

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Кафедра - Геология и разработка нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенности применения технологии газлифта на месторождениях Вьетнама

УДК 622.276.522(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Фан Вьет Линь		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О. В.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

Томск - 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Природный ресурс

Направление подготовки (специальность) – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

Чернова О.С.

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Фан Вьет Линь

Тема работы:

Особенности применения технологии газлифта на месторождениях Вьетнама

Утверждена приказом директора

1959/с от 22.03.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.06.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ по месторождению ██████████ ██████████, фондовая и периодическая литература

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Введение – Общие сведения о месторождении – Геолого-физическая характеристика месторождения – Анализ разработки месторождения – Применение газлифтного способа добычи на месторождении ██████████ – Методика определения оптимального режима газлифтных скважин – Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение – Социальная ответственность – Заключение – Список используемых источников
--	---

<p>Перечень графического материала</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама – Геологический разрез месторождения – Динамика дебитов жидкости и нефти по годам – График зависимости дебита жидкости от расхода газа – График зависимости удельного расхода газа от пластового давления и обводненности – График зависимости вязкости нефтяной эмульсии от обводненности – График зависимости относительной скорости от обводненности – Параметры нефтей месторождения ██████████ – Изображение процесса ввода газлифтной скважины в работу – Подземное газлифтное оборудование, используемое в совместном предприятии «██████████»
---	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Пожарницкая О. В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Немцова О. А.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.			10.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Фан Вьет Линь		10.02.2017

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>гуманитарных и естественных наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Институт природных ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.2017	Общие сведения о месторождении ██████████	10
10.03.2017	Геолого-физическая характеристика месторождения ██████████	10
24.03.2017	Состояние разработки месторождения ██████████	10
07.04.2017	Проанализировать работу газлифтных скважин на месторождении ██████████	15
28.04.2017	Методика определения оптимального режима газлифтных скважин	20
19.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
30.05.2017	Социальная ответственность	10
10.06.2017	Оформление работы	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.			10.02.2017

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	К. Г.-М. Н.		10.02.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Фан Вьет Линь

Институт	ИПР	Кафедра	ГРМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Цена реализации; - Капитальные вложения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- Эксплуатационные затраты и затраты на амортизационные отчисления
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	-Платежи и налоги: НДС, налог на роялти, налог на экспорт, налог на прибыль СП.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическая оценка вариантов разработки
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка рентабельности различных вариантов и срока их окупаемости

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О. В.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Фан Вьет Линь		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Фан Вьет Линь

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	210301 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Методы уменьшения удельного расхода при изменении диаметра НКТ при оптимальном режиме
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Техника безопасности при эксплуатации газлифтных скважин</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> — физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; — действие фактора на организм человека; — приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); — предлагаемые средства защиты; — (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> — механические опасности (источники, средства защиты); — термические опасности (источники, средства защиты); — электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); — пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, 	<p>1. Техника безопасности при эксплуатации газлифтных скважин</p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе - запыленность и загазованность воздушной среды, токсичные вещества - повышенный уровень шума и вибрации - предлагаемые средства защиты <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - электрический ток - пожаровзрывобезопасность
---	---

первичные средства пожаротушения).	
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> — защита селитебной зоны — анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); — анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); — анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); — разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> — анализ воздействия объекта на геологическую среду — анализ воздействия объекта на литосферу — мероприятия по охране окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> — перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; — выбор наиболее типичной ЧС; — разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; — разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	Поражение электрическим током; Пожаровзрывоопасность.
4. 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. 	<i>Охрана труда и безопасность персонала</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О. А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Фан Вьет Линь		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 91 с., 24 рис., 18 табл., 16 источников.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, нефтеносность, способы эксплуатации скважин, газлифт, насосно-компрессорная труба, внутрискважинное оборудование.

Объектом исследования является нефтяное месторождение [REDACTED] (Вьетнам).

Цель работы – Проанализировать работу газлифтных скважин на месторождении «[REDACTED]».

Задачи работы:

1. Изучить основные геолого-физические характеристики месторождения «[REDACTED]»;
2. Оценить состояние разработки месторождения «[REDACTED]»;
3. Проанализировать применение газлифтной технологии на данном месторождении;
4. Выбрать и обосновать оптимальный режим работы газлифтных скважин;
5. Рассчитать экономическую эффективность применения газлифтов с разных диаметром НКТ;
6. Изучить информацию по технике безопасности при эксплуатации газлифтных скважин.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 12. Презентация создана в Microsoft Power Point.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

БК – блок-кондуктор

АСПО – асфальто-смоло-парафиновое отложение

ГЖС – газожидкостная смесь

ГДИС – гидродинамические исследования скважины

МРП – межремонтный период

МСП – морские стационарные платформы

КПД – коэффициент полезного действия

ВНК – водонефтяной контакт

ЭЦН – электрический центробежный насос

НКТ – насосно-компрессорная труба

ВСО – внутрискважинное оборудование

СПБУ – самоподъемная буровая установка

МБТ – месторождение ██████████

ШГН – штанговый глубинный насос

СП – совместное предприятие

Оглавление

Введение	14
1. Общие сведения о месторождении.....	16
2. Геолого-физическая характеристика месторождения « »	19
2.1. Краткое геологическое строение месторождения и залежей.....	19
2.1.1. Стратиграфия.....	19
2.1.2. Тектоника.....	20
2.2. Нефтеносность.....	22
2.2.1. Нижнемиоценовый продуктивный комплекс	23
2.2.2. Верхнеолигоценовый продуктивный комплекс	24
2.2.3. Нижнеолигоценовый продуктивный комплекс.....	25
2.2.4. Залежь фундамента	26
2.3. Коллекторские свойства пород продуктивных комплексов	27
3. Состояние разработки месторождения « »	31
3.1. Состояние фонда скважин месторождения.....	31
3.2. Состояние нефтедобычи на месторождении 	32
4. Проектирование и применение газлифтных скважин на месторождении « ».....	34
4.1. Анализ и проектирование установки газлифта на месторождении « ».....	34
4.2. Принципы добычи нефти газлифтным способом	36
4.2.1. Сферы применения газлифтного способа нефтедобычи.....	36
4.2.2 Классификация газлифтных скважин.....	38
4.2.3. Принцип работы компрессорного подъемника	39
4.3. Основные показатели газлифтной эксплуатации на месторождении « ».....	40

4.4. Устройство и принцип работы компрессорных подъемников.....	41
4.5. Подземное газлифтное оборудование, используемое в совместном предприятии « XXXXXXXXXX »	43
4.6. Результаты оптимизации работы газлифтных скважин, оценка потенциала газлифта при форсирования режимов и смене ВСО	52
5. Поиск оптимальных режимов работы газлифтных скважин.....	55
5.1. Задача выбора режима работы газлифтных скважин	55
5.2. Изображение процесса ввода газлифтной скважины в работу	56
5.3. Установление рациональных режимов эксплуатации газлифтных скважин	62
5.4. Задача расчета оптимального технологического режима работы системы газлифтных скважин	71
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	75
6.1. Основания для расчета.....	75
6.2. Затраты на материалы	76
6.3. Расход природного газа	76
6.4. Амортизационные отчисления	77
6.5. Затраты на выплату зарплаты рабочим	77
6.6. Расчёт выручки от реализации	78
6.7. Расчет экономической эффективности	79
7. Социальная ответственность	81
7.1. Техника безопасности при эксплуатации газлифтных скважин ...	81
7.1.1. Анализ вредных факторов и методы борьбы с ними	81
7.1.3. Анализ опасных факторов и методы борьбы с ними	82
7.2. Экологическая безопасность	84
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
Список используемых источников.....	90

Введение

В процессе добычи нефти из фонтанных скважин бывают случаи, когда пластовой энергии недостаточно для подъема жидкости с забоя. В таких ситуациях обязательно применение механизированных способов эксплуатации скважин. Одним из них является газлифтный способ. При этом фонтанирование возможно поддерживать посредством подачи в скважину сжатого газа или воздуха через специальные клапаны, смонтированные на подъемных трубах, или через нижний конец этих труб.

Не так давно применение газлифтного способа эксплуатации скважин было резко ограниченным. Его собирались полностью заменить на способ добычи с использованием электрических центробежных насосов (ЭЦН) или винтовых насосов. Этот способ механизированной добычи позволяет увеличить дебит скважины, эксплуатировать скважину при более низких уровнях давления на забое и, таким образом, увеличить суммарный отбор из скважины или вести добычу более тяжелых жидкостей.

Однако слухи о “скоропостижной смерти” газлифтного способа оказались сильно преувеличенными. Было отложено или прекращено несколько проектов по переводу скважин с газлифтного на другие способы эксплуатации в связи с проблемами, возникшими при откачке жидкостей с большим содержанием газа, твердых частиц, и т.п. А все дело в том, что газлифтный способ совсем не является безнадежно устаревшим. Как показывает практика, он вполне жизнеспособен, и весьма успешно применяется там, где раньше считался неэффективным.[1]

Среди Юго-Восточной Азии шельф Южного Вьетнама является одним из наиболее интересных и перспективных регионов с залежами углеводородов в фундаменте является. Большинство нефтегазоносных структур сосредоточено в Меконгской впадине, из которых особый интерес представляет месторождение «XXXXXXXXXX» – на данный момент наиболее значительное и относительно хорошо изученное.

В административном отношении месторождение «XXXXXXXXXX» расположено на южном шельфе СР Вьетнама в блоке 09-1 в 120 км к юго-

востоку от города-порта Вунгтау, основной производственно-технической и снабженческой базы СП «[REDACTED]».

На месторождении один из самых эффективных механизированных методов добычи нефти и газа после периода фонтанирования является газлифтом. Этот способ имеет много преимуществ по сравнению с другими механизированными способами на пример: ЭЦН, ШГН и т.д., когда используется в сложных геолого-геофизических условиях месторождения «[REDACTED]».

В настоящее время эксплуатация газлифтных скважин сопровождается рядом осложнений: рост обводненности (более 20%); образование АСПО на стенках НКТ; высокие удельные расходы газа. Поэтому повешение эффективности эксплуатации газлифтных скважин месторождения [REDACTED] является актуальной проблемой.

Климат в месте расположения месторождения «XXXXXXXXXX» тропический, муссонный, дождливое лето при средних значениях температуры воздуха от +25 до +32⁰. Зима сухая, температура колеблется в пределах от +24 до +30⁰С. С июня по сентябрь (летний сезон) наступает сезон юго-западного муссона, наблюдаются непродолжительные, но обильные дожди со шквалистым ветром до 25 м/с. Влажность воздуха возрастает до 87 - 89%. С ноября по март (зимний сезон) преобладает влияние северо-восточных муссонов со скоростью ветра до 20 м/с. При этом образуются волны до 5 - 8 м в высоту. Редко возможны тайфуны со ветром до 60 м/сек, образующие волны до 10 м в высоту [3].

Благоприятным для работы в море является период юго-западных муссонов: июнь-сентябрь, а также переходные периоды: апрель-май и ноябрь, когда происходит смена направлений муссонов. Морские течения образуются по режиму муссонных ветров и приливо-отливных процессов. Скорость течений на глубине 15-20 м достигает 85 см/с, а в придонном слое колеблется от 20 до 30 см/с. На протяжении всего года температура моря колеблется в промежутке от +25 до +30⁰С. Соленость морской воды 33 - 35 г/л.

Глубина моря в пределах месторождения около 50 м, что позволяет применить для бурения самоподъемные буровые установки (СПБУ).

Согласно данным инженерно-геологических изысканий характеристика грунтов благоприятна для строительства нефтегазопромысловых сооружений. Сейсмичность района не превышает 6 баллов по шкале Рихтера.

Месторождение открыто в марте 1975 г, разрабатывается с июня 1986 г. Добыча нефти ведется из залежей:

- нижнего миоцена – с 26-06-1986 г.
- нижнего олигоцена – с 13-05-1987 г.
- верхнего олигоцена – с 25-11-1987 г.
- фундамента – с 06-09-1988 г.

По состоянию на 01-01-2008 г. на месторождении расположены 263 скважины, из которых 175 добывающих скважин, 50 нагнетательных скважин,

13 скважины в консервации, 9 наблюдательных скважин, 16 скважин ликвидировано.

2. Геолого-физическая характеристика месторождения

«[REDACTED]»

2.1. Краткое геологическое строение месторождения и залежей

2.1.1. Стратиграфия

Геологический разрез месторождения представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и кайнозойскими терригенными породами осадочного чехла, в котором выделяются песчано-алевритовые и глинистые породы олигоцена, неогена и четвертичных. Вскрытая максимальная толщина фундамента достигает 1704 м, осадочного чехла - 4356 м. (рис. 2.1).

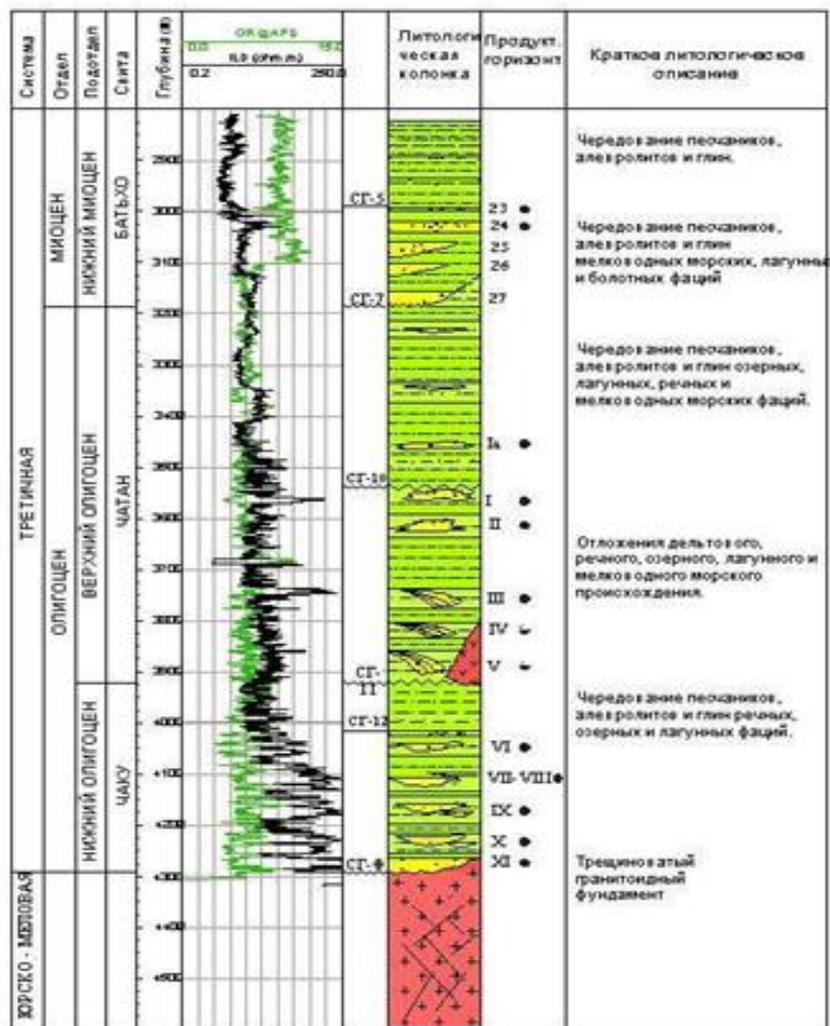


Рисунок 2.1 – Сводный геолого-стратиграфический продуктивный разрез месторождения [REDACTED]

Строение фундамент неоднородное, включает в себя магматические кристаллические породы с дайками диабазовых и андезитобазальтовых

порфириров. В области Центрального свода преобладают биотитовые и двуслюдыстые граниты, в области Северного свода – биотитовые лейкократовые гранодиориты и адамеллиты при значительном содержании кварцевых монцонитов, кварцевых монцодиоритов и субщелочных диоритов, в области Южного свода – граниты, гранодиориты и кварцевые монцодиориты. Согласно результатам радиологических исследований, кристаллические породы фундамента относятся к периодам от позднего триаса (от 245 ± 7 млн. лет) до позднего мела (89 ± 3 млн. лет) [3].

Гранитоиды характеризуются повышенной кавернозностью и трещиноватостью, вскрытие зон трещиноватости сопровождалось поглощениями.

В олигоцене выделены свиты Чаку (нижний олигоцен) и Чатан (верхний олигоцен), в миоцене: Батьхо (нижний миоцен), Коншон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен). Отложения плиоцена и четвертичной системы объединены в свиту Бьендонг. Промышленно значимые залежи нефти связаны с песчаниками свит Чаку, Чатан и Батьхо.

2.1.2. Тектоника

Месторождение в тектоническом плане связано с погребенной крупной антиклинальной структурой, происхождение которой связано с выступом фундамента. Вверх по разрезу структурный план месторождения постепенно выполаживается и по кровле миоцена наблюдается пологое моноклиналиное залегание пород. По поверхности фундамента структура представляет собой крупный сложнопостроенный выступ древних магматических пород субмеридионального простирания, размерами 28 x 6 км. Выступ осложнен крупными дизъюнктивными нарушениями северо-восточного простирания, амплитуда и протяженность которых уменьшаются при переходе в осадочную толщу и затухают в миоценовое время (рис. 2.2) [7].

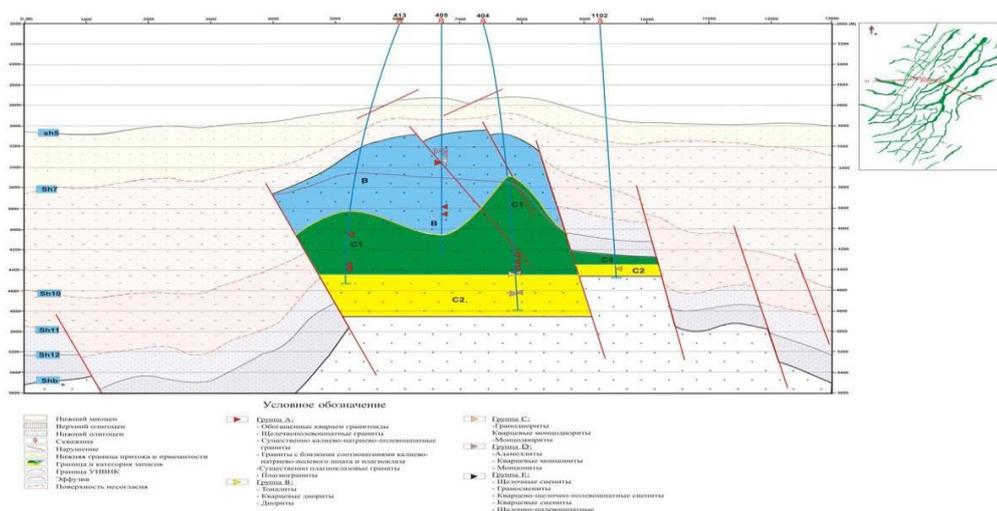


Рисунок 2.2 – Поперечный геолого-геофизический разрез по Центральному Своду

По контуру западного крыла располагается крупный взброс, в этом месте породы фундамента перекрывают отложения олигоцена. В пределах выступа фундамента выделяется три осложнения, получившие названия сводов: северный, центральный и южный. Своды практически не имеют четких границ [7].

Наиболее важными (структурообразующими) считаются олигоценые нарушения, трассируемые не только в промежуточном комплексе, но и в фундаменте. По мнению большинства исследователей, эти нарушения играют основную роль в формировании самой структуры фундамента, а также трещиноватости в его породах. Главные разломы простираются с севера на восток, обладают значительной протяженностью и большой амплитудой.

Разломы имеют ограниченное влияние на строение фундамента залежи (кроме взбросов, расположенных на западном крыле структуры и нескольких блоков на Северном своде), что связано с большой высотой массивной залежи (более 1800 м). А в разрезе олигоцена разломы способствуют формированию тектонически-экранированных залежей.

Главная залежь нефти данного месторождения связана с крупным высокоамплитудным выступом гранитоидного фундамента (1350 м), который простирается с севера на восток на расстояние более 28 км и имеет ширину 5 - 7

км. Данный выступ классифицируется как горст-антиклиналь. Самая приподнятая часть выступа оконтуривается изогипсой минус 3100, официально принятый замок складки: минус 4450 м.

2.2. Нефтеносность

На данном месторождении нефтяные залежи обнаружены в разрезе от фундамента до миоцена. Суммарное число найденных залежей - 87. Все залежи являются нефтяными, большая часть по типу природного резервуара являются пластовыми, по типу ловушки сводовые, литологически и тектонически экранированные. Основная залежь в фундаменте – массивная.

Все залежи осадочного разреза мелкие по запасам, с размерами 0,4-9х0,3-3 км. Высоты залежей 15 - 800 м. Размеры залежи фундамента 24×6 км, предположительная высота до 1800 м.

Местоположение контактов воды и нефти получено в результате опробования скважины, ГИС. В залежи фундамента естественный водонефтяной контакт не найден, поэтому её нижняя граница установлена условно. При обнаружении новых данных положение нижней границы залежи изменялось.

Залежи нефти осадочного чехла приурочены к песчано-алевролитовым пластам, имеющим не повсеместное распространение (рис. 2.3).

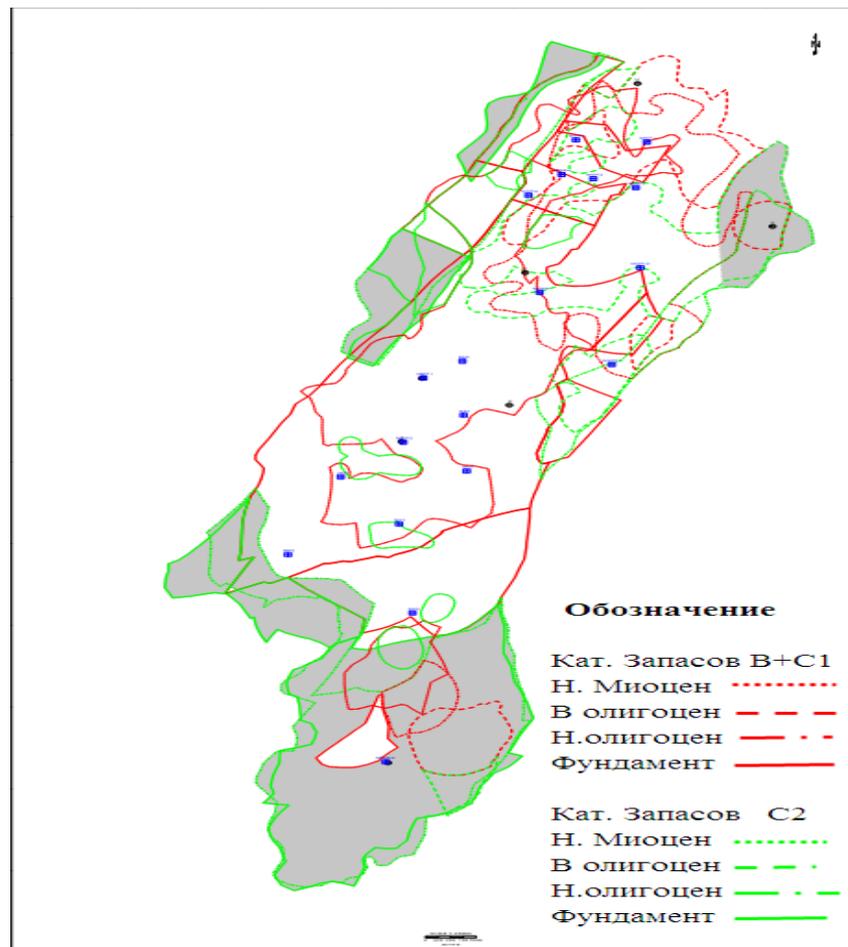


Рисунок 2.3 – Карта границы залежей

2.2.1. Нижнемиоценовый продуктивный комплекс

Промышленная нефтеносность установлена в пяти песчано-алевролитовых горизонтах: 23, 24, 25, 26, 27.

23^й продуктивный горизонт состоит из нескольких песчаных пластов толщиной от нескольких метров до 20 м. Несоответствие в отметках ВНК в различных частях одной и той же залежи, привела к необходимости более детальной корреляции пластов в горизонте.

24^й продуктивный горизонт вскрыт 227 скважинами с общими толщинами от 20 м до 96 м. Его продуктивная часть вскрыта 31 скважиной, расположенной на сравнительно небольших площадях Северного и Центрального сводов [8].

В коллекторах данного горизонта выделены 9, сравнительно мелких залежей: 5 на Северном Своде, 4 на Центральном Своде. Для удобства, залежи

пронумерованы цифрами от 1 до 9. ВНК установлены по данным опробования и ГИС. Эффективная толщина изменяется от 2,6 до 29,4 м, коэффициент песчаности находится в пределах 0,06 – 0,63, расчлененности: 1 - 6.

25^й продуктивный горизонт содержит две залежи, которые расположены в пределах Южного Свода. Первая залежь расположена в южной части Южного Свода в районе скв. 7. Вторая залежь расположена в северной части Южного свода, которая тектонически экранирована на востоке и частично на юге и западе.

Общие толщины горизонта изменяются от 37 до 44 м, в среднем 39 м, эффективные толщины 4,0 – 16,2 м (в среднем 9,3 м), коэффициент песчаности 0,11 – 0,25, расчлененности –2.

26^й продуктивный горизонт содержит одну залежь нефти в районе скв.15. В этой скважине, в интервале 3010-3020/-2975-2985 м получен приток нефти дебитом 7 м³/сут.

Общие толщины горизонта изменяются от 33 до 42 м, эффективные толщины 9 – 10 м, коэффициент песчаности 0,26; расчлененности –2,5.

27^й продуктивный горизонт содержит 2 залежи нефти: одна по данным ГИС на Северном Своде, в районе скв. 81, 90; другая, в районе скв. 7, по данным ГИС и результатам опробования.

Общая толщина горизонта изменяются от 9 до 58 м, эффективные толщины 4,0 – 13,3 м, коэффициент песчаности 0,23 - 0,34, расчлененности: 2,2 – 5,0.

2.2.2. Верхнеолигоценый продуктивный комплекс

Разрез верхнего олигоцена представляет собой преимущественно глинистую толщу, внутри которой встречаются редкие пласты песчаников в виде линз. Верхняя часть разреза представлена глинами и битуминозными аргиллитами, в нижней части появляются пласты песчаников, и количество песчаных линз увеличивается.

Продуктивные пачки развиты в основном в пределах Северного свода и восточного крыла и состоят из отдельных песчаных пластов, толщиной от 1 до

20 м. Нефтяные залежи в этих песчаниках относятся, чаще всего к литологически ограниченным, реже - тектонически - ограниченным. Линзовидность является характерной особенностью всех песчаных пластов верхнего олигоцена.

Общая толщина пачек изменяется от 35 до 126 м в среднем, эффективные толщины 8 - 14 м, размеры линз изменяются от 0,5×1,0 км до 3×5 км. Наибольшим распространением характеризуются линзы песчаников III пачки [8].

2.2.3. Нижнеолигоценовый продуктивный комплекс

Этот комплекс стратиграфически относится к свите Чаку, залегает на абсолютной отметке от -3211 до -4356 м и контролируется двумя поверхностями несогласий на границах: верхний олигоцен - нижний олигоцен и нижний олигоцен - дотретичный гранитоидный фундамент. Отложения комплекса толщиной 0 - 440 м развиты в пределах Северного и Южного Свода, на крыльях и в западной подвзбросовой части структуры (район скв. 450). Комплекс сложен глинистыми породам в верхней части, толщиной 0 – 250 м, которые служат флюидоупором. К нижней, опесчаненной части разреза приурочены продуктивные горизонты, которым дана промысловая номенклатура в римских цифрах сверху вниз: VIa, VI, VII, VIII, IX, X и XI, развитые в основном, в северо-восточной части месторождения. Горизонты друг от друга отделены глинистыми разделами, толщиной от одного до нескольких десятков метров [15].

Системой сбросов северо-восточного простирания нижнеолигоценовый комплекс разделен на три самостоятельных блока (I, II, III), в пределах каждого из которых упомянутые выше продуктивные горизонты образуют самостоятельные тектонически-экранированные и литологически-ограниченные залежи.

2.2.4. Залежь фундамента

Залежь нефти фундамента связана с трещиноватостью и кавернозностью в массиве кристаллических пород докайнозойского возраста, представляющем собой выступ горст-антиклинального типа, сложенного различными по составу и геологическому возрасту породами.

Максимальная абсолютная глубина фундамента, до которой получен промышленный приток нефти, установлена по данным термопрофилирования на Северном своде в скв. 110 на глубине 4486 м и в скв. 804 на Центральном Своде на глубине 4320 м. Ни в одной из опробованных скважин, включая самую глубокую скв. 905 (абс. отметка забоя - 5009 м), пластовой воды получено не было. Лишь в скважине 110 после года эксплуатации отмечено локальное появление предположительно пластовой воды (табл. 2.1).

Таблица 2.1 – Характеристика подсчетных участков фундамента

Участок	Скважина	Абс.отм. забоя, м	Глубина нижней границы, абс. отм., м.				Граница запасов кат. С1	Граница запасов кат. С2
			По данным термометрии и PLT**, м	наличия коллекторов по ГИС	поглощения раствора	суммарного газопоказания >1%		
2а	140	4656	4283	4659	4620	4650	4300	4650
3а	110	4492	4388	4420	4468	4482	4400	4450
3б	811	4236	3751	4215	3536	4205	3750	4450
4а	88	4062	3882	4005	3717	3992	3900	4450

продолжение таблицы 2.1

5+	804	4603	4320 (4414)	3920	4402	4469	4450	4850
	484	4894	(4452)	4525*	4888	4890		
	436	4635	(4346)	4630	4411	4486		
	437	4600	(4410)	4570	4525	4396		
	448	4714	4333	4640	4714	4640		
8a	1106	4606	4306	4590	4578	4298	4300	4450
8b	1102	4462	4342	4380	4266	4388	4350	4450
13a	8	4549	4426	4345*	4199	4493	4450	4850
14a	17	4544	3855	4450	3854	4245	3900	4450

Примечание:

*** глубины нижней границы залежи определялись по:*

- нижним глубинам, дающим приток

- нижним глубинам проницаемых интервалов (принимающих закачиваемую воду) – приведенным в скобках.

** Глубина, до которой проведен ГИС (выше чем глубины забоя скважины)*

2.3. Коллекторские свойства пород продуктивных комплексов

Коллекторы осадочного комплекса связаны с песчано-глинистой толщей с межзерновой пористостью и включают продуктивные горизонты олигоцена, нижнего миоцена. Большая часть углеводородов сконцентрирована в трещиноватых коллекторах гранитоидов фундамента, обеспечивающего до 90% общего объема добычи.

Нижний миоцен

Породы нижнемиоценовых отложений, представлены песчаниками средне-мелкозернистыми обладают хорошими коллекторскими свойствами. По данным анализа кернов и ГИС, пористость пород-коллекторов составляет в среднем 18-19% (коэффициент вариации 0,122). При этом диапазон изменения этого параметра по керну (для всех выборок изученных образцов) в целом

весьма широк от 2-4 до 28-30%, однако по данным ГИС, находится в пределах 14-25%. Наиболее вероятное значение пористости по керну: 19% (20% случаев из всего числа данных), а по ГИС: 18% (19% случаев).

Проницаемость определена только по керну и варьирует в большом диапазоне от 2,5 до 2500 мД при наиболее вероятном диапазоне от 2,5 до 500 мД, среднее значение составляет 167 мД.

По данным ГИС, остаточная водонасыщенность пород-коллекторов изменяется в наиболее вероятном диапазоне от 35 до 70%. При среднем значении 52% с коэффициентом вариации 0,19.

Коллекторские свойства залежей нижнего миоцена различны в зависимости от глубины и площади. Например, параметры ФЕС ухудшаются при переходе от северного свода ($\Phi = 19,0\%$, $S_o = 47,8\%$) к центральному своду ($\Phi = 18,2\%$, $S_o = 49,5\%$).

Верхний олигоцен

По керновым данным и по данным ГИС показывают на изменчивость коллекторских свойств песчаников верхнего олигоцена. Среднее значение открытой пористости (средневзвешенные по эффективной мощности коллекторов) составляет 18% с коэффициентом вариации 0,20, при этом наиболее вероятные значения составляют от 14% до 17%. По данным кернового анализа, эти значения составляют около 50% случаев от всего числа данных.

Газопроницаемость в наиболее вероятном диапазоне составляет от 1,0 до 50 мД при среднем значении 6 мД.

Остаточная водонасыщенность находится в интервале 20-70% при среднем значении 43% (коэффициент вариации 0,22 - по ГИС) до 45% (коэффициент вариации 0,20 - по керну).

Нижний олигоцен

Среди терригенных отложений месторождения ██████████ коллекторы нижнего олигоцена, - самые сложные в петрофизическом отношении в связи с глубокими катагенетическими преобразованиями, происходящими на больших

глубинах. Однако их коллекторские свойства наиболее стабильны (по глубине и по площади).

Пористость песчано-глинистых пород-коллекторов по всем залежам колеблется от 9% до 19%. Среднее значение открытой пористости изменяется от 11,2% (арифметическое усреднение по керновым данным) до 12,3% с коэффициентом вариации 0,16 (средневзвешенное по эффективной мощности - по ГИС). Пористость коллекторов почти не изменяется по горизонтам ($\Phi = 13,5\%$) и по площади ($\Phi = 13\%$).

Наиболее вероятные пределы изменения значений газопроницаемости (по керновым данным) составляют от 1 до 50 мД при среднем значении 19 мД, хотя встречаются образцы с проницаемостью 500 мД и более.

Остаточная водонасыщенность, имеет наиболее вероятный диапазон изменения 12 - 60%.

Фундамент

По данным, полученным в результате изучения строения пород фундамента, можно сделать вывод о его значительной петрографической и коллекторской неоднородности. Породы Северного свода (в основном гранодиориты и кварцсодержащие диориты) отличаются от пород Центрального (сложен преимущественно гранитами) и фундамента Южного свода (гранит, гранодиорит и кварцевый монцодиорит).

Открытая пористость пород фундамента по керну характеризует, в основном, плотную, непроницаемую матрицу или блоковую часть сложного коллектора. Данный участок породы является по строению тонкопоровым, образованным микропустотами. Крупные трещины и каверны, выполняющие значимую роль в процессе фильтрации флюидов, в породах практически отсутствуют на образцах малых размеров (рис. 2.4).

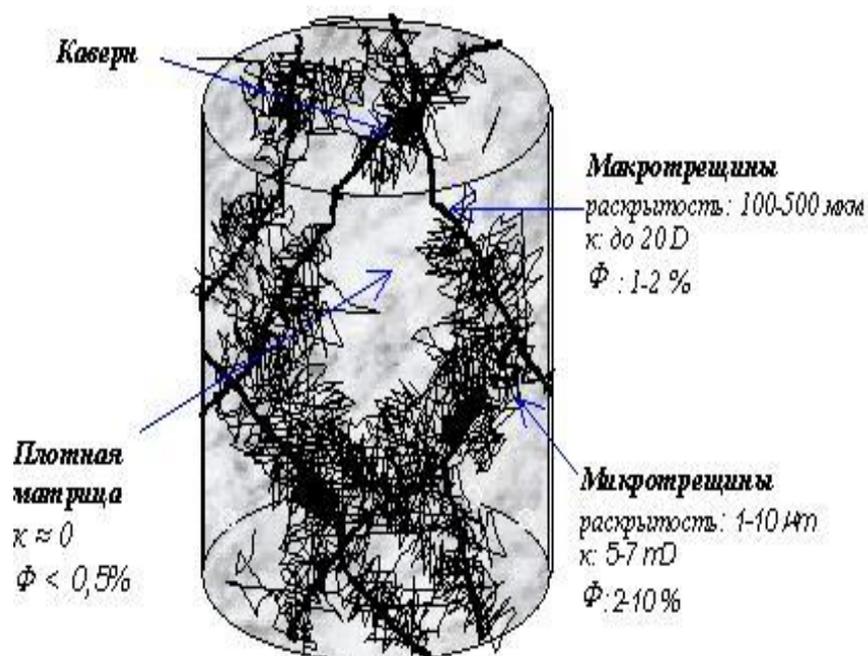


Рисунок 2.4 – Схема типичного пустотного пространства

Открытая пористость пород фундамента по керну изменяется по глубине. Среднее значение открытой пористости по керну для каждого 50-метрового интервала, меняется от 1 до 3%, в среднем – 2%. По глубине эта величина чуть повышается (1 - 4%), в интервале выше 3600 м, более стабильно (1-3%) в интервале 3600 – 4400 м, и уменьшается от 2% на 4400 м до менее 1% на 4800 м. Такая закономерность изменения сохраняется для значений пустотностей пород-коллекторов определяемых по ГИС.

Проницаемость по керну колеблется значительно: от единицы до нескольких тысяч мД. Отсутствует связь между пористостью и проницаемостью, что является характерным для коллекторов с системой трещин в структуре порового пространства.

Первоначальная водонасыщенность пород-коллекторов, принята равной 0,85 для всей залежи фундамента.

3. Состояние разработки месторождения « ██████████ »

3.1. Состояние фонда скважин месторождения

Изменения по эксплуатационному фонду добывающих и нагнетательных скважин за отчетный период по состоянию на 01.01.13г и на 01.01.14г представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Состояние добывающего и нагнетательного фонда скважин на начало и конец отчетного периода по объектам эксплуатации и по месторождениям.

Объекты эксплуатации		фонд на 01.01.2013						фонд на 01.01.2014						Изменение по фонду					
		Добывающий			Нагнетательный			Добывающий			Нагнетательный			Добывающий			Нагнетательный		
		Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий	Эксплуатационный	Действующий	Бездействующий
месторождение Белый Тигр																			
Нижний Миоцен	Центр свод	28	21	7	2	2		30	27	3	4	4		2	6	-4	2	2	0
	Северн свод	34	20	14	5	4	1	31	20	11	7	7		-3	0	-3	2	3	-1
	Южн свод	11	11					17	17		1	1		6	6	0	1	1	0
	Всего	73	52	21	7	6	1	78	64	14	12	12		5	12	-7	5	6	-1
Верхний Оligоцен		24	21	3	1	1		31	26	5	2	2		7	5	2	1	1	0
Нижний Оligоцен		43	36	7	12	11	1	40	35	5	13	13		-3	-1	-2	1	2	-1
Фундамент	Центр блок	69	49	20	23	22	1	66	43	23	21	21		-3	-6	3	-2	-1	-1
	Север блок	13	11	2	1	1		12	11	1	1	1		-1	0	-1	0	0	0
	Сев-Вост участок	2	2		0			1	1		0			-1	-1	0	0	0	0
	Южный участок	4	4		0			2	1	1	0			-2	-3	1	0	0	0
	Всего	88	66	22	24	23	1	81	56	25	22	22	0	-7	-10	3	-2	-1	-1
ИТОГО Белый Тигр		228	175	53	44	41	3	230	181	49	49	49	0	2	6	-4	5	8	-3

В отчетном году введены в эксплуатацию новые морские объекты с добывающими скважинами на месторождении ██████████ БК-17 (декабрь 2013г).

Состояние газлифтного фонда скважин на 01.01.2014 и 01.01.2013гг.:

- Эксплуатационный фонд на 01.01.2014 составляет 203 скважины, отмечается увеличение по сравнению с 01.01.2013 (202 скважины);
- Действующий фонд на 01.01.2014 составляет 164 скважины, отмечается увеличение по сравнению с 01.01.2013 (159 скважины);
- Следовательно, бездействующий фонд на 01.01.2014 уменьшился на 3 скважины по сравнению с 01.01.2013.

3.2. Состояние нефтедобычи на месторождении ██████████

Основные показатели добычи нефти по объектам и месторождениям в 2013г. в сравнении с показателями в 2012 г. представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные показатели добычи нефти по объектам и по м/р в 2012 г и в 2013г

Объект эксплуатации	Ср. суточная добыча нефти,		Обводненность, %		Годовая добыча нефти, т	
	дек 2012	дек 2013	дек 2012	дек 2013	2012	2013
месторождение Белый Тигр						
Нижний Миоцен	3173,7	2549,3	52,7	58,2	786469	1066553
Верхний Оligоцен	447,3	2246,6	7,3	3	116459	383969
Нижний Оligоцен	1104,3	991,5	28,9	36,4	412669	351144
Фундамент	7082,4	5824,9	46,2	51,1	3082513	2292230
Всего Белый Тигр	11807,7	11612,3	46,1	47,5	4398110	4093896

Резкое увеличение средней суточной добычи и снижение обводненности по Верхнему Оligоцену месторождения ██████████ объясняется запуском из бурения на БК-15 скважин 128, 129, 131, после бурения бокового ствола скв 126Б, а также вводом в эксплуатацию в декабре БК-17 (скв 1706 и 1708).

Кроме этого, на месторождении ██████████ в отчетном году были введены в эксплуатацию после бурения на Нижний Миоцен скважины: БК-14 скв 1217, 1219, 1212, 1215, 1216; МСП-4 – скв 52. После бурения бокового ствола на Нижний Миоцен - скв 2002Б на МСП2.

Скважины 718/7(ВО), 2005/2 (фундамент) месторождения ██████████ находились в освоении на 01.01.2014.

В течение отчетного периода на месторождении ██████████ переведены на вышележащие объекты: на Нижний Миоцен – скв 491/2, 456/БК5, 556/2, 474/11, 127/БК15 (после бурения на ВО), 925/9, 10005/БК10, на Нижний Оligоцен – скв 1118/11.

В 2012 и 2013 годах добыча нефти по способам эксплуатации распределилась в таблице 3.3 следующим образом

Таблица 3.3 – Распределение добычи нефти по способам эксплуатации в 2012 и 2013 годах.

	2012 г, т	доля, %	2013 г, т	доля, %	Δ добычи, (+/-%)
фонтан	2721165	43,5	1929970	34	-29,1
газлифт	3521005	56,3	3743037	65,9	6,3
УЭЦН	17363	0,3	6285	0,1	-63,8

Доля добычи нефти фонтаном в 2013 году составила 34% от общей добычи и сократилась по отношению к 2012 году на 29,1%.

Доля газлифта в общем объеме добычи нефти растет с 56,3% в 2012 году до 65,9% в 2013 году, поскольку практически все новые скважины в 2013 году введены в эксплуатацию с помощью газлифта без периода фонтанирования. Также в 2013 году на постоянный газлифт переводятся скважины из фонтанного фонда с не стабильными параметрами фонтанирования и фонтанирующие на постоянном режиме скважины с целью получения дополнительной добычи. При этом уровни добычи нефти газлифтом в 2013 году по отношению к 2012 году выросли на 6,3%.

Доля добычи нефти с помощью УЭЦН снизилась до 0,1% в 2013 году, поскольку в отчетном году полностью выполнен, «Проект реконструкции технологического комплекса RP-1 при переводе скважин на газлифтный способ эксплуатации», утвержденный в 2011 году. Все добывающие скважины RP-1 месторождения Дракон, ранее работающие с помощью УЭЦН, переведены на газлифт (за исключением ликвидированной скв 110 и переведенной в ППД скв 108). В результате уровни добычи нефти с помощью УЭЦН снизились в 2013 году по отношению к 2012 году на 63,8%.

По состоянию на 01.01.2014 с помощью УЭЦН в работе находилась только скв 503/5 на месторождении ██████████. С помощью допуска УЭЦН на 2800м и длительного периода освоения удалось стабилизировать работу скважины. До этого момента скважина работала в периодическом режиме.

4. Проектирование и применение газлифтных скважин на месторождении «[REDACTED]»

4.1. Анализ и проектирование установки газлифта на месторождении «[REDACTED]»

Динамика показателей эксплуатации скважин (в частности, снижение дебитов) нижнего миоцена, нижнего олигоцена и северного блока кристаллического фундамента месторождения [REDACTED] с самого начала ввода их в разработку указывала на необходимость использования механизированного способа добычи. К 1996 г. из-за снижения пластового давления и появления первой воды в продукции десятки скважин прекратили фонтанирование и находились в простое, что снизило коэффициент охвата и темпы отбора нефти [9].

Длительное время на месторождении [REDACTED] тестировали различные механизированные способы добычи нефти, пытаясь найти оптимальный для морских условий: испытывались гидропоршневые насосные установки, погружные электронасосы, бескомпрессорный газлифт. По итогам проведенной работы и по результатам технико-экономических расчетов газлифтный способ эксплуатации обладал преимуществом перед другими методами. Промышленное его внедрение на месторождении [REDACTED] началось в 1997 г. по завершении строительства компрессорной станции.

Эксплуатация скважин на морских гидротехнических сооружениях (МСП или БК) месторождения [REDACTED] обладает рядом особенностей. Скважины, вводимые в эксплуатацию после бурения как фонтанные, оборудуются внутрискважинным оборудованием (ВСО), включающим пакер, циркуляционный клапан, клапан отсекающий, газлифтное подземное оборудование (скважинные камеры с заглушками).

При достижении уровня обводненности продукции значения, при котором останавливается фонтанирование, проводят замену глухих пробок газлифтных клапанов при использовании канатной техники. После этого в затрубное пространство скважины закачивается компримированный газ, и

начинается эксплуатация скважины с использованием газлифта. Преимущества такого подхода очевидны: для перевода скважин, прекративших фонтанирование, на газлифте не требуется проведения дополнительных спускоподъемных операций при капитальном ремонте скважин по установке газлифтных мандрелей. В результате, исключается необходимость глушения скважины, что не разрушает ПЗП. При проведении текущего ремонта скважин, размещенных на БК, с помощью самоподъемной буровой установки (СПБУ) требуются высокие затраты. Кроме того, работа этой установки в сезон штормов затруднена.

Газлифтный способ в морских условиях месторождения ██████████ обладает рядом технологических преимуществ:

- широкий диапазон изменения дебитов: от 50 до 2000 т/сут, при низких дебитах (менее 50 т/сут) вводится режим периодической эксплуатации;
- возможно регулирование отборов жидкости из скважин и полная автоматизация процесса;
- нефтедобыча ведется при высокой температуре и высоком газовом факторе из глубоких наклонно направленных скважин;
- обеспечиваются условия гарантированного освоения скважин после бурения и капитального ремонта;
- большой МРП (2-3 года) и возможность проведения обработок ПЗП, ремонтных работ и полного комплекса гидродинамических исследований без подъема НКТ.

На начале разработки месторождения (1997 - 2000 гг.) отмечаются хорошие технологические показатели: средний дебит одной скважины по нефти - 55т/сут, удельный расход газа - 150 м³/т; обводненность - 18%, глубина ввода до проектной глубины - через рабочий клапан.

4.2. Принципы добычи нефти газлифтным способом

4.2.1. Сферы применения газлифтного способа нефтедобычи

Наибольшую эффективность газлифтный способ имеет в тех случаях, когда возникают проблемы при использовании других методов механизированной добычи:

Добыча жидкости с большим содержанием газа. Даже учитывая последние усовершенствования насосных систем, позволяющие отбирать жидкость с повышенным содержанием газа, бесспорным является тот факт, что наличие газа создает проблемы для работы скважинных насосов, и в то же время является преимуществом при использовании газлифтного метода.

Наличие песка. Несмотря на вносимые в насосные системы усовершенствования для возможности откачки жидкости с повышенным содержанием песка, продолжают возникать различные проблемы в их работе. Поскольку газлифтное оборудование не находится на пути потока скважинной жидкости, присутствие в этой жидкости песка и твердых частиц не оказывает на это оборудование негативного воздействия, и его можно использовать для добычи жидкости с повышенным содержанием песка, если концентрация последнего не является чрезмерно высокой.

Наклонные скважины. При большом искривлении ствола скважины могут возникнуть проблемы с установкой и эксплуатацией насосных систем. Газлифтные системы могут с успехом применяться в скважинах с углом отклонения от вертикали до 70° . Такой угол наклона является максимальным для работы канатной лебедки, с помощью которой устанавливается газлифтное оборудование.

Морская добыча. На многих морских и некоторых наземных добывающих комплексах возможность установки дополнительного оборудования на устье весьма ограничена из-за отсутствия необходимого для него места. Одним из преимуществ газлифтных систем является то, что для их установки и эксплуатации требуется очень незначительное пространство на устье. И если на добывающем комплексе используется компрессор для

перекачки газа, он так же зачастую может применяться для газлифтной добычи. При этом, количество необходимого дополнительного оборудования будет очень незначительно.

Добывающие комплексы с подводными устьями. Монтаж, эксплуатация и обслуживание оборудования подводных добывающих комплексов является непростой задачей. Однако, если уровень давления нагнетания газлифтной системы достаточен для обеспечения централизованного нагнетания газа, можно обойтись без установки газлифтных клапанов, а закачку газа производить через нагнетательную воронку. В этом случае, применение газлифта может стать надежным и эффективным способом механизированной добычи из скважин с подводным устьем.[1]

Резервный способ эксплуатации. В некоторых случаях, для увеличения дебита скважин или возможности вести добычу при низких давлениях на забое в скважину спускают электрические центробежные насосы. Однако, при выходе электрические центробежные насосы из строя, особенно в условиях эксплуатации морских скважин с обычным или подводным добывающим комплексом, выполнение ремонтных работ может занять продолжительное время. В этих случаях, газлифт используется как резервный способ эксплуатации на период ремонта или замены электрические центробежные насосы.

Скважины с низким давлением и большим газосодержанием. Одним из часто упоминаемых недостатков непрерывной газлифтной эксплуатации является невозможность добычи при низком уровне давления на забое. Однако, при низких пластовых давлениях или слабом притоке жидкости в скважину, а так же повышенном содержании газа в добываемой жидкости периодическая газлифтная откачка может стать прекрасной альтернативой механизированной насосной добыче. [1]

Скважины с одновременной эксплуатацией двух горизонтов. Заканчивание многих скважин производится спуском двух (а иногда и более) колонн НКТ в один ствол. Это делается по нескольким причинам, главной из

которых является возможность эксплуатации двух или более горизонтов, вскрытых одним стволом для снижения расходов на бурение. Эксплуатация двух или более горизонтов в одноствольных скважинах с использованием насосов является весьма сложной задачей. Обеспечить газлифтную эксплуатацию таких скважин тоже непросто, но вполне возможно.[2]

4.2.2 Классификация газлифтных скважин

Выделяются два типа газлифтной эксплуатации:

1. Периодический газлифт применяется при низкой продуктивности скважины по двум основным схемам: газлифт с перепускным клапаном и газлифт с камерой накопления.

2. Непрерывный газлифт применяется при высокой продуктивности скважины.

Существует несколько классификаций:

1. По типу используемой энергии рабочего агента: бескомпрессорный и компрессорный.

2. По характеру ввода рабочего агента: кольцевая и центральная система.

3. По количеству колонн НКТ

- полуторорядный подъемник;
- однорядный подъемник;
- двухрядный подъемник.

4. По используемому глубинному оборудованию

- система с использованием пусковых и рабочего клапанов;
- беспакерная система;
- пакерная система;
- система без пусковых и рабочих клапанов, поступление газа в подъемник происходит через башмак НКТ.

4.2.3. Принцип работы компрессорного подъемника

Газлифтный подъемник состоит из двух каналов: одного для подачи рабочего агента, другого - для подъема газожидкостной смеси. Труба, в которую закачивается агент называется воздушной, а другая – подъемной. (Рисунок 4.1)

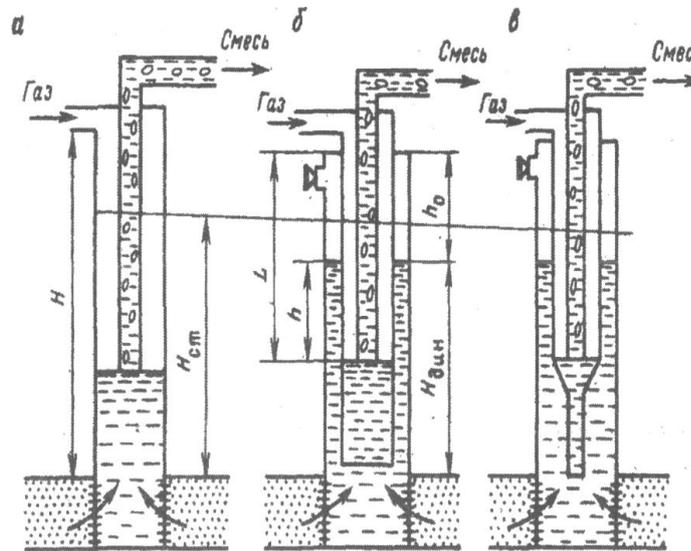


Рисунок 4.1. – Схемы строения газлифтных скважин

Конструкции: а - однорядная; б - двухрядная; в – полторорядная

h - Глубина погружения; H - глубина скважин, $H_{ст}$ - статический уровень, $H_{дин}$ - динамический уровень, L - длине подъемника.

Газ подается в кольцевое пространство между колонной и НКТ и оттесняет жидкость в НКТ. Сжатый газ до башмака НКТ газифицирует жидкость. Пузырьки газа поднимаются по НКТ, ведя за собой жидкость. Так как плотность газожидкостной смеси меньше плотности жидкости, противодавление на пласт уменьшается, и жидкость поступает из пласта в скважину.[11]

Основными характеристиками газлифтного подъемника являются глубина погружения, высота подъема жидкости и относительное погружение.

Глубина погружения — это высота столба дегазированной жидкости h , соответствующая давлению у башмака подъемника во время работы скважины.

Высота подъема — это расстояние h_0 от уровня жидкости до устья во время работы.

Относительное погружение — это отношение глубины погружения h ко всей длине подъемника. [4]

На практике при относительное погружение часто определяют из рабочего давления, т.е. из давления нагнетания газа. При этом задаются рабочим давлением и определяют относительное погружение.

4.3. Основные показатели газлифтной эксплуатации на месторождении «XXXXXXXXXX»

Состояние газлифтного фонда скважин на 01.01.2015 и 01.01.2014гг.:

- Эксплуатационный фонд на 01.01.2015 составляет 203 скважины, отмечается увеличение по сравнению с 01.01.2014 (202 скважины);
- Действующий фонд на 01.01.2015 составляет 164 скважины, отмечается увеличение по сравнению с 01.01.2014 (159 скважины);
- Следовательно, бездействующий фонд на 01.01.2015 уменьшился на 3 скважины по сравнению с 01.01.2014.

Основные показатели газлифтной эксплуатации скважин СП «XXXXXXXXXX» по состоянию на конец 2013 и 2014 годов (декабрь 2013 и 2014 г), следующие: (таблица 4.1)

Таблица 4.1 – Показатели работы газлифтных скважин СП XXXXXXXXXX в конце 2013г и в конце 2014г.

Показатели	ед измер	12/2013 г	12/2014 г
суммарная суточная добыча нефти	т/сут	7226,3	7652,5
суммарная суточная добыча жидкости	т/сут	16813,9	16976,2
суммарный расход газа высокого давления	тыс.м ³ /сут	3104,8	3451,6
удельный расход газа по жидкости	м ³ /т	20,4	21,7
средняя обводненность газлифтных скважин	%	55,3	58,7
дебит жидкости одной скважины	т/сут	110,6	106,7
дебит нефти одной скважины	т/сут	47,5	48,1
расход газлифтного газа на одну скважину	м ³ /сут	9450	12884

Как видно из таблицы с ростом средней обводненности ухудшаются общие показатели работы газлифта: снижается дебит скважин и растет удельный расход компримированного газа на газлифт.

Динамику основных технологических показателей работы газлифта за 2008-2014г. лучше проследить на основе показателей газлифтных скважин месторождения ██████████, имеющего наибольший газлифтный фонд. (Таблица 4.2)

Таблица 4.2 – Динамика фактических показателей работы г/л фонда скважин месторождения ██████████ на конец года в период 2008-2014гг.

Показатели	Ед изм	Дек 2008	Дек 2009	Дек 2010	Дек 2011	Дек 2012	Дек 2013	Дек 2014
Дейст фонд гл скваж.	скв	95	108	114	122	152	159	164
ΣQн	т/сут	2034	2674	2757	2716	3121,7	6605	6098
ΣQж	т/сут	3799	4849	7071	6316	7035	15363	15514
Обв-ть	%	46,5	44,9	61,0	57,0	55,6	57	60,7
ΣVг	тыс. м ³ /сут	888	1115	1257	1526	1723	2399,3	2752,7
Ro	м ³ /т	234	230	195	208	217	159,5	154,6

4.4. Устройство и принцип работы компрессорных подъемников

Выделяют однорядные, двухрядные, и полуторорядные конструкции подъемников.

Также различают кольцевую и центральную системы компрессорных подъемников.

При кольцевой системе газ с поверхности подается в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и НКТ, а газонефтяная смесь отбирается по НКТ.

При центральной системе газ нагнетают по центральной колонне НКТ, а газонефтяная смесь поднимается по кольцевому пространству. Центральная система обычно используется при однорядном подъемнике. Её применение актуально в ситуации, когда невозможно спустить трубы расчетного диаметра в скважину и при пуске скважины в работу из-за низких пусковых давлений.

Недостатки центральной системы: при наличии песка выступающие муфты труб стачиваются, что приводит к риску обрыва труб, при содержании в нефти парафина или солей они откладываются на стенках колонны и уменьшают ее диаметр. В связи с этим подъемники кольцевой системы получили большее распространение.

При однорядном подъемнике спускают один ряд труб, который является подъемной колонной, а нагнетательной - обсадная колонна.

При двухрядном подъемнике в скважину опускают два концентрически расположенных ряда труб. Внутренние трубы подъемные, наружные - нагнетательные (воздушные).

Полторорядный подъемник выполняется со ступенчатой нагнетательной колонной: в нижней части меньшего диаметра, в верхней - большего.

Двухрядные подъемники применяют на сильно обводненных и пескопроявляющих скважинах, они работают с меньшей пульсацией рабочего давления и струи жидкости, т. е. требуется меньший расход газа.

Недостаток двухрядных подъемников - большая металлоемкость.

Преимущество полторорядного подъемника в снижении металлоемкости и улучшении выноса песка с забоя. Недостаток - невозможность увеличения погружения подъемных труб. [2]

Большое распространение получил однорядный подъемник, при котором в эксплуатационную колонну спускается один ряд НКТ. Данный подъемник наименее металлоемкий и наиболее дешевый, обеспечивает возможность свободного изменения диаметра и длины подъемных труб. Для обеспечения условий выноса песка с забоя скважины трубы спускают до забоя, а газ вводят выше на необходимой глубине через рабочий газлифтный клапан или через 2-4 отверстия диаметром 5-8 мм в рабочей муфте. Клапан или рабочая муфта при прохождении газа создают постоянный перепад давления (0,1-0,15 МПа), который удерживает уровень жидкости ниже точки ввода газа в подъемные

трубы. Этим уменьшаются пульсации в работе, которые способствуют разрушению пласта и образованию песчаных пробок.

Для очистки забоя от песка обратной промывкой скважины (закачкой жидкости в НКТ) рабочий газлифтный клапан снабжают дополнительным узлом обратного клапана, который перекрывает отверстия и жидкость идет не через газлифтный клапан, а через башмак НКТ. В дополнение к этому большое затрубное пространство позволяет устанавливать газлифтные клапаны вдоль колонны НКТ.

4.5. Подземное газлифтное оборудование, используемое в совместном предприятии «XXXXXXXXXX»

Газлифтная скважина оборудована устьевой арматурой, имеющая аналогичное значение и применение, как и арматура фонтанной. Иногда применяют упрощенную и более легкую устьевую арматуру, которая позволяет выполнять прямую и обратную закачку газа. Так как в линии газоснабжения наблюдаются колебания давления газа, а подача газа в скважину должна осуществляться при постоянном рабочем давлении, на устье скважины устанавливают регулирующую аппаратуру. Регулирующая аппаратура представляет собой клапан-регулятор давления с мембранным исполнительным механизмом, который регулирует и поддерживает постоянное давление после себя. При применении централизованной системы газоснабжения, вся регулирующая и запорная арматура, а также газовые расходомеры устанавливаются на специальных газораспределительных пунктах (ГРП). При применении централизованной системы газоснабжения значительно повышается ее надежность.[6]

Значимым элементом оборудования газлифтных скважин являются газлифтные клапаны, размещаемые на колонне насосных компрессорных труб в специальных эксцентричных камерах (мандрелях). Для установки и подъема газлифтных клапанов из мандрелей применяется специальная канатная техника, состоящая из устьевого лубрикатора, гидравлической лебедки с барабаном для

проволоки диаметром от 1,8 до 2,4 мм, а также посадочного (съёмного) инструмента (экстрактора) (рис. 4.2).

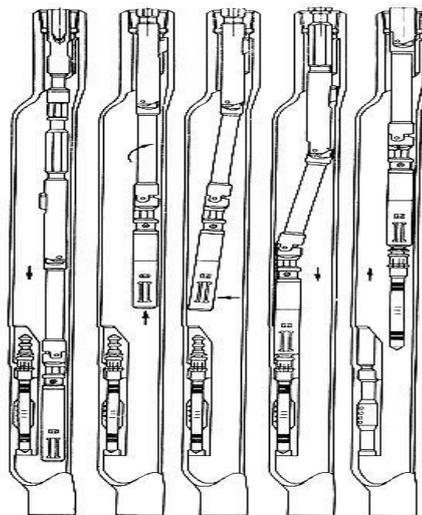


Рисунок 4.2 – Последовательность операций при извлечении газлифтного клапана из кармана эксцентричной камеры с помощью канатной техники

Устьевой лубрикатор (рис. 4.3) устанавливается на фланец буферной задвижки газлифтной арматуры 1 и состоит из превентора 2 с ручным приводом 3, лубрикатора 4, сальникового устройства 5, направляющего ролика 6, проволоки (каната) 7, натяжного ролика 8, датчика натяжения проволоки 9.

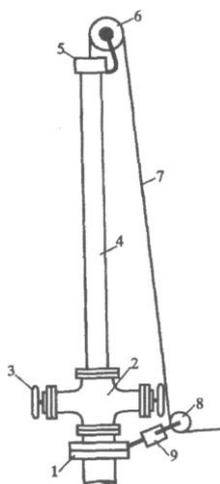


Рисунок 4.3 – Устьевой лубрикатор газлифтной скважины:

1 - фланец буферной задвижки газлифтной арматуры; 2 - превентор; 3 - ручной привод превентора; 4 - лубрикатор; 5 - сальник; 6 - ролик; 7 - проволока; 8 - натяжной ролик; 9 - датчик напряжения проволоки

Превентор 2 имеет эластичные уплотняющие элементы, которые способны перекрыть скважину даже при наличии проволоки. На превенторе закреплен собственно лубрикатор 4, на верхнем конце которого расположен сальник 5, уплотняющий проволоку 7, вводимую в лубрикатор через направляющий ролик 6 и идущую на лебедку через натяжной ролик 8. Натяжной ролик 8 механически связан с датчиком натяжения проволоки 9, который преобразует силу натяжения проволоки в электрический сигнал, передаваемый по кабелю на индикатор.

Индикатор фиксирует натяжение проволоки при проведении операций с канатной техникой.

Эксцентричные камеры (мандрели) предназначены для размещения в них газлифтных клапанов. Мандрели имеют посадочные карманы, в которых спускаемые с поверхности на проволоке газлифтные клапаны уплотняются верхним и нижним эластичными нефтестойкими кольцами и фиксируются стопорными пружинными защелками. С внешней стороны мандрели имеют отверстия, расположенные между уплотнительными кольцами и служащие для подвода закачиваемого газа к клапану. Эксцентричные камеры изготовлены таким образом, что проходное сечение НКТ и их соосность сохраняются.[6]

Экстрактор - инструмент, позволяющий завести в мандрель газлифтный клапан, а также извлечь его из мандреля. Для ориентации экстрактора в верхней части мандреля установлена специальная направляющая втулка, позволяющая направить инструмент в посадочный карман. Экстрактор имеет подпружиненные шарнирные соединения, позволяющие точно завести клапан в посадочный карман мандреля. На нижнем конце экстрактора имеется захватное пружинное устройство, которое освобождает (захватывает) головку газлифтного клапана, находящегося в кармане. Экстрактор спускается внутрь колонны НКТ на проволоке.

Гидравлическая лебедка имеет систему гидрооборудования в виде клапанных и золотниковых устройств, систему управления лебедкой, а также систему контроля (индикатор натяжения проволоки и указатель глубины).

Лебедка двухскоростная, с приводом масляного шестеренчатого насоса от двигателя автомобиля.

Газлифтная эксплуатация образует замкнутый технологический цикл: отработанный газ низкого давления собирается и дожимается для последующего использования. Для обеспечения цикличности на промысле создается система газоснабжения и газораспределения.

В современных условиях существует множество газлифтных клапанов различных производителей и поставщиков газлифтных клапанов: Самсо, Weatherford, Baker Oil Tool и др. Тем не менее газлифтные клапаны вне зависимости от производителя работают как устройство, регулирующее давление (рис. 4.4 и 4.5).

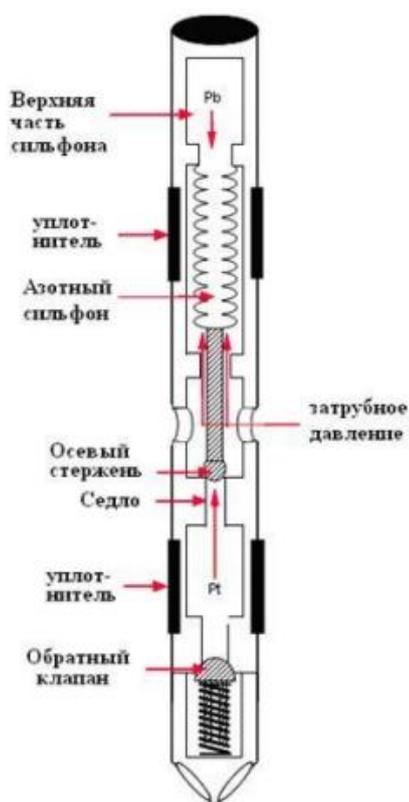


Рисунок 4.4 – Схема газлифтного клапана применяемого в СП



Рисунок 4.5 – Газлифтный клапан типа ВК-1

« [REDACTED] »

Существует несколько классифиций газлифтных клапанов:

1. По размеру внешнего диаметра клапаны разделяются на два типа:

- Клапан с внешним диаметром 1 дюйм. Этот тип часто применяется в добывающих скважинах с небольшим дебитом в связи с ограниченным размером седла клапана, что ограничивает расход газа, поступающего через клапан в НКТ. Так как площадь азотного сильфона клапана одного дюймового маленькая, то требуется давление открытия клапана больше, чем для клапана 1,5 дюйма.

- Клапан с внешним диаметром 1,5 дюйма. Этот тип применяется для скважин с большим дебитом. Это возможно в связи с большим диаметром седла (до 1/2 дюйма).

2. По механизму действия пружины:

- Газлифтный клапан пружинного типа. Процесс закрытия и открытия клапана осуществляется с помощью пружины, поэтому колебания температуры мало отражается на его работе. Но клапан такого типа при калибровке давления закрытия и открытия дает большую погрешность.

- Газлифтный клапан типа азотного сильфона. Азотный сильфон обеспечивает открытие и закрытие клапана. Сжатый азот в сильфоне при увеличении давления обеспечивает упругость сильфона. Давление азота изменяется при колебаниях температуры, в связи с этим калибровку необходимо проводить при стандартных условиях 60⁰F и 1 атм. К этим условиям нужно привести и давление закрытия и открытия. Данный клапан обладает очень маленькой погрешностью при калибровке (до 0,01–0,03 МПа).

3. По принципу регулирования:

- Работа клапана осуществляется за счет давления сжатого газа в затрубном пространстве (рис. 4.6),

- Работа клапана осуществляется за счет трубного давления в НКТ.

4. По принципу монтажа:

- Замена клапана осуществляется с помощью канатной техники, то есть при замене клапана не нужно поднимать все НКТ.

- Замена клапана невозможна с помощью канатной техники, что означает необходимость подъема всех НКТ.

Поиск оптимальной конструкции газлифтных клапанов обеспечивает повышение эффективности установки для нефтедобычи при использовании газлифта.

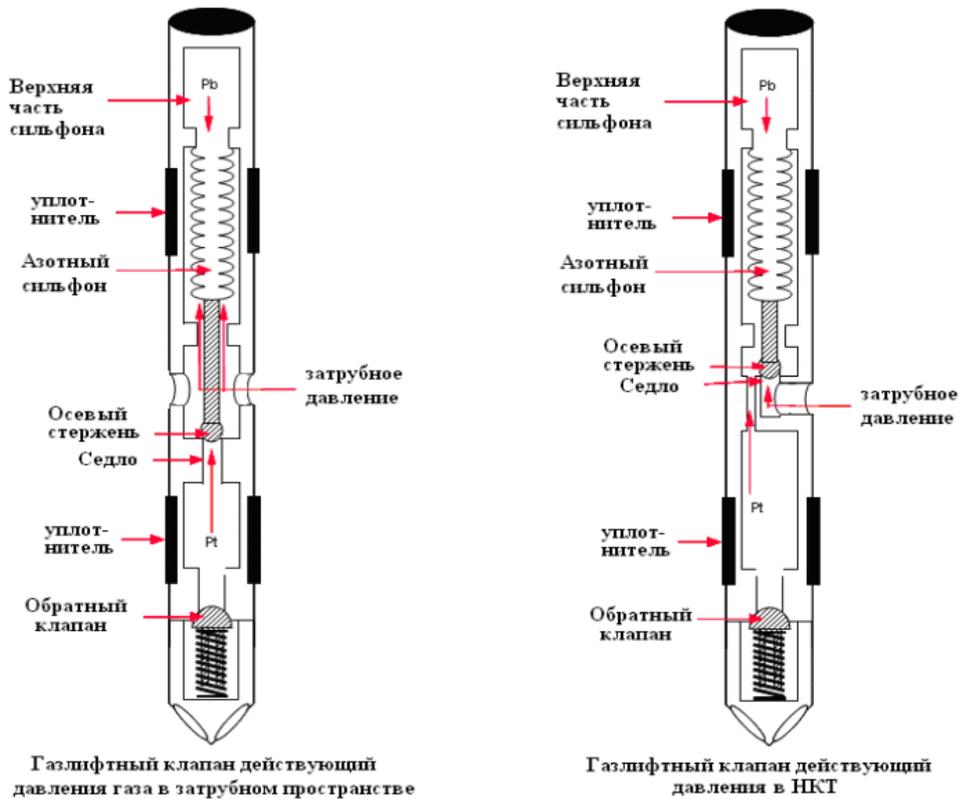


Рисунок 4.6 – Принципиальная схема газлифтных клапанов действующего давления газа в затрубном пространстве и давления в НКТ

В настоящее время все добывающие скважины на месторождении оборудованы ВСО по типу ОРЭ (рис 4.7) для одновременно-раздельной эксплуатации по отдельности каждого горизонта верхнего олигоцена и нижнего миоцена. Типовые конструкции с многопакерной компоновкой ВСО по технологии ОРЭ и ОРЗ, оснащенные циркуляционными клапанами, представлены на рисунке 4.7

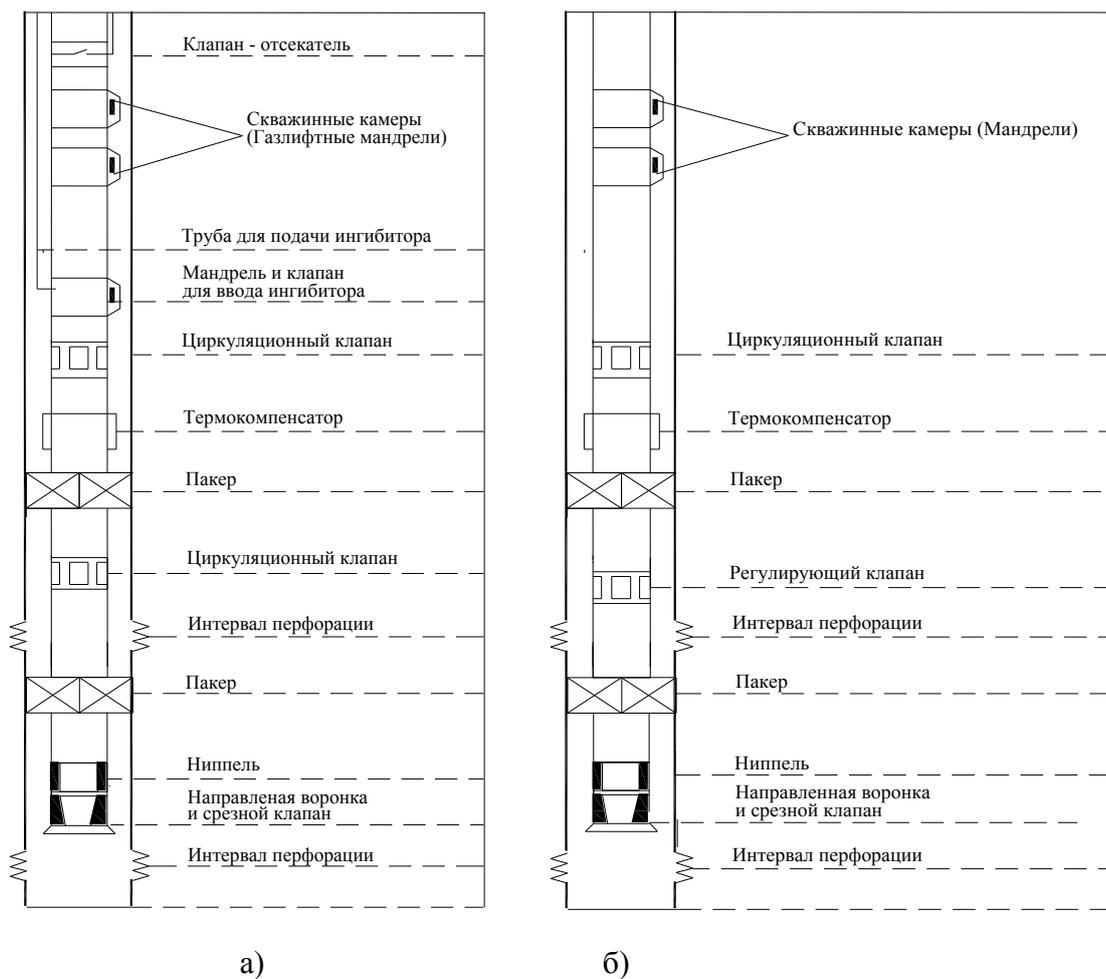


Рисунок 4.7 – Схема конструкции ВСО скважин

а) для добывающих скважин по типу ОРЭ (одновременно-раздельной эксплуатации горизонтов) по одной колонне НКТ, б) для нагнетательных скважин при закачке воды по технологии ОРЗ со скважинными регуляторами расхода жидкости закачки.

Основной функцией применяемой технологии ОРЭ является разобщение объектов с целью:

1. Управления выработкой отдельных горизонтов (закрытие объектов в случае обводнения).
2. Контроля за разработкой (проведение исследований).

3. Избирательного воздействия на объекты (ОПЗ и др.).

В условиях добычи нефти на шельфовых месторождения СП ВСП одними из факторов, влияющих на эффективность мероприятий, является их простота и надежность. Данные факторы определили концепцию технологий ОРЭ и ОРЗ.

Используемое оборудование для ОРЭ имеет следующие положительные стороны:

- простота конструкций;
- для проведения работ по КРС не требуется специального оборудования и навыков;
- низкая стоимость работ по переоснащению скважин по сравнению с другими более сложными системами;
- обслуживание оборудования имеющимися средствами (канатной техникой);
- не требуется переоснащение устья скважины;
- практически нет ограничений по диаметру эксплуатационной колонны.

При всем этом, анализ применяемых конструкций ВСО по типу ОРЭ выявил некоторые проблемы, указанные в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Проблемы и рекомендации конструкции ВСО по типу ОРЭ.

	Проблемы, применяемого ВСО для ОРЭ	Пути решения проблем
1	Потери нефти при проведении ГДИ на проволоке в одном из объектов, низкое качество исследований ввиду кратковременности проводимых исследований	Применение автономных приборов, устанавливаемых в скважинные камеры (мандрели)
2	Имеющиеся глухие пробки для отключения объектов не имеют уравнительного клапана для сглаживания давления	Применение глухих пробок с уравнительным клапаном

продолжение таблицы 4.3.

3	Отсутствие между пакерами разъединителей колонны НКТ увеличивает риски неизвлечения оборудования	Установка разъединителей-соединителей между пакерами для поэтапного извлечения пакеров при необходимости
4	Отсутствие возможности регулирования потока жидкости через циркуляционные клапаны	Применение устройств регулирования потока жидкости с помощью канатной техники. Вариант 1 – установка дросселей в ЦК. Вариант 2 – дополнительные мандрели с регуляторами потока.

Примечание: Для оснащения скважин ОРЗ также необходимы регуляторы расхода, устанавливаемые в мандрели.

4.6. Результаты оптимизации работы газлифтных скважин, оценка потенциала газлифта при форсирования режимов и смене ВСО

В 2015 году с целью оптимизации режимов работы газлифтного фонда скважин выполнено 202 скважинно-операции. Эффект от мероприятий составил 105 433 тонн нефти в виде накопленной дополнительной добычи нефти и 17 419 540 м³ газа в виде экономии газлифтного газа. Результаты выполнения мероприятий по оптимизации фонда газлифтных скважин в 2015 году представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты выполнения мероприятий по оптимизации фонда газлифтных скважин в 2015 году

Вид операции	Кол-во скважин операций, шт	Доп доб/ Экон гл газа, тонн/ м ³	Примечание
Смена клапанов/ВСО	11	16690	
Перевод на газлифт	7	23200	
Перфорация НКТ	3	3444	
Выбор оптимального режима	67	62099	
Перевод скважин на режим П/Р и оптимизация периодических скважин	57	17419540*	* - экономия гл. газа м ³ /год
Расхода гл газа по результатам исследований не изменился	44		
Увеличение расхода газа на скважинах БК14/GTC1	13		Компенсации роста Руст и падения Рпл
Итого	202	105434	

Как видно из таблицы 4.4, дополнительная добыча нефти получена за счет смены клапанов/ВСО, выбора оптимального режима, перфорации НКТ и перевода скважин на газлифт.

В результате смены газлифтных клапанов на 11 скважинах, по итогам года, получена дополнительная добыча нефти в размере 16690 тонн. По результатам моделирования работы скважин в программном комплексе WellFlo определялась целесообразность замены газлифтных клапанов.

В связи со снижением потенциала фонтанных скважин, семь из них переведены на газлифтный способ добычи. Накопленная дополнительная добыча за счет перевода скважин на газлифтный способ эксплуатации составила 23200 тонн нефти.

На 3 скважинах провели перфорацию НКТ с целью запуска скважин с помощью компрессорного газлифта, и ввода газа в НКТ через перфорацию. ВСО этих скважин не имело газлифтных мандрелей и для интенсификации добычи на этих скважин, не дожидаясь смены ВСО с помощью КРС проведены данные работы. Таким путем из бездействия была выведена скважина 71/3. На 2 скважинах с целью заглубления точки ввода газа и оптимизации работы газлифтного подъемника. В результате проведенных мероприятий накопленная дополнительная добыча составила 3444 тонны нефти.

Выбор оптимального режима работы газлифтных скважин является наиболее массовым способом для оптимизации работы газлифтного фонда скважин. Как правило, это вызвано ростом обводненности продукции добывающих скважин и необходимостью корректировать режим работы газлифта. При неизменности дизайна ВСО это приводит к увеличению расхода газлифтного газа.

Форсирование отборов жидкости из скважин, эксплуатирующих продуктивные пласты нижнего миоцена, вызывает необходимость изменения режима работы газлифта.

Еще одним существенным фактором, оказавшим влияние на регулирование расхода газлифтного газа, является падение пластового давления.

Дополнительная добыча нефти за счет выбора оптимального режима по итогам 67 скважино-операций, составила 62 099 тонн нефти/год.

Большое внимание в 2015 году уделялось работе с периодически работающим фондом скважин. Основной целью оптимизации режимов периодически работающих скважин (высокообводненных и низкодебитных), является экономия газлифтного газа при относительно не значительных

изменениях добычи нефти. В 2015 году проведено 57 скважинно-операций по переводу на периодический режим и по оптимизации циклов пуска-остановки в накопление периодических скважин..

На исследованных 44 скважинах расход газлифтного газа оставлен без изменений, режим на них по результатам анализа их работы признан оптимальным.

В январе 2015г на скважинах БК14 и GTC1 был увеличен расход газлифтного газа, однако высокие устьевые давления не позволили обеспечить прирост дебитов.

По итогам оптимизации режимов работы газлифтного фонда скважин в 2015 году дополнительная добыча нефти составила 105434 тонн нефти и экономия газа на газлифт порядка 17419,5 тыс м³.

5. Поиск оптимальных режимов работы газлифтных скважин

5.1. Задача выбора режима работы газлифтных скважин

После спуска внутрискважинного оборудования для эксплуатации скважины газлифтным способом добычи (мандрели и газлифтные клапаны), как правило, скважина заполнена морской водой или жидкостью глушения. Сначала проводится так называемое освоение скважины [10]. Сперва газлифтный газ поступает в затрубное пространство для газирования и подъема столба жидкости в скважине на поверхность.

Штуцер открывается на 25-45 %, что обеспечивает медленное поступление газлифтного газа в затрубное пространство. Вся жидкость из затрубного пространства переходит в НКТ через газлифтные клапаны маленького сечения. При интенсивном поступлении газа в затрубное пространство, поток жидкости через клапан приводит к износу седла клапана или резиновых элементов обратного клапана и приводит к утечке через клапаны.

При достижении достаточного давления газлифтного газа в затрубном пространстве, жидкость из него начинает поступать через первый клапан, выходит на поверхность и движется в сепаратор. Рекомендовано, чтобы расход потока жидкости через клапан при освоении не превышал $0,15 \text{ м}^3$ в минуту.

Необходимые работы при освоении газлифтной скважины [11]:

- переключить скважину на блок замера, открыть штуцер на 25 % (штуцер регулирует время освоения). Обеспечить поступление газлифтного газа в скважину, сохраняя темп увеличения давления затрубного пространства на уровне 0,3-0,7 МПа за 10 минут. При поступлении жидкости из затрубного пространства через первый клапан в НКТ, когда жидкость поднимается до уровня устья скважины и поступает в блок замера, нужно обеспечивать низкий темп подачи газа в скважину для защиты клапана;

- при увеличении давления в затрубном пространстве, необходимо зафиксировать появление жидкости на устье скважины, давление и температуру на устье;

- когда давление газлифтного газа в затрубном пространстве достигает проектного значения, необходимо увеличить темп повышения давления до 0,7-1 МПа/мин. Такой темп поддерживается до момента, завершения поступления газа через первый клапан. Температура скважины ещё низкая, и открытие/закрытие первого клапана произойдет при давлении ниже проектного, так как давление открытия/закрытия клапана зависит от температуры. С поступлением газа в первый клапан происходит снижение давления затрубного пространства, газожидкостная смесь появляется на устье скважины, температура и давление на устье скважины увеличиваются, уровень жидкости в блоке замера растет;

- при поступлении газа через первый клапан, происходит медленное снижение давления затрубного пространства, в связи с этим необходимо сохранять давление газлифтного газа для продолжения процесса освоения. Необходимо контролировать поток жидкости на устье скважины и в блоке замера. Для сохранения постоянного потока возможно уменьшить диаметр штуцера;

- продолжается снижение уровня жидкости в затрубном пространстве, последующие клапаны по очереди начинают работать. Начало работы клапана можно определить по снижению давления затрубного пространства, при этом давление и температура на устье скважины увеличиваются;

- затем поток жидкости стабилизируется. В этот момент необходимо увеличить диаметр штуцера и определить оптимальный расход газлифтного газа.

5.2. Изображение процесса ввода газлифтной скважины в работу

Каждая скважина снабжена газлифтными клапанами и мандрелями. Сперва происходит заполнение скважины жидкостью до высоты устья. В зависимости от проектной глубины и давления открытия первый клапан может находиться в открытом (когда статическое давление на глубине установки первого клапана выше давления открытия клапана) или закрытом состоянии (в

противоположной ситуации) [11]. Остальные клапаны поддерживаются открытыми за счет действия статического давления.

В момент, когда газлифтный газ еще не поступил в скважину, кривые изменения давления в НКТ и в затрубном пространстве совпадают. Скважина готова к освоению (рис. 5.1).

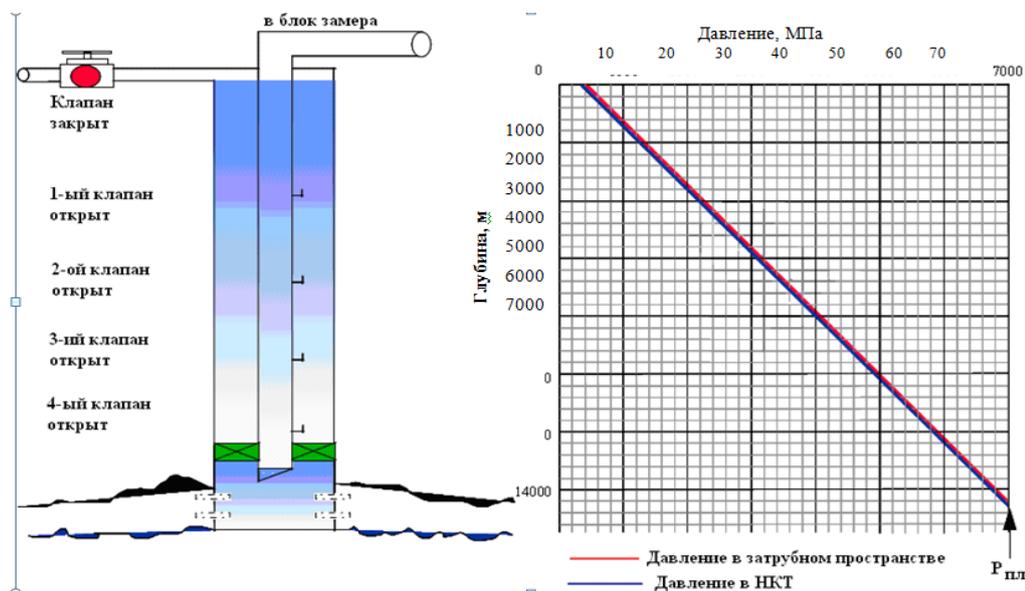


Рисунок 5.1 – Процесс ввода газлифтной скважины в работу – скважина готова к освоению

При поступлении газлифтного газа в скважину, все клапаны находятся в открытом состоянии. При этом жидкость перемещается из затрубного пространства в НКТ через все клапаны. Для защиты клапана необходимо поддерживать низкий темп закачки газа (0,3...0,7 МПа/мин). Происходит изменение градиента давления в затрубном пространстве, при неизменном градиенте давления в НКТ (рис. 5.2).

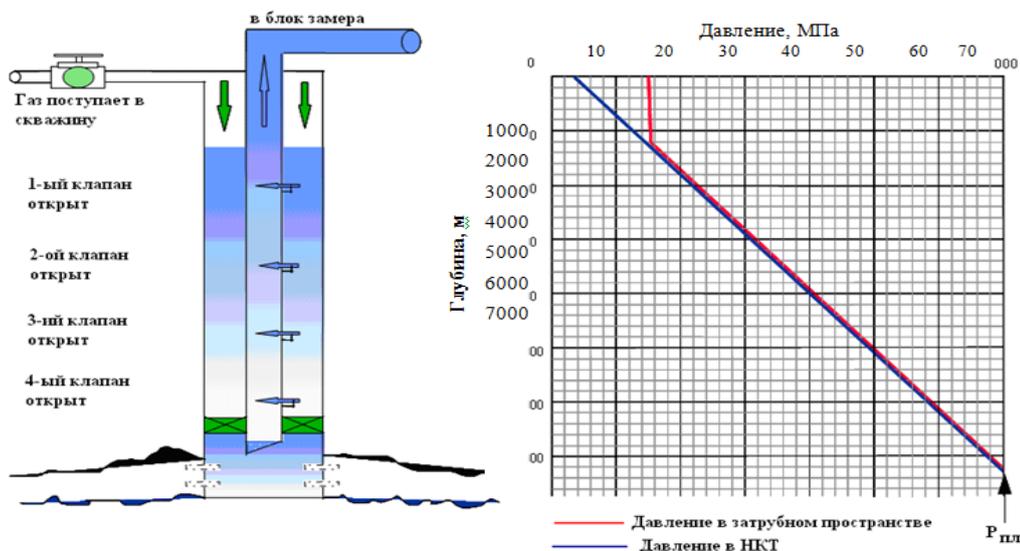


Рисунок 5.2 – Процесс ввода газлифтной скважины в работу и изменения давления

При снижении уровня жидкости в затрубном пространстве ниже уровня первого клапана, через него начинается поступление газа в НКТ, происходит газирование столба жидкости от первого клапана до устья скважины. При этом происходит увеличение давления на устье, и снижение давления в затрубном пространстве (рис. 5.3). В этот момент все клапаны открыты.

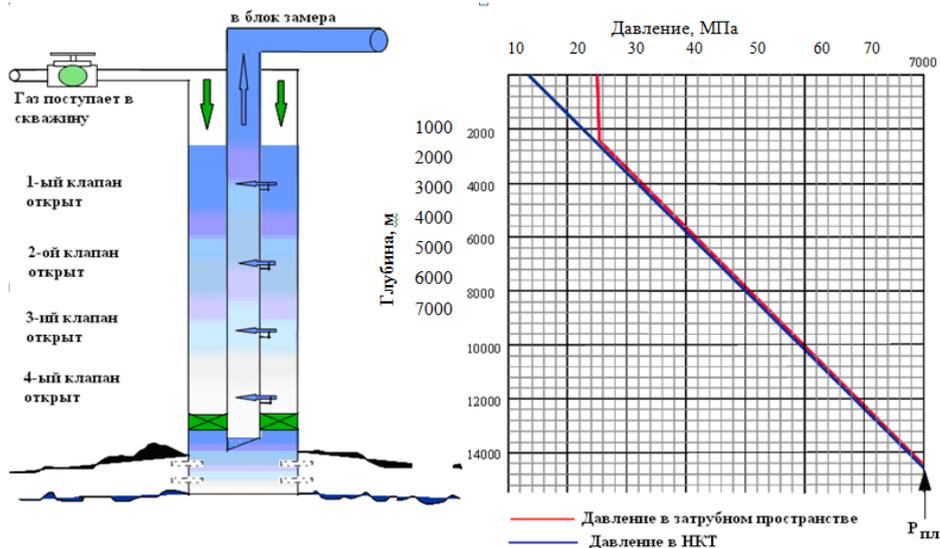


Рисунок 5.3 – Доступ газлифтного газа к первому клапану

Можно регулировать уровень подъема жидкости, изменяя расход газа для увеличения газлифтного газа в скважине с темпом 0,7-1 МПа/мин для сохранения уровня давления затрубного пространства. Когда уровень жидкости

в затрубном пространстве снижается, происходит более значительное снижение плотности столба жидкости в НКТ от первого клапана вверх (рис.5.4).

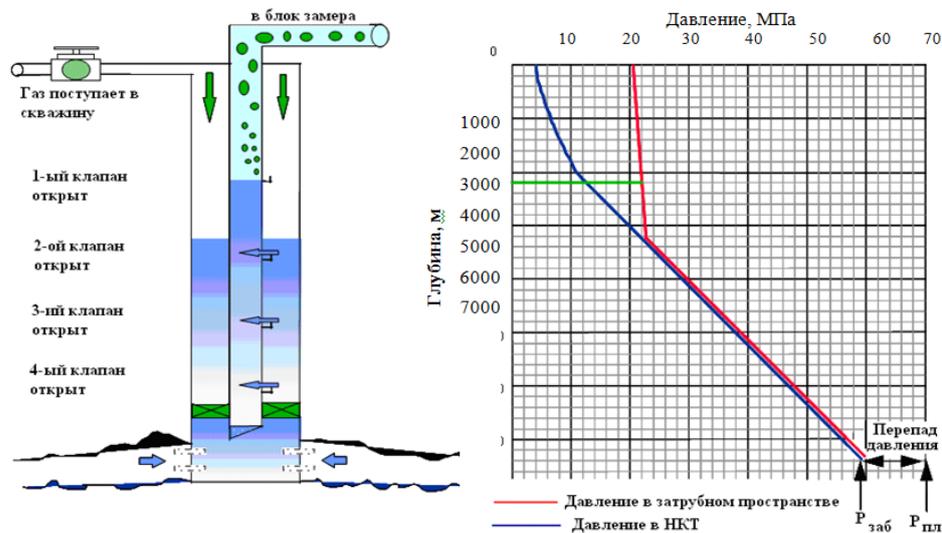


Рисунок 5.4 – Процесс ввода газлифтной скважины в работу – газлифтный газ поступает через первый клапан

При открытии второго клапана, начинается поступление газлифтного газа из затрубного пространства в НКТ через первый и второй клапаны (рис. 5.5), при этом отмечается значительное снижение давление затрубного пространства. При снижении давления затрубного пространства ниже давления открытия клапана, происходит закрытие первого клапана (рисунок 5.6), при открытом состоянии остальных клапанов.

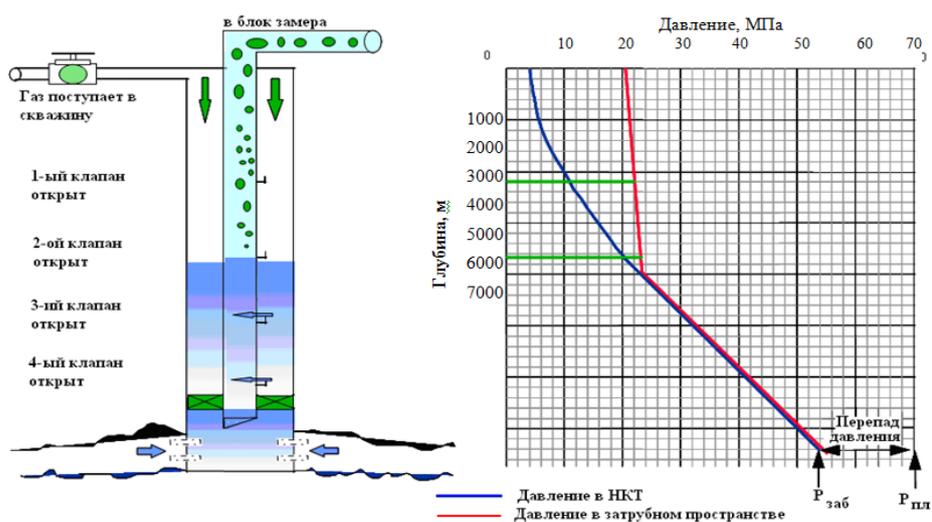


Рисунок 5.5 – Газлифтный газ достигает уровня второго клапана

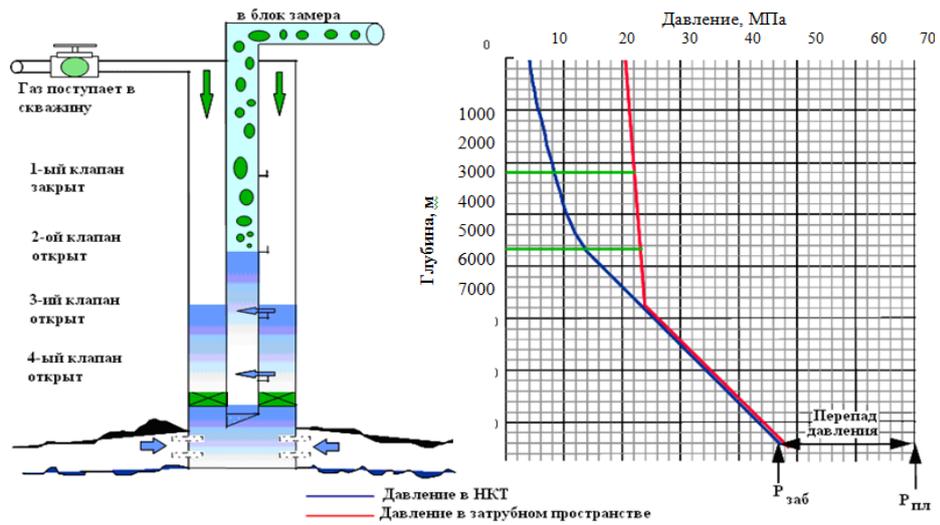


Рисунок 5.6 – Газлифтный газ достигает уровня третьего клапана

Аналогично, при снижении уровня жидкости снижается ниже уровня третьего клапана (рис. 5.7), уменьшается давление в затрубном пространстве ниже уровня давления открытия второго клапана, что приводит к его закрытию.

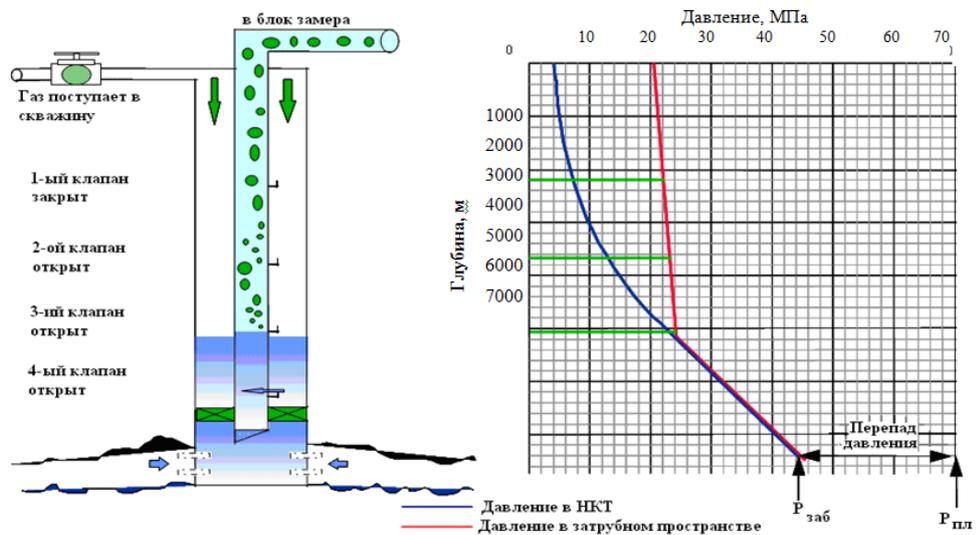


Рисунок 5.7 – Газлифтный газ поступает через первый, второй, третий клапаны

Тот же механизм работает с третьим и четвертым клапаном (рабочий клапан) (рис. 5.8).

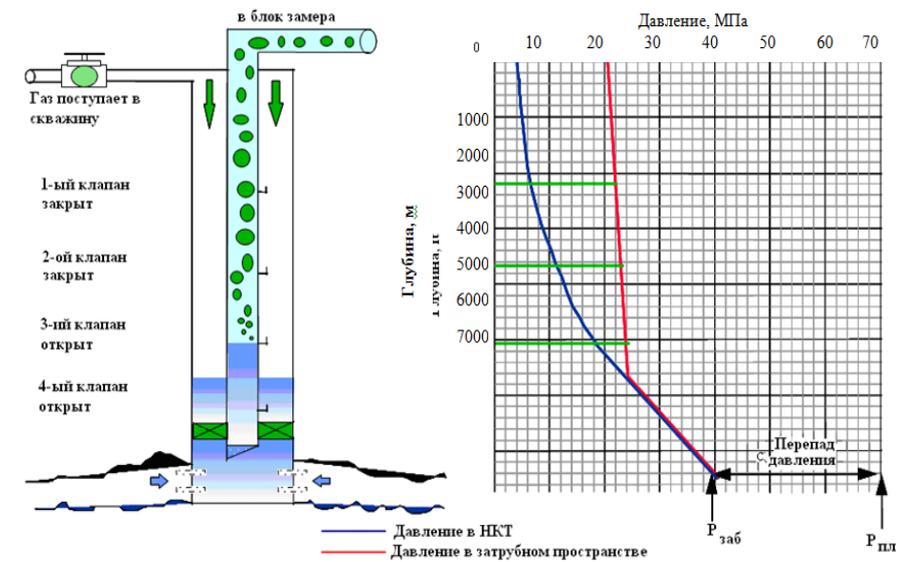


Рисунок 5.8 – Доступ газлифтного газа в четвертый клапан

В итоге, поступление газлифтного газа НКТ осуществляется только через рабочий клапан, все находящиеся выше клапаны (пусковые) находятся в закрытом состоянии. Давление газлифтного газа необходимо регулировать в соответствии с заданным режимом для обеспечения наиболее эффективного режима работы скважины. Динамика изменения давления в НКТ и в затрубном пространстве газлифтной скважины показана на рисунке 5.9.

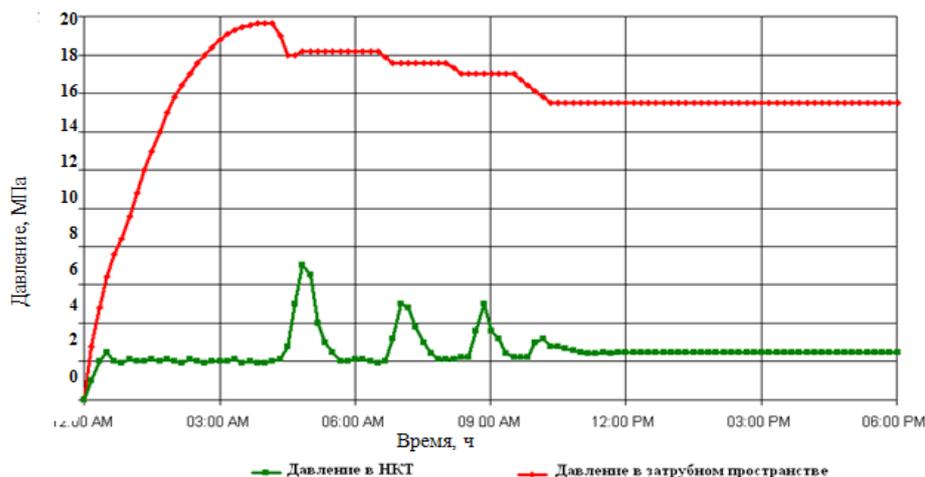


Рисунок 5.9 – Динамика изменения давления в НКТ и в затрубном пространстве при освоении газлифтной скважины

5.3. Установление рациональных режимов эксплуатации газлифтных скважин

Значительное влияние на эффективность работы газлифтных скважин оказывают давление и удельный расход закачиваемого газа, диаметр подъемника, коэффициент погружения башмака подъемника под динамический уровень. При повышении давления закачиваемого газа происходит повышение эффективности работы газлифтных скважин, но происходит увеличение эксплуатационных затрат. К тому же, при повышении давления необходимы более строгие требования к прочности эксплуатационной колонны.

Дебит газлифтных скважин при увеличении давления и расхода газа сначала возрастает, но после достижения максимального значения снижается. Это подтверждает актуальность проблемы изучения и установления режимов работы газлифтных скважин.

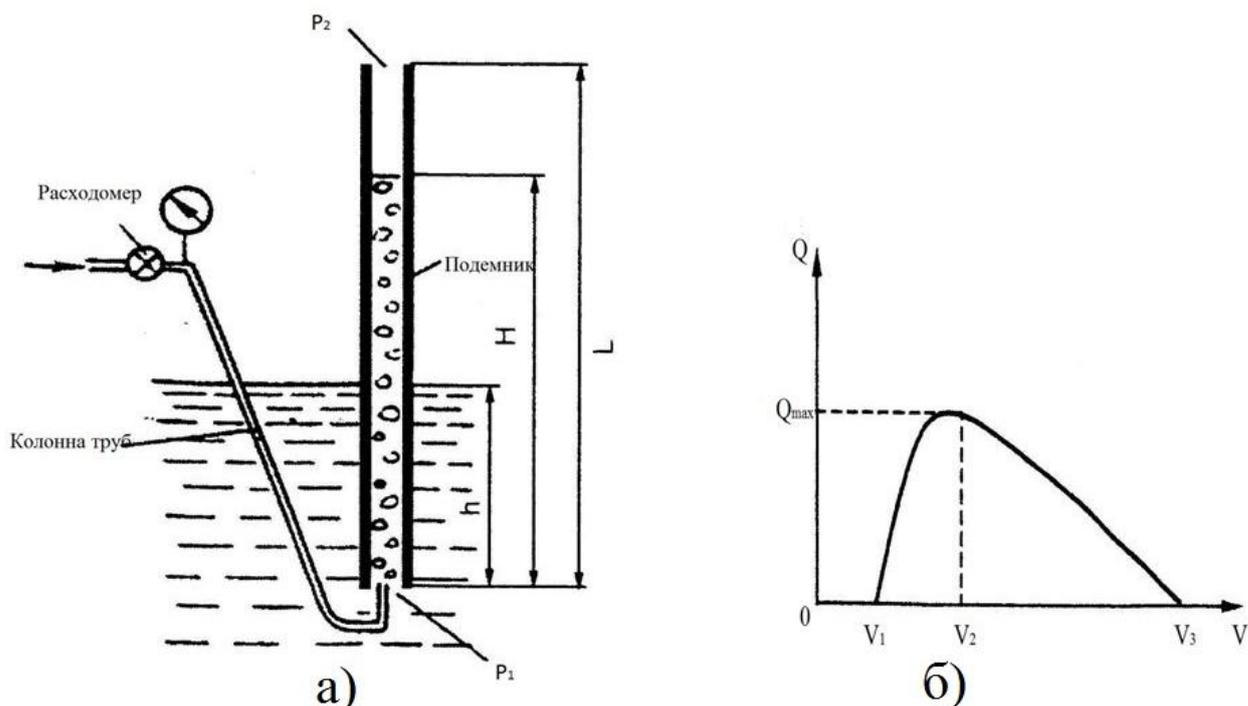
Изучение способов создания оптимальных режимов работы газлифтных скважин

Значительное влияние на эффективность работы газлифтных скважин оказывает давление закачиваемого газа. Эффективность работы газлифта повышается при увеличении давления закачиваемого газа в связи с увеличением глубины погружения, однако, при этом увеличиваются капиталовложения. Увеличение давления закачиваемого газа отражается на прочности конструкции эксплуатационной колонны. В противоположной ситуации при снижении давления закачиваемого газа эффективность работы газлифта снижается, особенно для скважин, имеющих большой потенциал добычи. Поэтому поиск оптимального (по экономическим и технологическим критериям) режима работы газлифта, который сможет обеспечить наибольшую эффективность, остается актуальным.[12].

Для нефтедобывающих скважин, где применяется газлифтный способ эксплуатации, зависимость между дебитом жидкости и соответствующим расходом закачиваемого газа $Q_n = f(V_{г})$ для каждого режима работы определяет

эффективность работы системы «скважина – пласт». Поэтому необходимо подбирать режим работы для каждой скважины для конкретной стадии разработки. Данное соотношение нужно тщательно изучать.

Предположим, подъемник имеет длину L и глубину погружения h (рисунок 5.10, а). Закачиваемый газ поступает до полного заполнения объема подъемника. Давление P_1 у башмака подъемника не зависит от расхода газа [13].



а) схема подъемника; б) график зависимости $Q(V)$

Рисунок 5.10 – Зависимость добываемого дебита Q от расхода газа V

Плотность смеси в подъемнике зависит от объема закачиваемого газа V .

При изменения V изменяется H . Следовательно (рисунок 5.10, б):

- $Q = 0$ при V меньше V_1 (или H меньше L);
- Когда смесь до устья скважины $Q = 0$ и V равен V_1 (H равен L);
- При постепенном увеличении объема смеси, получаем: $V_1 < V < V_2$,

$0 < Q < Q_{max}$ ($H > L$)

- Максимальному значению дебита $V = V_2$, $Q = Q_{max}$;
- Объем смеси постепенно уменьшается $V_2 < V < V_3$, $Q_{max} > Q > 0$;
- На устье имеется только газ когда $V = V_3$, $Q = 0$.

При закачке компримированного газа к башмаку подъемника, в нем образуется смесь жидкости и газа со средней плотностью ρ_c , эта смесь поднимется до высоты H . Из равенства давлений у башмака подъемника мы определим:

$$H = h \frac{\rho_{ж}}{\rho_{смесь}}. \quad (5.1)$$

В практике применяются два режима: оптимальный (соответствует минимальному удельному расходу газа) и максимальный (соответствует максимальному дебиту).

На каждой кривой $Q(V)$ точка оптимальной эксплуатации соответствует максимальному значению коэффициента полезного действия η . КПД отражает отношение полезной работы к полной работе, и вычисляется по формуле:

$$\eta = \frac{Q \cdot \rho \cdot g(L-h)}{V \rho \ln \frac{P_1 + P_0}{P_2 + P_0}}, \quad (5.2)$$

где $P_1 + P_0$ – абсолютное давление у башмака подъемника;

$P_2 + P_0$ – абсолютное давление на устье скважины;

P_0 – атмосферное давление.

Для одной и той же системы $Q(V)$, в ситуации, когда изменяются только параметры Q и V , формулу (5.2) можно представить:

$$\eta = \frac{Q}{V} C, \quad (5.3)$$

где C – константа.

Коэффициент полезного действия станет максимальным в точке, где отношение Q/V станет максимальным, то есть, в точке касания к кривой $Q(V)$ прямой линии, проведенной из начала координат. При оптимальном режиме подачи сжатого газа КПД будет максимальным, а удельный расход газа (отношение V/Q) будет минимальным, то есть на подъем единицы объема жидкости будет затрачиваться минимальный объем сжатого газа (рис. 5.11). Так как при максимальном режиме (Q_{max}) $\eta < \eta_{max}$, значит, удельный расход газа $R_{сж.г}$ при данном режиме больше, чем при оптимальном режиме.



Рисунок 5.11 – Зависимость дебита от расхода сжатого газа

Оптимальный режим

Выше отмечалось, что при увеличении расхода сжатого газа происходит увеличение дебита скважины. Но при увеличении расхода сжатого газа не происходит стабильного увеличения дебита. Сначала происходит увеличение дебита до максимального, а затем происходит только снижение, при продолжающемся увеличении объема закачиваемого сжатого газа. Причина этого в эффекте проскальзывания сжатого газа относительно столба жидкости, что и является причиной снижения добычи нефти [14].

Оптимальный режим эксплуатации скважины достигается в точке, где удельный расход компримированного газа минимальный, то есть, дебит скважины в соответствии с максимальным КПД является оптимальным. Рассматривая графически, прямая линия проходит через начало координат и касается кривой $Q_{жсi} = f(V_{zi})$, получается угловой коэффициент равный d_i , формула преобразуется:

$$Q_{жсi} = d_i \cdot V_{zi}. \quad (5.4)$$

$$Q_{ж}(V_{Г}) = a_i \cdot V_{Гi}^2 + b_i \cdot V_{Гi} + c_i \quad (5.5)$$

Для определения точки касания мы используем следующее уравнение:

$$a_i \cdot V_{zi}^2 + b_i \cdot V_{zi} + c_i = d_i \cdot V_{zi} \Rightarrow a_i \cdot V_{zi}^2 + (b_i - d_i) \cdot V_{zi} + c_i = 0. \quad (5.6)$$

вышеуказанное уравнение должно иметь двойной корень ($\Delta = 0$):

$$(b_i - d_i)^2 - 4 \cdot a_i \cdot c_i = 0;$$

$$d_i = b_i \pm 2\sqrt{a_i c_i}.$$

Существуют две касательные к кривой $Q_{жс}(V_g)$, то есть два значения d . Кривая $Q_{жс}(V_g)$ расположена в первой четверти системы координат, то есть, Q и V принимают строго положительные значения, поэтому d можно вычислить по следующей формуле:

$$d_i = b_i - 2\sqrt{a_i c_i}. \quad (5.7)$$

Координаты точки касания при оптимальном режиме работы системы газлифта определяются следующим образом:

$$V_{ki} = \frac{d_i - b_i}{2a_i} = \frac{-\sqrt{a_i c_i}}{a_i}; \quad (5.8)$$

$$Q_{Li} = d_i V_{ki} = \frac{-d_i \sqrt{a_i c_i}}{a_i}. \quad (5.9)$$

Дебит нефти определяется по формуле:

$$Q_{ni} = Q_{жсi} \cdot (1 - f_{обв}), \quad (5.10)$$

где $Q_{жсi}$ – дебит жидкости i -ой скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$) при каждом режиме;

Q_{ni} – дебит нефти i -ой скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$);

$f_{обв}$ – обводненность продукции (%).

Удельный расход газа при каждом режиме можно записать в виде формул:

$$R_i = \frac{V_{ki}}{Q_{Li}}; \quad (5.11)$$

$$\sum R_i = \frac{\sum V_{ki}}{\sum Q_{Li}}, \quad (5.12)$$

где R_i – удельный расход газа при каждом режиме;

$\sum R_i$ – суммарный удельный расход газа при каждом режиме;

V_{ki} – объем закачиваемого газа ($\text{м}^3/\text{сут}$) при каждом режиме;

Q_{Li} – дебит жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$) при каждом режиме;

ΣV_{ki} – суммарный объем закачиваемого газа (м³/сут) при каждом режиме;

ΣQ_{Li} – суммарный дебит жидкости (м³/сут) при каждом режиме.

Газовый фактор Γ_ϕ также используется для определения эффективности работы газлифтной скважины и определяется по следующей формуле:

$$\Gamma_\phi = \frac{Q_d}{V_k}, \quad (5.13)$$

где Γ_ϕ – газовый фактор;

Q_d – дебит жидкости;

V_k – объем закачиваемого газа.

Максимальный режим

Увеличивая расход сжатого газа с минимального значения, которое соответствует оптимальному режиму эксплуатации, получаем увеличение дебита жидкости. Но при достижении максимального значения дебита, при дальнейшем увеличении расхода сжатого газа происходит снижение дебита. (рис. 5.12). Одна из причин этого явления - большая потеря давления на трение. Угловой коэффициент касательной к кривой дебитов уменьшается до нуля при максимальном дебите и потом принимает отрицательные значения. То есть после запуска в процессе работы происходит снижение темпа прироста дебита снижается (при сохранении темпа прироста расхода газа). Данный вывод основан на фактических данных [11].

Процесс определения максимального дебита нефти одной газлифтной скважины или группы газлифтных скважин можно разделить на несколько этапов:

- закачка компримированного газа в газлифтные скважины в одинаковом объеме;
- увеличение расхода газа во все скважины в одинаковом значении;
- анализ дебита нефти по скважинам и выбор скважины с максимальным приростом дебита при одинаковом увеличении подачи сжатого газа;
- продолжать увеличение расхода закачиваемого газа в газлифтную

скважину (или группы скважин);

- если дебит нефти по скважине (или группе скважин) нарастает, то продолжить увеличение расхода газа. При снижении дебита нефти, необходимо переходить к другой скважине (или группе скважин); при неограниченном объеме закачиваемого газа, производим эксплуатацию скважин (или группы) при максимальном режиме. При ограниченном объеме закачиваемого газа поддерживаем максимальный режим эксплуатации, до исчерпания возможности подачи газа. В данной ситуации необходимо учитывать:

$$\sum_{i=1}^n V_{ki} = V_{kt}, \quad (5.14)$$

где n – количество газлифтных скважин, подвергающихся оптимизации;

V_{ki} – объем закачиваемого газа для i -ой скважины;

V_{kt} – суммарный объем закачиваемого газа.

Для решения задачи необходимо определить максимальное значение дебита нефти $\sum_{i=1}^n Q_{di}(V_{ki})$ при заданном объеме закачиваемого газа, удовлетворяющего уравнению (5.12), где Q_{di} – дебит i -ой скважины при закачке объема компримированного газа V_{ki} .

Коэффициент погружения

Пусть h – высота столба жидкости в подъемнике и L – длина подъемника, тогда коэффициент погружения - это соотношение $\varepsilon = h/L$ (5.15).

В процессе опыта глубина погружения h постоянна, поэтому давление на башмаке подъемника P_1 также постоянно [15]. Поэтому кривая $Q(V)$ на рисунке 5.12 остается постоянной при любом коэффициенте погружения ε , находящегося в пределе: $0 < \varepsilon < 1$.

При увеличении ε , а следовательно, и увеличении h , необходимый объем закачиваемого газа для подъема жидкости на поверхность будет снижаться. Максимальный дебит жидкости Q_{max} увеличивается, и точка прекращения подъема жидкости будет расположена внутри кривых $Q(V)$. Необходимо

рассмотреть две ситуации:

- $\varepsilon = 0$ – кривая $Q(V)$ представлена одной точкой;
- $\varepsilon = 1$ ($H = L$) – жидкость поднимается на устье скважины с помощью небольшого объема закачиваемого газа. Кривая $Q(V)$ проходит через начало координат и достигает максимального значения Q_{max} .

Можно сделать вывод, что каждая газлифтная система описывается системой кривых $Q(V)$, и каждая кривая соответствует определенному коэффициенту погружения (рис. 5.12).

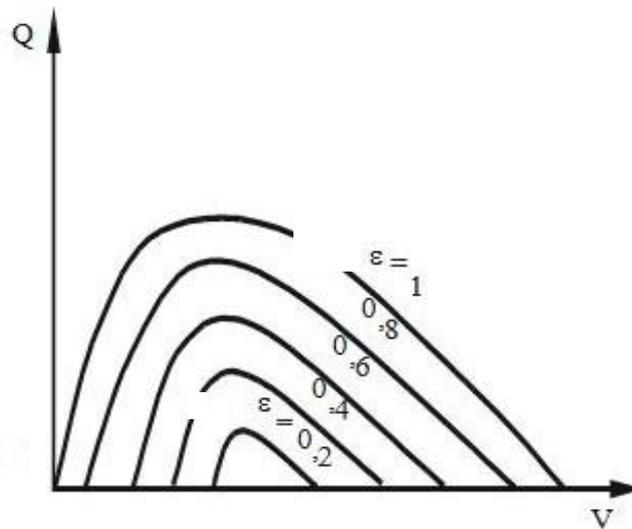


Рисунок 5.12 – Зависимость $Q(V)$ для различных коэффициентов погружения ε

Для любой кривой $Q(V)$, соответствующей заданному диаметру подъемника, можно определить Q_{max} и Q_{opt} и рассмотреть их зависимость от коэффициента погружения ε . При увеличении ε по нелинейному закону увеличится Q_{max} . Собственно для Q_{opt} его значение всегда меньше чем Q_{max} и увеличивается при увеличении ε , но при $0,5 < \varepsilon < 1$ Q_{opt} уменьшается. Опытным путем показано, что Q_{opt} становится максимальным при $\varepsilon = 0,5...0,6$. На основании этого можно сделать вывод: для достижения максимальной эффективности работы системы подъемника, необходимо загрузить его на 50-60 %. Но практически это возможно не всегда в связи с ограничением давления сжатого газа и низким динамическим уровнем в скважине.

Диаметр подъемника

При увеличении диаметра подъемника происходит увеличение дебита, и необходимо использовать больший объем закачиваемого газа, так как объем жидкости, который должен быть газирован до плотности $\rho_{смес}$ (при условиях $h = \text{const}$, $L = \text{const}$), возрастает пропорционально d^2 [11]. При увеличении диаметра подъемника системные кривые $Q(V)$ смещаются вправо по мере увеличения объема закачиваемого газа (рис. 5.13). При постоянном уровне расхода закачиваемого газа, давление закачиваемого газа будет снижаться при увеличении диаметра подъемника.

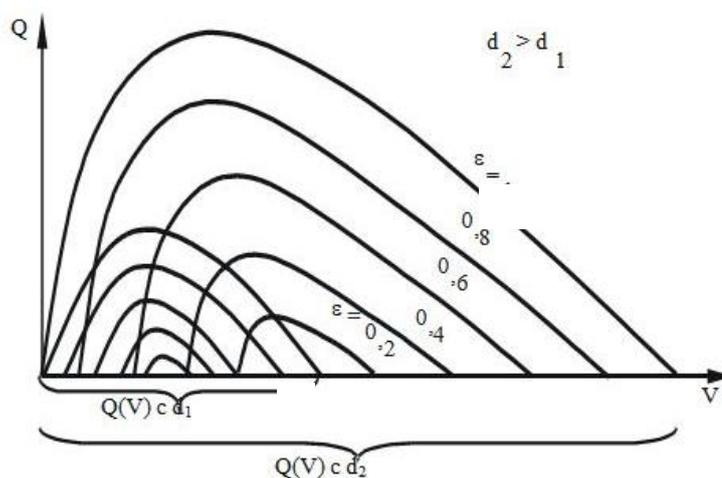


Рисунок 5.13 – Семейство кривых $Q(V)$ для двух диаметров подъемника

Проблема увеличения коэффициента погружения должна учитываться при проектировании внутрискважинного оборудования. Увеличить коэффициент погружения можно с помощью установки одного или нескольких газлифтных клапанов ниже рабочего для повышения стабильности притока жидкости в подъемник и увеличения эффективности работы газлифтных скважин при изменении параметров пласта: падении пластового давления, падении дебита.

Увеличение диаметра подъемника для повышения эффективности работы газлифтных скважин возможно только в случае, проведения капитального ремонта на скважине, при котором поднимаются все НКТ. Но экономически неэффективно осуществлять замену НКТ только с целью увеличения

эффективности работы газлифтной скважины.

5.4. Задача расчета оптимального технологического режима работы системы газлифтных скважин

Для повышения добычных возможностей газлифтных скважин, длительное время вырабатывающих залеж, необходимо пересматривать дизайн ВСО под новые изменяющиеся параметры пласта и флюидов.

В связи с этим, был выполнен расчет потенциала высокопродуктивных скважин по следующим вариантам.

1. Эксплуатация скважин с текущим ВСО при максимальном расходе газлифтного газа;
2. Эксплуатация скважин при большем диаметре НКТ, с максимальным расходом газлифтного газа.

На месторождении ██████████ были проведены исследования режима работы скважины/морские стационарные платформы: 1X/GTC1 с известными параметрами в таблице 5.1, можно определить оптимальный режим работы газлифтных скважин.

Таблице 5.1 – Данных текущих параметров работы и параметров при максимальном расходе газлифтного газа в скважине 1X/GTC1

Скв/МСП 1X/GTC1	Текущие параметры	Параметр с расходом газа	максимальным
D _{ЭК} /Глубина, мм/м	194/2553.6		
D _{НКТ} /Глуб., мм/м	73/1200		
Q _ж , м3/сут	102	112	
Q _н , т/сут	77	84	
Обв., %	8		
V _{газл.} м3/сут	24840	35000	

При плотности нефти равен 810-820 кг/м³

Используя формулу (5.5), можно поставить данные параметры из таблицы 5.1 в систему линейных уравнений:

$$\begin{cases} 102 = 24840^2 a + 24840 b + c \\ 112 = 35000^2 a + 35000 b + c \end{cases} \quad (5.16)$$

При максимальном режиме зависимость расхода жидкости от объема закачиваемого газа:

$$Q_{ж}^{\prime}(V_{г}) = 0 \leftrightarrow 2a \cdot 35000 + b = 0 \quad (5.17)$$

Из уравнений (5.16) и (5.17) следует:

$$\begin{cases} 102 = 24840^2 a_1 + 24840 b_1 + c_1 \\ 112 = 35000^2 a_1 + 35000 b_1 + c_1 \\ 2a_1 \cdot 35000 + b_1 = 0 \end{cases} \leftrightarrow \begin{cases} a_1 = -9,687 \times 10^{-8} \\ b_1 = 6,781 \times 10^{-3} \\ c_1 = -6,672 \end{cases}$$

При оптимальном режиме:

По формуле (5.7) можно вычислить

$$d_1 = 6,781 \times 10^{-3} - 2\sqrt{-9,687 \times 10^{-8} \times (-6,672)} = 5,173 \times 10^{-3}.$$

По формуле (5.8) можно вычислить

$$V_{газл.} = \frac{-\sqrt{-9,687 \times 10^{-8} \times (-6,672)}}{-9,687 \times 10^{-8}} = 8299 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

По формуле (5.9) можно вычислить $Q_{ж1} = 5,173 \times 10^{-3} \times 8299 = 42,9 \text{ м}^3/\text{сут.}$

По формуле (5.10) можно вычислить $Q_{н1} = 42,9 \times (1 - 0,08) = 39,47 \text{ м}^3/\text{сут.}$

По формуле (5.11) можно вычислить удельный расход газа при

$$R_{тек1} = \frac{24840}{102} = 243,5 \qquad R_{опт1} = \frac{8299}{42,9} = 193,4.$$

$$R_{мах1} = \frac{35000}{112} = 312,5$$

Вывод: При оптимальном режиме (R1) расход газа минимальный. В данном текущем режиме работ, объем закачиваемого газа уже превышает оптимальный режим.

В случае увеличений диаметр НКТ с максимальным расходом газа, данные параметры представлены в таблице 5.2.

Таблице 5.2 – Данных параметров при увеличений диаметр НКТ с максимальным расходом газа в скважине 1X/GTC1

Скв/МСП 1X/GTC1	Параметр с максимальным расходом газа	Параметр при увеличений диаметр НКТ с максимальным расходом газа
DЭК/Глубина, мм/м	194/2553,6	
DНКТ/Глуб., мм/м	73/1200	89/1200
QЖ, м3/сут	112	160
QН, т/сут	84	120
Обв., %	8	
Vгазл. м3/сут	35000	35000

При плотность нефти равен 810-820 кг/м³

С увеличением диаметра подъемника происходит увеличение дебита, а значит, необходимо увеличить объем закачиваемого газа, так как происходит увеличение объема жидкости, который необходимо газировать до плотности $\rho_{смес}$, пропорционально d^2 , (при условиях $h = const$, $L = const$), [11]

$$\frac{Q_1(V_1)}{d_1^2} = \frac{Q_2(V_2)}{d_2^2} \leftrightarrow \frac{Q_{1оптЖ}(V_{1оптГ})}{d_{1опт}^2} = \frac{Q_{2оптЖ}(V_{2оптГ})}{d_{2опт}^2}$$

$$\rightarrow Q_{2оптЖ}(V_{2оптГ}) = \frac{42,9 \times 89^2}{73^2} = 63,76 \text{ м3/сут}$$

$$\rightarrow Q_{2максЖ}(V_{2максГ}) = \frac{112 \times 89^2}{73^2} = 116,48 \text{ м3/сут}$$

По формуле (5.9) можно вычислить $d_2 = \frac{116,48}{35000} = 4,76 \times 10^{-3}$

По формуле (5.9) можно вычислить $V_{2оптГ} = \frac{63,76}{4,76 \times 10^{-3}} = 13405 \text{ м3/сут.}$

По формуле (5.10) можно вычислить $Q_{2оптН} = 63,76 \times (1-0,08) = 58,65$
м3/сут

→ Дополнительной добычи нефти $Q_{доп} = 19,18 \text{ м3/сут}$

По формуле (5.11) можно вычислить удельный расход газа:

$$R_{опт1} = \frac{8299}{42,9} = 193,4.$$

$$R_{опт2} = \frac{13405}{63,76} = 210,2.$$

Вывод: При увеличении диаметра НКТ расход газа увеличивается. Эффективность работы газлифтных скважин выше при эксплуатации скважин с большим диаметром НКТ (73 до 89 мм)

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1. Основания для расчета

В данной работе были проведены исследования эффективности использования энергии и снижения расхода рабочего агента при газлифтном способе добычи. Решение этой задачи возможно при эксплуатации скважин с большим диаметром НКТ, с максимальным выгодным удельным расходом газа.

В ходе выполнения работы были выбраны 2 варианта конструкций НКТ с разными диаметрами, при применении которых получают разные значения расхода газа. Таким образом, при выборе оптимальной размер тоже необходимо оценивать экономическую эффективность газлифтной скважины для каждого варианта. [16]

В данном разделе затраты рассчитываются по экономическим показателям:

- затраты на материалы;
- расход природного газа;
- амортизационные отчисления;
- затраты на выплату зарплаты рабочим.

Курс донг к рублю: 1000 донг = 2,5 рублей.

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчёта

Показатель	Значение
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки $Q_{\text{доп}}$, м ³	7000,7
Товарная цена на нефть, руб	2940,5
Ставка налога на прибыль, %	20
Налог на недра, %	18
Налог на экспорт, %	5

6.2. Затраты на материалы

Затраты на НКТ разных размеров, используемые в газлифтной скважине, представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Цена НКТ разных типов:

Тип НКТ, D _{НКТ} /Глуб	Стоимость, руб.
73 x 1200	286800
89 x 1200	410400

6.3. Расход природного газа

В таблице 6.3 показывается расход газа высокого давления при применении разных размеров НКТ.

Таблица 6.3 – Расход газа высокого давления

Тип НКТ, D _{НКТ} /Глуб	Расход газа высокого давления, м ³ /год
73 x 1200	3029135
89 x 1200	4892525

Затраты газа для подъема жидкости на поверхность газлифтным способом:

$$Z_{ГСН} = Q_{ПГ} \cdot C_{Г} \quad (6.1)$$

где $Q_{ПГ}$ - расход газа, м³;

$C_{Г}$ - стоимость газа за 1 тыс. м³ газа, $C_{Г} = 1,934$ руб./ м³.

В таблице 6.4 приведены затраты газа в газлифтной скважине 1X/GTC1 с применением различных диаметров НКТ.

Таблица 6.4 – Затраты газа

Тип НКТ, D _{НКТ} /Глуб	Расход газа высокого давления, м ³ /год	Затраты газа, руб.
73 x 1200	3029135	5858347
89 x 1200	4892525	9462143

6.4. Амортизационные отчисления

При линейном методе начисления амортизации сумма амортизационных отчислений определяется ежемесячно как произведение первоначальной стоимости объекта и нормы амортизации, определенной исходя из срока его полезного использования: $H_A = \frac{1}{T_{nu}} \times 100$ (6.2)

где H_A – норма амортизации в процентах;

T_{nu} – срок полезного использования объекта амортизируемого имущества в месяцах.

Так как, срок полезного использования – 20 лет, то ежемесячная норма начисления амортизации равна: $H_A = \frac{1}{20} \times 100$

Сумма амортизации для разных конструкций штуцерных диспергаторов представляется в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Сумма амортизации для разных НКТ

Тип НКТ, D _{НКТ} /Глуб	Сумма амортизации, руб. в году
73 x 1200	14340
89 x 1200	20520

6.5. Затраты на выплату зарплаты рабочим

Затраты на выплату рабочим определяются по формуле:

$$Z_{зп} = \sum c_{ri} \times t \times k_{пр} \times k_{рк} \times k_{соц.от}, \quad (6.3)$$

где c_{ri} – часовая тарифная ставка i-го рабочего n-го разряда;

t – норма времени, час;

$k_{пр}$ – размер премии, дол.ед;

$k_{рк}$ – районный коэффициент, дол.ед;

$k_{соц.от}$ – социальные отчисления, дол.ед.

Таблица 6.6 – Исходные данные для расчёта затрат бригады КРС

Рабочая бригада	Раз-ряд	Тарифная ставка, руб/час	Норма времени, год	Премия, %	Районный коэффициент, %	Отчисления на соц. нужды, %
Мастер (1 чел.)	1	31,9	1	80	0	0
Бурильщик (1 чел.)	1	21,9				
Помощник бурильщика (4 чел.)	4	18,4				
Рабочики (10 чел.)	10	14,7				

$$Z_{зп} = (31,9 + 21,9 + 18,4 \cdot 4 + 14,7 \cdot 10) \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1,8 = 4326789,2 \text{ руб.};$$

➤ Единовременные затраты на КРС определяются по формуле:

$$Z_{крс} = (Z_{зп} + Z_{газа} + Z_{арм}), \quad (6.4)$$

где $Z_{зп}$ – затраты на выплату зарплаты рабочим;

$Z_{газа}$ – затраты на материалы (газ);

$Z_{арм}$ – затраты на амортизационные отчисления

Результаты расчета представлены в таблице 6.7

Таблица 6.7 – Суммарные затраты на КРС

Тип НКТ, D _{НКТ} /Глуб	Суммарные затраты, руб.
73 x 1200	10199426,2
89 x 1200	13809452,6
Затраты, связанные с заменой НКТ ($Z_{сп}$)	
13809452,6-10199426,2	3610026,4

6.6. Расчёт выручки от реализации

Выручка от реализации данного мероприятия обусловлена получением дополнительной добычи нефти в результате замены типов НКТ, поэтому

выручка от реализации продукции (В) можно вычислить как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти.

Товарная цена на нефть, руб /бар в Вьетнаме: 50 дол/баррель = 316,5 дол/м³ = 18069,6 руб/м³

$$B = (Ц \cdot Q_{доп}), \quad (6.5)$$

где $Q_{доп}$ – дополнительная добыча нефти, м³/год;

Ц – цена реализации одной тонны нефти, руб.

$$B = 7000,7 \cdot 18069,6 = 126499848,7 \text{ руб};$$

6.7. Расчет экономической эффективности

Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными составами основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$\text{ЧП} = B - R - \text{Э} - N - Z_{сп}, \quad (6.6)$$

где: ЧП – чистая прибыль СП;

В – выручка от реализации дополнительного объема нефти, полученного в результате проведенного мероприятия;

R – налог на недра (18% от выручки);

Э – налог на экспорт (3,4% от выручки);

N – налог на прибыль (20% от расчетной прибыли, Пр);

➤ В свою очередь расчетная прибыль определяется по формуле:

$$\text{Пр} = B - R - \text{Э} \quad (6.7)$$

$$\begin{aligned} \text{Пр} &= 126499848,7 - 18 \cdot 126499848,7 / 100 - 3,4 \cdot 126499848,7 / 100 = \\ &= 99428881,1 \text{ руб}; \end{aligned}$$

➤ Чистая прибыль:

$$\begin{aligned} \text{ЧП} &= \text{Пр} - \text{N} - \text{З}_{\text{сп}} = 99428881,1 - 20 \cdot 99428881,1 / 100 - 3610026,4 \\ &= 75933078,46 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Результаты расчёта экономической эффективности от замены НКТ приведены в (табл.6.8).

Таблица 6.8 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, м ³	7000,7
Затраты на замену типа труб, руб.	3610026,4
Выручка от реализации В, руб.	126499848,7
Прибыль от мероприятия, руб.	99428881,1
Чистая прибыль от мероприятия, руб.	75933078,46

Выводы:

- Применение НКТ большего диаметра в условиях оптимального режима работы газлифтной скважины позволяет повышать эффективность использования энергии газа и снижать расход газа для подъема жидкости, и следовательно уменьшать затраты.

- По результатам расчетов можно сделать вывод, что НКТ диаметром 89 мм имеет наименьший удельный расход газа по сравнению с НКТ диаметром 73 мм. Таким образом, за оптимальную конструкцию принимается НКТ диаметром 89 мм, что позволяет повышать эффективность использования газа для подъема жидкости.

7. Социальная ответственность

7.1. Техника безопасности при эксплуатации газлифтных скважин

7.1.1. Анализ вредных факторов и методы борьбы с ними

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат характеризуется:

- температурой воздуха;
- относительной влажностью воздуха;
- скоростью движения воздуха;
- интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей;

Климатические особенности месторождения «XXXXXXXXXX» приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Климатические особенности месторождения «XXXXXXXXXX»

Период года	Время	Температура воздуха, °С	Отн. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (сухой)	От ноября по марту следующего года	22 - 27	65 - 68	10 - 20
Теплый (влажный)	От апреля по октябрю	26 - 32	87 - 89	30 - 60

Загазованность воздушной среды

На нефтегазовых месторождениях работники подвергаются действию вредных газов (CO₂, H₂S). Оксид углерода CO₂ (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. CO₂ образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе.

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных ПДК. Для CO₂ ПДК=20 мг/м³.

H₂S относится к 3 классу опасности. ПДК=10 мг/м³

Повышенный уровень шума и вибрации

Длительное действие шума приводит к угнетению иммунных реакций организма, снижает резистентность к инфекционным агентам. Это видно на

примере значительно высокой заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями (на 20-50% выше, чем обычно).

Предельный уровень шума в рабочих помещениях и на открытой территории предприятий составляет 80дБА.

Методы борьбы:

- Коллективные: снижение шума в источнике, экранирование рабочей зоны, звукоизоляция,
- Индивидуальные средства защиты: наушники, вкладыши.

7.1.2. Анализ опасных факторов и методы борьбы с ними

Электрический ток

Поражение электрическим током является опасным фактором. Наиболее опасным считается ток с частотой 20 – 100 Гц. При воздействии электрического тока возможны электротравмы различной степени тяжести, а в тяжелых случаях летальный исход.

Виды электрических травм: электрический ожог, механические повреждения, металлизация кожи, электрические знаки. Электрические травмы, выглядящие в виде ожогов, представляют особую опасность.

Электрический ожог развивается на месте контакта с проводником тока. При этом возникают кровотечения, омертвление тканей. Лечение при электрических ожогах длительнее по сравнению с термическими, и прогноз менее благоприятный.

При прохождении электрического тока через тело, происходит рефлекторное сокращение мышц. В результате возможен разрыв нервов, кровеносных сосудов, а также вывихи суставов и переломы костей.

Электрические метки образуются в месте вхождения тока в тело, при наличии в месте контакта металлических предметов: деталей одежды, запанок, ремней. Они имеют различную форму, не вызывают болевых ощущений.

Средства защиты:

- Коллективные: предупреждающие знаки, изоляция проводов, контроль изоляции, сигнализация и блокировка, заземление, автоматическое отключение.

- Индивидуальные средства защиты: изолирующие подставки, диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками.

Пожаровзрывобезопасность

При скоплении газа в газораспределительных будках возможно образование взрывоопасной смеси с воздухом. Накопление газа происходит из-за его прохождения через фланцевые соединения или сальники вентилях. Для предупреждения попадания газа в БГРА по трубопроводу из скважины обязательной является установка обратного клапана.

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.

Для предотвращения взрывоопасной ситуации необходима адекватная вентиляция помещения. Для остановки утечки газа на линии требуется постоянный контроль исправности сальниковых набивок вентилях, сосудов для конденсата (на газопроводных магистральных линиях в низких точках).

На зимний период рекомендуется утеплить помещения для того, чтобы избежать замерзания конденсата в батареях.

Меры безопасности, для уменьшения источников воспламенения газа в будках:

- устанавливать электроосвещение будок вне самих будок;
- устанавливать необходимые электроприборы за будкой (рубильники, печи);
- не использовать инструменты, образующие искры, при проведении внутреннего ремонта будок;

- использовать открытый огонь и курить в будке категорически запрещается;
- для конструкции будки использовать только огнестойкие материалы.

7.2. Экологическая безопасность

Охране окружающей среды уделяется особое внимание на месторождениях СП «XXXXXXXXXX». Основные направления мероприятий по охране окружающей среды при добычи нефти направлены на минимизацию отрицательного действия техногенных процессов. Для разработки оптимальной стратегии мероприятий, направленных на предотвращение, снижение или ликвидацию негативных последствий техногенных процессов важно определить источники, пути и характер негативного влияния различных объектов нефтепромышленности на окружающую среду, отслеживать актуальную информацию о состоянии геологической среды, разрабатывать прогнозы возможного развития выявленных процессов.

Охрана окружающей среды при разработке нефтяных месторождений включает в себя: предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод, воздуха различными нефтепродуктами (жидкими и газообразными), промышленными сточными водами, химреагентами, а также рациональное использование земель и пресных вод.

Основные мероприятия по охране окружающей среды:

1. полная утилизация промышленных сточных вод посредством ее закачивания в продуктивные или поглощающие пласты;
2. обработка сточных вод антисептиками перед закачкой в продуктивные пласты воды, для избежания ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, которые приводят к выделению сероводорода в нефть и в воду;
3. применение герметизированной системы сбора, промышленного транспорта и подготовки продукции скважин;

4. полная утилизация попутного газа, применение замкнутых систем газоснабжения при газлифтной эксплуатации скважин; своевременная ликвидация нефти при возникновении разлива, подготовка нефтеловушек на реках, в местах ливневых стоков;

5. формирование сети контрольных пунктов для контроля состояния поверхностных и подземных вод;

6. правильная организация технологического процесса, для избежания попадания на землю, в поверхностные и подземные воды питьевого водоснабжения химических веществ, применяемых для увеличения отдачи нефти: ПАВ, кислоты, щелочи, полимеры и другие.

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На всех объектах нефтедобычи разрабатываются планы по ликвидации потенциально возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны включать в себя:

- 1) лист потенциальных аварийных ситуаций на объекте;
- 2) способы информирования о наступлении аварийной ситуации (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути эвакуации людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- 3) алгоритм действия ответственных лиц технического персонала, при эвакуации людей и проведении различных мероприятий;
- 4) список должностных лиц и порядок их оповещения при аварийной ситуации;
- 5) способы ликвидации аварийной ситуации на начальной этапе;
- 6) список и расположение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструментов;
- 7) список пожарного инвентаря;
- 8) акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- 9) график и схема по отбору проб газовой среды;

- 10) технологическая схема объекта;
- 11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. В соответствии с графиком работники ежемесячно проводят занятия по ликвидации аварийных ситуаций. Результаты занятий фиксируются в журнале с подписью ответственного лица.

Регулярно организуются занятия и учебные тревоги для обеспечения готовности работников к противодействию при ядерной, химической и биологической атаке. Основные задачи гражданской обороны на предприятии:

- Осуществление мероприятий по защите рабочих, служащих и населения при ядерной, химической и биологической атаке.
- Повышение устойчивости работы предприятия, системы энергообеспечения, транспортной системы и системы связи на период военных действий.
- Поддержание надежно функционирующей сигнальной системы.
- Проведение занятий для персонала по применению индивидуальных средств защиты и алгоритмам действия в случаях ядерной, химической и биологической атаки.

На данном предприятии сформированы отряды гражданской обороны, отряды спасателей, отряды связистов, сандружина, аварийно-технические команды, которые обеспечивают эффективные действия при возникновении гражданской опасности.

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На территории месторождения « » СП « » действуют следующие нормативные документы:

- Инструкции по охране труда СП « ».
- Инструкции по противопожарной безопасности на объектах СП « ».

Для обеспечения охраны труда и безопасности на предприятии в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» должны выполняться основные требования:

1) требования к персоналу при работе с газлифтными скважинами допускаются лица, прошедшие обучение, медицинский осмотр и годные по состоянию здоровья для работы во вредных условиях и прошедшие инструктаж по соответствующим инструкциям.

2) требования к территории, объектам, помещениям, рабочим местам – перед разгрузкой емкостей с корабля на платформу площадка должна быть полностью освобождена от других предметов и материалов.

3) требования к оборудованию и инструменту – прописан порядок изготовления и эксплуатация оборудования и инструментов; необходимо обеспечить инструкциями по эксплуатации, средствами регулирования и защиты, знаками, ограждениями; определен порядок и сроки освидетельствования оборудования.

4) требования к электрооборудованию – проектирование, установка, ремонт и эксплуатация электрооборудования осуществляются в соответствии с правилами техники безопасности электрических установок.

5) требования по обеспечению взрывобезопасности – определяют зоны взрывоопасности объектов и оборудования.

Руководители, главные специалисты и специалисты технического контроля должны организовывать технические и санитарно-гигиенические мероприятия для поддержания промышленной безопасности, обеспечения безопасных условий труда на производственных объектах, контролировать соблюдение правил техники безопасности среди персонала, проводить инструктаж по техника безопасности.

Заключение

При эксплуатации любой нефтяной скважины для оптимизаций ее производительности компания-оператор рано или поздно будет вынуждена прибегнуть к тому или иному способу механизированной добычи нефти. Особенно в морских условиях газлифтный метод продолжает оставаться наиболее предпочтительным способом такой эксплуатации скважин (месторождение ██████████).

Более того, сейчас с развитием технологий, начинает появляться новое высоконадежное газлифтное оборудование, работающее при высоких давлениях и позволяющее нагнетать газ на больших глубинах, будет являться ключевым средством оптимизации производительности, вместе с усовершенствованными управляемыми с поверхности средствами регулировки потока открывают возможности для успешной организации нефтедобычи в самых сложных по мировым меркам условиях эксплуатации глубоководных и подводных скважин.

Выбор газлифта как единственного способа добычи нефти на месторождении ██████████ обусловлен рядом его преимуществ по сравнению с другими способами: широкий диапазон изменения дебитов, гибкость при регулировании отборов жидкости, возможность полной автоматизации процесса, добыча нефти с высокими температурой и газовым фактором из глубоких наклонно направленных скважин; большой МРП и т.д.

Компрессорный газлифт применяется на месторождении ██████████ с июля 1997 г. В настоящее время на месторождении ██████████ данным способом эксплуатируется 97 скважин, что составляет 57% всего добывающего фонда. За 2006 г. газлифтом добыто 868,9 тыс. тонн нефти, что составляет 10% от всей добычи нефти на месторождении ██████████. Накопленная добыча нефти компрессорным газлифтом за время с начала его применения на месторождении составила 6,246 млн. т. Прирост добычи нефти за счет применения газлифтного способа за весь период эксплуатации равен 3,911 млн. т.

Известно что, давление, удельный расход закачиваемого газа, диаметр подъемника и коэффициент погружения башмака подъемника под динамический уровень имеют большое влияние на эффективность работы газлифтных скважин. В данной работе, изучать кривой $Q_n = f(V_2)$ эксплуатируемых газлифтным способом, связь между дебитом жидкости и соответствующим расходом закачиваемого газа, показывающим эффективность системы «скважина – пласт». Поэтому определение оптимального (по экономике и технологии) режима работы газлифтной скважины, обеспечивающего наибольшую эффективность, является актуальным.

Список используемых источников

1. Клеон Данхэм, Ойлфилд Отомэйшн Консалтинг, Газлифтная эксплуатация: Последние достижения. / Рогтех магазин, 2014 – 85 с.
2. Скважинная добыча нефти / И. Т. Мищенко // учебник – 2003. 816 с.
3. Petroleum Production Systems, second edition/ J. Economides, D. Hill и другие – 2014 – 60 с.
4. Отчет о научно-исследовательской работе «анализ, разработка мероприятий и адаптация новых технологий по повышению техники и технологии добычи нефти и интенсификации нефтедобычи»/ В.А. Васильев, В.К. Нгуен, З.Л. Зыонг и др. //СП «[REDACTED]», НИПИморнефтегаз. Вунгтау – 2007 г.
5. Повышение эффективности разработки месторождения [REDACTED] в результате применения компрессорного газлифта / О.В. Чубанов, В.С. Горшенев, В.В. Канарский и др. // Нефтяное хозяйство, 2003. 88 – 89 с.
6. Особенности геологии и разработки залежи фундамента месторождения [REDACTED] / Л.Д. Чан, В.Х. Чан, Д.Х. Фунг, В.К. Хоанг, Э.В. Северинов, А.Н. Иванов – 2006. 24 – 26 с.
7. Характер пустотности с состав пород нефтесодержащего фундамента шельфа южного Вьетнама/ Е.Г. Арешев, В.П. Гаврилов, В.В.Поспелов и др. – 1996. 27– 29 с.
8. Методическое руководство по регулированию технологических режимов работы газлифтных скважин [Текст] / СП «[REDACTED]», НИПИморнефтегаз. – Вунгтау, 1997. – 119 с.
9. Руководство по исследованию скважин [Текст] / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов и др. // М: Наука, 1995. – 523 с.
10. Инновации в газлифтной эксплуатации / М. Б. Джадид, Арне Лингхолм, Адам Вэспер и др. // Нефтяное хозяйство, Зима 2006/ 2007. – с.52–63
11. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 2 / В.Н. Арбузов // М.: Наука, 2012. –272 с.

12. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи / Р. В. Карапетов, А.С. Кутовой. // отчет о научно-исследовательской работе. – с.21–28.
13. Тонг К.Ш. Транспортировка высокопарафинистых нефтей на шельфовых месторождениях СП "██████████" / К.Ш. Тонг, А.Г. Ахмедеев, Д.Х. Ле, С.А. Иванов // Нефтяное хозяйство, 2008. 34 – 36 с.
14. Кабиров М.М. Возможные пути улучшения работы обводненных газлифтных скважин / М.М. Кабиров, Х.Н. Нгуен, Г.С. Ли, 2007.
15. Охрана недр и окружающей среды в процессе разбуривания нефтяного месторождения [Электронный ресурс] / OilLoot.RU - Все о добычи нефти и газа. [URL:http://oilloom.ru/85-promyshlennaya-bezopasnost-okhrana-truda-ekologiya-strakhovanie-opasnykh-obektov/367-okhrana-nedr-i-okruzhayushchej-sredy-v-protssesse-razburivaniya-neftyanogo-mestorozhdeniya](http://oilloom.ru/85-promyshlennaya-bezopasnost-okhrana-truda-ekologiya-strakhovanie-opasnykh-obektov/367-okhrana-nedr-i-okruzhayushchej-sredy-v-protssesse-razburivaniya-neftyanogo-mestorozhdeniya)
16. Анализ экономической эффективности применения методов воздействия на призабойную зону скважины на месторождении «██████████» в периоде 1988-2008 гг. (Вьетнам) / Чан Нгуен Лонг. – ТПУ, Томск, 2012г.