864 г. запатентовал и применил газовый эжектор - прообраз газлифта. В 1865 г. был проведен первый опыт применения газа для подъема жидкости в скважине (эрлифт), а в 1920 г. началось массовое применение метода для добычи нефти. Главным недостатком метода была повышенная взрывоопасность.

С 1911 г. начали применять природной газ для эксплуатации скважин газлифтным способом. Начиная с 1980 гг. газлифт стал широко применяться на морских установках на платформах и под водой, нередко на максимальных глубинах. С тех пор газлифт также используется для добычи нефти высокой плотности [1].

В современной практике нефтедобычи при истощении энергии пласта и прекращении фонтанирования скважин применяются различные способы эксплуатации, которые заключаются в том, что дополнительная энергия подводится с поверхности (например, применение различного типа насосов). К

таким методам относится и газлифтная эксплуатация: дополнительная энергия обеспечивается сжатым газом, закачиваемым в скважину.

В сравнении с другими способами механизированной добычи нефти газлифтная эксплуатация выделяется рядом достоинств, а именно:

- отбор значительных объемов флюида с больших глубин в течении всего цикла разработки месторождения;
- простота борьбы с осложнениями, такими как: парафиновые и солевые отложения, коррозионные процессы;
- скважинное оборудование характеризуется простотой подземного текущего ремонта, восстановления работоспособности подземного оборудования и удобством технологического обслуживания;
- газлифтную эксплуатацию можно эффективно применять в горизонтальных и наклонно направленных скважинах;
- возможность эксплуатации скважин без осложнений в пластах, характеризующихся высокими температурами и большим газосодержанием нефти;
- в газлифтной скважине возможно проведение всего комплекса исследовательских работ по контролю за разработкой месторождения и эксплуатацией скважины;
- возможность автоматизации процесса добычи нефти;
- высокая надежность оборудования и, как следствие, большие периоды работы скважин между ремонтами;
- возможность организации одновременно-раздельной эксплуатации двух и нескольких пластов;

Обычно недостатком газлифтной эксплуатации скважин считают большие начальные капитальные затраты на организацию работы скважин, а также фондоемкость. Однако эти затраты, которые во многом зависят от обустройства месторождения, лишь немного превышают значения при эксплуатации насосов в механизированной добыче. Наибольшей сложностью оборудования и количеством составляющих элементов газлифтного

оборудования характеризуется компрессорный газлифт. Современный газлифтный комплекс – это замкнутая герметичная система под большим давлением [2].

Основными частями современного газлифтного комплекса на промысле являются скважины, компрессорные станции, газопроводы высокого давления, трубопроводы для сбора нефти и газа, сепараторы различного назначения, газораспределительная батарея, групповые замерные установки, системы очистки и осушки газа с регенерацией этиленгликоля, дожимные насосные станции, нефтесборный пункт.

Помимо этого в состав газлифтного комплекса входит система АСУ ТП. Она предназначена для выполнения следующих задач: измерение и контроль рабочего давления на линиях подачи газа в скважины на магистральных коллекторах; измерение и контроль перепада давления; управление, оптимизация и стабилизация режима работы скважин; расчет рабочего газа; измерение суточного дебита скважины по нефти, воде и общему объему жидкости.

В результате решения задачи оптимального распределения компримируемого газа для каждой скважины назначают определенный режим закачки газа, который необходимо поддерживать до следующего изменения режима. Параметром для стабилизации принимается перепад давления на измерительной шайбе дифманометра, установленного на рабочей линии подачи газа в скважину. Выбор типа газлифтной установки и оборудования, обеспечивающего наиболее активную эксплуатацию скважин, зависит от горно-геологических и технологических условий разработки эксплуатационных объектов, конструкции скважин и заданного режима их эксплуатации. Строгой классификации газлифтных установок не существует, и они группируются на основе самых общих конструктивных и технологических особенностей [1].

1.2. Технологические особенности подъема газожидкостной смеси

Сущность газлифтного способа эксплуатации заключается в том, что закачиваемый газ, при закачке в скважину приводит перемешиванию газа с

жидкостью, разгазировании и уменьшении плотности флюида в подъемных трубах. В случае, если газ нагнетается в скважину непрерывно, газожидностная смесь поднимается на поверхность. Газ подается под давлением до забоя скважины и через рабочий клапан выдавливается в жидкость, в результате плотность жидкости существенно уменьшается и устанавливается новое значение забойного давления.

Для характеристики газлифтного подъемника используется следующий ряд параметров: глубина погружения подъемника, высотой подъема жидкости, а также относительное погружение.

Под глубиной погружения понимается высота столба дегазированной жидкости, которая соответствует давлению у башмака подъемника в течение работы скважины. Расстояние от уровня жидкости до устья в течение работы газлифтной скважиной называется высотой подъема. А под относительным погружением понимают отношение глубины погружения к общей длине подъемника.

При определении относительного погружения на промысле чаще всего исходят из рабочего давления (или же давления нагнетания газа). Задав рабочее давление, определяют относительное погружение. Для подъема жидкости на поверхность используются различные системы подъемников. Они различаются, между собой как количеством спускаемых в скважину трубных колонн, так и взаимным расположением, направлением движения рабочего агента и газожидкостной смеси.

Существует классификация подъемников в зависимости от их технологических особенностей. В зависимости от того, сколько рядов труб спускается в скважину, выделяют однорядные или двухрядные подъемники. В зависимости от того, в каком направлении нагнетается рабочий агент (газ), выделяются кольцевые (когда газ закачивается в межтрубное пространство, а жидкость отбирается по колонне насосно-компрессорных труб) и центральные подъемники (если газ подается по колонне НКТ). Центральная система используется в основном на высокодебитных скважинах для уменьшения

гидравлического сопротивления при уровнях добычи превышающих 300 – 400 м³/сут.

В зависимости от того, подается газ непрерывно или циклично, выделяют соответственно непрерывный и периодический газлифт. По способу подачи рабочего агента в скважину существует компрессорный и бескомпрессорный газлифт. В первом случае для достижения нужного давления, газ проходит через компрессорные станции прежде, чем попасть в скважину. Когда источником газа высокого давления является пласт, вскрытый той же скважиной, из которой отбирается жидкость, газлифт является внутрискважинным бескомпрессорным.

Существует два основных типа газлифтных установок – открытого и закрытого вида. При эксплуатации скважин установками открытого типа колонна НКТ спускается в скважину без пакера. Открытая газлифтная установка предназначена в основном для эксплуатации непрерывным газлифтом. Ее можно использовать и при периодическом газлифте в тех случаях, когда по техническим причинам затруднена установка пакера. Недостатками установки этого типа являются:

- колебания уровня жидкости в затрубном пространстве, износ рабочего клапана;
- необходимость продавки восстанавливающего столба жидкости в затрубном пространстве при каждой остановке скважины, что приводит к износу клапанов.

Полузакрытая газлифтная установка отличается от открытой лишь наличием пакера, который предотвращает поступление пластовой жидкости в затрубное пространство после загрузки скважины. Установки этого типа могут использоваться как для непрерывного, так и для периодического газлифта. Установка с пакером и обратным клапаном на башмаке подъемных труб создаст закрытую систему, которая предотвращает утечку жидкости обратно в пласт при периодическом нагнетании газа. При периодическом газлифте по существу происходят циклические продавки жидкости после остановки

скважины на заданное время, необходимое для накопления столба жидкости в подъемных трубах [1].

По направлению нагнетания рабочего агента газлифтные подъемники бывают кольцевыми или центральными, по числу спускаемых рядов подъемники бывают однорядными и двухрядными, а иногда трехрядными, в случае, когда одной скважиной эксплуатируется сразу два пласта.

Кольцевая система (однорядном подъемнике), когда в скважину спускают один ряд НКТ, который является подъемной колонной. Каналом для подачи газа является кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной (рисунок 1).

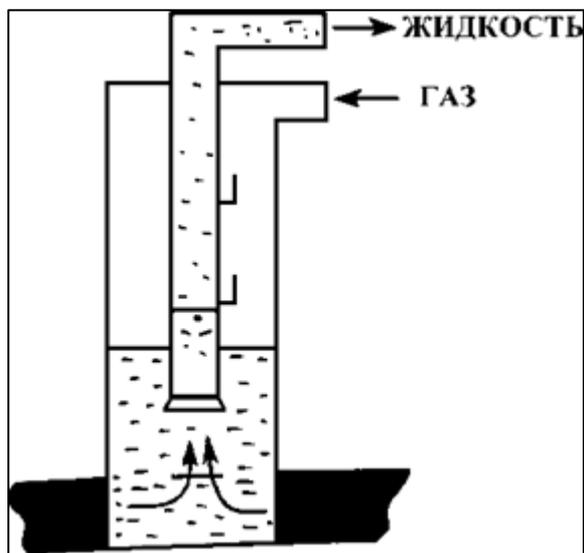


Рисунок 1 – Подъемник кольцевой с однорядным лифтом

В зависимости от дебитов скважин применяются НКТ следующих диаметров (таблица 1). Следует отметить, что трубы диаметром 114мм, применяются крайне редко из-за большой металлоемкости и отсутствия подъемников соответствующей грузоподъемности при ремонте скважин.

Таблица 1 - зависимость дебита от диаметра НКТ

Дебит, т/сут	от 20 до 50	от 50 до 80	от 80 до 300	от 300 до 700	от 700 до 1400
Диаметр НКТ, мм	48	60	73	89	114

При неудовлетворительном состоянии эксплуатационной колонны скважины или при конструкции скважины, не рассчитанной на эксплуатацию газлифтным способом, применяется двухрядный подъемник. В этом случае, в скважину спускается два concentрически расположенных ряда труб. Рабочий агент поступает через кольцевое пространство между трубами, а жидкость поднимается по внутренней трубе (рисунок 2).

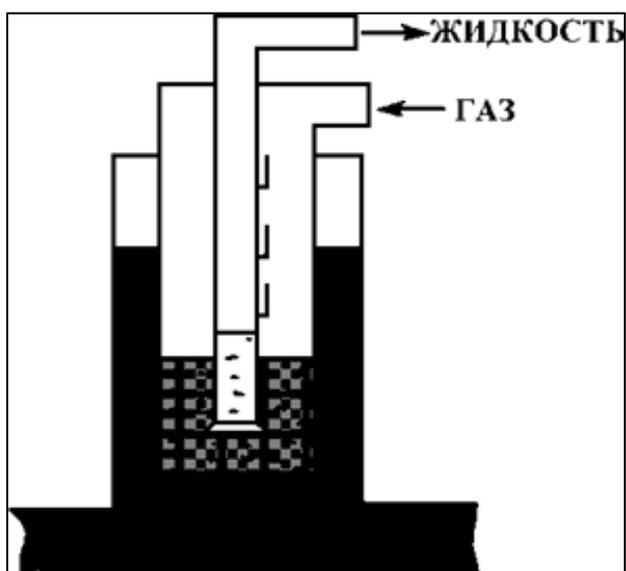


Рисунок 2 – Подъемник кольцевой с двухрядным лифтом

При дебите скважины свыше 300 т/сут применяется газлифт центральной системы. В этом случае газ поступает в скважину по колонне НКТ, а отбор жидкости производится по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и НКТ. Центральным газлифтом могут эксплуатироваться скважины с дебитом до 2000 т/сут. Недостатком этой системы является отбор жидкости по обсадной колонне, что приводит к сравнительно быстрому коррозионному и эрозионному ее износу (рисунок 3).

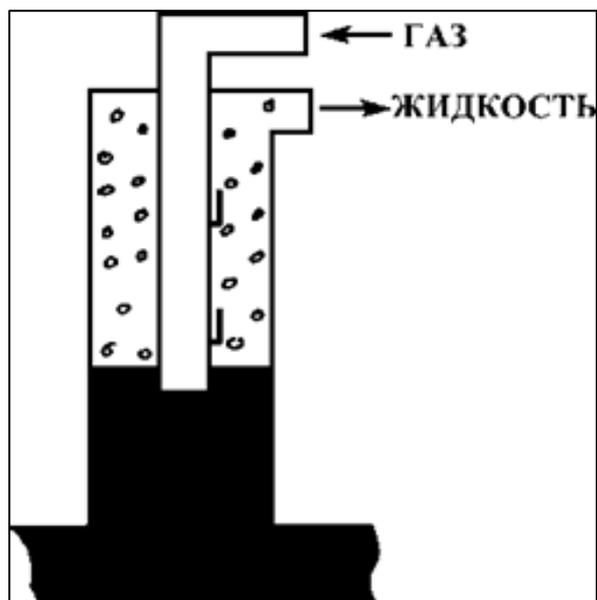


Рисунок 3 – Подъемник центральной системы

В скважину спущены концентрически два ряда труб. По центральным трубам закачивается газ, а отбор жидкости производится по кольцевому пространству между трубами. При использовании для центральных труб – НКТ 48мм, а для внешнего ряда – НКТ 114мм, можно получить дебит до 700 м³/сут. В промысловой практике наибольшее распространение получил кольцевой газлифт с однорядным подъемником. Двухрядный подъемник применяется, как правило, при отсутствии герметичности эксплуатационной колонны. На рисунке 4 на схеме подъемника центральной системы с двухрядным лифтом.

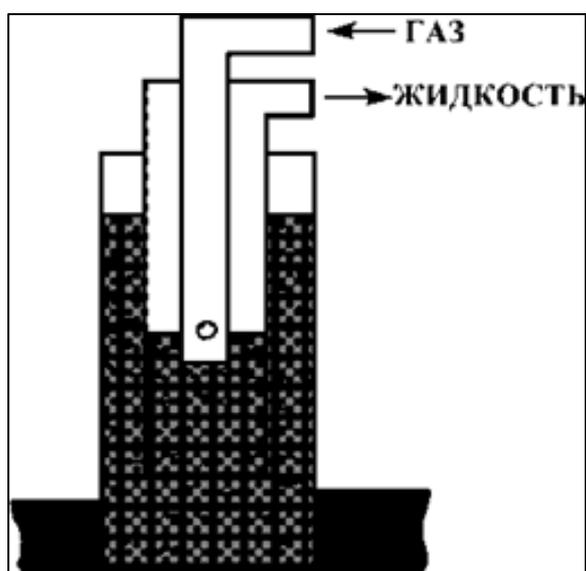


Рисунок 4 – Подъемник центральной системы с двухрядным лифтом

При эксплуатации месторождения со слабосцементированными песчаниками для обеспечения условия выноса песка с забоя скважины подъемные трубы спускаются до забоя.

По источнику газоснабжения газлифты может быть компрессорным или бескомпрессорным. При компрессорном газлифте источником газа высокого давления (ГВД) являются компрессорные станции (КС), от которых газ поступает в скважины по системам газопроводов. При наличии в геологическом разрезе месторождения газовых пластов они используются в качестве источников газа для подъема жидкости (бескомпрессорный газлифт). Бескомпрессорный газлифт разделяется на внутрискважинный и автономный. При внутрискважинном газлифте газ из газового пласта поступает в лифт на глубине пласта (рисунок 5).

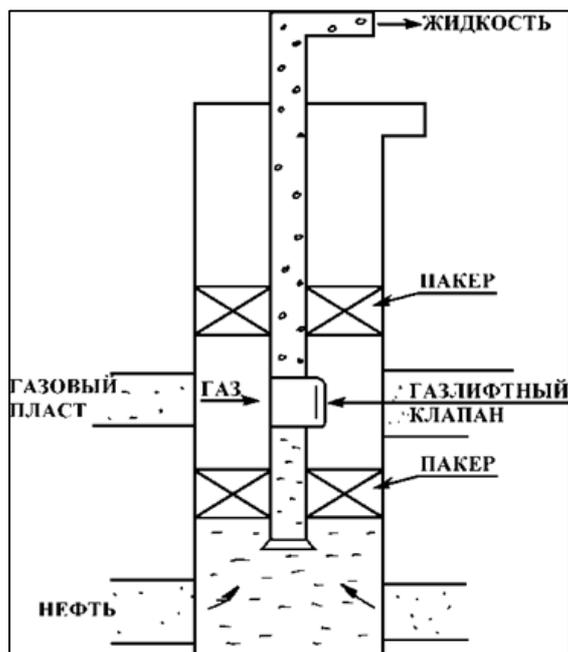


Рисунок 5 – Схема внутрискважинного газлифта

При автономном бескомпрессорном газлифте источником ГВД является газовая скважина, из которой газ через газораспределитель - манифольд, поступает в газлифтную скважину. Бескомпрессорный газлифт является наиболее дешевым из всех механизированных способов добычи [3,4].

Для снижения пускового давления и обеспечения максимальной глубины ввода газа в лифт предназначены газлифтные клапаны, в результате чего снижается расход рабочего агента, повышается дебит скважин и повышается рентабельность добычи нефти газлифтом. На сегодняшний день известно много различных типов газлифтных клапанов.

На рисунке 6 представлены схемы подземного оборудования газлифтных скважин для кольцевой и центральной системы.

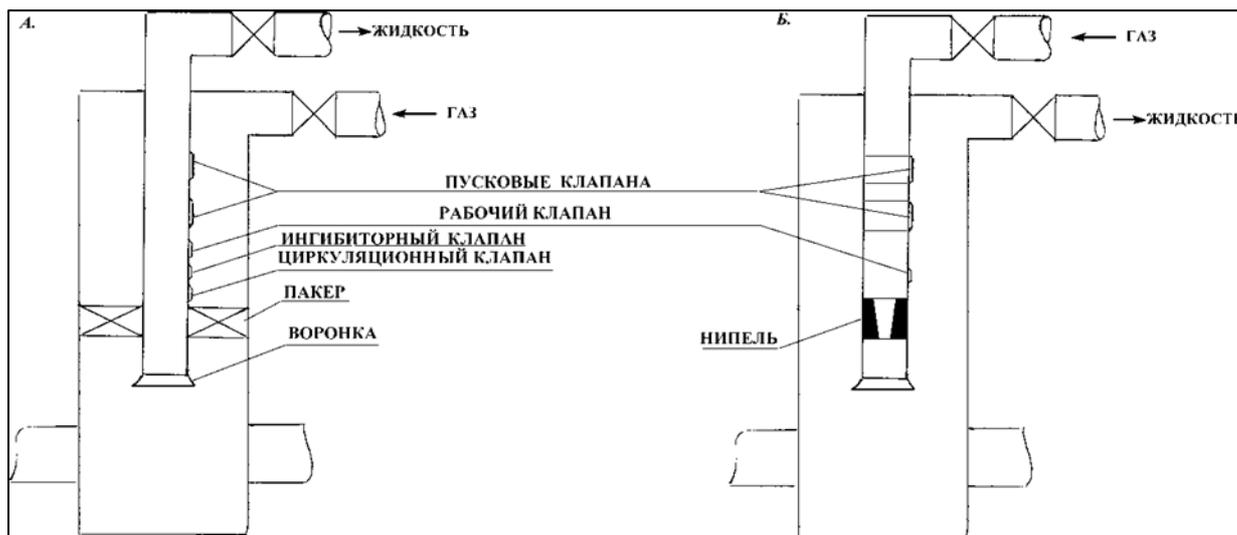


Рисунок 6 – Схема подземного оборудования газлифтной скважины
(А. Кольцевая система; Б. Центральная система)

Газлифтный клапан состоит из разъемного корпуса, в котором есть отверстия для поступления газа из кармана мандрели во внутреннюю полость клапана. Для исключения прорыва газа мимо клапана на корпусе расположены уплотнительные манжеты. Сильфон является чувствительным элементом, регулирующим работу клапана, заполненный на поверхности азотом. В нижней части сильфона – шток с шариком из твердосплавного материала, который покрывает отверстие седла.

Для исключения поступления жидкости из НКТ в затрубное пространство после остановки скважины, в нижней части клапана расположен обратный клапан. Над обратным клапаном – цанговое устройство для фиксации клапана в кармане мандрели.

В верхней части клапана – ловильная головка, при помощи которой клапан может быть извлечен.

При подаче газа в затрубное пространство – он поступает через карман мандрели в клапан и под его давлением сильфон сжимается, перемещая шток вверх, при этом открывается отверстие седла клапана и газ поступает во внутреннюю полость клапана. Затем, через боковые отверстия в хвостовике, он поступает в мандрель и в НКТ, производя подъем жидкости на поверхность. После снижения давления в НКТ и затрубье происходит закрытие клапана. Во время пуска, для исключения колебаний сильфона, в нем вмонтировано демпферное устройство, а в сильфон заливается масло. Мандрели предназначены для установки в них клапана для подачи ингибиторов в НКТ и глухих пробок, циркуляционного клапана, газлифтного клапана.

В верхней части мандрели расположена втулка с косым срезом для ориентации канатного инструмента в сторону кармана. Над карманом приварены направляющие планки.

Циркуляционный клапан предназначен для глушения скважины перед ремонтом. Они устанавливаются непосредственно над пакером. Во внутренней полости клапана имеется плунжер с уплотнительным элементом, который зафиксирован в корпусе клапана. Для глушения скважины необходимо создать давление в НКТ. Давлением срезается плунжер, открывается отверстие в теле клапана, т. е. Создается циркуляция между затрубьем и НКТ. В подземном оборудовании предусмотрен ингибиторный клапан, для защиты газлифта от отложения солей, парафина или коррозии. В качестве ингибиторного клапана применяются газлифтные клапана с малым седлом.

Ниппель предназначен для опрессовки НКТ в скважинах без пакера. Ниппель представляет собой муфту с резьбой НКТ, с посадочным местом для пробки. После окончания ремонта скважины в ниппель устанавливается пробка и опрессовывают НКТ насосным агрегатом [5].

При компрессорном газлифте газ поступает в скважину от компрессорных станций. Рабочий агент подаётся в скважину под давлением, которое создают компрессоры.

При компрессорном газлифте комплекс оборудования для эксплуатации группы скважин состоит из компрессорной станции, газораспределительной и газосборной сети, систем подготовки газа и газлифтного оборудования скважин.

Для газлифта чаще всего применяют поршневые компрессоры с газовыми двигателями или с электроприводом. В последние годы - центробежные компрессоры с газотурбинным или электроприводом.

На рисунке 7 показана схема оборудования компрессорной станции. По газопроводам 1 и 2 к станции поступает газ после предварительной обработки на установках подготовки нефти. Газ проходит сепараторы 3 для отделения жидкости и механических примесей и подается к компрессорам по линии 5 через регулятор давления к двигателям компрессоров. Остальная, основная часть газа по трубопроводу 6 идет в цилиндры компрессоров 7. После сжатия в ступени 1 газ направляется по линии 9 в маслоотделители 11, холодильники первой ступени 12 и сепараторы среднего давления 14, где отделяется влага. Ко второй ступени газ подается по линии 8. Такая же обработка газа проводится и после второй ступени в аппаратах 11, 13 и 15. К этим аппаратам газ подается по линии 10. Влага от всех сепараторов поступает в емкости для конденсата 16, 17 и 18 и отбирается насосами насосной 19. Газ после сжатия и обработки направляется, по линии 20 к потребителю (на газобензиновый завод, на скважины для газлифта и т. п.). Для охлаждения воды холодного и горячего цикла применяют градирни 21, где имеются емкость и насосная, расширительный бак с насосом горячего цикла. Для компрессорной, на которой установлено обычно 7-10 компрессоров, необходимо масляное хозяйство, так как расход масел различных марок велик (емкости и насосы маслохозяйства 22). Кроме того, запуск компрессора производится сжатым воздухом, запас

которого в специальной емкости пополняется небольшими вспомогательными компрессорами 23.

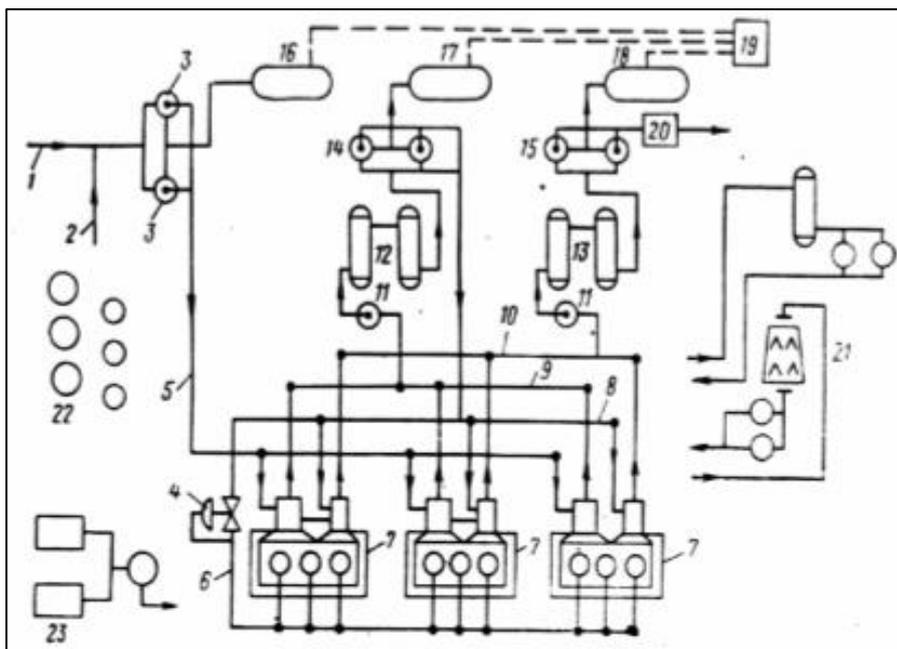


Рисунок 7 – Оборудование промышленной компрессорной станции

Для работы газлифтных скважин используется углеводородный газ, сжатый до давления 4 -10 МПа [6].

При бескомпрессорном газлифте газ поступает в добывающую нефтяную скважину из близлежащих газовых или газоконденсатных скважин или из газопровода без дополнительного сжатия.

При бескомпрессорном газлифте природный газ транспортируется до места расположения газлифтных скважин и обычно проходит предварительную подготовку на специальных установках, которая заключается в отделении конденсата и влаги, а иногда и в подогреве этого газа перед распределением по скважинам.

Избыточное давление обычно понижается дросселированием газа через одну или несколько ступеней штуцеров.

На рисунке 8 показана технологическая схема бескомпрессорного газлифта, применяемая в объединении Краснодарнефтегаз. Газ из скважин 1 под большим давлением (15...20 МПа) поступает на пункт очистки (осушки 2), где он проходит через гидроциклонные сепараторы и конденсатосборники.

После пункта очистки газ поступает в беспламенный подогреватель 3 для подогрева до 80...90 °С, а затем в газораспределительную батарею 4. Подогрев газа является эффективным средством борьбы с гидратообразованием при транспортировании и редуцировании газа. От батареи газ направляется через регулировочные штуцеры 5 в добывающие нефтяные скважины 6. После подъема жидкости газ поступает в газосепараторы первой 7 и второй 8 ступеней, откуда направляется в топливные линии и на газобензиновый завод. Жидкость из газосепараторов направляют в емкость 9.

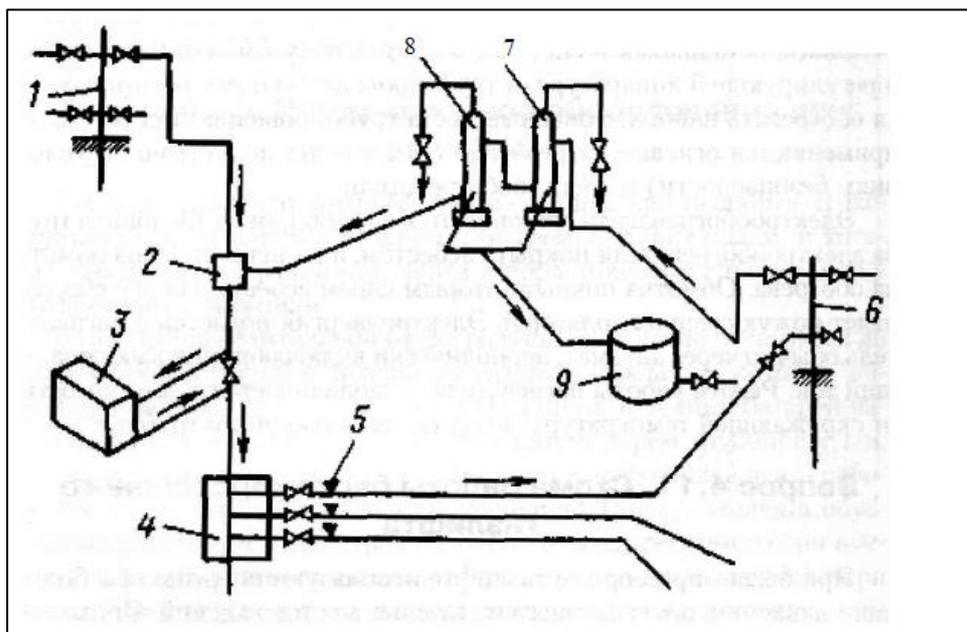


Рисунок 8 – Схема бескомпрессорного газлифта [7]

Бескомпрессорный газлифт может быть временной мерой — до окончания строительства компрессорной станции. В данном случае система газлифта остается практически одинаковой с компрессорным газлифтом и отличается только иным источником газа высокого давления.

Опыт разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показал, что наиболее рациональна система, при которой сжатый газ отбирается из скважин, оборудованных для добычи газа и осуществления внутри скважин. Внутрискважинный газлифт - наиболее эффективный способ подъема жидкости. Осуществляется он путем перепуска газа из вышележащего

(возможно, и из нижележащего) газового пласта через специальный забойный регулятор.

Применение внутрискважинного газлифта позволяет исключить строительство наземных газопроводов для сбора и распределения газа и газораспределительных пунктов, установок по подготовке газа (осушка, удаление части жидких углеводородов, очистка от сероводорода). В связи с вводом в подъемник ближе к башмаку насосно-компрессорных труб газа высокого давления обеспечивается высокая термодинамическая эффективность потока в подъемнике. Если при бескомпрессорном и компрессорном газлифтах при лучших режимах термодинамическая эффективность составляет 30-40 %, то при внутрискважинном бескомпрессорном газлифте значение ее достигает 85-90 %.

В зависимости от количества рядов труб, спущенных в скважину, их взаимного расположения и направления движения рабочего агента и газожидкостной смеси имеются системы различных типов: однорядный подъемник кольцевой и центральной систем; двухрядный подъемник кольцевой и центральной систем; полуторарядный лифт обычно кольцевой системы. Перечисленные системы газлифтных подъемников имеют преимущества и недостатки. В связи с этим обоснование целесообразности их применения производится с учетом горно-геологических и технологических особенностей конкретного объекта разработки. По степени связи трубного и кольцевого пространства с забоем скважины установки газлифта делятся на открытые, полузакрытые и закрытые [8].

1.3. Особенности разработки шельфовых месторождений

Постепенное истощение запасов нефти и газа на суше и обострение мирового энергетического кризиса обусловило необходимость все более и более широкого освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа, в недрах которого сосредоточено почти в три раза больше нефти и газа, чем на суше. В связи с этим интенсивно развивается добыча углеводородов на континентальных шельфах морей во всем мире.

Реализация нефтегазовых проектов всегда связана с рисками, которые влияют на их экономическую эффективность. Рисками являются неопределенность рыночной цены газа и нефти, ошибки в оценке характеристик запасов и себестоимости добычи, причинение ущерба окружающей среде, возможные события экономического и политического характера и многие другие.

Освоение шельфовых месторождений отличается еще более значительной степенью риска, т. к. практически все месторождения континентального шельфа характеризуются труднодоступностью из-за удаленности от берега, суровыми климатическими условиями и т. д. Обустройство этих месторождений требует огромных капитальных затрат, поэтому управление рисками с разработкой мероприятий по их снижению является одной из основных проблем нефтегазовой отрасли при разработке шельфовых месторождений [9].

В 2016 году в России морская добыча нефти составила 19,4 млн тонн, или 3,8 % от национального показателя. Значительный рост уровня добычи нефти на море был обеспечен в 2016 году, когда он вырос на 35 % (+ 5 млн т) к 2015 году. Прирост обеспечили месторождения Охотского (шельф о. Сахалин), Каспийского и Печорского морей (рисунок 9).

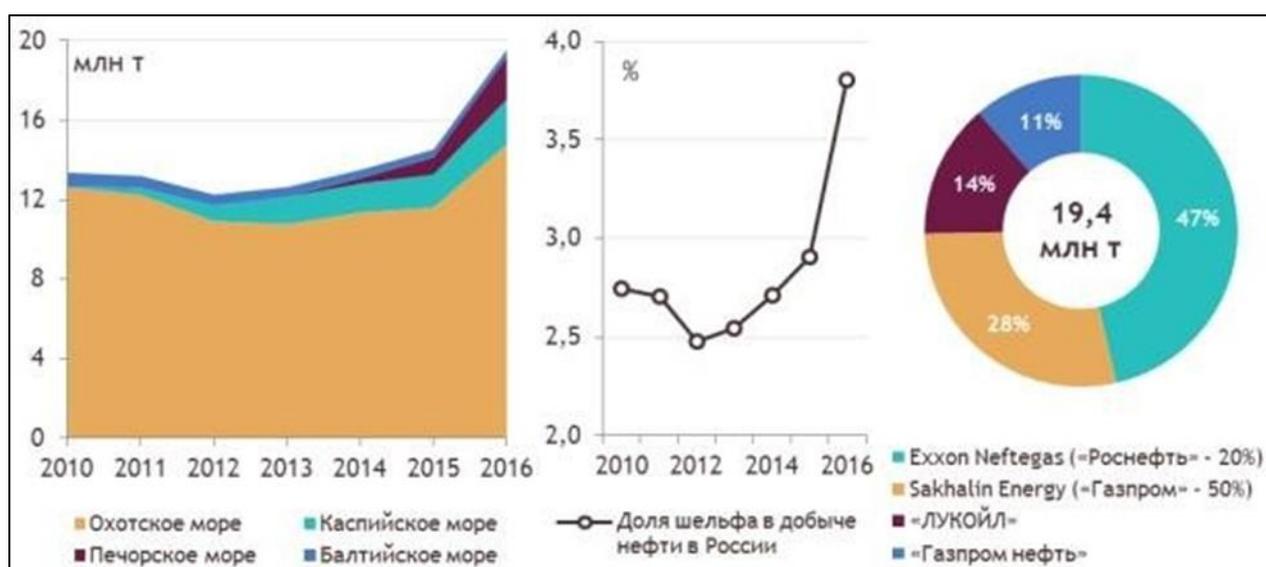


Рисунок 9 – Территориальная и корпоративная структура (2016 год) морской добычи нефти в России и ее доля в национальной добыче сырой нефти [10]

Большая сложность и характерные особенности освоения месторождений на шельфе определяются рядом факторов: окружающая среда; инженерно-геологические изыскания; высокая стоимость и уникальность технических средств; методико-биологические проблемы, которые вызваны необходимостью производства работ под водой; технология и организация эксплуатации и строительства объектов в море; обслуживание работ [11].

Окружающая среда характеризуется геологическими, геоморфологическими и гидрометеорологическими факторами, которые значительно осложняют разработку шельфовых месторождений. К основным гидрометеорологическим факторам относятся: температурные условия; ветер и волнение; течения и колебания уровня моря (в прибрежной зоне); ледовый покров морей; уровень воды; химический состав воды.

Разведка и разработка шельфовых месторождений – технически сложные операции, дорогостоящие и связаны со значительным риском. Главные проблемы при освоении шельфовых месторождений – проблемы техники и технологии производства данных работ.

В таблице 2 представлены основные различия между разработкой нефтегазовых месторождений на суше и на шельфе.

Таблица 2 – Различия в разработке месторождений на суше и на шельфе [12]

Шельфовые месторождения	Месторождения на суше
Затрудненный сбор нефти в случае ее разливов при волнениях на море	В случае разливов нефти возможен ее сбор
Сравнительно простая операция погрузки нефти на танкеры	Необходимость трубопроводного транспорта
Отсутствие затруднений в наличии воды для охлаждения оборудования	Наблюдается перегрев оборудования в силу отсутствия постоянного доступа к воде
Волновые нагрузки, движение сооружений, ледовые нагрузки затрудняют процесс разбуривания	Только ветровая нагрузка влияет на процесс разбуривания
Сложность получения информации по характеристике грунтов	Доступность информации по характеристике грунтов

Работы по разведке и разработке шельфовых месторождений обычно ведутся в два этапа:

- стадия геологоразведочных работ (в межледовой период);
- стадия строительства нефтяных промыслов и эксплуатации месторождения.

На I этапе производятся геологоразведочные работы в межледовый период. После того как завершен этап разведочных работ и обнаружены промышленные запасы нефти или газа (определен контур месторождения, произведен подсчет запасов, установлены геологические условия месторождения), приступают к составлению проекта разработки месторождения, имеющего целью определение этапов разработки установление темпов отбора продукта по этапам, оптимальное размещение скважин на месторождении. Разрабатывается также технология с учетом применения методов интенсификации добычи.

На базе проекта разработки месторождения создают проект оснащения месторождения, где определяется комплекс технических средств, включающих платформы, эксплуатационное технологическое оборудование, системы транспорта и хранения нефти и газа.

На II этапе, при разработке месторождения требуется уникальная и надежная техника, обеспечивающая безопасность работ круглый год (в том числе зимой). Необходимо отметить, что на этапе разведочных работ бурят небольшое число скважин (три – пять). Доразведку и уточнение исходных данных производят на первом этапе начала эксплуатации месторождения. В результате этого вносят определенные коррективы и в проект разработки, и в проект оснащения месторождения.

В рамках проектов разработки, как правило, рассматривается возможности и целесообразность использования различных способов механизированной добычи, в том числе газлифта, электро-центробежных насосов (ЭЦН) и струйных насосов. Каждый из этих способов имеет свои преимущества и недостатки.

Так, газлифтный способ эксплуатации скважин позволяет регулировать дебит в широком диапазоне посредством изменения режима закачки газа. Объемы ресурсов сжатого газа позволяют применять газлифтный способ для достижения проектных уровней добычи; необходимое давление нагнетания газлифтного газа обеспечивается системой закачки.

С учетом повышенного газового фактора и высокого давления насыщения, равного давлению более глубоких пластов, газлифтный способ добычи более эффективен, чем ЭЦН. Это связано с тем, что в результате расширения газовой шапки в процессе эксплуатации месторождения газовый фактор добываемой нефти значительно превысит исходную газонасыщенность пластовой нефти, что отрицательно скажется на работе насосов. Возможен также переход некоторых из них на фонтанирование, что при газлифте происходит без сложностей.

Выбор газлифтного способа добычи часто бывает обусловлен уникальной конструкцией скважин шельфовых месторождений – короткий вертикальный участок (500-800 м) и протяженный наклонный ствол (с отходом от вертикали до 12 км), что ограничивает эксплуатационные возможности насосов.

Газлифтное оборудование (мандрели с клапанами) может быть установлено при выполнении начального этапа работ по заканчиванию скважин, без ограничения пропускной способности лифта; обеспечивается возможность спуска инструментов для подземных ремонтов или каротажных приборов через лифтовую колонну на забой.

Капитальные затраты, связанные с эксплуатацией скважин посредством ЭЦН или струйных насосов выше, чем для газлифта. Для сборки и спуска в скважины ЭЦН необходима подъемная установка для капремонта скважин.

Сравнительный анализ параметров различных способов механизированной добычи применительно к условиям шельфовых месторождений приведен в Приложении 1 [13, 14, 15].

Условия разработки шельфового месторождения (ограниченное количество скважин для бурения, ограниченный доступный радиус бурения с

береговой площадки) диктуют свои условия мониторинга и управления разработкой месторождения. В таких условиях бурение наблюдательных и пьезометрических скважин экономически нецелесообразно.

Весь фонд эксплуатационных скважин оснащен внутрискважинным и поверхностным оборудованием для сбора и обработки необходимой промысловой информации. Все скважины оборудованы постоянно действующими устьевыми и внутрискважинными датчиками давления и температуры.

Информация с внутрискважинных и поверхностных датчиков регистрируется, обрабатывается и записывается в автоматическом режиме, и доступна для просмотра в режиме реального времени. Таким образом, весь фонд эксплуатационных скважин может обеспечивать сбор данных, необходимых для контроля и регулирования разработки месторождения.

Контроль над разработкой шельфовых месторождений в процессе их эксплуатации осуществляется с целью получения информации о геологическом строении нефтяной залежи и эффективности ее разработки.

При этом при осуществлении контроля за процессом разработки необходимо учитывать, как особенности местоположения месторождения, так и особенности его разработки горизонтальными скважинами, протяженность которых составляет более 10 км.

Основной задачей контроля является получение, обработка и обобщение регулярной достоверной информации о работе скважин и изменении параметров, характеризующих работу пластов, в целях:

- оценки фактической технологической эффективности системы разработки залежей в целом и отдельных технологических мероприятий по их осуществлению и регулированию;
- оптимизации осуществляемого процесса разработки и планирования мероприятий на будущее;
- оценки эффективности отдельных технологий.

В процессе контроля разработки нефтяного пласта изучаются:

- динамика текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа по пласту в целом, отдельным участкам и скважинам;
- охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента по отдельным участкам залежи;
- положение контуров нефтеносности;
- энергетическое состояние залежи, динамика пластового и забойного давлений в зонах отбора;
- изменения коэффициентов продуктивности, газового фактора, гидропроводности пласта;
- состояние герметичности эксплуатационных колонн, взаимодействие продуктивного горизонта с соседними по разрезу горизонтами и наличие перетоков жидкости между пластами разрабатываемого объекта и соседними объектами;
- изменение физико-химических свойств добываемой жидкости и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе эксплуатации.

Основными способами получения информации при контроле разработки месторождения являются: измерение дебита, газового фактора и обводненности продукции скважин на поверхности; исследование интервалов притока и состава жидкости в стволе скважины; исследование пластов в разрезе скважин.

Обязательные системные комплексы исследований и измерений по контролю над разработкой должны равномерно охватывать всю площадь объекта разработки. Целесообразно предусматривать следующие виды работ [16]:

- замеры пластового и забойного давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводненности продукции по добывающим скважинам;
- гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин на стационарных и нестационарных режимах;
- отбор и исследование глубинных, поверхностных проб продукции скважин;

- снятие профилей притока в добывающих скважинах.

2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

Результатирующими критериями качества заканчивания скважин являются результаты гидродинамических исследований и опробования пластов: продуктивность, радиус зоны проникновения; проницаемость в зоне проникновения; скин-эффект в зоне проникновения и др.

Залежи нефти, газа и конденсата на площади месторождения X залегают в песчаных пластах и песчано-алевритовых пластах-коллекторах нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах 1400–2400 м.

Геологическое строение месторождения осложняется наличием литологических замещений или тектонических свойств продуктивных пластов.

Месторождение относится к многопластовым, так как в разрезе установлено опробованием и прогнозируется по ГИС 15 продуктивных пластов, содержащих залежи нефти, газа и конденсата.

Залежи подразделяются на:

- 1) нефтяные;
- 2) газовые;
- 3) газоконденсатные;
- 4) нефтегазоконденсатные;
- 5) газоконденсатнонефтяные.

В нефтегазоконденсатных залежах газовая шапка превышает по объёму нефтяную оторочку, а в газоконденсатнонефтяных залежах (т.е. в нефтяных с газоконденсатной шапкой) основная по объёму часть залежи нефтяная. Нефтяные залежи содержат только нефть с растворенным газом. Разделение залежей на газовые и газоконденсатные произведено по содержанию в газе конденсата. Газовые залежи содержат незначительное количество конденсата ($< 10 \text{ см}^3/\text{м}^3$). При разработке газоконденсатных залежей и шапок (в результате снижения давления) из добываемого пластового газа выделяется конденсат. Содержание его в залежах месторождения X колеблется от $55 \text{ г}/\text{м}^3$ до $190 \text{ г}/\text{м}^3$.

Залежи размещены по участкам следующим образом:

Участок А – 4 залежи:

- 1 нефтяная;
- 2 газоконденсатные;
- 1 нефтегазоконденсатная.

Участок Б – 21 залежь.

- 1а блок – одна газоконденсатная;
- I блок – 12 залежей:
 - 3 газовые;
 - 4 нефтегазоконденсатные;
 - 5 газоконденсатнонефтяных;
- II блок – 8 залежей:
 - 1 газовая;
 - 3 газоконденсатные;
 - 2 нефтегазоконденсатные;
 - 4 газоконденсатнонефтяные.

По площади продуктивности, ограниченной внешними контурами нефте- или газоносности, залежи разделены на малые (до 10 км²) – 5 залежей; средние (от 10 до 50 км²) – 24 залежи; большие (50 км²) – 6 залежей. Залежи по дебиту до 25 тыс. м³/сут.; малодебитные – газовые от 25 до 100 тыс. м³/сут; среднедебитные – нефтяные залежи по дебиту от 7 до 25 тонн/сут., газовые от 100 до 500 тыс. м³/сут.; высокодебитные – нефтяные от 25 до 200 тонн/сут., газовые залежи по дебиту от 500 до 1000 тыс. м³/сут.

По величине начальных пластовых давлений (МПа) преобладают залежи с высоким давлением от 13 до 23 МПа. Определение абсолютных отметок водонефтяных (ВНК), газоводяных (ГВК) и газонефтяных (ГНК) контактов проводилось по результатам опробования скважин и данным ГИС. Для большинства залежей при опробовании скважин были установлены в скважинах нижние границы газоносности или же нижние границы нефтеносности, проведённые по абсолютным отметкам нижних отверстий перфорации с учётом границ продуктивных (по ГИС) прослоев.

Промышленная добыча на месторождении X начата на участке А 5 июля 1999 г., на участке Б – 23 декабря 2008 г.

По состоянию на 01.01.2019 пробуренный фонд составляет 50 скважин.

Показатели добычи за 2018 г. составили: нефти 3947 тыс. т, растворённого газа – 425,9 млн.м3, газа газовых шапок – 334 млн.м3, конденсата – 26 тыс. т.

Накопленная добыча на 1 января 2019 г. составила: нефти - 54191 тыс. т, растворённого газа - 6984 млн.м3, газа газовых шапок - 6312 млн.м3, конденсата – 321 тыс. т.

2.1. Анализ текущего состояния разработки участка А месторождения X

2.1.1. История разработки участка А

Участок А месторождения X введен в промышленную эксплуатацию в июле 1999 г. с запуском скважины А-1, которая была позже переведена под обратную закачку попутно добываемого растворенного газа.

История разработки участка А может быть условно разделена на следующие этапы (рисунок 10):

- Этап 1 (1999 – 2003 гг.) – начало сезонной добычи нефти, разработка месторождения на режиме истощения с обратной закачкой добываемого газа в сводовую часть залежи.
- Этап 1а (2004 – 2007 гг.) – бурение четырех нагнетательных скважин и организация системы приконтурного заводнения.
- Этап 1б (2008 – 2015 гг.) – ввод транссахалинского нефтепровода в эксплуатацию с переходом на круглогодичную добычу нефти.
- Этап 1в (2016+ гг.) – бурение уплотняющих скважин и переход на механизированную добычу, а также начало освоения дополнительных залежей.

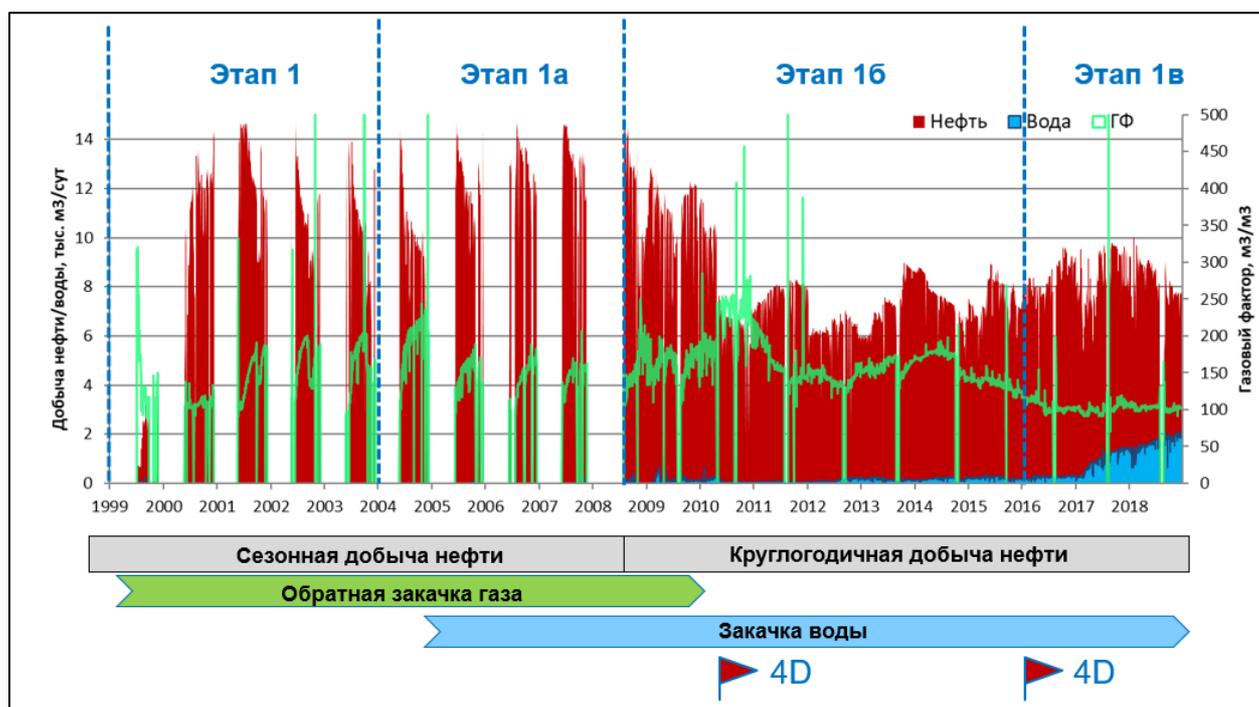


Рисунок 10 – История разработки участка А

На начальном этапе (Этап 1) участок разрабатывался преимущественно на естественном режиме с ограниченным влиянием законтурной области. Растворенный газ закачивался в сводовую часть пласта, что привело к образованию вторичной газовой шапки. Всего за этот период было пробурено 13 добывающих и 1 газонагнетательная скважина.

Недостаточная активность законтурной области и заметное снижение пластового давления за первые четыре года добычи нефти на участке привели к необходимости реализации системы ППД. В период 2003-2005 гг. (Этап 1а) были пробурены 4 водонагнетательных скважины для организации приконтурного заводнения (круглогодичная закачка морской воды), а также одна поглощающая скважина для размещения отходов бурения в песчано-алевритовых породах выше продуктивного разреза.

В 2008 г. был введен в эксплуатацию транссахалинский нефтепровод, что позволило перевести платформу А-1 на круглогодичную добычу нефти (Этап 1б). В этот же период (начиная с 2009 г.) начали наблюдаться прорывы воды в добывающие скважины, сопровождавшиеся снижением продуктивности и значительным выносом песка и, как следствие, необходимостью ограничения

дебитов этих скважин или их полной остановки. Программа по проведению ремонтных работ на этих скважинах стартовала в начале 2012 г. после восстановления функциональности бурового оборудования.

Транссахалинская трубопроводная система (ТСТС) предназначена для транспортировки нефти и газа, добытых ТСТС в рамках проекта Сахалин-2. Углеводороды транспортируются с месторождений севера Сахалина на объединённый береговой технологический комплекс (ОБТК) в Ногликском районе и на завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) и терминал отгрузки нефти (ТОН) на юге Сахалина в заливе Анива (рисунок 11).

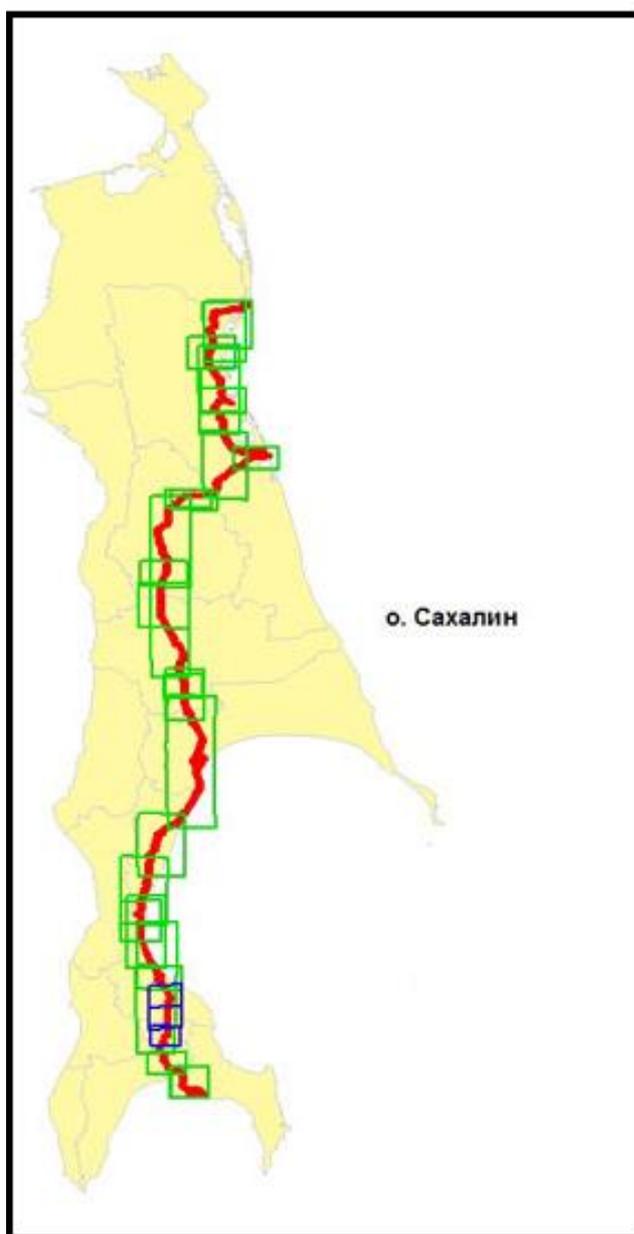


Рисунок 11 – Транссахалинская трубопроводная система

ТСТС система состоит из:

- морских трубопроводов;
- наземных трубопроводов;
- волоконно-оптической кабельной сети;
- двух компрессорных станций для поддержания давления в трубопроводах;
- пяти камер приёма/запуска средств очистки и диагностики трубопроводов;
- 104 крановых задвижек на нефтепроводе, 47 крановых задвижек на газопроводе, четырёх крановых задвижек на многофазном трубопроводе;
- вспомогательных объектов вдоль трассы трубопровода, включая аварийно-восстановительные пункты вдоль трассы трубопровода.

В 2010 г. впервые в России на участке А была проведена первая 4D сейсморазведка (3D сейсморазведка была выполнена в 1997 г.). Результаты интерпретации полученных данных позволили откартировать продвижение фронта воды в пределах пласта. Полученные данные также показали хорошую сходимость с результатами промысловых наблюдений прорывов воды в добывающих скважинах.

Повторная 4D сейсморазведка, проведенная в 2015 г, позволила уточнить контур продвижения фронта воды в пласте, уменьшить неопределенность прогнозов по времени прорывов воды в добывающих скважинах, а также уточнить возможные проектные решения (расположение и количество новых скважин, бурение боковых стволов добывающих скважин в непромытые зоны, оптимизация размещения нагнетательных скважин и др.) с целью наиболее эффективной разработки участка.

Кроме того, в 2018 г. был выполнен еще один сейсмический мониторинг 4D, основной целью которого являлся контроль за продвижением фронтов заводнения и эффективностью разработки участка. Отличительной особенностью съемки 2018 г. является покрытие центральной части месторождения данными, полученными с помощью донных датчиков, что

позволит выполнить интерпретацию 4D в непосредственной близости и под добывающей платформой А-І.

По состоянию на 01.01.2019 пробурено 23 из 24 скважин проектного фонда. Действующий фонд скважин составляет: 15 нефтяных добывающих, 7 водонагнетательных и 1 поглощающую. Все скважины добывающего фонда находятся в работе. Реализация проектного фонда составляет 96 %.

Расстояние между скважинами составляет 800-1100 м. Расстояния от водонагнетательных скважин до ближайших добывающих составляет свыше 2000 м на юге, около 2500 м на севере и порядка 1000 м на западе структуры.

2.1.2. Динамика годовой добычи нефти, жидкости и обводненности участка А

Динамика годовой добычи нефти, жидкости и обводненности по основному эксплуатационному объекту участка показана на рисунке 12, годовой закачки сухого газа и воды - на рисунке 13.

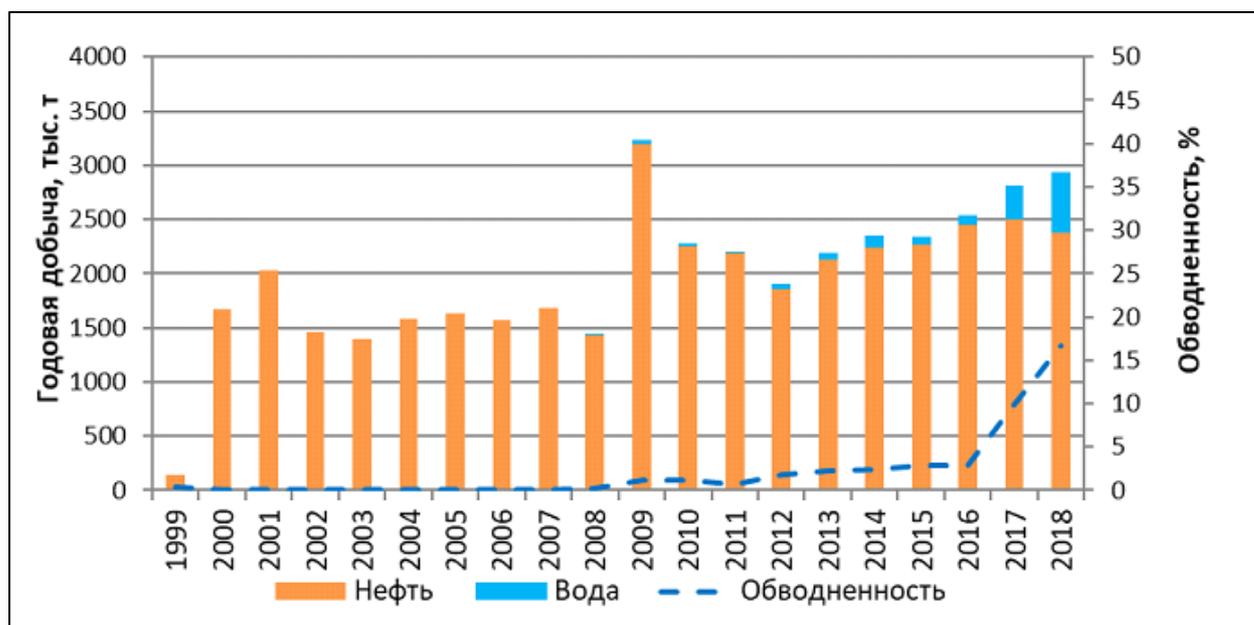


Рисунок 12 – Динамика годовой добычи нефти, воды и обводненности

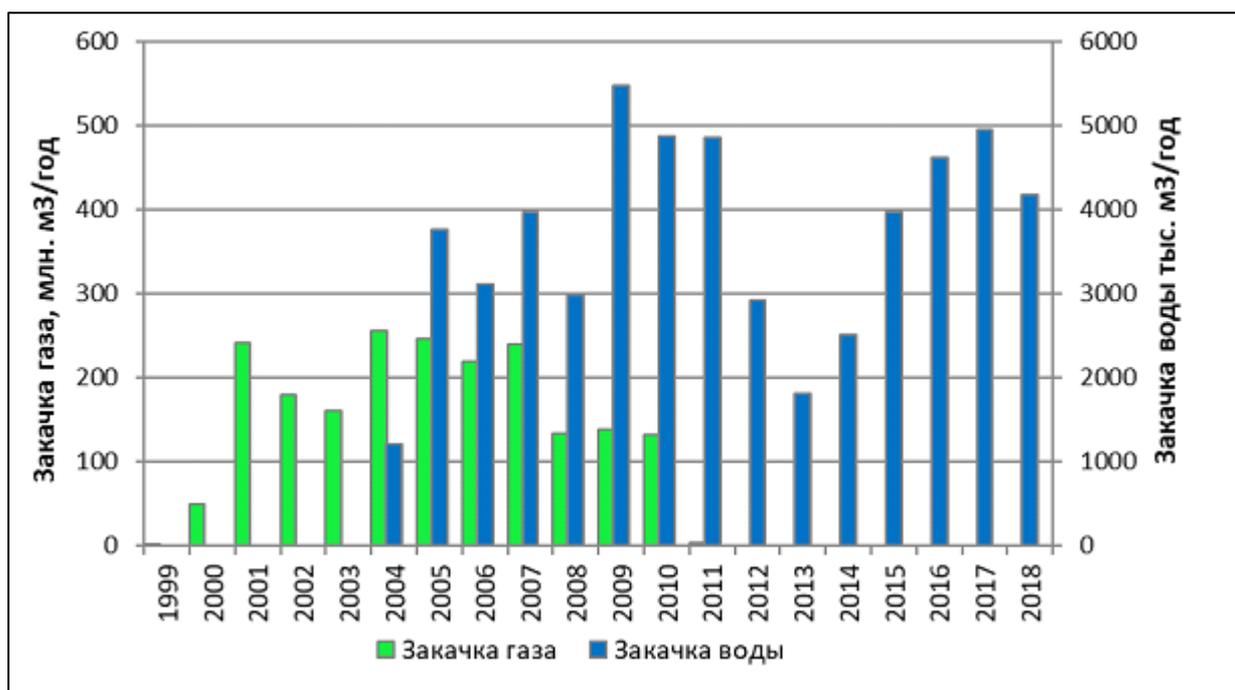


Рисунок 13 – Динамика годовых уровней закачки газа и воды

График на рисунке 12 иллюстрирует, что рост добычи нефти в период 1999-2001 гг., связанный с активным разбуриванием участка А на начальном этапе его разработки, сменился незначительным снижением добычи в 2002 г. (из-за прорывов газа газовой шапки и значительного роста ГФ в добывающих скважинах) и ее стабилизацией на уровне 1500 тыс. т/год (2003-2008 гг.).

Обратная закачка газа в пласт (рисунок 13) привела к формированию вторичной газовой шапки. Снижение пластового давления и расширение газовой шапки приводило к прорывам газа к скважинам, расположенным в купольной части залежи, и, как следствие, к необходимости снижения объемов добываемой нефти ближе к концу каждого сезона добычи из-за технических ограничений по подготовке газа на платформе.

С переходом на круглогодичную эксплуатацию платформы А-I добыча нефти в 2009 г. достигла максимального значения в 3190 тыс. т. Однако прорывы воды, наблюдавшиеся в добывающих скважинах, не оборудованных противопесочным фильтром, с конца 2007 г., приводили к интенсивному выносу песка вместе с добываемой продукцией и, как следствие, необходимости ограничивать добычу таких скважин или полностью

останавливать их. Именно это и стало основной причиной значительного снижения добычи в последующие несколько лет (2010-2012 гг.).

Стартовавшая в 2012 г. кампания по выводу остановленных скважин из бездействия с помощью бурения боковых стволов позволила стабилизировать добычу нефти на участке А на уровне 2000-2500 тыс. т в год. С 2013 г. бурение всех боковых стволов и новых скважин на участке предусматривало их заканчивание по технологии Frac&Pack с установкой противопесочного фильтра.

Рост обводненности на участке А в 2017-2018 гг. с 3-5 % до 17 % связан, в первую очередь, с продвижением фронта заводнения вглубь основного эксплуатационного объекта и, как следствие, прорыва воды в добывающих скважинах, пробуренных в присводовой его части.

2.2. Анализ текущего состояния разработки участка Б месторождения Х

2.2.1. История разработки участка Б

По результатам проведения геолого-промысловых и сейсморазведочных работ установлено, что участок Б делится разрывным нарушением на два тектонических блока:

1. Блок I – основной участок эксплуатационного бурения. Зона с уверенными определениями градиентов пластового давления, позволяющих достоверно оценить положения УСВ и ГНК.

2. Блок II – неизученный участок, редкая сетка скважин. Зона, в которой практически отсутствуют определения градиентов давления, положения флюидальных контактов в большинстве случаев приняты по середине расстояния между нижними дырами перфорации, где получена нефть (газ) и верхними дырами перфорации, где получена вода (нефть).

История разработки участка Б может быть условно разделена на следующие этапы (рисунок 14):

- Этап 1 (2008 – 2010 гг.) – начало добычи нефти, разработка месторождения на режиме истощения.

- Этап 1а (2010 – 2012 гг.) – бурение четырех нагнетательных скважин и организация системы ППД.
- Этап 1б (2012-2015 гг.) – Обновление системы ППД для Блока I. Бурение добывающих скважин в Блок II, увеличение количества водонагнетательных скважин в Блоке I. Рост обводненности добывающего фонда с одновременным падением ГФ.
- Этап 1в (2016+ гг.) - пересмотр геологической модели. Продолжение освоения Блока II через горизонтальный ствол скважины Б-4д с установленным песчаным фильтром. Также пробурены 3 скважины в Блоке I, пробурена первая нагнетательная скважина внутриконтурного заводнения.

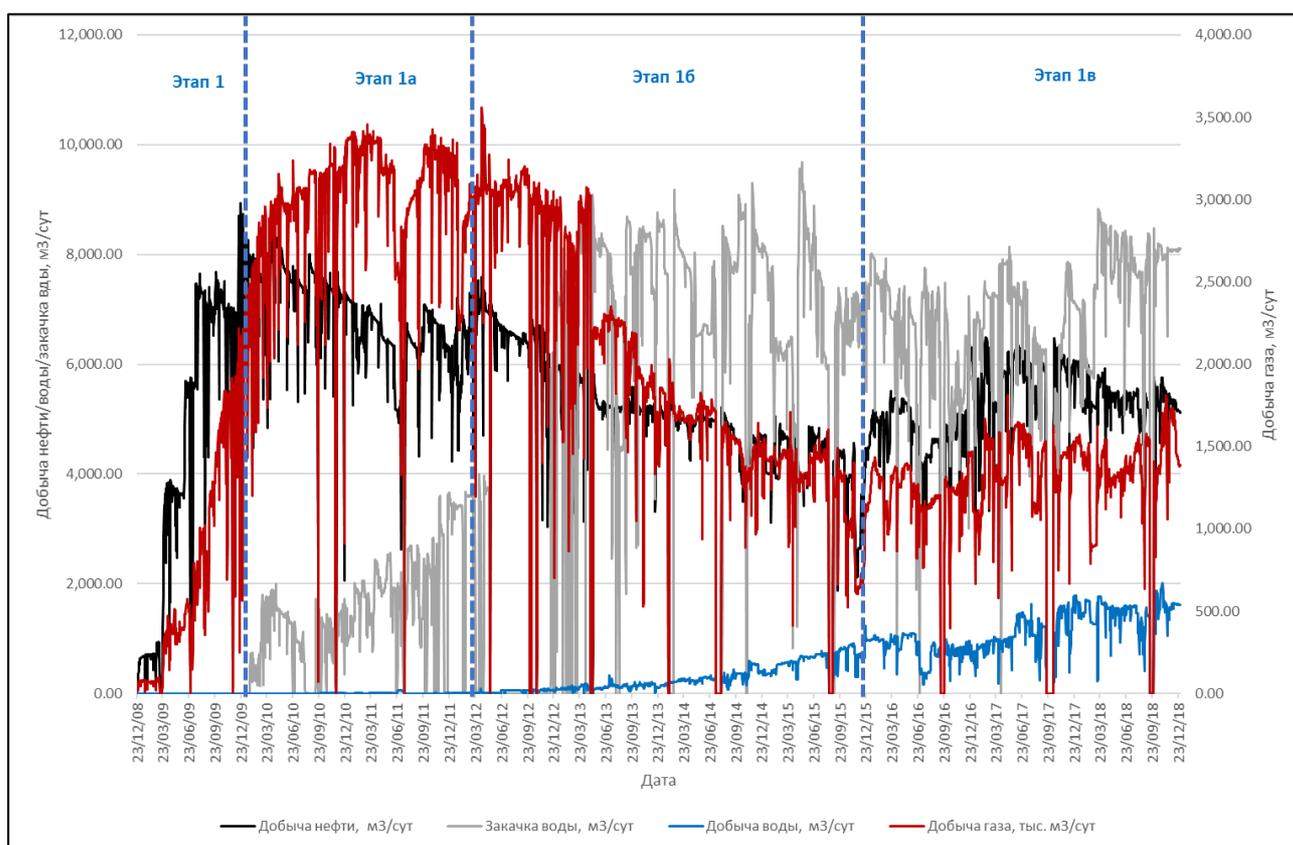


Рисунок 14 – История разработки участка Б

Разработка нефтяных оторочек западного фланга участка Б начата 23 декабря 2008 г. вводом в эксплуатацию скважины Б-1д. Закачка морской воды в целях ППД началась 22 января 2010 г. вводом водонагнетательной скважины Б-1н.

Уточнение геологической структуры и положения контактов продуктивных пластов выполнено в процессе строительства добывающих скважин Б-2д и Б-3д в 2009 г. по замерам пластового давления и отборам глубинных проб в пилотных стволах, пробуренных в газонасыщенную часть и законтурную область объекта разработки. По результатам бурения данных скважин были оптимизированы местоположение, траектории и последовательность бурения всех последующих добывающих и водонагнетательных скважин.

В июле 2012 г. закончена бурением первая горизонтальная (со вскрытием нескольких пластов) водонагнетательная скважина Б-2н на западном крыле в Блоке I. Было принято решение пробурить скважину ближе к ВНК и охватить ГРП как можно большую площадь, при этом наличие гидродинамической связи с добывающими скважинами являлось одной из основных неопределенностей. Скважина подтвердила гидродинамическую сообщаемость с добывающим фондом ряда пластов, также в одном из пластов была обнаружена слабая активность водоносной зоны в пласте XXII-2.

В 2012 г. наблюдался вынос песка из нескольких скважин, что привело к необходимости ограничения их дебита (штуцированием). Высокопроницаемый пропласток в одной из скважин был изолирован дистанционно при помощи забойного штуцера. В результате проведенных работ пескопроявления прекратились, но дебит жидкости при этом снизился с 1350 до 760 м³/сут.

Основная причина выноса песка – снижение пластового давления и прорывы газа из газовых шапок по высокопроницаемым интервалам. С целью предотвращения падения давления система ППД была модернизирована путем установки более мощных насосов. Это позволило остановить падение и даже повысить пластовое давление в пластах. В качестве методов борьбы с пескопроявлениями определены: сетчатый фильтр, гравийный фильтр и технология Frac&Pack.

По состоянию на 01.01.2019 пробуренный фонд составляет 26 скважин. Все эксплуатационные скважины имеют сложные траектории, являются

наклонно-направленными с максимальной длиной по стволу скважины до 7942 м и углом отклонения хвостовика от вертикали до 90 градусов. Состояние реализации проектного фонда скважин и характеристика фонда скважин по участку приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Фонд скважин участка Б по состоянию на 01.01.2019

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	16
	Всего:	16
	В том числе:	
	Действующие	16
	Из них, фонтанные	10
	Газлифтные	6
	Бездействующие	
	В освоении после бурения	
	В консервации	
	Переведены в нагнетательные	
	Переведены в поглощающие	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	8
	Переведены из добывающих	
	Всего:	8
	В том числе:	
	Газонагнетательные	
	Водонагнетательные	8
	Действующие	8
	Бездействующие	
	В освоении после бурения	
В отработке на нефть		
Фонд поглощающих скважин	Пробурено	2
	Переведены из добывающих	
	Всего:	2
	В том числе:	
	Действующие, под закачкой буровых отходов	2

2.2.2. Динамика годовой добычи нефти, жидкости и обводненности участка Б

Динамика основных технологических показателей разработки участка Б по состоянию на 01.01.2019 представлена на рисунке 15.

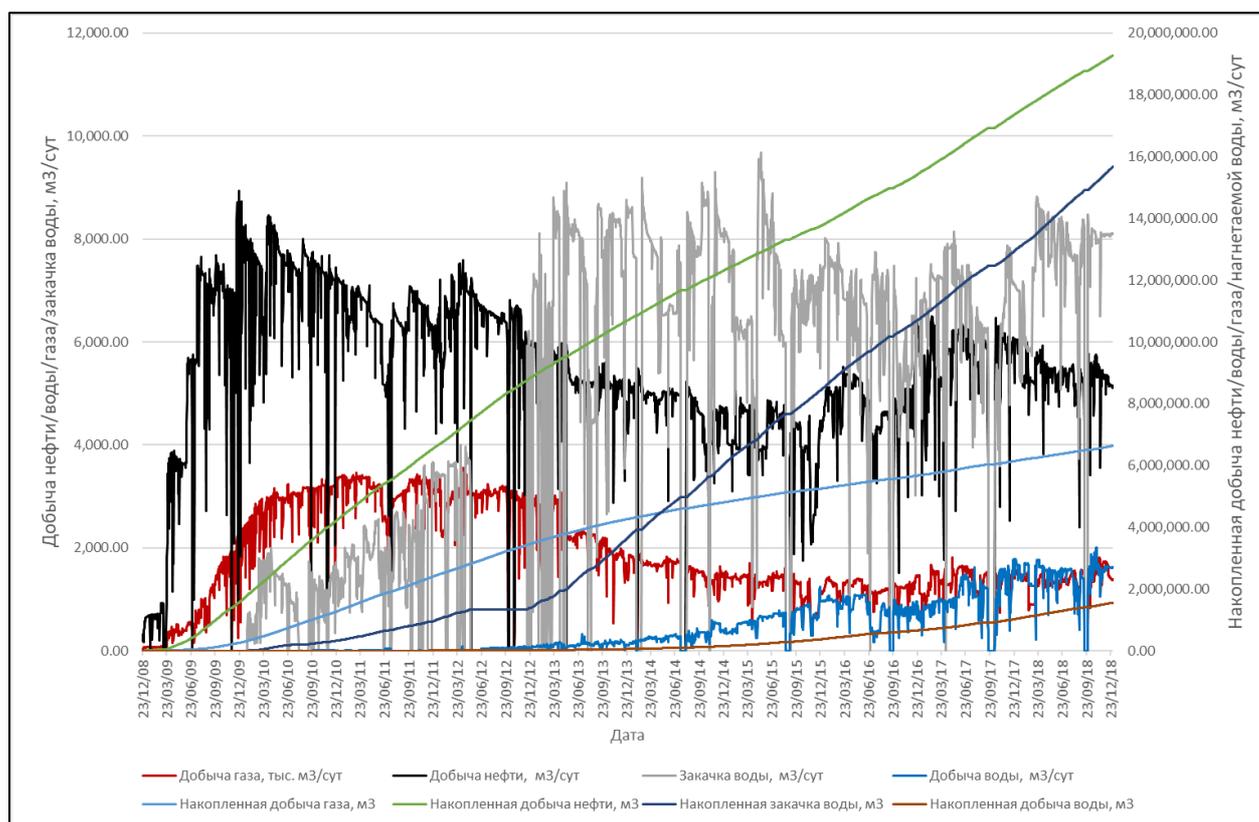


Рисунок 15 – Динамика технологических показателей разработки участка Б по состоянию на 01.01.2019

Разработка участка Б была начата в конце 2008 г. и достигла максимального уровня 9000 м³/сут по добыче нефти уже в 2010 г. Этому способствовал ввод в эксплуатацию новых скважин, а также дострел и вовлечение высокопроницаемых интервалов в уже существующих скважинах. Как результат вовлечения высокопроницаемых интервалов в скважинах наблюдались прорывы газа из газовой шапки. Это привело к быстрому росту ГНФ и, как следствие, высоким темпам падения пластового давления. Впоследствии было принято решение о переоборудовании существующих скважин с установкой систем интеллектуального заканчивания для регулирования отборов из высокопроницаемых пропластков. Во втором полугодии 2010 г. добыча нефти была ограничена для снижения дебита газа по двум скважинам.

В первом и втором квартале 2011 г. по этой же причине была ограничена добыча нефти еще по двум скважинам. Штуцирование скважин отчасти

замедлило, но не остановило рост газового фактора. Испытания скважин на низких депрессиях выявило рост газового фактора и снижение дебитов нефти, вследствие большей мобильности газа в высокопроницаемых пропластках и отключения части низкопроницаемых, незагазованных интервалов.

В 2011-2012 гг. было принято решение заменить скважинное оборудование существующих скважин на интеллектуальное для контроля прорыва газа и воды. Впоследствии от данного типа заканчивания пришлось отказаться из-за некорректной работы оборудования. Контрольные линии управления забойными штуцерами во многих скважинах были повреждены в следствие выноса песка из высокопроницаемых интервалов.

В 2013 г. в ходе реализации проекта по снижению эксплуатационного ГФ на участке Б на скважине Б-4д был пробурен боковой ствол на соседний пласт. Скважина была закончена с интеллектуальным оборудованием, однако, для предупреждения выноса песка и выхода из строя скважинного оборудования высокопроницаемые пласты не перфорировались. Данные раздельного тестирования каждого пласта, проведенного сразу после ГТМ, показали, что более 80 % добычи как по газу, так и по нефти относится к целевому объекту. Результатом данного ГТМ явилось троекратное снижение газового фактора по данной скважине, при полуторакратном снижении дебита по нефти. Таким образом, удалось добиться существенного снижения добычи газа из данного пласта.

Большая часть бокового ствола скважины Б-4д закончена в северной части блока I, также вскрыт один пласт блока I. Пластовое давление на момент заканчивания соответствовало начальному. В течение 2013-2015 гг. отмечалось падение давления на 7,5 МПа в пласте в южной части блока и, как результат, падение дебита и рост газового фактора. Это позволило сделать предположение о гидродинамической изолированности северной части блока I от южной.

В третьем квартале 2014 г. пробурена и введена в эксплуатацию водонагнетательная скважина Б-4н.

В середине 2015 г. по результатам анализа КВД была отмечена стабилизация и незначительный рост пластового давления на 0,1 МПа в скважине Б-3д. Также в ходе замеров дебитов был отмечен рост добычи из пласта южной части блока I.

Эксплуатация скважин ведется фонтанным и газлифтным способами. Газлифт используется при выводе скважин на режим. В некоторых скважинах, с невысоким газовым фактором, газлифт периодически применялся на начальном этапе эксплуатации, а также для стабилизации дебита и оптимизации добычи.

Во всех добывающих скважинах регулярно проводился отбор проб с устья для определения обводненности продукции и пескопроявления.

Установка новых насосов, бурение бокового ствола в скважине Б-3д, штуцирование и оптимизация заводнения позволили в 2014 г. снизить падение добычи нефти и существенно понизить добычу газа. В 2015 г. это привело к значительному превышению прогнозных показателей по добыче, а также росту пластового давления в пластах.

2.3. Обоснование размещения скважин

При обосновании местоположения первых поисковых скважин используется два методических приёма: заложение поисковой скважины в наиболее гипсометрически приподнятой части структуры или заложение поисковой скважины с некоторым смещением от свода.

Первые поисковые скважины для открытия месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина планировались и бурились на перспективных структурах в сводах или присводовых частях складок и тектонических блоков. Отдельные поисковые скважины были частично смещены от свода на крыло структуры. Данное смещение обосновывалось:

- 1) возможностью прироста промышленных запасов углеводородов;
- 2) предполагаемым вскрытием нефтяной или газонефтяной зон (за пределами газовых шапок, имеющих небольшие высоты).

В пределах зон с предполагаемой повышенной трещиноватостью, расположенных на крыльях структур, осложнением типа «структурного носа», поисковую скважину предлагается закладывать в наиболее приподнятой части, на некотором расстоянии от предполагаемой зоны уменьшения трещиноватости.

Разведочные скважины преимущественно располагались:

- на крыльях структур, в зонах межфазовых контактов или в полнопластовой части залежей;
- на периклиналях структур в зонах межфазовых контактов;
- в пределах зон литологического замещения;
- в межкупольных зонах для установления взаимосвязи залежей в различных куполах.

Разведочные скважины закладываются в участках, имеющих максимальную величину признака по всей совокупности продуктивных пластов с учётом зон резкого изменения градиента эффективной толщины. Кроме учёта зон резкого изменения градиента эффективной толщины, должна учитываться необходимость изучения строения залежи на площади месторождения. Представляется рациональным заложение первой разведочной скважины № 1-Р в предполагаемую или расчётную зону контакта на участке перехода крыла в периклираль. Вторая скважина № 2-Р рекомендуется на противоположном по отношению к своду участке перехода крыла в периклираль. Для изучения остальной площади залежей рекомендуется применение равномерно-высотной системы разведки, заключающейся в том, что после бурения первых двух скважин на межфазовые контакты определяется дополнительное количество скважин для равномерного изучения объёма залежей. Для этого проводится условное деление основной залежи на горизонтальные секторы, по высоте равные удвоенной мощности пласта.

2.4. Обоснование видов и способов бурения

Разработка месторождения с помощью ледостойкой стационарной платформы (ЛСП) диктует необходимость кустового бурения наклонно-направленных скважин. Составлен график ввода скважин в соответствии с очерёдною бурения и конструкцией бурового окна, исходя из следующих принципов безопасности:

- глубина резки наклонного ствола каждой последующей скважины больше, чем у предыдущей. Делается это с целью исключения влияния металла ранее спущенных обсадных колонн на магнитную часть визирных устройств;
- каждая скважина наружного ряда (бурового окна) имеет глубину резки меньше, чем у любой скважины следующего за ней ряда;
- с каждой шахты можно вести проводку вполне определённой скважины, т.е. каждой устьевой точке бурового окна соответствует определённая забойная точка.

Обеспечение охвата необходимой площади залежи требует бурения скважин с максимальными зенитными углами 67 град. Максимальный отход от вертикали составляет 2960 м.

Принимается трёхинтервальный профиль: вертикальный участок, участок набора угла и прямолинейный наклонный участок. Принятый темп набора угла наклона составляет 0,7 град. на 10 м. Набор угла планируется начинать с глубины 150–100 м, а на скважинах с небольшими отходами от вертикали глубина набора угла возрастает, что обеспечивает более безопасную разводку стволов скважин и более точное попадание забоя в заданный район.

Бурение скважин в интервале набора кривизны до угла 15 град. осуществляется забойными двигателями-отклонителями. Дальнейший набор угла и бурение прямолинейного наклонного участка предпочтительнее производить роторным способом. Однако при углах наклона более 60 град. бурение забойными двигателями может быть эффективнее из-за сложности передачи нагрузки на долото.

Таким образом, планируется использовать как роторный, так и турбинный способ бурения.

Учитывая высокую плотность расположения устьев скважин на платформе, необходимо отметить, что безопасное проведение работ невозможно без применения забойных телеметрических систем контроля параметров траектории стволов скважин типа MWD отечественного и зарубежного изготовления.

Использование систем ЗИС или MWD не только повысит безопасность работ на платформе, но и значительно их ускорит.

3. ОПТИМИЗАЦИЯ ГАЗЛИФТНОЙ ДОБЫЧИ

3.1. Осложнения при применении газлифтной эксплуатации в условиях острова Сахалин и методы борьбы с ними

3.1.1. Вынос песка

Одним из основных осложнений при эксплуатации добывающих нефтяных скважин в условиях острова Сахалин являются пескопроявления, которые наблюдаются в течение всего периода разработки.

В скважинах, добывающих безводную продукцию и законченных методом IVF (без забойного противопесочного фильтра) или простой перфорацией, контроль за выносом песка осуществляется посредством ограничения дебитов и депрессии на пласт. Промысловые наблюдения за выносом песка показывают, что даже незначительный прорыв воды в скважины, законченные по технологии IVF, способен инициировать вынос проппанта и песка (в результате растворения связующего цементного материала и гидрофильности пород).

Вынос песка и его накопление в поверхностном оборудовании вызывают эрозию поверхностных трубопроводов, нарушение режима работы уровнемеров, задвижек и автоматических клапанов. Нарушение технологического режима сепараторов приводит к снижению качества товарной нефти. Ежедневные потери нефти возможны по следующим причинам:

- Снижение коэффициента эксплуатации морских платформ вследствие частых аварийных отключений оборудования;
- Невозможность эксплуатации скважин даже с низкой обводненностью по причине выноса песка и эрозии поверхностных трубопроводов;
- Невозможность перевода скважин на газлифтную эксплуатацию по причине потенциально высокой эрозии НКТ и поверхностных трубопроводов.

Для предотвращения пескопроявлений технологическим решением будет проведение капитального ремонта скважин с установкой забойных фильтров, а

также резкой вторых стволов в обводнившихся скважинах, и их заканчивание с применением комплекса мероприятий, предотвращающих пескопроявление. По результатам проведения анализа возможных технологий заканчивания скважин, выбор был сделан в пользу технологии Frac&Pack (рисунок 16).

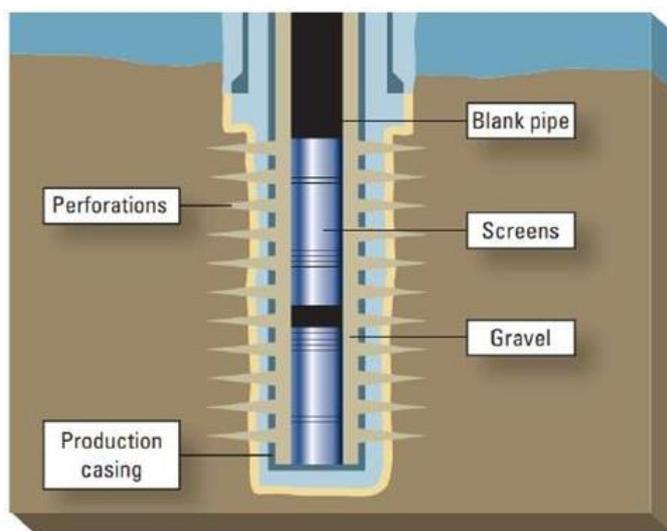


Рисунок 16 – Технология Frac&Pack

В технологии Frac&Pack сочетается гидроразрыв пласта и гравийная набивка. Для создания трещины используется высоковязкая жидкость под давлением выше давления разрыва пласта. При закачке жидкости вне кольца обсадной колонны и фильтра помещается защитный чехол. С помощью технологии обеспечивается высокая проводимость гравийного фильтра, создается канал для потока пластовых жидкостей при более низких давлениях. Таким образом гидроразрыв повышает интенсификацию притока флюида, а гравийный и связанные с ним фильтры ограничивают образование песка и его попадание в добываемые жидкости. В некоторых случаях методы Frac&Pack могут свести значения скин-фактора к нулю [17].

3.1.2. Формирование вторичной (искусственной) газовой шапки

Длительная обратная закачка газа на одном из участков привела к формированию вторичной газовой шапки. Динамика закачки газа, а также

средняя приемистость газонагнетательной скважины Y-1 приведены в таблице 4.

Снижение пластового давления способствовало расширению газовой шапки и прорывам газа к добывающим скважинам. Первые прорывы газа начали наблюдаться в 2001 г. в скважинах X-1, X-2 и X-3, в 2004 г. значительные объемы свободного газа были добыты из скважины X-4, расположенной на большем расстоянии от газонагнетательной скважины (рисунок 17).

Таблица 4 – Средняя приемистость газонагнетательной скважины Y-1 с 2000 по 2013 гг.

Год	Годовая закачка газа, млн. м ³	Приемистость газонагнетательной скважины, тыс. м ³ /сут
1999	3,7	198
2000	49,9	1 173
2001	241,1	1 568
2002	179,2	1 605
2003	161,5	1 494
2004	255,5	1 646
2005	246,1	1 736
2006	219,1	1 813
2007	239,9	1 756
2008	133,2	988
2009	138,3	709
2010	132,3	1 267
2011	4,2	913
2012	0	0
2013	0	0
Всего	2004	---

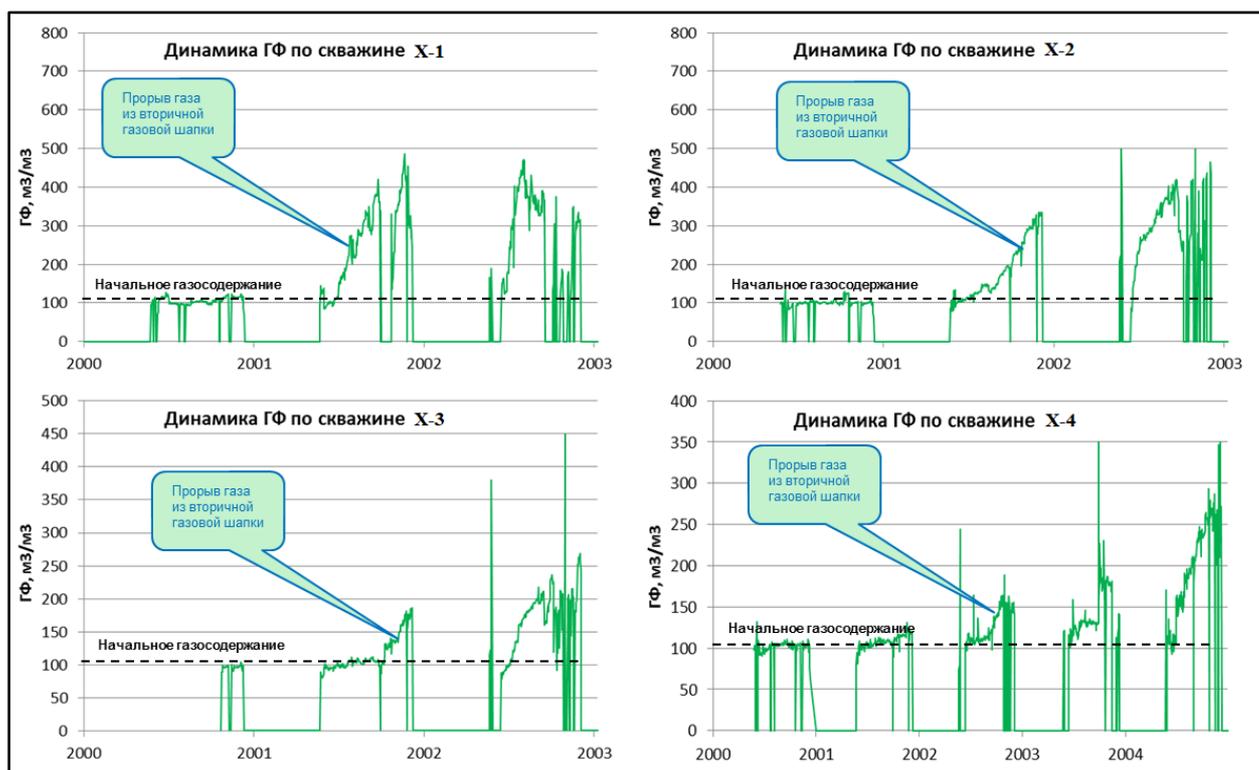


Рисунок 17 – Динамика изменения газового фактора и прорывы газа газовой шапки по скважинам X-1, X-2, X-3 и X-4

К середине 2015 г. газ газовой шапки был практически полностью отобран, что было подтверждено данными испытания скважины X-5, расположенной в сводовой части пласта (рисунок 18). Как видно из графика скважина была запущена в мае 2015 г. с газовым фактором около 300 м³/м³, однако уже в течение последующих 1-1,5 месяцев газовый фактор снизился до значений 100-120 м³/м³ и стабилизировался на этом уровне.

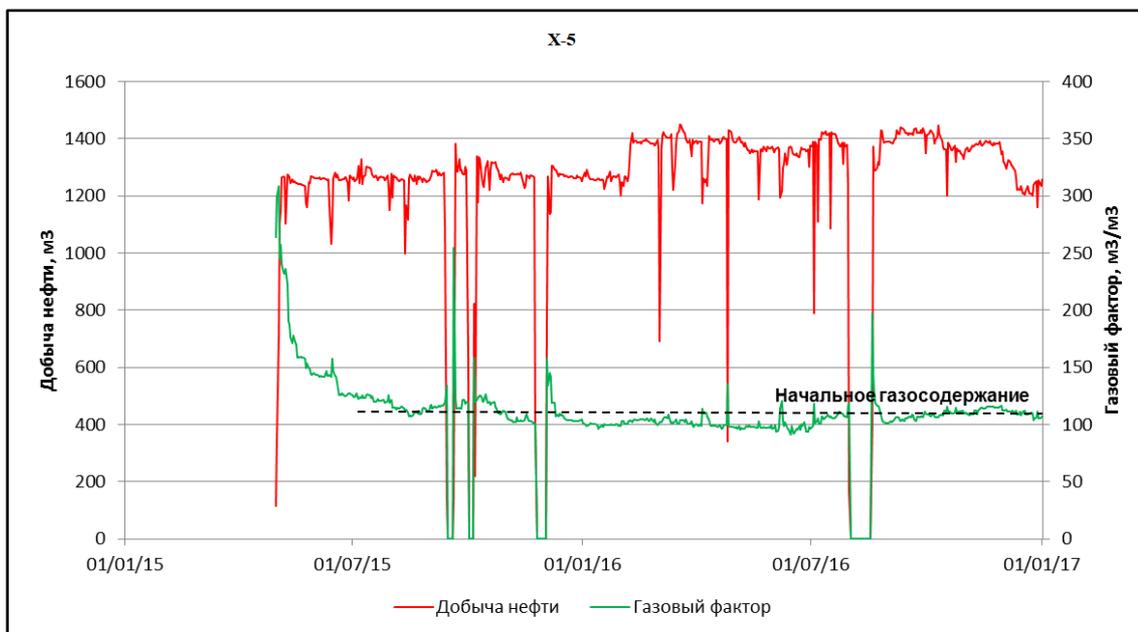


Рисунок 18 – Ввод скважины X-5 в добычу в сводовой части залежи

Отсутствие газовой шапки в пласте было подтверждено и другими промысловыми данными, полученными в период с 2015 по 2018 гг. График на рисунке 19 показывает динамику газового фактора по пласту за всю историю разработки месторождения, в течение последних трех лет газовый фактор стабилизировался на уровне начального газосодержания, вторичная газовая шапка полностью отобрана.



Рисунок 19 – Динамика газового фактора по пласту

3.1.3. Формирование солеотложений

Опыт эксплуатации показал, что прорывы воды могут сопровождаться значительным снижением продуктивности скважин. Данное явление часто связано с плохой совместимостью пластовой и закачиваемой воды (морской), способной вызвать нерастворимые солеотложения ($BaSO_4$, $CaCO_3$ и др.) в призабойной зоне скважин.

Для поддержания ППД в пласте добываемая пластовая вода закачивается в нагнетательные скважины вместе с морской водой, поэтому необходим ежемесячный анионно-катионный анализ на присутствие морской воды для всех скважин с обводненностью более 5 %.

В течение 2015-2016 гг. в скважине X-6 наблюдался резкий рост содержания $BaSO_4$ в пробах воды, что является признаком роста содержания морской воды. Продуктивность скважины в 2016 году падала практически до нуля из-за образования солеотложений в стволе скважин. Проведенный анализ КВД после падения дебита показал значительное увеличение скин-фактора из-за создания дополнительных потерь давления в НКТ (рисунок 20). С 2017 г. началась программа по борьбе с солеотложениями в оборудовании и призабойной зоне пласта скважин участка. Скважина X-6 была обработана как растворителем, так и ингибитором отложений солей. Проведенная кислотная обработка успешно восстановила продуктивность скважин и уменьшила скин-фактор до 2. Изменение дебита по скважине представлено на рисунке 21.

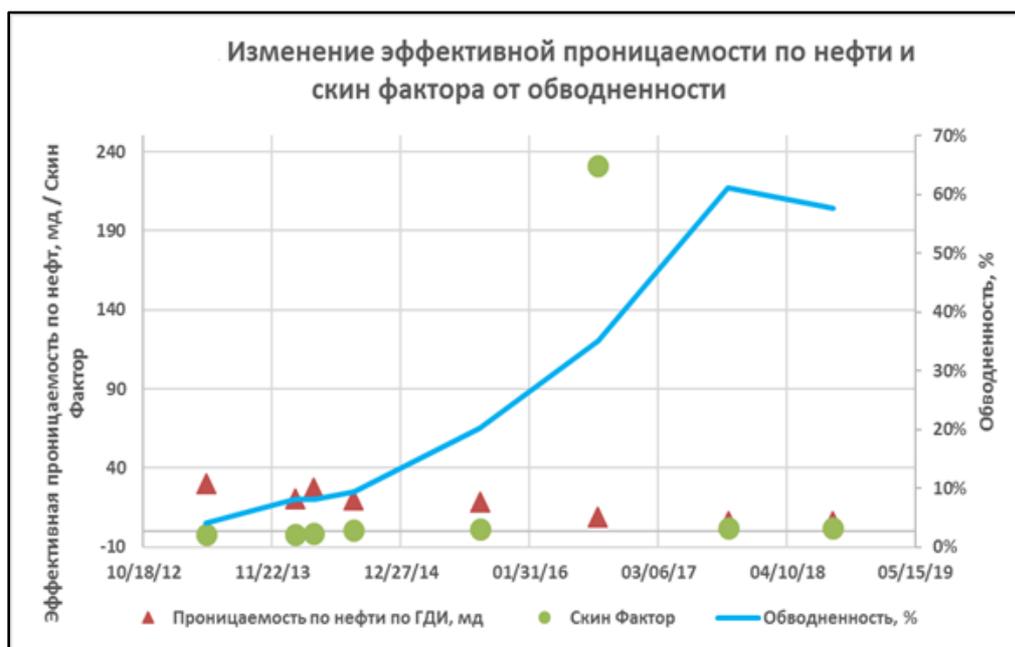


Рисунок 20 – Эффективная проницаемость по нефти, скин фактор, обводненность по скважине X-6

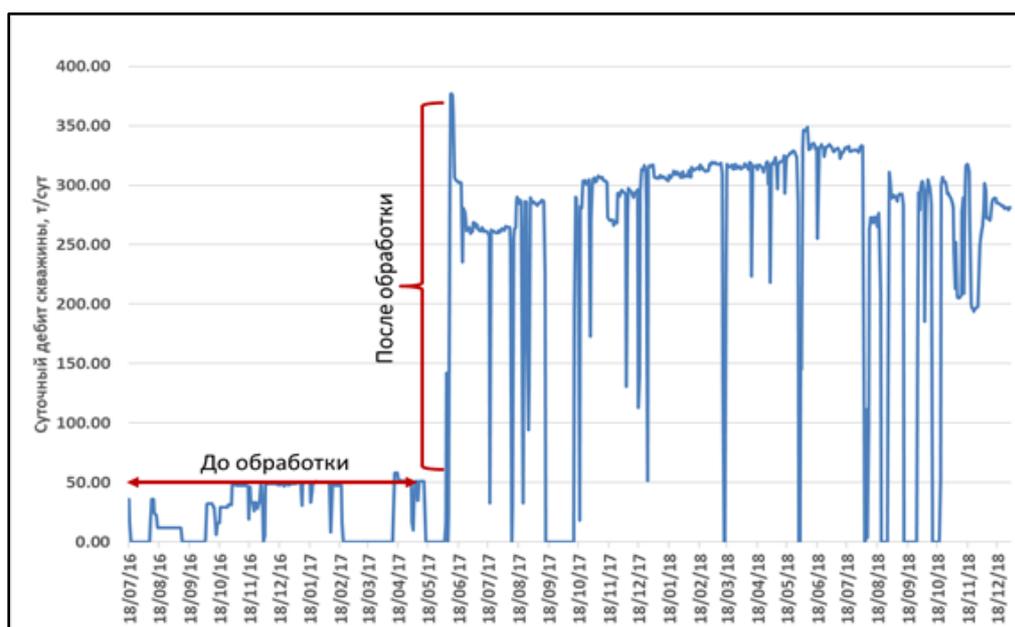


Рисунок 21 – Изменение дебита скважины X-6 до и после обработки

Для удаления и предотвращения солеотложений принято решение в гравийную набивку новых заканчиваний добавлять ингибитор солеотложений ScaleSorb, состоящий из сухих твердых частиц со специальным химикатом, который медленно десорбируются из проппанта для обеспечения немедленной и долгосрочной защиты от солеотложений. Данный ингибитор помещается в пласт через гидроразрыв, гравийную набивку или технологию Frac&Pack. ScaleSorb совместим с традиционными жидкостями для воздействия на пласт.

Поскольку продукт сухой и инертный, он может быть легко удален при очистке и не вызывает химических осложнений при разливе.

Необходимо отметить то, что ингибитор солеотложений должен со временем вымываться, поэтому необходимы периодические обработки скважин. При снижении продуктивности, связанной с добычей нагнетаемой воды, перед закачкой ингибитора возможна закачка состава для растворения солей [18].

3.2. Усовершенствования газлифтной эксплуатации скважин

3.2.1. Борьба с коррозией оборудования

С целью борьбы с коррозией скважинное оборудование подбирается по типу используемого металла, что позволяет предусмотреть возможность эксплуатации в условиях присутствия углекислого газа и сероводорода в пластовой жидкости.

Заканчивание скважин в сероводородоустойчивом исполнении является превентивной мерой для обеспечения безопасности, несмотря на отсутствие сероводорода в настоящее время.

Также оборудование, трубопроводы и их элементы делятся на контуры коррозии, то есть группы технологически связанных единиц, которые изготовлены из аналогичных материалов, эксплуатируются в аналогичных режимах и имеют аналогичные механизмы и скорость деградации.

Для каждого контура коррозии назначены и контролируются операционные окна целостности - совокупность параметров технологических режимов и их допустимых предельных значений, которые обеспечивают предотвращение или снижение скорости деградации.

3.2.2. Внутрискважинный мониторинг

С целью контроля за режимом работы скважин в их компоновке возможно установить забойные датчики давления и температуры постоянного действия (например, датчики «NPQG» компании «Schlumberger» (таблица 5)).

Таблица 5 – Технические характеристики датчиков «NPQG»

Рабочий диапазон	0 – 110,3 МПа; 25-150 °С
Разрешение по давлению	68,9 Па; 1 отсчет в секунду
Разрешение по температуре	0,001 °С; 1 отсчет в секунду
Нарастающая погрешность (дрифт)	Менее 6,89 кПа в год при 150 °С

Кроме того, в некоторых нагнетательных скважинах возможна установка оптоволоконного кабеля для контроля распределения температуры по стволу и в интервале перфорации, что позволит оценить высоту трещины, создаваемой при закачке воды.

Мониторинг данных позволяет оценивать в реальном времени динамику изменения охлажденной зоны - т.е. зоны закачки, в пределах которой развивается трещина гидроразрыва. Фактические данные с распределенного датчика температур на оптоволоконном кабеле используются как для непосредственного наблюдения за фактическим положением трещины, так и для калибровки моделей распространения трещин ГРП.

3.2.3. Сохранение коллекторских свойств пласта при глушении скважин

Для сохранения коллекторских свойств пластов при глушении скважин применяется раствор КСl с концентрацией не менее 7 %. Данный (одномолярный при 7 %) раствор обеспечивает электрохимическое равновесие ионов при контакте раствора глушения с пластовыми глинами, предотвращая тем самым их дестабилизацию (миграцию и/или разбухание).

В зависимости от величины текущего пластового давления, концентрация хлорида калия будет увеличена до 1100 кг/м³ в целях обеспечения достаточного гидростатического давления. Для утяжеления раствора глушения и снижения точки замерзания в зимних условиях, используется добавление хлорида натрия в раствор хлорида калия, при этом концентрация КСl остается на уровне не менее 1-молярного.

3.2.4. Дополнительное программное обеспечение

Также для оптимизации газлифтной эксплуатации в условиях о. Сахалин компаниями используются всевозможные утилиты.

Программа FIST, разработанная компанией Shell, используется для прогнозирования выноса песка специальная. Данная программа основана на моделях выноса песка, построенных на основе анализа керна и исходных данных ГИС, полученных во время бурения. На основе результатов моделирования в целях контроля выноса песка для каждой скважины индивидуально определяется максимально-допустимая депрессия. Максимально-допустимая депрессия рассчитывается индивидуально для каждой скважины с учетом параметров эксплуатируемых пластов (пористость, проницаемость), коэффициента продуктивности, конструкции скважины (интервал перфорации, качество цемента, характеристика обсадной колонны), обводненности, содержания песка. В процессе эксплуатации максимально-допустимая депрессия может быть изменена.

Программа ScaleChem позволяет смоделировать тенденцию к отложению солей. Согласно модели одного из участков, полученной благодаря данной программе, отложение карбоната кальция является маловероятным в призабойной зоне пласта, стволах добывающих скважин и сепараторе высокого давления. Незначительное образование сульфата бария на этих участках вполне возможно. Отложение карбоната кальция возможно в сепараторе низкого давления, дегазаторе. Велика вероятность отложения сульфата бария в сепараторе низкого давления. Количество возможного осадка – от незначительного до умеренного.

Программа WinGLUE предназначена для наблюдения за эксплуатацией газлифтных скважин. Она разработана и проверена на практике компаниями AppSmiths и Shell.

Как известно, газлифтная конструкция проста. Газлифт становится сложным только после того, как скважины начинают работать. Обнаружить скважину, которая не добывает, не составляет труда, однако сложность возникает с определением того факта, что скважина добывает неоптимально.

Разработчики WinGLUE считают, что газлифт скрывает свою неэффективность. В программе используется следующий принцип:

эффективное наблюдение - это непрерывный процесс, состоящий из следующих стадий:

1. Сбор любой доступной информации для скважины и определения вероятного (или двух) сценария ее текущей эксплуатации.
2. Оценка возможной выгоды при проектных или эксплуатационных изменениях..
3. Оптимизация распределения газа по скважинам. Затем цикл наблюдения повторяется.

WinGLUE позволяет сравнивать результаты испытаний скважины и данные замеров давления. Таким образом утилита дает возможность отслеживать изменения в скважинах с течением времени. WinGLUE справляется с данной задачей даже для большого количества скважин, нескольких месторождений и нескольких пользователей [19].

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Михеев Александр Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Расчет сметной стоимости выполняемых работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности от внедрения техники и/или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Смета затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Михеев Александр Андреевич		02.03.2020

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена газлифтная эксплуатация. Сущность данной технологии заключается в подъёме скважинной продукции за счёт подачи в неё необходимого количества сжатого рабочего агента. В качестве рабочего агента применяют газ.

Газлифт применяют после прекращения фонтанирования скважины из-за нехватки пластовой энергии. Применение данной технологии объясняется необходимостью разгазирования жидкости для подъёма жидкости на поверхность. Газлифтная эксплуатация относится к механизированному способу эксплуатации скважин.

Газлифт характеризуется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважинах механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы. В данном разделе отражены экономические затраты при применении газлифтной эксплуатации на одном из месторождений (месторождение «Х») острова Сахалин.

4.1. Макроэкономические показатели проекта

Для расчёта экономических затрат необходимо рассмотреть макроэкономические показатели проекта, который был применен на месторождении «Х». Данные показатели включают удельные показатели для оценки капитальных вложений в разработку и текущих затрат на добычу нефти и газа, а также справочную информацию, представленную данными об остаточной стоимости основных фондов (ОФ), нормах амортизационных отчислений, ликвидационных затратах. В таблице 6 отражены удельные капитальные и текущие затраты. Значения показателей были взяты из технологической схемы разработки месторождения «Х» на 01.01.2019 г.

Таблица 6 – Удельные капитальные и текущие затраты, нормы амортизации

Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя
<i>Капитальные вложения</i>		
Строительство скважин		
- Добывающая наклонно-направленная газовая скважина	тыс. р./м проходки	277
- Добывающая нефтяная наклонно-направленная скважина	тыс. р./м проходки	334
- Нагнетательная скважина	тыс. р./м проходки	503
- Утилизационная скважина	млн. р./скв.	1 921
- Перфорация при бурении скважин (вновь строящиеся)	млн. р./скв.	48
- ГРП при бурении скважин (вновь строящиеся)	млн. р./скв.	469
Бурение боковых стволов нефтяной скважины	тыс. р./м проходки	488
Бурение боковых стволов газовой скважины	тыс. р./м проходки	811
<i>Капитальные вложения, предусмотренные на 2019-2021 гг.</i>		
Проект ремонта и модернизации бурового комплекса на платформе (А-I)	млн. р.	7 011
Замена кранов 2 и 3	млн. р.	624
Модернизация системы аварийного электроснабжения	млн. р.	801
Установка опреснения морской воды	млн. р.	132
Техническое перевооружение системы впрыскивания хим. реагентов для модуля заводнения	млн. р.	1 266
Проект по увеличению производительности системы обратной закачки пластовых вод до 60,000 баррелей (А-I)	млн. р.	518
Удаление кислорода в системе водоподготовки нагревательных котлов на платформе А-I	млн. р.	111
Завершение работ по модификации системы перекачки жидкости в емкости	млн. р.	270
<i>Текущие затраты</i>		
Расходы на оплату труда		
Удельная численность персонала	чел./ среднегодовой ДФС	2,18
Среднемесячная заработная плата 1 работающего (ППП)	тыс. р.	243,38

Продолжение таблицы 6

Затраты на МУН, МУГ	млн. р./операция	6,56
Капитальный ремонт скважин		
Стоимость капитального ремонта скважин	млн. р./КРС	19,28
Перфорация	млн. р./скв. в ремонте	24,30
Прочие расходы		
Текущий ремонт скважин	млн. р./ среднегодовой ДФС	1,7
Общепроизводственные расходы	% от текущих затрат	41,00
Затраты на АУП	% от текущих затрат	10,00
Общехозяйственные расходы	% от текущих затрат	21,00
<i>Внереализационные расходы</i>		
Затраты на ликвидацию		
- платформ А-І и Б-І	млн. р.	102 602
<i>Справочные данные</i>		
Остаточная стоимость основных средств по состоянию на 31.12.2018		
- Платформа А-І и скважины	млн. р.	14 644
- Платформа Б-І и скважины	млн. р.	20 874

Для расчёта экономических затрат был использован налоговый режим, предусмотренный в соглашении о разработке месторождения «Х» на основе раздела продукции (СРП). Основные параметры налогового режима приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные условия СРП в области налогов и платежей

Наименование показателя	Значение показателя
Роялти	6 %
Налог на прибыль	20 %
Амортизационное списание всех капитальных затрат для целей исчисления сумм налога на прибыль	3 года после ввода имущества в действие
Максимальная доля продукции для возмещения затрат	100 %
Раздел прибыльной продукции до FANCP (Российская сторона / Инвестор)	10/90
Порог FANCP (первый уровень накопленных чистых денежных поступлений)	ВНД =17,5 %

Продолжение таблицы 7

Раздел прибыльной продукции между FANCP и SANCP	50/50
Порог SANCP (второй уровень накопленных чистых денежных поступлений)	ВНД =24,0 %
Раздел прибыльной продукции после SANCP (Российская сторона / Инвестор)	70/30

Следует также отметить, что Компания не является плательщиком налога на добычу полезных ископаемых и налога на имущество, предусмотренных Налоговым кодексом РФ [20], в связи с режимом СРП.

4.2. Капитальные затраты в разработку

Капитальные затраты включают в себя затраты на бурение, непосредственную стоимость строительства скважин и другие капитальные вложения, связанные с поддержанием рабочих процессов на платформе. Затраты будут рассчитаны до 2035 г., начиная с 2019 г.

Капитальные затраты на строительство и ремонт скважин были рассчитаны опираясь на среднее значение времени бурения, заканчивания и ремонта скважин, полученное на основании статистических данных, и принимая во внимание:

- Текущие дневные ставки по работе буровой;
- Стоимость материалов и оборудования используемых при строительстве скважин;
- Текущие укрупненные ставки по контрактам на буровые работы;
- Затраты на проведение геофизических исследований.

По проекту осуществляется строительство следующих скважин:

- Добывающая нефтяная наклонно-направленная скважина;
- Добывающая газовая наклонно-направленная скважина;
- Нагнетательная скважина.

Помимо этого, осуществляется бурение боковых стволов газовых и нефтяных скважин.

Оценочная стоимость строительства добывающей нефтяной наклонно-направленной скважины составляет 2 620 млн. р., добывающий газовой наклонно-направленной скважины – 1 678 млн. р., нагнетательной скважины – 1 295 млн. р. Оценочная стоимость бурения бокового ствола газовой скважины – 1 441 млн. р., бурение бокового ствола нефтяной скважины – 1 507 млн. р. В таблице 8 представлены капитальные затраты в разработку месторождения «Х».

Таблица 8 – Капитальные затраты в разработку (в миллионах рублей)

Год	Бурение			Поддержание платформ	Итого капитальные вложения
	В том числе:				
	Боковые стволы на нефть	Затраты при бурении	Вспомогательные затраты		
2019	-	2 888,0	5 135,2	8 178,2	16 201,4
2020	-	2 869,8	4 038,8	8 366,2	15 274,8
2021	-	2 280,9	4 126,8	7 493,2	13 900,9
2022	-	3 075,7	745,0	2 316,8	6 137,5
2023	2 163,3	73,3	735,6	2 298,2	5 270,4
2024	2 129,6	11,1	719,7	2 288,3	5 148,7
2025	1 792,4	11,1	461,0	2 359,4	4 623,9
2026	2 466,8	11,1	457,1	2 710,4	5 645,4
2027	2 129,6	181,5	437,3	3 581,8	6 330,2
2028	-	11,1	289,8	3 751,0	4 051,9
2029	2 129,6	11,1	144,8	4 655,0	6 940,5
2030	1 064,8	11,1	137,3	4 595,3	5 808,5
2031	1 064,8	11,1	100,0	5 152,1	6 328,0
2032	1 064,8	181,5	139,5	4 815,7	6 201,5
2033	1 064,8	11,1	129,3	4 760,4	5 965,6
2034	1 064,8	11,1	78,6	2 700,3	3 854,8
2035	-	11,1	78,6	2 357,7	2 447,4
Итого	18 135,3	11 661,7	17 954,4	72 380,0	120 131,4

Как видно из таблицы, наибольшие капитальные затраты будут на поддержание платформ. К ним можно отнести: техническое обслуживание; текущий ремонт буровой установки; проверка технического состояния буровой установки; замена запчастей и устранение выявленных неисправностей; прочие постоянные/регулярные выплаты подрядчикам за аренду бурового оборудования и инструмента и персонал.

4.3. Текущие затраты

Текущие затраты включают в себя расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, а также общехозяйственные и общепроизводственные затраты. Также к данному типу затрат относят методы увеличения нефтеотдачи (МУН), методы увеличения газоотдачи (МУГ) и методы увеличения конденсатоотдачи (МУК). В приложении А представлена таблица 9, которая отражает текущие затраты.

Анализируя таблицу, можно сделать вывод, что наибольшие затраты будут общепроизводственные затраты. Общепроизводственные затраты по платформам А-I и Б-I составляют 41 % от текущих затрат и включают затраты на техническое обслуживание платформы, эксплуатацию и оснащение оборудованием всех систем/компонентов платформ.

4.4. Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные расходы определяются в проекте по следующим основным статьям:

- Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;
- Затраты на капитальный ремонт скважин;
- Затраты на оплату труда;
- Расходы на МУН, МУГ;
- Прочие, общепроизводственные и общехозяйственные расходы;
- Амортизационные отчисления;
- Выплаты Российской Стороне по роялти и доле прибыльной продукции.

Таким образом, эксплуатационные затраты – текущие затраты совместно с налогами, пошлинами и амортизационными отчислениями. В таблице 10 представлены эксплуатационные затраты на месторождении «Х».

Таблица 10 – Эксплуатационные затраты (в миллионах рублей)

Годы	Текущие затраты	Налоги, пошлины и прочие платежи		Амортизационные отчисления	Итого эксплуатационные затраты
		Обязательства по Роялти	Обязательства по доле прибыльной продукции		
2019	17 698,9	6 837,9	7 331,7	4 289,2	36 157,7
2020	18 854,0	6 084,4	6 127,2	9 213,5	40 279,1
2021	18 066,4	5 063,5	2 952,7	13 980,6	40 063,2
2022	15 551,6	4 362,7	1 563,4	12 290,9	33 768,6
2023	17 111,2	3 569,2	829,5	9 284,4	30 794,3
2024	17 496,7	3 164,2	780,3	6 254,5	27 695,7
2025	18 528,0	2 825,3	1 195,8	5 149,8	27 698,9
2026	17 979,1	2 514,3	1 579,2	5 306,9	27 379,5
2027	16 214,1	2 311,7	1 370,0	5 498,1	25 393,9
2028	15 669,2	2 135,8	1 376,4	5 463,4	24 644,8
2029	14 872,4	1 982,6	927,1	5 328,7	23 110,8
2030	15 722,3	1 827,4	711,8	5 652,5	23 914,0
2031	15 391,6	1 681,9	464,8	6 258,8	23 797,1
2032	15 220,9	1 563,5	308,8	6 401,9	23 495,1
2033	14 784,8	1 457,0	209,0	6 152,0	22 602,8
2034	14 274,8	1 338,5	285,1	5 542,0	21 440,4
2035	14 685,0	1 025,4	-108,3	4 303,1	19 905,2
Итого	278 121,0	49 745,3	27 904,5	116 370,3	472 141,1

Из таблицы видно, что наибольшую долю в эксплуатационных затратах составляют амортизационные отчисления. Амортизационные отчисления рассчитываются исходя из балансовой стоимости основных фондов и срока их полезного использования. Амортизационные отчисления по проекту

учитываются согласно условиям СРП, где для целей исчисления налогооблагаемой базы амортизационное списание всех капитальных затрат происходит в течение трех лет после ввода соответствующего имущества в действие.

Вывод

В данном разделе были рассчитаны экономические затраты, которые были произведены при газлифтной эксплуатации месторождения «Х». Были отражены капитальные, текущие и эксплуатационные затраты на рассмотренную технологию. Данная технология позволяет поднять жидкость на поверхность за счет подачи в скважину сжатого газа.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Михеев Александр Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Оптимизация газлифтного способа добычи нефти в геолого-технологических условиях месторождений острова Сахалин	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологии газлифтной эксплуатации. Область применения: эксплуатационные скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Статья 21. Основные права и обязанности работника. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - повышенная запыленность рабочей зоны; - повышенный уровень шума и вибрации; - утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. Опасные факторы: - механические опасности; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: разлив нефти на воде. Литосфера: рациональное использование недр.

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: - выброс газа из-за негерметичности соединений и фланцев; - пожар в производственном помещении; - трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях. Наиболее типичная ЧС: взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.</p>
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Михеев Александр Андреевич		02.03.2020

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – объективная необходимость отвечать за свои нормы. Она заключается в соблюдении правил, принципов и требований.

Сущность газлифтной эксплуатации сводится к тому, что недостающая энергия подается в пласт с поверхности. В качестве рабочего агента, который является носителем энергии, выступает сжатый газ. Работы по газлифтной эксплуатации выполняются на кустовой площадке.

При эксплуатации газлифтом могут возникать опасные и вредные факторы, влияющие на работников предприятия. Соблюдение правил безопасности позволит избежать чрезвычайных ситуаций на производстве.

Остров Сахалин является одним из крупнейших островов России, омываемыми водами Охотского и Японского морей, а также Тихого океана. Сахалин является одним из старейших нефтедобывающих районов России. Нефть была найдена еще в 1880 году. Крупнейшие нефтяные месторождения острова расположены в северо-восточной части.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

В течение рабочего дня работнику должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание

заработной платы, в случаях, предусмотренных ст. 137 ТК РФ. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Согласно ТК РФ [21] каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;

- своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;

- отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;

- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;

- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;

- подготовку и дополнительное профессиональное образование;

- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда;

- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами.

На основании технологического процесса разрабатывают компоновочные планы технологических сооружений с размещением технологического

оборудования, укрытий (зданий), соединительных трубопроводов. Компонентные решения обеспечивают минимальные капитальные затраты на их строительство и эксплуатацию. Компонентные решения технологического комплекса сбора, подготовки нефти, газа и воды обеспечивают [22]:

- Свободный доступ к оборудованию, арматуре, приборам контроля и автоматизации;
- Соблюдение технологического режима при работе сооружений;
- Последовательное ведение технологического процесса с минимальным количеством встречных потоков;
- Ведение ремонтных работ с помощью средств механизации;
- Оптимизацию размеров технологического оборудования;
- Размещение технологического оборудования в соответствии с требованиями эксплуатации на наружных площадках или в производственных зданиях (укрытиях), а также грузоподъемного оборудования при необходимости.

5.2. Производственная безопасность

При газлифтной эксплуатации работники подвержены воздействию опасных и вредных факторов, находясь на производственном объекте. Классификация факторов представлена в ГОСТ 12.0.003-2015 [23]. В таблице 11 отражены вредные и опасные факторы.

Таблица 11 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка газа и оборудования	Эксплуатация	

Продолжение таблицы 11

1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [24]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [25]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [26]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [27]; ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [28]; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [29].
2) Повышенная запыленность рабочей зоны;	-	+	+	
3) Повышенный уровень шума и вибрации;	+	+	+	
4) Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;	-	+	+	
5) Механические опасности;	-	+	+	
6) Поражение электрическим током;	-	+	+	
7) Пожаровзрывоопасность.	+	+	+	

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Газлифтная эксплуатация осуществляется на открытом воздухе. Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Ухудшение общего самочувствия рабочего может происходить из-за отклонения показателей микроклимата. Нормирование параметров на открытых

площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), которые предусмотрены отраслевыми нормами (ГОСТ 12.4.011-89 [30]) и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются. Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура плюс 25 °С.

Повышенная запыленность рабочей среды

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Использование респираторов позволяет минимизировать риск влияния вредного фактора на организм рабочего.

Повышенный уровень шума и вибрации

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к ухудшению слуха. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [24] эквивалентный уровень шума на открытой местности не должен превышать 80 дБ. Для снижения уровня шума нужно применять коллективные СИЗ. Коллективные средства защиты:

- Борьба с шумом в самом источнике;
- Борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция);
- Средства индивидуальной защиты: наушники; ушные вкладыши (бируши).

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [25]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора объясняется работой компрессорной станции. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к ухудшению слуха. Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу может являться газ. Газ содержит углеводороды, пары которого очень опасны для здоровья. Ответственный за производство работ проводит анализ воздушной среды, измеряя ПДК паров газа в рабочей зоне газоанализатором. Предельно – допустимая концентрация (ПДК) углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны равна 300 мг/м³ [31].

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Механические опасности

Травмирование является следствием механического травмирования. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками

травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами и т.д.

Для снижения пускового давления используют пусковые газлифтные клапаны. Диапазон давления зарядка варьируется от 2 до 7 МПа. Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

Поражение электрическим током

Одним из наиболее опасных факторов при эксплуатации газлифтных скважин является поражение электрическим током. Поэтому результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть. Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 12.

Таблица 12 – Значений напряжений прикосновения и тока

Род тока	Напряжение U, В	Ток I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Выделяют несколько видов электротравм: электрический ожог, металлизация кожи, механические повреждения, электрические знаки. Особую опасность представляют ожоговые травмы. Обычно они появляются в местах контакта с токовым проводником и приводят к кровотечениям и омертвлению

тканей. При электроожогах лечение длится дольше в сравнении с термическими травмами, прогноз менее благоприятный.

Для защиты от поражения электрическим током используют следующие средства защиты:

– коллективные, такие как изоляция проводов, предупреждающие знаки, сигнализация и блокировка, контроль изоляции, заземление, автоматическое отключение;

– индивидуальные средства защиты, например, диэлектрические перчатки, изолирующие подставки, инструменты с изолированными рукоятками.

Пожаровзрывоопасность

Возможно образование взрывоопасной воздушной смеси при скоплении газа в газораспределительных будках, происходящем при прохождении газа через сальники вентиля и фланцевые соединения. Установка обратного клапана является обязательной для предупреждения попадания газа в автоматическую газораспределительную батарею по трубопроводу из скважины. Образование такой смеси опаснее в зимний период, когда окна и двери газораспределительных будок закрыты. Зимой также происходит образование гидратных пробок при замерзании конденсата в батареях и газопроводах. Из-за этого повышается давление в трубопроводах, что может привести к их разрыву.

В целях уменьшения вероятности воспламенения газа в будках на местах эксплуатации газлифтных скважин, применяют следующие меры безопасности: установка электроосвещения наружного электроосвещения будок вместо внутреннего; установка необходимых электроприборов за будкой (рубильники, печи); использование инструментов, не образующих искр, при проведении внутреннего ремонта будок; использовать открытый огонь и курить в будке категорически запрещается; запрет курения и использования любого открытого огня внутри будки; - использование только огнестойких материалов для конструкции будки.

5.3. Экологическая безопасность

Процесс закачки полимерного раствора в пласт сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Защита атмосферы

Загрязнение атмосферного воздуха может быть вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности технологического оборудования и защита оборудования от коррозии. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения: проверка оборудования на герметичность и контроль воздушной среды на содержание газов.

Защита гидросферы

Источниками воздействия на водную среду участка месторождения являются разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков химических реагентов.

При проведении общестроительных работ основные воздействия связаны с изменением микро- и мезорельефа, обуславливающим нарушение поверхностного стока. Площадка объекта, спланированная без учета плоскостного стока, может явиться для него препятствием, что приведет к накоплению воды перед ней и заболачиванию местности. Вода по мере накопления может промыть себе путь и через площадку, если не предусмотреть водовода. На естественные пути стекания воды влияют также насыпи автодорог в случае отсутствия необходимых водопропускных сооружений или если последние забиты песком и мусором.

Защита литосферы

Воздействие на недра заключается прежде всего в изъятии из них природных ресурсов газа, конденсата и подземных вод, а также в закачке в поглощающий водоносный горизонт очищенных сточных вод. Основными требованиями в области экологического ограничения недропользованием

являются обеспечение безаварийных работ, здоровья и безопасности людей, а также соблюдение норм проектных и эксплуатационных потерь полезных ископаемых, которые могут привести к загрязнению полезных ископаемых или осложнить их разработку. Основные воздействия на недра связаны с бурением скважин, обусловлены осложнениями, связанными с горногеологическими условиями, наличием мерзлых толщ в верхней части геологического разреза и с возможным несоблюдением проектной технологии бурения.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при газлифтной эксплуатации, следующие:

- Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев;
- Пожар в производственном помещении;
- Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.

Наиболее вероятной ЧС является взрыв или пожар в производственном помещении из-за выброса попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, остановить все работы в опасной зоне, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией.

В случае возникновения пожара в результате различных ЧС на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации [32].

Основные мероприятия по предотвращению ЧС включают в себя: ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; автоматизация производственных процессов; осуществление контроля показаний приборов дистанционно; контроль газовой среды в потенциально опасной зоне.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций. Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

Выводы по разделу

В разделе были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на производстве, способствуют минимизации влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен процесс газлифтной эксплуатации скважин в геолого-технологических условиях месторождений острова Сахалин, были предложены пути оптимизации данного процесса.

В условиях месторождений острова Сахалин газлифт при высоком давлении был принят, как оптимальный метод механизированной добычи. Скважины оснащаются газлифтным оборудованием (боковыми газлифтными мандрелями и клапанами, линией газа на поверхности), однако на постоянной основе требуется оптимизация: замена газлифтных клапанов для достижения оптимальной конструкции, оптимизация расхода закачки газа с целью максимизации депрессии и дебита нефти.

Основные осложнения, возникающие при газлифтной эксплуатации скважин на Сахалине:

- вынос песка;
- формирование солеотложений.

Для предотвращения пескопроявлений технологическим решением будет проведение капитального ремонта скважин с установкой забойных фильтров, а также зарезкой вторых стволов в обводнившихся скважинах, и их заканчивание с применением комплекса мероприятий, предотвращающих пескопроявление. По результатам проведения анализа возможных технологий заканчивания скважин, выбор был сделан в пользу технологии Frac&Pack.

Для удаления и предотвращения солеотложений в гравийную набивку новых заканчиваний добавляется ингибитор солеотложений. Необходимо отметить то, что ингибитор солеотложений должен со временем вымываться, поэтому необходимы периодические обработки скважин. При снижении продуктивности, связанной с добычей нагнетаемой воды, перед закачкой ингибитора возможна закачка состава для растворения солей.

Были рассчитаны экономические затраты, которые были произведены при газлифтной эксплуатации месторождения «Х». Были отражены

капитальные, текущие и эксплуатационные затраты на рассмотренную технологию. Данная технология позволяет поднять жидкость на поверхность за счет подачи в скважину сжатого газа.

Были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на производстве, способствуют минимизации влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гарбовский В.В. Становление и развитие газлифтного способа добычи нефти (на примере месторождений СП «Вьетсовпетро»). – Уфа, УГНТУ, 2019. – С. 5-6.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. // Недра-Бизнесцентр, 2000. - 653 с.
3. В. В. Девликамов, М. М. Кабиров, А. Р. Фазлутдинов Борьба с гидратами при эксплуатации газлифтных скважин: учебное пособие /М.: Недра. 1987.
4. В. И. Щуров Технология и техника добычи нефти./М.: Недра. 1983.
5. РД 39-0147035-219-88. Методическое руководство по регулированию технологических режимов работы газлифтных скважин /Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт ВНИИ.
6. Studbooks.net. Оборудование для эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способами [Электронный ресурс] URL: https://studbooks.net/2537038/tovarovedenie/nazemnoe_oborudovanie
7. Буровой портал Drillings.ru. Схема работы бескомпрессорного газлифта [Электронный ресурс] URL: <http://www.drillings.ru/gazlift?razdel=1&object=1>
8. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти : учеб. пособие / И. Т. Мищенко. – М. : ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2007. – 826 с.
9. Картамышева Е.С., Иванченко Д.С. Морская добыча нефти // Молодой ученый. 2017. – № 25. – с. 107-110.
10. Тасмуханова А.Е., Шигапова Р.Р. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти. // Вестник евразийской науки. 2018. №2.
11. Конопляник А.А. Пять факторов освоения шельфа // Нефть России. 2014. № 1. С. 4-7.
12. Кузнецов В.Г. Особенности бурения скважин на шельфе: учебное пособие; ТюмГНГУ. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2013. – 80 с

13. Попов И.П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений: учебное пособие / И.П. Попов; ТюмГНГУ. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2013. – 320 с.
14. Дополнение к технологической схеме разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чайво с выделением участка опытно-промышленных работ в пределах лицензии ОАО «НК «Роснефть», 2015 – 297 с.
15. Керимов В.Ю. Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами: учебное пособие / В.Ю. Керимов, А.Б. Толстов, Р.Н. Мустаев; ред. А.В. Лобусев; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М.: Инфра-М, 2017. – 123 с.
16. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Серия 08. Выпуск 4 / Колл. авт. – М: Федеральное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. – 312 с.
17. Син Д. Ч. Применение технологии Frac&Pack на месторождении "X" о. Сахалин / Д. Ч. Син, А. Н. Пастухов ; науч. рук. М. В. Мищенко // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2019. — Т. 2. — [С. 171-172]
18. MGM Northstar [Электронный ресурс] URL: <http://mgmnorthstar.com/items/23785/solid-scale-inhibitor-td.pdf>
19. WinGLUE® Gas Lift Software [Электронный ресурс] URL: <http://winglue.com/wgWhat.aspx>
20. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) – НК РФ – Глава 26. Налог на добычу полезных ископаемых.
21. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Статья 21. Основные права и обязанности работника.

22. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
23. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
24. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
29. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
30. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
31. ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.
32. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.

Приложение 1

Сравнительный анализ различных способов механизированной добычи

№	Показатели и характеристики	Газлифт	ЭЦН	Струйный насос
1	Гибкость регулирования режима	Высокая дебиты скважин можно регулировать изменением режима закачки газа. Необходимо правильно выбрать диаметр НКТ	Низкая при помощи частотного преобразователя, который потребует дополнительных затрат, можно регулировать режим в определенном диапазоне. Необходимо правильно подобрать мощность насоса. Требуются точные замеры дебита и давлений	Высокая за счет изменения расхода и давления рабочей жидкости и давления можно регулировать дебит и производительность насоса. Подбором диаметра приемного отверстия и сопла можно увеличить диапазон регулирования дебита и производительности насоса
2	Надежность	Высокая срок эксплуатации без подъема НКТ составляет не менее 10 лет	Низкая ЭЦН чувствительны к температуре рабочей среды и отключениям электроэнергии. Срок службы до подъема 2-3 года	Высокая при условии правильного подбора диаметра приемного отверстия и сопла с учетом условий эксплуатации. Важно не допускать кавитации во впускной камере насоса. Если давление рабочей жидкости на устье превышает 27.6 МПа (возможны осложнения в работе насоса)
3	Капитальные затраты на устьевое оборудование	Низкие имеющиеся на месторождении мощности рассчитаны на компримирование газа в необходимом объеме при высоком давлении (для закачки в пласт)	От низких до средних частотный преобразователь для медленного запуска насоса, трансформатор, линия электропередачи до скважинной площадки и отдельных скважин	Высокие требуются трехплунжерные насосы с системами распределения рабочей жидкости. Система очистки включает в себя один или несколько сепараторов, предназначенных для отделения воды (с целью ее использования в качестве рабочей жидкости) от смеси рабочей жидкости и добываемого скважинного флюида, и гидроциклон с питающим электронасосом для удаления твердой фазы из жидкости
4	Капитальные затраты на скважинное оборудование	Низкие 1-2 газлифтные мандрели и клапаны на скважину	Средние или высокие кабель, насос, газосепаратор, уплотнительная секция, двигатель, клапан-отсекатель. Необходим постоянный контроль температуры электродвигателя	Умеренные концентрическая колонна НКТ, скважинный клапан-отсекатель, насосная мандрель, всасывающий клапан, пакер, затрубный клапан-отсекатель
5	Эксплуатационные затраты	Низкие на Сахалине. Затраты на компримирование газа.	Высокие Затраты на ремонт скважины при малом сроке службы (2 года)	Низкие на Сахалине, благодаря избытку электроэнергии. При правильном подборе размера приемного отверстия и сопла, расходы на обслуживание трехплунжерного насоса будут невелики

Приложение 2

Таблица 9 – Текущие затраты (в миллионах рублей)

Годы	Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования					Общехозяйственные и общепроизводственные затраты		МУН/ МУГ/ МУК	Итого текущие затраты
	В том числе:					В том числе:			
	Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт	Численность ППП, чел.	Расходы на оплату труда ППП	Расходы на отчисления на социальное страхование ППП	Общепроизводственные	АУП		
2019	4 186,0	105,6	172,0	768,8	131,5	10 637,8	1 760,5	108,8	17 871,0
2020	2 246,3	161,7	172,0	751,2	128,3	13 684,3	1 759,0	123,1	19 025,9
2021	2 714,4	79,2	172,0	753,9	128,2	12 620,6	1 705,8	64,2	18 238,3
2022	2 558,9	135,3	179,0	650,9	52,0	9 187,0	2 823,0	144,4	15 730,5
2023	4 135,4	135,3	176,0	637,7	50,9	9 196,3	2 794,6	161,0	17 287,2
2024	4 535,3	105,6	172,0	625,4	50,0	9 316,0	2 703,5	161,0	17 668,8
2025	4 542,1	105,6	169,0	611,5	48,9	10 318,4	2 740,6	161,0	18 697,1
2026	4 907,4	105,6	166,0	595,4	47,6	9 504,0	2 658,1	161,0	18 145,1
2027	4 237,5	105,6	162,0	580,9	46,4	8 492,3	2 590,5	161,0	16 376,2
2028	3 808,7	105,6	159,0	562,8	45,0	8 459,4	2 526,7	161,0	15 828,2
2029	3 251,7	105,6	156,0	547,0	43,7	8 285,4	2 478,1	161,0	15 028,5
2030	3 762,5	105,6	152,0	497,4	39,7	8 903,4	2 252,7	161,0	15 874,3
2031	4 253,4	105,6	148,0	480,6	38,4	8 112,4	2 240,1	161,0	15 539,5
2032	3 612,7	105,6	145,0	466,0	37,2	8 658,5	2 180,0	161,0	15 366,0
2033	3 605,1	105,6	141,0	449,3	35,9	8 330,7	2 097,3	161,0	14 925,9
2034	3 605,1	105,6	138,0	435,6	34,8	7 850,2	2 082,5	161,0	14 412,8
2035	3 801,1	105,6	134,0	370,1	29,6	8 421,8	1 795,9	161,0	14 819,1
Итого	63 763,6	1 884,3	2 713,0	9 784,5	988,1	159 978,5	39 188,9	2 533,5	280 834,4

