

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ методов интенсификации притока нефти в условиях шельфа на Пильтун-Астохском месторождении (Сахалинская область)

УДК 622.276.6:551.462.32(571.64)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Васильев Виктор Вадимович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная Школа Природных Ресурсов.
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела.

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Васильев Виктор Вадимович

Тема работы:

Анализ методов интенсификации притока нефти в условиях шельфа на Пильтун-Астохском месторождении (Сахалинская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Пильтун-Аситохского месторождения, технологические отчеты по проведению мероприятий на скважинах, фондовые материалы ООО « <i>Sakhalin Energy</i> Investment Company Ltd».
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о месторождении; 2. Геолого-физическая характеристика месторождения; 3. Геологическое строение месторождения ; 4. Гидрогеология; 5. Нефтегазоность; 6. Физико-литологическая характеристика; 7. Физико-химическая характеристика; 8. Гидрогеология; 9. Геофизическое исследование скважин ; 10. Интенсификация нефтепритока в условиях шельфа; 11. Гидравлический разрыв пласта ; 12. Технологические особенности применения гидравлического разрыва пласта на Пильтун-Астохском месторождении; 13. обработки скважин; 14. Технологические особенности применения обработок скважин на Пильтун-Астохском месторождении; 15. Забурирование боковых стволов; 16. Технологические особенности Забурирования боковых стволов на Пильтун-Астохском месторождении; 17. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 18. Социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Общие сведения о Пильтун-Астохском месторождении Технологические особенности проведения методов интенсификации на Пильтун-Астохском месторождении	Карпова Евгения Геннадьевна
Финансовый менеджмент	Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном	

языках:
Общие сведения о Пильтун-Астохском месторождении
Технологические особенности проведения методов интенсификации на Пильтун- Астохском месторождении
Финансовый менеджмент
Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Васильев Виктор Вадимович		

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Общие сведения о Пильтунском месторождении	8
1.1 Геолого-физическая характеристика Пильтунского месторождения ...	8
1.2 Стратиграфия.....	11
1.3 Тектоника.....	13
1.4 Нефтегазоносность	16
1.5 Физико-литологическая характеристика.....	18
1.6 Физико- химическая характеристика нефти	19
1.7 Гидрогеология	20
1.8 Геофизические исследования скважин	22
2 Технологические особенности проведения методов интенсификации на Пильтун- Астохском месторождении	27
2.1 Интенсификация нефтепритока в условиях шельфа	27
2.2 Гидравлический разрыв пласта	29
2.3 Технологические особенности применения гидравлического разрыва пласта на Пильтун-Астохском месторождении.....	35
2.4 Обработки скважин.....	36
2.5 Технологические особенности применения обработок скважин на Пильтун-Астохском месторождении.	37
2.6 Забурирование боковых стволов	38
2.7 Технологические особенности применения забурирования боковых стволов на Пильтун-Астохском месторождении.....	45
3. Финансовый менеджмент	49
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	80
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	82

ВВЕДЕНИЕ

Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет массового внедрения методов интенсификации добычи нефти.

Все мероприятия по интенсификации добычи нефти направлены на увеличение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение ее с более проницаемыми трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта.

Необходимость применения различных методов воздействия на призабойную зону скважин во многом связана с несовершенством способов вскрытия продуктивных пластов бурением. Особенно это относится к пластам с плохими коллекторскими свойствами и низким пластовым давлением. Чем меньше будет ухудшаться проницаемость призабойной зоны в процессе бурения, тем меньше будет появляться необходимость применения методов обработки призабойной зоны скважины. [9]

Как показывает опыт применения методов воздействия на призабойные зоны скважин, 30—40% обработок по скважинам оказываются неэффективными или малоэффективными. В основном это обуславливается неправильным выбором метода воздействия для конкретной скважины и пласта или несоблюдением рекомендуемых параметров при проведении процесса обработки.

Добыча углеводородов на шельфе имеет ряд существенных отличий по сравнению с эксплуатацией на суше. Одним из весомых различий является себестоимость добычи. На платформе она отличается в десятки раз, это обуславливается дорогими технологиями и процессом эксплуатации. В свою очередь это накладывает ряд экономических ограничений. В данной работе будут рассмотрены самые результативные методы повышения дебита:

- гидроразрыв пласта с использованием фильтра (ГРП);
- щелочная обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ).
- забуривание боковых стволов(ЗБС);

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПИЛЬТУНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Пильтунское месторождение расположено на севере Сахалинской области.

Площадь месторождения расположена на охотской и тихоокеанской плитах. Первое нефтяное окно на глубине 3000м. Время создания ловушек 2,5-3млн. лет. Антиклинали сжатия расположены с востока на запад. Месторождение многопластовое. Также присутствует один проницаемый и один не проницаемый разлом, которые делят месторождения на зоны 1.1, 1.2 и 2. Климат района умеренно-муссонный.

1.1 Геолого-физическая характеристика Пильтунского месторождения

Пильтунское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на Северо-Восточном шельфе Сахалина, на широте южного окончания Пильтунского залива, на расстоянии 15-20 км от береговой линии.

В административном отношении данный участок шельфа входит в состав Охинского и Ногликского районов Сахалинской области. Ближайшим населенным пунктом на сопряженной суше является г. Оха, расположенная в 90км к северу.[12]

Температурный режим в районе месторождения обусловлен влиянием холодного Восточно-Сахалинского течения, направленного с севера на юг вдоль восточного берега со скоростью 10-20 см/сек, в зимнее время - вторжением континентального воздуха. Наиболее низкие температуры воздуха наблюдаются в январе месяце - в среднем 20-22°. Абсолютный годовой минимум - 42-44°C. Наиболее высокие температуры воздуха характерны для августа +13°C. Количество осадков в холодный период не превышает 200 мм, в теплый период - 350-400 мм, а годовой объем осадков оценивается в 500-550 мм. Высота снежного покрова на сопредельной суше составляет 40-50 см, его

устойчивое образование происходит в первой декаде ноября, а разрушение в третьей декаде мая.

Речная сеть на сопредельной суше представлена реками Паромай, Кыдыланьи - впадающими в Пильтунский залив. Характер приливов неправильный, суточный с максимальной высотой 2,1 м. Шельф Охотского моря в пределах месторождения представляет собой плоскую равнину современной абразивно-аккумулятивной отмели. Глубина моря плавно изменяется от 0 до 30 м. Рельеф дна слегка волнистый, с пологим уклоном ($i = 0,003$).

Инженерно-геологические условия Пильтунского месторождения характеризуются как сложные, ввиду наличия погребенных палеодолин, сложного строения металогических комплексов, довольно высокий сейсмоопасностью и активного проявления мезодинамических процессов. Акватория месторождения находится в зоне транзита осадочного материала. На дне выявлены подводные гряды с подвижными мезоформами рельефа дна - песчаными валами амплитудой 1-4 м.

Ледовый режим в районе месторождения сложный. Вдоль береговой линии образуется ледяной припай, в пределах которого часто происходит торошение льда высотой до 5-6 м.

Дрейфующий лед мощностью 1,5-2 м образует отрывные поля, перемещающиеся вдоль берега острова с севера на юг со скоростью 0,1-1,67 м/сек, что препятствует бурению скважин с ПБУ в зимнее время (в течение 6-6,5 месяцев) и создает опасность для стационарных платформ.

Пильтунская структура выявлена сейсмическими работами масштаба 1:100000, в результате которых были изучены основные черты строения полевых геофизических работ (1975, 1976), было уточнено строение данной складки, ее соотношение с южным куполом Одоптинской структуры. В 1976 году, в результате поисковых геофизических работ НИС "Орион Арктик", детализировано строение данного месторождения. В 1983 году АТЗ была

принята в фонд подготовленных объектов. В 1986 году на Астохском зоне пробурена поисковая скважина № 1, являющаяся первооткрывательницей залежей в отложениях нижненутовского подгоризонта, и разведочная скважина № 2 на северной переклинали структуры, позволяющая установить границы залежей на Астохском участке. В 1987 году поисково-разведочное бурение на месторождении было значительно интенсифицировано. В общей сложности было пробурено 5 скважин. Две из них - поисковые № 5 и № 6 - явились первооткрывательницами залежей на Пильтунском своде. В результате бурения разведочной скважиной № 7 выявлено наличие дизъюнктивно ограниченных залежей в пределах блока II Пильтунского свода. Разведочные скважины № 3 и № 4, пробуренные в пределах Астохской структуры, позволили установить особенности строения пластов-коллекторов и залежей нефти и газа в пределах юго-восточной части структуры и в зоне сочленения Астохской и Пильтунской антиклиналей.

В 1987 году на месторождении пробурены две разведочные скважины - 8 в сводовой части свода и 10 на южной переклинали. Скважина № 8 подтвердила наличие газовых шапок в своде Пильтунской антиклинали. Скважина № 10 позволила установить наличие единых залежей, распространяющихся в пределах Пильтунских и Астохских сводов. Продолжая разведку залежей в пределах Южно-Пильтунского свода, разведочной скважиной № 12 подтверждено наличие нефтяных оторочек ряда залежей, скважина № 9 вскрыла продуктивный разрез в неблагоприятных фациальных условиях, позволив установить границы замещения пластов-коллекторов.

В 1990 году на месторождении были пробурены скважина № 11 и скважина № 14 на западном крыле северной переклинали Пильтунского свода. По результатам их бурения выявлено наличие сбросов 1 и 3, ограничивающих залежи Пильтунского свода от залежей Южно-Одоптинского.

Итак, в пределах Пильтунского месторождения в результате поисково-разведочного бурения, проведенного в 1986-1990 гг. было выделено три

участка: Пильтунское, Астохское и Южно-Пильтунское. Исходя из полученных результатов, на месторождении планируется бурение разведочных скважин для получения геолого-геофизической информации, необходимой для обоснования параметров к подсчету запасов нефти, газа и конденсата.

1.2 Стратиграфия

В пределах изучаемой бурением площади вскрыто 2800 м нормального разреза неогенового возраста, который подразделяется на миоцен-плиоценовые отложения, представленные нутовской свитой.

Кроме того, в строении Пильтунского месторождения подчиненную роль играют и четвертичные отложения мощностью до 30 м. Последние представлены здесь постплиоценовыми и современными осадками

Нутовская свита - N1-2 nt: Вскрытая мощность нутовской свиты равна около 2800 м, отложения представлены толщей морских терригенных осадков. Отложения нутовской свиты представлены глинисто-песчаными породами. В свите выделены два подгоризонта (снизу - вверх): нижненутовский и верхненутовский. Нижненутовский подгоризонт выделен в пределах пластов VIII-XXV.

Пласты сложены песчаниками, уплотненными глинистыми песчаниками, крупнозернистыми и разномзернистыми слабо сцементированными алевролитами. Слоистость горизонтальная линзовидная, изредка отмечаются элементы косой слоистости. Идет чередование сложно построенных пластов - коллекторов и алевроито-глинистых разделов. Алевроито-глинистые разделы представлены глинами темно-серыми, пластичными и уплотненными. Встречаются прослои пород с кальцитовым цементом. Песчаники светло-серые, рыхлые, слабо сцементированные мощностью до 30-40 метров.

Нижненутовский подгоризонт (верхний миоцен) - N₁ nt

Подгоризонт содержит открытые залежи нефти, газа - вскрыт всеми скважинами. Изменение общей мощности пластов подчиняется региональным закономерностям, эффективная мощность пласта колеблется от 2 до 14 м при общей средней мощности 40-52 м.

Весь объем нижненутовских пород отнесен к глинисто-алеврито-песчаной пачке. В основании пачки преобладают алеврито-глинистые породы. Глинистые отложения здесь составляют до 60% разреза.

В отложениях этой части разреза установлен комплекс микрофауны, состоящей преимущественно из фораминифер с агглютимированной раковиной. Пласты сложены мелкозернистыми песчаниками, алевролитопесчаными и глинисто-алевролитовыми породами. Раздел между пластами представлен темно-серой оскольчатой, местами песчанистой глиной мощностью 50-60 м. Верхненутовский подгоризонт (плиоцен) - N₂ nt: Отложения подгоризонта содержат (снизу - вверх) песчано-алевритовые пласты I - VIII, О-Л, а также нерасчлененную толщу преимущественно глинисто-алевритовых пород мощностью до 700 м. В разрезе прослеживаются 3 литологические пачки: алеврито-глинистая - глины темно-серые пластичные, алевритовые и алевритистые.

Алевролиты серые, рыхлые и уплотненные. Песчаники светло-серые, рыхлые, слабо сцементированные. Глинисто-диатомовая пачка - глины, диатомовые глины с прослоями алевролитов. Глины темно-серые, пластичные, содержат панцири диатомовых водорослей (до 20 - 50%). Грубо-обломочная - пески серые, разнозернистые, гравийно-галечные, рыхлые. Вскрытая мощность отложений подгоризонта - 1500 м. В геологическом строении существенную роль не играют, они завершают геологический разрез, залегают от дна моря на глубину до 30 м. Распространены на шельфе сплошным чехлом, от галечникового и гравийного грунта до мелких песков.

1.3 Тектоника

Пильтунская мегантиклинальная складка входит в Одоптинскую антиклинальную зону, которая протягивается вдоль шельфа Северо-Восточного Сахалина (по азимуту северо-запад 345°) на расстоянии около 140 км (при ширине зоны 14 км). В общем тектоническом плане рассматриваемая зона относится к Шмидтовскому антиклинорию включенного, в свою очередь, в Сахалинский мегантиклинорий.

Одоптинская антиклинальная зона на западе сопряжена с Пильтунским синклинальным прогибом. В южной части она через небольшой синклинальный прогиб граничит с Чайвинской антиклинальной складкой, а затем с крупным Чайвинским синклинальным прогибом. В этих прогибах мощность осадочного чехла достигает 9 км. На востоке Одоптинская антиклинальная зона через неглубокий синклинальный прогиб сопряжена с Восточно-Одоптинской антиклинальной зоной, ориентированной в субмеридиональном направлении.

В структурном отношении Одоптинская антиклинальная зона подразделяется на три мегантиклинальные складки (с севера на юг): Одоптинскую, Пильтунскую и Аркутун-Дагинскую). Каждая из мегантиклиналей, в свою очередь, состоит из нескольких локальных антиклинальных складок. Так, Одоптинская мегантиклиналь подразделяется на три брахиантиклинальные структуры (Северо-Одоптинскую, Центрально-Одоптинскую и Южно-Одоптинскую) и один "структурный нос" - Одоптуса.

Пильтунская мегантиклиналь объединяет три антиклинали. Пильтунскую, Южно-Пильтунскую и Астохскую. В составе Аркутун-Дагинской мегантиклинали открыты сейсморазведкой три антиклинальные складки: Аркутунская, Дагинская, Айяшская.

Пильтунская мегантиклинальная складка расположена в центральной части Одоптинской антиклинальной зоны. Для зоны характерна умеренная нарушенность разрывами (по глубоким горизонтам), ассиметрическое строение зоны (с крутым западным - $10-15^\circ$), пологим восточным крыльями - $8-10^\circ$), субмеридиональная ориентировка осей локальных складок, наличие нефтяных и газовых залежей в отложениях нижненутовского горизонта.

Структурный план зоны по нижним горизонтам осадочного чехла изучен по материалам сейсморазведки, а по верхним горизонтам - по данным сейсморазведки и глубокого бурения.

Пильтунская мегантиклинальная складка по кровле XX11 пласта (по стратоизогипсе - 2000 м) имеет размеры 10 x 40 км, амплитуду - 250 м. Углы падения пород на западном крыле достигают $10-12^\circ$, на восточном $5-6^\circ$. Пильтунско брахиантиклинальная складка имеет размеры 6 x 14 км, амплитуду - до 180 м. На севере через неглубокое "седло" она сопряжена с Южно-Одоптинской антиклиналью. Кроме того, эти структуры разделены небольшим (с амплитудой до 40 м) сбросом. Этот разрыв установлен в скважине № 14 на глубине 1982 м, где из разреза выпадает XXIIIЗ пласт. На сейсмических разрезах разрыв выделяется неуверенно. Поверхность сместителя сброса ориентирована в субширотном направлении (ориентировочно по азимуту С-В - 60°) и падает на северо-запад под углом $60-70^\circ$. Северный блок (1а) опущен и представляет собой северное замыкание Пильтунской антиклинали, сопряженной с южной переклиналью Южно-Одоптинской брахискладки. Этот сброс является тектоническим экраном для газовых и нефтегазоконденсатных залежей Пильтунской антиклинали.

Свод Пильтунской складки по всем продуктивным пластам сохраняется на одном месте в районе скважины № 8.

Южная часть складки отделена от свода (от блока I) разрывом типа взброса-сдвига. Этот разрыв установлен по материалам детальных сейсмических работ и подтверждается различными высотными отметками

контактов залежей в смежных тектонических блоках I-II. По структурным построениям и сейсмическим данным плоскость сместителя (разрыва 2) ориентирована по азимуту северо-восток 30° . Разрыв относится к типу взбросо-сдвигов. Вертикальная амплитуда смещения (по отношению к блоку I) происходила к востоку и оценивается величиной до 2-2,5 км. Тектонический блок II в структурном отношении представляет собой южный переклиналильный блок Пильтунской брахи-антиклинали, отделенной от сводовой части складки (от тектонического блока I) разрывным нарушением типа взброса-сдвига. Наличие у разрыва сдвиговых перемещений привело к изменению амплитуды разрыва по простиранью сместителя до 80 м (вблизи оси) до 10 м (на восточном крыле складки). Размеры тектонического блока I, ограниченного разрывами 1 и 2, составляет 7,5 x 6 км, амплитуда складки равна 40 м.

Размеры тектонического блока II равны 7,2 x 5 км. На юге за границу блока II принят разрыв 3 (типа сброса-сдвига), разделяющий залежи углеводородов Пильтунской и Южно- Пильтунской антиклиналей. Амплитуда вертикального смещения составляет около 1 км.

На некоторых структурных картах Южно-Пильтунская складка имеет небольшое северное замыкание. Наличие разрыва фиксируется по различию высотных отметок контактов залежей в смежных блоках (в блоке II Пильтунской и на Южно- Пильтунской антиклинали (по кровле XXI пласта, по стратоизогипсе 1950 м) составляют 14,0 x 10,5 км, амплитуда структуры (по отношению к "седлу" с Астохской антиклинальной складкой) достигает 230 м. Углы падения пород на западном крыле равны $5-6^{\circ}$, на восточном - $3-4^{\circ}$.

Северное переклиналильное замыкание складки выражено неотчетливо. Залежи контролируются структурной ловушкой и разрывным нарушением 3, ориентированном в северо-восточном направлении. Астохская брахиантиклинальная складка кулисно сочленяется через "седло" с переклиналилью Южно- Пильтунской структуры. Размеры складки (по кровле XXI пласта) равны 13,5 x 5,5 км, амплитуда ее (по отношению к "седлу" с

Южно- Пильтунской) равна около 50 м. Ось складки ориентирована по азимуту с-з 330°. Углы падения пород 3-4°. Разрывные нарушения отсутствуют.

1.4 Нефтегазоность

Залежи нефти, газа и конденсата на площади Пильтунской залегают в песчаных пластах и песчано-алевритовых пластах-коллекторах нижненутовского подгоризонта (верхний миоцен) на глубинах 1400 - 2400 м. В структурном отношении залежи углеводородов контролируются мегантиклиналью.

Геологическое строение месторождения осложняется как наличием литологических замещений или тектонических свойств продуктивных пластов. Залежи нефти и газа относятся к классу структурных, к группе антиклинальных и куполовидных структур; подгруппе сводовых, пересеченных или экранируемых разрывными нарушениями и зонами литологического замещения или выклинивания пород коллекторов.

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

- 1) нефтяные (Н);
- 2) газовые (Г);
- 3) газоконденсатные (ГК);
- 4) нефтегазоконденсатные (НГК);
- 5) газоконденсатнонефтяные (ГКН).

В нефтегазоконденсатных (НГК) залежах газовая шапка превышает по объему нефтяную оторочку, а в газоконденсатнонефтяных (ГКН) залежах (т.е. в нефтяных с газоконденсатной шапкой) основная по объему часть залежи нефтяная. Нефтяные (Н) залежи содержат только нефть с растворенным газом. Разделение залежей на газовые (Г) и газоконденсатные (ГК) произведено по содержанию в газе конденсата. Газовые залежи содержат незначительное

количество конденсата ($< 10 \text{ см}^3/\text{м}^3$). При разработке газоконденсатных залежей и шапок (в результате снижения давления) из добываемого пластового газа выделяется конденсат. Содержание его в залежах колеблется от 55 г/м^3 (XII пласт) до (XXV) - 190 г/м^3 .

Залежи размещены по участкам следующим образом:

Пильтунской участок - 21 залежь.

1а блок - одна газоконденсатная (ГК) - пласт XIX1;

I блок - 12 залежей: 3 газовые (Г) - пласт XII, XIII - XIV, XVI-XVII; 4 нефтегазоконденсатные (НГК) - пласт XVII, XX11 XX12, XX13; 5 газоконденсатнонефтяных (ГКН) - пласт XX1, XXII1-2, XXII3, XXIII, XXIV2.

II блок - 8 залежей: 1 газовая (Г) - пласт XII; 3 газоконденсатные (ГК) - пласт XVIII, XXII1-2, XXIII; 2 нефтегазоконденсатные (НГК) - пласт XXI1 XX13; 4 газоконденсатнонефтяные (ГКН) - пласт XIX1, XXI, XX12, XX13.

Астохский участок - 4 залежи, в том числе нефтяная (Н) - пласт XXI1; 2 газоконденсатные (ГК) - пласты XXIV1, XXV; 1 нефтегазоконденсатная (НГК) - пласт XXIII.

По площади продуктивности, ограниченной внешними контурами нефте - или газоносности, залежи разделены на малые (до 10 км^2) - 5 залежей; средние (от 10 до 50 км^2) - 24 залежи; большие (50 км^2) - 6 залежей. Залежи по дебиту до $25 \text{ т} \times \text{м}^3/\text{сут.}$; малодобитные - газовые от 25 до 100 тыс. $\times \text{м}^3/\text{сут.}$; среднедобитные - нефтяные залежи по дебиту от 7 до 25 т/сут., газовые от 100 до 500 тыс. $\times \text{м}^3/\text{сут.}$; высокодобитные - нефтяные от 25 до 200 т/сут., газовые залежи по дебиту от 500 до 1000 тыс. $\times \text{м}^3/\text{сут.}$

По величине начальных пластовых давлений (МПа) преобладают залежи с высоким давлением от 13 МПа (XII пласт) до 23 МПа (XXV пласт).

Определение абсолютных отметок водонефтяных (ВНК), газоводяных (ГВК) и газонефтяных (ГНК) контактов проводилось по результатам опробования скважин и данным ГИС. Для большинства залежей при опробовании скважин были установлены в скважинах нижние границы

газоносности (НГГ.) или же нижние границы нефтеносности (НГН), проведенные по абсолютным отметкам нижних отверстий перфорации с учетом границ продуктивных (по ГИС) прослоев.

1.5 Физико-литологическая характеристика

Лабораторные исследования образцов керна включали петрографическое изучение шлифов, шестифракционный ситовый гранулометрический анализ, определение минерального состава пелитовой фракции рентгеноструктурным и термическим методами, определение карбонатности весовым методом, определение общей (способ Мильчера) и открытой (способ Преображенского) пористости, определение водонефтенасыщенности. Применялись программы расчета петрофизических параметров керна (название породы, пористость насыщения, удельный вес скелета породы, полная пористость, проницаемость, определение медианного размера и, расчет характеристик порового пространства). Сходимость результатов определения пористости и проницаемости по керну и ГИС хорошая.

Пласт XXII изучен в большинстве скважин и имеет одинаковое строение. Два проницаемых слоя разделены мощным прослоем алевроито-глин или глинистых алевролитов. Мощность верхнего проницаемого слоя 0,5-2 м, нижнего - 5-8 м. В скважине № 8 развиты песчаники, переслаивающиеся вверх по разрезу в алевроито-песчаники и далее в плохо отсортированные песчано-алевритоглинистые породы. В песчаниках наблюдается проницаемый прослой известкового песчаника. Песчаники мелкозернистые, содержат неясно выраженные линзы и прослои глины, гальки, аргиллитов и кварца. Общее количество глинистого материала составляет 12-15%, распределен он неравномерно. Открытая пористость пород составляет 23-27%, проницаемость $44-98 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ - была охарактеризована нижняя часть пласта.

В скважине № 11 в подошвенной части развиты алевроито-глины с открытой пористостью 20-21%. Основная часть пласта в изученных интервалах представлена песчаниками, содержащими линзы и тонкие миллиметровые прослой глины (пятнистый коллектор). Песчаники мелкозернистые (медианный размер зерен 0,1-0,11 мм) с количеством глинистого цемента 14,5%, с открытой пористостью от 24 до 25% и проницаемостью $27-53 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Минимальный состав глинистой фракции монтмориллонитовый.

В скважине № 1 вся изученная часть пласта представлена мелкозернистыми песчаниками с медианным размером зерен 0,1-0,12 мм, в единичных прослоях 0,13-0,14 мм, иногда переходящими в алевроито-песчаники (медианный размер зерен 0,08-0,09 мм). Количество глинистого цемента в песчаниках колеблется от 10,6 до 18,3%, в нижних частях до 22%. Открытая пористость в песчаниках колеблется от 21,3 до 30,5%, проницаемость от 20,5 до $42,3 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в единичных образцах - $75,3-90,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Алевроито-песчаники обладают глинистостью 19,2-23%, пористостью 21,4-26,4%, проницаемостью $7,1-41 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

1.6 Физико- химическая характеристика нефти

Физико-химические свойства нефти охарактеризованы по результатам лабораторных исследований сепарационных нефтей. Для получения пластовых показателей (объемный коэффициент, газонасыщенность, плотность, динамическая вязкость) проводились исследования на рекомбинированных пробах нефти, исходя из равенства величин давлений насыщения пластовым давлением ($P_{\text{нас.}} = P_{\text{пл.}}$).

В целом по месторождению сепарированные нефти относятся к нефтям легкой и средней плотности (от 0,824 до 0,876 г/см³), низкосернистым (от 0,11 до 0,28%), малосмолистым (содержание силикагелевых смол от 1,43 до 5,33%,

асфальтенов от 0,16 до 0,75%), парафинистым и малопарафинистым (0,21 до 3,96%) с высоким выходом бензиновых фракций (от 3 до 54%).

В соответствии со свойствами сепарированных нефтей изменяются показатели пластовых нефтей (по изучению рекомбинированной пробы) плотность в среднем равна 0,721 г/см³, вязкость 0,71 мПа, газосодержание 138м³/т, объемный коэффициент 0,851. Нефть закипает при температуре 47-90°С. в среднем содержит 66% светлых фракций, выкипающих до 300°С (по Энглерд).

Нефть по групповому составу нафтеново-метановая (нафтеновых - 30%, метановых - 43%). Содержание металлов (ванадия, никеля) невелико.

Отбор проб свободного и растворенного в нефти газов производился на устье скважины. В целом по месторождению свободные газы содержат небольшие количества углеводородных компонентов: углекислого газа от 0,12 до 1,06% и азота от 0,17 до 1,37%, содержат этан в концентрациях > 3%, небольшое количество балластных газов (СО₂ и N₂), сероводород отсутствует. Содержание гелия незначительно, тысячные доли % и менее. Газы характеризуются высокой теплотворной способностью 7946-11452 ккал/нм². Состав растворенных газов зависит от фазового состояния залежей, глубины их залегания, свойств пластовой нефти и др.

Конденсаты в основном относятся к нафтеново-метановому типу, где в групповом составе бензиновой фракции (н. к. - 200°С) преобладают нафтеновые (43%) над метановыми (34%) и ароматическими (2394) углеводородами. Плотность (в среднем 0,746 г/см³) содержание парафина (0,26%) силикагелевых смол (0,16%), сера отсутствует.

1.7 Гидрогеология

В результате испытания поисковых и разведочных скважин были получены данные о подземных водах месторождения. Но вся полученная

информация связана с продуктивной частью разреза, практически не изучены подземные воды верхних горизонтов.

На формирование потоков подземных вод (кроме инфильтрационного режима) существенное влияние оказывает отжимание седиментационных вод из глин, определяющее современное направление движения пластовых вод и величину их напоров. В разрезе нутовских отложений выделяются три гидрогеологических комплекса. Первый охватывает верхненутовские отложения (до пласта "о" включительно). В его пределах отмечено исключительное влияние инфильтрационного режима. Ко второму комплексу отнесены верхненутовские (I-VIII пласты) и нижненутовские (IX - XVIII пласты) отложения - третий комплекс.

Месторождение расположено в восточной субмаринной части Северного Сахалинского артезианского бассейна. Восточной границей бассейна является Восточно-Одоптинская антиклинальная зона, она достаточно удалена от региональных областей питания инфильтрационными водами (Гыргыланьинской, Оссой-Валской. Джимдан-Дагинской), где породы водоносных комплексов выходят на отметках 120 м и более. Основные области разгрузки подземных вод расположены в центральной и прибрежной частях бассейна (приразломные зоны, ослабленные участки структур). Транзитное движение инфильтрационных вод осложнено существенной тектонической нарушенностью осадочной толщи. Вместе с тем на пути движения инфильтрационного потока расположена Пильтунская синклиналильная зона с мощностью осадков до 8000 м. Все это позволяет предположить, что влияние инфильтрационного водообмена в продуктивных отложениях месторождения - второстепенно. На приведена гидродинамическая схема Одоптинской антиклинальной зоны.

Максимальная температура подземных вод на глубине 2300 м составляет 76°, геотермическая ступень 31,6-33 м/град.

В связи с ограниченным количеством качественных проб пластовой воды, гидрохимический анализ затруднен. Подземные воды изучены недостаточно, сухие остатки из пластовых вод не анализировались на содержание в них полезных ископаемых (лития, рубидия, цезия) кроме определения калия, магния и специфических компонентов: йода, брома, бора.

1.8 Геофизические исследования скважин

На месторождении был выполнен значительный объем промыслово-геофизических исследований как отечественным комплексом, так и аппаратурой "Дрессер Атлас". В скважинах с отечественным комплексом ГИС выполнены следующие виды каротажа: стандартный, БКЗ, ПС, кавернометрия, микрокавернометрия, термокартаж, микрозондирование, микробоковой, боковой, индукционный, радиоактивный, газовый.

Комплекс ГИС, проводимый аппаратурой "Дрессер Атлас", включает следующие виды каротажей: двойной боковой картаж (БК) зондом с большим радиусом исследования БКБ и зондом с малым радиусом исследования БКМ; боковой микрокартаж (БМК); картаж ПС; нейтронный картаж (ПК); плотностной гамма-картаж; акустический картаж (АК); профилометрия; гамма-картаж (ГК).

Комплекс ГИС является достаточно информативным и в большинстве случаев позволил достаточно уверенно выделить в разрезе скважин продуктивные пласты, оценить их характер насыщения, определить коэффициенты пористости (кп), нефтегазонасыщенности (кн. г.) и эффективные толщины.

Коллекторские свойства пород изучались на образцах керна, отобранного в каждой скважине из различных пластов.

Наряду с изучением пластов-коллекторов внимание уделялось также изучению вмещающих глинистых пород. Наличие керна практически в каждой

скважине из продуктивных пластов и покрышек, в большинстве случаев его 100% вынос, позволило довольно полно изучить характеристики пластов-коллекторов, установить закономерности изменения коллекторских и фильтрационных свойств, построить петрофизические зависимости для определения параметров, оценить нижние пределы пористости, глинистости.

Ниже приводятся результаты оценки продуктивности XXI пласта, обоснование абсолютных отметок разделов нефть-вода, нефть-газ, характеристика неиспытанных отложений по данным Каротажа и оценка их продуктивности.

Пласт XXII в пределах месторождения содержит одну газоконденсатную (ПС) и две нефтегазоконденсатные (НГК) залежи. Пласт сложен несколькими прослоями коллекторов, изменяющихся по мощности в связи с их выклиниванием и глинизацией. Зона глинизации пласта протягивается в субмеридиональном направлении вдоль восточного крыла структуры и оказывает существенное влияние на границы и формы залежей.

Пильтунский участок (два тектонических блока, см. раздел "Тектоника).

I блок, развита нефтегазоконденсатная залежь (НТК). Наличие газоконденсатной шапки было доказано при опробовании пласта XXII (совместно с XXI2). Максимальный дебит нефти в скв.11 составил $636,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $d_{шт} = 20,64 \text{ мм}$ при депрессии $0,93 \text{ МПа}$, в скважине 13 $261,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при депрессии $5,43 \text{ МПа}$ на $d_{шт} = 16,25 \text{ МПа}$, а в скважине 8 (интервалы перфорации 1648-1642, 1656 0 1662) получен фонтан газа с конденсатом с максимальным дебитом газа (Q_g) = $319,4 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$, конденсата (Q_k) = $12,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при депрессии $2,59 \text{ МПа}$ на $d_{шт} = 15,08 \text{ мм}$. Удельное сопротивление коллекторов, в скв.8, по результатам интерпретации диаграмм ГИС составляют $5,1 \div 6,2 \text{ Омм}$, $\alpha_{пс} = 0,43 \div 0,47$. Коллекторы не только по опробованию, но и по диаграммам ГИС газонасыщены.

В скважине 6 коллекторы только по материалам ГИС являются продуктивными. Опробование пласта не производилось. На замере НГК

отмечается повышенными показаниями, характерными для газонасыщенных пород и соизмеримы с показаниями газоносного по опробованию XXI2 пласта. Пласт до подошвы газонасыщен (глубина 1736,6 м). Наличие нефтяной оторочки в залежи было установлено при опробовании пласта XXII (совместно с XXI2) в скважине 13 (интервалы перфорации 1858-1864, 1870-1892 м). Дебит безводной нефти через штуцер диаметром 16,25 мм составил 261,0 м³/сут. ВНК по результатам опробования не установлен. Нефтегазоконденсатная залежь в блоке I на севере и восточном крыле Пильтунской структуры ограничена зоной литологического замещения (глинизация пласта). В южной части залежь ограничена разрывом 2. Общая площадь залежи равна 27,625 км², в том числе газовой части - 23,475 км², объем ее в целом - 94957 тыс. м³, в том числе газовой шапки - 76320 тыс. м³, нефтяной - 18637 тыс. м³. Контуры залежи (НТК и ГНК) проведены горизонтально. Нефтегазоконденсатная залежь - пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная, среднедебитная, с поровым типом коллектора.

В блоке II распространена нефтегазоконденсатная залежь, наличие нефтяной зоны было установлено при опробовании пласта (совместно с XXI2) в скважине 11 (интервалы перфорации 1859-1862, 1867-1875, 1876-1885 м). В результате получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 636,2 м³/сут. и растворенного газа ($Q_1 = 42,8$ тыс. м³/сут.).

Пласт в скважине 7 контактирует с газовой шапкой I блока и XXI2 пласт в этой скважине насыщен газом, следует предполагать, что XXI1 пласт в этой скважине насыщен газом. ГНК рассчитан на абсолютной отметке 1799 м. ВНК по результатам опробования не установлен.

Нефтегазонасыщенная залежь на севере и юге участка ограничена разрывами 2 и 3, на востоке зоной литологического замещения (глинизации пласта-коллектора). Размеры залежи равны 5,0 x 9,0 км, общая высота залежи - 112 м, в том числе газовой шапки - 69 м, нефтяной оторочки - 43 м. Общая площадь залежи - 23,6 км², объем ее - 51452 тыс. м³, в том числе нефтяной

оторочки - 22725 тыс. м³, газовой шапки - 28728 тыс. м³. Залежь пластовая тектонически и литологически экранированная, высокодебитная, с поровым типом коллектора. На Южно-Пильтунском и Астохском участке распространена газоконденсатная залежь сложного строения. В скважине 5 (в своде структуры) по результатам интерпретации ГИС прогнозируется наличие газоконденсатной шапки. Однако опробование этого пласта в скважине 5 не производилась.

Наличие нефтяной оторочки было установлено в результате опробования скважины 10 и 12. В скважине 10 (интервал перфорации 1952-1972 м) из XXIB пласта через штуцер 11,9 мм был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 173,3 м³/сут. при депрессии 8,65 МПа и растворенного газа - 5,7тыс.м³/сут. При опробовании пласта XXII в скважине 12 (интервал перфорации 1997 - 2011 м) был также получен фонтанный приток безводной нефти ($Q_n = 225,2$ м³/сут.) и растворенного газа ($Q_g = 16,1$ тыс. м³/сут.) через штуцер ($d_{шт} = 14,2$ мм при депрессии 2,47 МПа. Газонефтяной контакт рассчитан по абсолютной отметке 1860 м.

Нефтяная часть залежи распространена на А участке. В скважине 1 пласт был опробован совместно с XXII (интервалы перфорации 1951-1991, 2000-2020м). В результате опробования был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом - 472,0 м³/сут. и растворенного газа - 34,5 тыс. м³/сут. при депрессии 1,22 МПа. Коэффициент продуктивности в скважине составил 369,3м³/сут. МПа, проницаемость - 0,193 мкм².

В скважине 3 было опробовано отдельно два прослоя пласта XXII-2: верхний и нижний. Дебит нефти из верхнего прослоя (интервал перфорации 1937-1940 м) составил - 49,0 м³/сут. при депрессии 6,59 МПа на $d_{шт} = 6,35$ мм. Из нижнего прослоя XXI пласта (интервал перфорации 1954 - 1965 м) был также получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 314,5 м³/сут. и растворенного газа - 24,75 тыс. м³/сут.

В скважине 4 было проведено испытание XXII и XXI2 пласта в интервалах 2000-2010 и 2020-2030 м, максимальный дебит нефти - 662 м³/сут., растворенного газа - 4,55 тыс. м³/сут., при депрессии - 8,52 МПа на дшт - 9,52мм. Проницаемость 0,007 мкм², продуктивность - 5,15 м³/сут. МПа.

Нижняя граница нефтеносности в целом для залежи Южно-Пильтунского и Астохского участков проведена по нижним дырам перфорации продуктивного нефтеносного пласта XXII, в скважине 12 на абсолютной отметке 1979 м. Нефтенасыщенность верхнего прослоя XXII пласта в скважине 2 (по данным ГИС) позволяет провести ВНК на абсолютной отметке 2003 м (т.е. по подошве верхнего нефтенасыщенного прослоя в скважине 2).

Нефтегазоконденсатная залежь XXII пласта на севере Южно-Пильтунского участка ограничена разрывом 3, на восточном крыле структуры (между скважинами 5 и 9) залежь литологически ограничена зоной глинизации пласта-коллектора.

Общие размеры залежи (по ВНК - 2003 м) составляют 7,3 х 24,3 км, высота - 233 м, в том числе газовой шапки - 90 м, нефтяной зоны - 143 м. Площадь газовой шапки = 22,4 км², нефтяной зоны - 146,05 км². Объем газовой шапки - 91638 тыс. м³, объем нефтяной зоны - 1557638 тыс. м³. На А брахикуполе газовой шапки не обнаружено. Размеры нефтяной зоны, контролируемой А структурой, равны 6,5 х 14,0 км, высота - 105 м.

Фильтрационная характеристика на этой площади изменяется с запада на восток от проницаемости 0,17 мкм², в скважине 12 до 0,039 мкм² в скважине 10 при изменении продуктивности от 104,7 до 20,2 м³/сут. МП

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕСИФИКАЦИИ НА ПИЛЬТУН- АСТОХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Интенсификация нефтепритока в условиях шельфа

На протяжении многих лет одной из проблем нефтедобывающей промышленности является увеличение дебита извлекаемой нефти из продуктивных пластов и темпов разработки нефтяных залежей.

Эффективность работы добывающих и нагнетательных скважин во многом определяют характер выработки нефтяных пластов. Качественная и бесперебойная эксплуатация скважин зависит от геологических и технологических факторов. Под этим понимается эксплуатация их с дебитами нефти, равными потенциальным возможностям пласта при полном его охвате процессом фильтрации.

В настоящее время в разработке находится большое количество месторождений, представленных низко проницаемыми коллекторами или коллекторами с различной проницаемостью. Нагнетаемая в пласт вода прорывается к забоям добывающих скважин по высоко проницаемым прослоям и зонам, оставляя не вытесненной нефть в малопроницаемых слоях и зонах пласта.

В условиях прогрессирующего роста обводненности добываемой продукции и высокой выработки запасов все с каждым годом возрастает количество скважино-операций, направленных на повышение интенсификации пластов.

Все методы извлечения дополнительной нефти после заводнения могут применяться в виде различных модификаций. Они сопровождаются сложнейшими физико-химическими, газодинамическими, микробиологическими, гравитационно-сейсмическими процессами, что

требуют широких всесторонних исследований методов и их промысловых испытаний перед их промышленным применением.

Из продуктивных пластов на поверхность извлекается только часть содержащихся в них запасов нефти. Объем извлекаемой части зависит от физических условий строения коллекторов, технологических и технических возможностей, экономических ограничений. Извлекаемая доля запасов нефти определяется коэффициентом извлечения нефти (КИН).

В большинстве развитых нефтедобывающих стран сложилась практика, когда для целей повышения экономической эффективности разработки, снижения прямых капитальных вложений и возможности использования реинвестиций в разработку месторождений она осуществляется в три этапа.

На первом этапе разработки месторождений проводят на естественном режиме, используя упругую энергию пласта, энергию растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки, потенциальную энергию гравитационных сил.

На втором этапе реализуются искусственные методы, дополняющие естественную пластовую энергию и механизмы первичной добычи – методы поддержания пластового давления путем заводнения (в различных модификациях). Метод заводнения в международной практике не считается методом увеличения интенсификации. Не случайно синоним его названия – метод поддержания пластового давления.

На третьем этапе повышение эффективности разработки месторождений предполагает применение методов увеличения нефтеотдачи, изменяющих природные силы в залежи с целью увеличения добычи.

Интенсификация добычи - комплекс мероприятий, приводящих к сокращению роков разработки и эксплуатации нефтяных залежей

Методы интенсификации (воздействия на пласт) имеют цель стимулировать приток нефти из скважины, воздействуя на ограниченное

пространство вблизи призабойной зоны пласта (ПЗП) или на некотором удалении от нее.

2.2 Гидравлический разрыв пласта

ГРП- один из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин и увеличения приёмистости нагнетательных скважин.[9]

Технология ГРП заключается в создании высокопроводимой трещины в целевом пласте под действием подаваемой в него под давлением жидкости для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины.

После проведения ГРП дебит скважины, как правило, резко возрастает или существенно снижается депрессия.

На многопластовых или большой толщины залежах, представленных низкопроницаемыми геологическими формациями, осуществляется, как правило, поинтервальный ГРП.

Рабочая жидкость, применяемая для ГРП, нагнетается в пласт через колонну труб. Если давление разрыва превышает допустимое рабочее давление для эксплуатационной колонны и устьевой запорной арматуры, то технологи рекомендуют вместо запорной арматуры установить специальную головку, а на нижнем конце НКТ установить пакер, выше которого межтрубное пространство заполнить жидкостью с большей плотностью.

В качестве рабочей жидкости ГРП обычно применяют растворы с использованием высокомолекулярных полимеров (для снижения потерь давления) на водной основе, в т ч техническую или пластовую воду, реже солянокислотные растворы (для карбонатных пород) или сырую нефть и др.

В качестве расклинивающего материала используются проппанты, кварцевый песок и другие материалы фракции 0,5-1,5 мм.

Эффективность ГРП повышается при одновременной гидropескоструйной или прострелочной перфорации скважины, однако при

поинтервальных ГРП при этом необходимо изолировать обработанный участок пласта с помощью пакера и тд.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются прежде всего по объемам закачки технологических жидкостей и пантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин

Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективное средство воздействия на зону скважин. При этом бывает достаточным создание трещин длиной 10...20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и единиц тонн проппанта.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции.

В некоторых случаях гидравлический разрыв происходит при значительно более низких давлениях, чем начальные напряжения в пласте. Охлаждение пласта в результате закачки в нагнетательные скважины холодной воды, существенно отличающейся по температуре от пластовой, приводит к снижению упругих напряжений и гидравлическому разрыву в нагнетательных скважинах при забойных давлениях, используемых при заводнении. Исследования показали, что полудлина трещин, появившихся таким образом, колеблется в пределах 6...60 м. В настоящее время общепризнано, что в нагнетательных скважинах при большом контрасте температур пласта и закачиваемой воды происходит гидравлический разрыв.

При проведении ГРП в наклонных скважинах, направление которых отклоняется от плоскости разрыва, возникают проблемы, связанные с образованием нескольких трещин от различных интервалов перфорации и с искривлением трещины вблизи скважины. Для создания единой плоской трещины в таких скважинах используется специальная технология, основанная на ограничении числа перфорационных отверстий, определении их размеров, количества и ориентации по отношению к направлениям главных напряжений в пласте.

В последние годы разрабатываются технологии применения ГРП в горизонтальных скважинах. Ориентация трещины по отношению к оси скважины определяется направлением горизонтального ствола по отношению к азимуту минимального главного напряжения в пласте. Если горизонтальный ствол параллелен направлению минимального главного напряжения, то при гидроразрыве образуются поперечные трещины. Разработаны технологии создания нескольких трещин в одной горизонтальной скважине. В этом случае число трещин определяется с учетом технологических и экономических ограничений и обычно составляет 3-4.

Создание коротких широких трещин в скважинах, вскрывающих средне- и высокопроницаемые пласты, дает хорошие результаты при значительном ухудшении коллекторских свойств в призабойной зоне как средство увеличения эффективного радиуса скважины; в многопластовых песчаных коллекторах, где вертикальная трещина обеспечивает непрерывную связь тонких песчаных пропластков с зоной перфорации; в коллекторах с миграцией мельчайших частиц, где за счет снижения скорости течения вблизи ствола скважины предотвращается вынос песка; в газовых пластах для снижения негативных эффектов, связанных с турбулизацией потока вблизи скважины.

Наиболее высокая эффективность ГРП может быть достигнута при проектировании его применения как элемента системы разработки с учетом

системы размещения скважин и оценкой их взаимовлияния при различных сочетаниях обработки добывающих и нагнетательных скважин. Эффект от проведения ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины вследствие гидроразрыва, но и влияние взаимного расположения скважин, конкретного распределения неоднородности пласта, энергетических возможностей объекта и др. Такой анализ возможен только на основе трехмерного математического моделирования процесса разработки участка пласта или объекта в целом с использованием адекватной геолого-промысловой модели, выявляющей особенности геологической неоднородности объекта.

С помощью компьютерной модели процесса разработки с применением ГРП можно оценить целесообразность проведения ГРП в нагнетательных скважинах, влияние гидроразрыва на нефтегазоотдачу и темпы выработки запасов объекта разработки, выявить необходимость повторных обработок и т.п. При промышленной реализации ГРП предварительно необходимо составление проектного документа, в котором была бы обоснована технология ГРП, увязанная с системой разработки залежи в целом. При проведении ГРП необходимо предусмотреть комплекс промысловых исследований на первоочередных скважинах для определения местоположения, направления и проводимости трещины, что позволит внести корректировку в технологию ГРП с учетом особенностей каждого конкретного объекта. Необходим систематический авторский надзор за внедрением ГРП, что позволит принимать оперативные меры для повышения его эффективности.

Задачи решаемые при гидроразрыве

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

- а) создание трещины
- б) удержание трещины в раскрытом состоянии

в) удаление жидкости разрыва

г) повышение продуктивности пласта

Создание трещины

Трещина создается путем закачки жидкостей подходящего состава в пласт со скоростью превышающей ее поглощения пластом. Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. В породе образуется трещина.

Удержание трещины в раскрытом состоянии

Как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал - проппант, переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

Удаление жидкости разрыва

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

Повышение продуктивности пласта

До начала проектирования процесса следует провести анализ его экономической целесообразности.

Цель гидравлического разрыва

Проведение гидроразрыва преследует три главные цели :

1). Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв - лучший способ повышения продуктивности.

2). Создать канал притока в приствольной зоне нарушенной проницаемости.

3) защита оборудование от пескопроявления.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта - важное для понимания понятие, поскольку тип и масштаб процесса разрыва проектируется именно с целью исправления этого нарушения. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную проппантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта. Обычно нарушение проницаемости продуктивного пласта отождествляется со “скиновым повреждением”, то-есть с нарушением проницаемости призабойной зоны. Однако, эту величину не всегда можно определить через измерения или расчет “скина”. Обычно принимают скин - фактор (коэффициент, определяющий степень нарушения коллекторских свойств пласта) равным нулю, чтобы указать, что нарушения проницаемости пласта нет, однако это фактически не означает, что повреждения нет. Например, кислотная обработка может проникнуть достаточно глубоко в пласт на участке в несколько метров в верхней части 20 - метрового интервала перфорации, чтобы при исследованиях было обнаружено устранение положительного скина. Однако при этом положительная часть интервала может быть частично забита механическими примесями или буровым раствором. Подлинная потенциальная продуктивность этой скважины может оказаться во много раз больше, чем ее производительность при замеренном нулевом скине.

2.3 Технологические особенности применения гидравлического разрыва пласта на Пильтун-Астохском месторождении.

На Пильтун-Астохском месторождении используются два вида гидроразрыва пласта: классический гидроразрыв пласта и гидроразрыв пласта с использованием фильтра. Технологии направлены на разный результат.

Рассмотрим процесс проведения классического ГРП на примере проведения данного мероприятия для скважины Х-303 в июле 2015 года. Объем закачиваемого пропанта: 130000 ед. Длина трещин при этом составляет от 50 и до 60м. Длина интервала воздействия на пласт: 8м. Стоимость 12730000 рублей.

При применении данного метода забойное давление уменьшилось с 450 бар до 190 бар. Так же было прослежено изменение дебита с 535 б/день до 1760 б/день.

Стоит отметить, что через год было прослежено уменьшение дебита до 1120 б/день. Проведенные исследования PLT показали, что эффективных рабочий интервал был уменьшен на 35% в следствии пескопроявления.

Рассмотрим процесс проведения ГРП с фильтром на примере скважины Х-311. Процедура проходила в июне 2018 года. Изначально спускался фильтр и устанавливаются клапана над ним. Объем закачиваемого пропанта: 80000 ед. Длина трещин при этом составляет от 10 и до 15м. Длина интервала воздействия на пласт: 19. Стоимость 14070000 рублей. При применении данного метода забойное давление уменьшилось с 530 бар до 225 бар. Так же было прослежено изменение дебита с 680 б/день до 1420б/день. Использование PLT в мае 2019 доказали отсутствие пескопроявления. Резкой тенденции к снижению Дебита прослежено не было.

Сравнивая эти два примера можно отметить, что для данных геологических условий больше подходит ГРП с использованием фильтра. Он предотвращает закупоривание песком зоны перфорации и призабойной зоны пласта. Более высокая стоимость работ со временем окупается. Не появляется дополнительных вложений на капитальный ремонт скважины. [4]

2.4 Обработки скважин

Обработка скважины- это закачивание реагентов на основе щелочей и кислот, растворяющих отложения солей. Методика применяется для того, чтобы восстановить проницаемость призабойной зоны и улучшить приемистость скважины. Технология интенсификации притока в терригенных коллекторах щелочной композицией реализуется после того, как прошло вторичное вскрытие пласта с устранением влияния на пласт технологических жидкостей во время эксплуатации и ремонта скважины.

Увеличение производительности скважин, добывающих флюид, достигается за счет эффективного воздействия на кольматирующие образования и проницаемость околоскважинной зоны путем реагентной обработки скважины, вскрывающей продуктивный пласт. Для этих же целей используют последовательное нагнетание в пласт нафтенового кислотного раствора на основе керосина с последующим нагнетанием в пласт раствора гидроксида натрия концентрацией 0,1% который нейтрализует кислотный раствор и далее выполняет роль вытесняющего агента. Однако все вышеперечисленные технические решения не позволяют в должной мере эффективно воздействовать на глинистые кольматирующие образования природного и/или техногенного генезиса, а также на проницаемость горной породы, слагающей продуктивный пласт. [8]

Наиболее близким по технической сущности можно рассматривать техническое решение, в котором закачивают в пласт технологический раствор с кислой или щелочной реакцией с последующей закачкой технологического раствора, изменяющего кислую реакцию среды на

щелочную, или закачивают технологический раствор, изменяющий щелочную реакцию среды на кислую, и при этом изменение среды осуществляют периодически. К недостаткам известного способа, принятого за прототип, следует отнести возможность образования в околоскважинной зоне твердой фазы вследствие реакции нейтрализации растворов с щелочной и кислой реакцией, обусловленной как контактом их между собой при поршневом вытеснении, так и действием процесса фильтрационной дисперсии, приводящей к взаимопроникновению растворов с полярными значениями рН. Для разрушения каолинистых кольматирующих образований и/или их смесей с глинами другого минералогического состава первоначально в пласт подают раствор с щелочной реакцией среды. Для разрушения монтмориллонитовых кольматирующих образований и/или их смесей с глинами другого минералогического состава первоначально в пласт подают раствор с кислой реакцией среды. [6].

Второй вид обработки скважин - это кислотные и щелочные ванны предназначены для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений от пластовых вод и освобождения прихваченного пробкой подземного оборудования. Объем рабочего раствора, при кислотной ванне, составляет не более объема ствола (колонны) в заданном интервале, закачивают его до забоя, не продавливая в пласт. Раствор кислоты выдерживают в интервале обработки 16 - 24 ч. Затем отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из скважины обратной промывкой. В качестве промывочной жидкости используют воду.

2.5 Технологические особенности применения обработок скважин на Пильтун-Астохском месторождении

На месторождении применяются оба вида обработок скважин. Щелочная ванна используется для отчистки скважин от Ва. Со временем нагнетательная вода прорывается к добывающим скважинам. Вода

используется с океана и даже после подготовки методами отстаивания и фильтрации, содержит сульфаты. При взаимодействии пластовой воды и ПЗП в скважину вымывается $Ba(SO_4)$. Под действием изменения давления и температуры соли откладываются в скважине.

Для прочистки используют 7% раствор KCL(2767л). Раствор закачивают и оставляют на сутки. После этого закачивают растворитель scale cure(16057л). Растворитель прокачивают в течение 12 часов для растворения и вымывания $Ba(SO_4)$ и $CaCO_3$. Реакция: $Ba(SO_4)+2KCL=K_2(SO)_4+BaCL_2$. Дебит до обработки 42 тонн./сут., после: 311,5 тонн./сут., через пол года дебит стабилизировался и составил 1789. Из-за высокой буферности $ph = 12$, при этом не выпадает железо и не нужен стабилизатор железа.

Кислотная обработка используется для удаления кальцита и доломита. Раствор HCL 9% закачивается в течение 12 часов растворяет карбонатный кальцит ($CaCO_3$) и Доломит ($(CO_3)_2$). Формулы: $CaCO_3+HCL=Ca_2CL+H_2O+CO_2$ и $CaMg(CO_3)_2+4HCL=CaCl_2+MgCl_2+2H_2O+CO_2$. Ph около 4. Для предотвращения выпадения железа добавляют уксусную кислоту, которая замедляет реакцию и предотвращает выпадение железа. Дебит до обработки: 232.8 тонн/сут. Дебит после: 243 тонн/сут. Дебит через 6 месяцев: 290тонн/сут. Продолжительность эффекта 1,5 года.

2.6 Забуривание боковых стволов

Забуривание боковых стволов - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Бурение боковых стволов дает возможность увеличить дебит старой скважины за счет вскрытия пластов ранее считавшихся нерентабельными или

пропущенных, более продуктивных зон пласта, а также позволяет обойти зоны загрязнения и уменьшить обводненность.

Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на строительство бокового ствола значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счет использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения.

Кроме того, боковой ствол проходит вблизи зоны продуктивного пласта, которая уже охарактеризована керновым материалом и каротажными данными, результатами испытания и эксплуатацией старой скважины, что существенно сокращает затраты на геофизические исследования.

Системное использование технологии бурения боковых стволов в конкретном нефтегазодобывающем регионе равноценно открытию нового месторождения. [3]

Помимо экономического эффекта в денежном выражении бурение боковых стволов уменьшает техногенное воздействие буровых работ на окружающую среду.

При наклонной проводке бокового ствола появляется возможность вскрытия наименее истощенной части продуктивного пласта с последующим его пересечением под большим углом или горизонтально.

В сравнении с вертикальной скважиной, наклонный боковой ствол может значительно увеличить отбор из тонкослоистого пласта, где из-за малой мощности невозможно разместить горизонтальный ствол в каждом отдельном пропластке. Бурение горизонтальных боковых стволов в маломощных пропластках гораздо эффективнее гидроразрыва.

Бурение боковых стволов дает следующие возможности:

- восстановление продуктивности аварийных скважин, доступ в которых к интервалу эксплуатации затруднен или невозможен;
- увеличение производительности малодебитных скважин за счет вскрытия менее дренированной части пласта в обход конусов обводнения;

- вскрытие пропущенных продуктивных объектов при направленном бурении бокового ствола;
- уточнение состояния выработки и потенциальных запасов отдельных пластов.

Растущие требования в строительстве наклонных и горизонтальных боковых стволов из старых скважин заставили зарубежные сервисные компании резко увеличить объем услуг в этой области. Совершенствование техники и технологии позволило увеличить число скважин, из которых можно бурить боковые стволы по малому и среднему радиусам кривизны. Объём наклонных и горизонтальных боковых стволов постоянно увеличивается.

На первом этапе бурение боковых стволов проводится в аварийных скважинах с целью возврата их в эксплуатацию и в скважинах высоко обводненных за счет заколонных перетоков и образования конусов обводнения, где другие методы снижения обводненности не дали результатов. На втором этапе проводится забуривание боковых стволов в слабо выработанных зонах пластов с целью довыработки запасов и интенсификации добычи нефти. Третий этап бурения боковых стволов предусматривается в скважинах низкопродуктивных зон пластов.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.

При этом экономическая эффективность других предлагаемых технологий незначительна, кратковременна или вообще отсутствует. Бурение же новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления сетки скважин на большинстве месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки является нецелесообразным. В этих условиях в качестве альтернативного решения может рассматриваться бурение второго ствола из существующей скважины.

Забурирование и бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений.

Бурение боковых стволов осуществляется в соответствии технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения и с учетом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти. К забурированию боковых стволов пригодны практически все скважины. При этом можно выделить следующие цели забурирования:

1. Вывод скважин из бездействия.
2. Выработка недренируемых участков (краевые зоны месторождений).

В основном запасы, расположенные в краевых зонах месторождений или вблизи границы выклинивания пласта характеризуются малыми толщинами при высоких коэффициентах нефтенасыщенности. Как правило, заложение на этих участках новых скважин экономически нецелесообразно. Однако в некоторых случаях из пробуренной скважины можно зарезать боковой ствол и получить дополнительную добычу нефти, извлечь которую другими средствами невозможно.

3. Интенсификация добычи из малопроницаемых коллекторов. Бурение горизонтальных боковых стволов из старых наклонно-направленных скважин показало высокую эффективность по малопроницаемым юрским отложениям.

4. Снижение обводненности продукции. В высокообводненных пластах остаются участки с высокой нефтеносностью. При разбурировании боковыми горизонтальными стволами подкровельной части таких пластов удается существенно повысить коэффициент извлечения нефти. Фактически проводится уплотняющее бурение, но с более низкими затратами.

5. Уход от фронта обводнения (нагнетания). При разработке пластов с использованием жестких систем заводнения при прорыве фронта закачиваемых вод добывающие скважины быстро обводняются. В

большинстве случаев не удастся надежно изолировать обводненные интервалы пласта, поэтому Забуривание бокового горизонтального ствола с уходом от фронта нагнетания в данном случае является самым эффективным методом.

6. Переход на другой (нижележащий) пласт, доразведка

Рекомендации по проводке бокового ствола делаются на основании геологического строения пласта на участке залежи и по результатам оценки характера выработки запасов нефти. Предполагается три типа проводки бокового ствола по пласту: вертикально-наклонная, пологая (зенитный угол более 60°) и горизонтальная.

В первую очередь рассматривается возможность вертикально-наклонного бурения с зенитным углом проходки пласта менее 60° . Вертикально-наклонная проводка ствола экономически предпочтительнее в слабозаводненных, чистонефтяных монолитных зонах залежей с проницаемостью коллекторов более 30 мкм².

В водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах наиболее эффективной является горизонтальная проходка по продуктивному пласту с длиной горизонтальной части при стандартной сетке скважин 100-200 м на расстоянии не менее 3-4 м от плоскостей газонефтяного (ГНК) и водонефтяного контактов (ВНК).

В чистонефтяных высокозаводненных зонах предпочтение также отдается горизонтальной проходке по слабовыработанному интервалу пласта. В случае, когда определение поинтервальной выработки пласта невозможно, рекомендуется предварительная (пилотная) вертикальная или наклонная проходка интервала пласта, по результатам исследования которого геофизическими и гидродинамическими методами, дается заключение о сохранении такой проводки ствола по пласту или предложение бурения горизонтальной или пологой его части по слабовыработанному интервалу. В комплекс исследований входят: стандартный каротаж АМ-0.5 и каротаж методом самопроизвольной поляризации (ПС), индукционный

каротаж, боковой каротаж, кавернометрия, гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, инклинометрия, резистометрия.

По результатам геофизических и гидродинамических исследований делается заключение о необходимости поинтервального цементирования заколонного пространства. При толщине пласта менее 4 м, более эффективной является пологая (более 60°) проходка с пересечением всей нефтенасыщенной толщины пласта. [10]

В низкопродуктивных чистонефтяных зонах залежей, предпочтение отдается пологой проходке по пласту с учетом в последующем проведения направленного гидроразрыва пласта (ГРП), с отходом от забоя основного ствола на 150-300 м при стандартной плотности сетки скважин, при возможности с сохранением основного ствола. При условии непроведения в последующем направленного ГРП и низкой выработкой запасов, более эффективной является горизонтальная проходка по пласту с длиной горизонтальной части до 300 м. Для сохранения фильтрационных свойств коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) рекомендуется первичное вскрытие проводить на депрессии или равновесии, а интервал пласта не цементировать, а обсаживать щелевым фильтром, т.к. цементирование заколонного пространства в интервале низкопроницаемого неоднородного пласта, как правило, ведет к снижению продуктивности скважины в 1.5-5 раз.

Для сведения к минимуму влияния интерференции, точка вскрытия пласта при стандартной плотности сетки скважин должна быть по радиусу, не ближе, чем в 50 м от основного ствола. При этом забой бокового ствола должен находиться на расстоянии не менее 200 м от забоя окружающих добывающих скважин. В низкопродуктивных пластах допускается приближение забоя бокового ствола к забою нагнетательной скважины на расстояние до 250м, а в пластах с повышенной продуктивностью до 350 м. Направление проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола, между окружающими добывающими скважинами должно предусматривать в последующем бурение боковых стволов из других скважин. Азимутальное

направление и тип профиля горизонтального участка определяются зональной и послойной выработкой запасов нефти, учитывающей продуктивность скважин и текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в их зонах дренирования.

Выделяется три конструкции забоя: зацементированная до забоя сплошная эксплуатационная колонна; интервал пласта обсажен щелевым фильтром; поинтервальное цементирование интервала пласта (комбинированная конструкция зацементированные и обсаженные щелевым фильтром интервалы пласта).

Как известно из практики, основное влияние на продуктивность, особенно в низкопроницаемых залежах, оказывает цементирование заколонного пространства скважин в интервале пласта, в которых дебит может быть ниже в 1,5-5 раз, чем в скважинах обсаженных щелевым фильтром или с открытым забоем. Поэтому наиболее эффективной является обсадка интервала щелевым фильтром, исключая разрушение призабойной зоны пласта. Однако, в случае вскрытия высокозаводненного участка пласта, когда он представлен чередованием промытых водой, с повышенной проницаемостью и частично промытых водой с пониженной проницаемостью прослоев, эффективность эксплуатации бокового ствола будет определяться степенью изоляции водопромытых интервалов пласта. В этом случае, по результатам исследований (возможно бурение "пилотного" ствола) должно проводиться поинтервальное или полное цементирование заколонного пространства в зависимости от вида проходки по пласту (горизонтальной, пологой, вертикально-наклонной) и особенностей строения пласта.

В низкопродуктивных слабозаводненных зонах залежей, конструкция забоя должна позволять проведение ГРП. Гидроразрыв пласта проводится только при пологой и вертикально-наклонной проходке пласта. При выборе боковых стволов для проведения ГРП используются геолого-физические критерии применяемые для обычных скважин с учетом конструкции забоя.

При оценке показателей эксплуатации участков с боковыми стволами обосновываются как показатели работы бокового ствола, так и показатели эксплуатации участка. При этом также делается обоснование оптимальной депрессии на пласт не только для боковых стволов в водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах, но и для высокозаводненных участков залежей, так как они представляют собой недонасыщенные нефтью водонефтяные зоны. [10]

Основной вариант забурирования бокового ствола заключается в вырезании "окна". В скважину спускается клин-отклонитель (уипсток) с ориентирующим устройством и устанавливается на искусственном забой. Работы по спуску и установке клин-отклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей.

Спуск компоновки на стальных буровых трубах (СБТ) производится с замером длины инструмента, со скоростью не более 0.2 м/с.

Установка клин-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться ориентировочно в пределах ± 900 по отношению к азимуту искривления основного ствола в месте установки.

После установки клин-отклонителя, компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается, спускается компоновка для вырезания "окна".

Второй вариант забурирования бокового ствола рекомендуется осуществлять путем вырезания части эксплуатационной колонны, установки цементного моста на всю длину вырезанной части и забуриванием бокового ствола с цементного моста.

2.7 Технологические особенности применения забурирования боковых стволов на Пильтун-Астохском месторождении.

При забурировании вторых стволов из обсадных колонн, вырезание окна с клина, оказался более предпочтительным приемом для применения в

данных геологических условиях, (чем фрезерование секции обсадной колонны) по следующим причинам:

1. На участке вырезания окна высокое качество цементирование обсадной колонны не обязательно, в то время как при сплошном фрезеровании колонны при показаниях приборов акустической цементометрии (АКЦ) менее 70 % рекомендуется проводить дополнительное цементирование под давлением.

2. С точки зрения геологического разреза, окна можно вырезать в любых породах, тогда как при фрезеровании секции желательно иметь в этом интервале песчаные породы.

3. При фрезеровании секции обсадной колонны для обеспечения выноса стружки к параметрам бурового раствора и режиму промывки предъявляются особые требования. При вырезании окна никаких специальных требований, ни к параметрам бурового раствора, ни к режиму промывки нет.

4. При вырезании окна не возникает проблем, связанных с выносом металлической стружки, так как при вырезании окна образуется мелкая стружка, а объем фрезеруемого металла в 4-6 раза меньше, чем при фрезировании секции колонны.

5. Забуривание второго ствола при использовании клина, гарантированна на 100 %, так как осуществляется одновременно с вырезом окна. В случае фрезирования секции обсадной колонны, забуривание второго ствола является отдельной операцией, и ее успех не всегда гарантирован, так как зависит от целого ряда факторов:

- длины фрезирования секции;
- качества установленного цементного моста;
- типа и крепости пород в интервале зарезки;
- типа компоновки низа бурильной колонны (КНБК), режима зарезки и т.д.

6. Начало второго ствола, образованное желобообразным металлическим клином надежнее, чем образованное в цементном камне, так как этот участок в дальнейшем, будет подвергаться воздействию элементов КНБК и замков бурильных труб при спускоподъемных операциях и вращении бурильной колонны. Разрушение цемента в интервале второго ствола может привести к непредвиденным проблемам.

7. В вертикальных скважинах, благодаря применению гигроскопического инклинометра, клин ориентируется, и новый ствол зарезается сразу в нужном направлении. В случае фрезирования секции, второго ствол чаще всего забуривается произвольно и только за тем разворачивается в нужном направлении.

8. Операция по вырезанию окна, как правило, дешевле операции фрезирования секции обсадной колонны.

В 2019 на месторождении была пробурена горизонтальная скважина Х-358, по данным исследованиям была получена информация, что «башмак» скважины зачерпывал воду, далее горизонтальную составляющую вывели выше и забурили два боковых ствола в сверх проницаемые пропластки. Результатом данного действия было повышение нефтеотдачи и уменьшение обводненности. По данным исследования метод интенсификации увеличил дебит в 3,5 раза при этом обводненность варьируется в районе 0. [2]

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Васильеву Виктору Вадимовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов по моделированию технологии снижения потерь добычи нефти- соответствует данным Sakhalin energy
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Сравнительный анализ с зарубежными аналогами. Выполнение SWOT-анализа научного исследования
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Описание структуры работ по моделированию процесса в лабораторных условиях, составления итогового графика длительности работ
3. Составление бюджета инженерного решения (ИР)	Формирование бюджета производится из расчетов затрат на материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы.
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Расчёт интегральных финансовых показателей разработки, показателей ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Матрица SWOT
- График проведения НИ (Диаграмма Ганта)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Васильев Виктор Вадимович		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением технологии снижения потерь стоимости добычи углеводородов на проекте Сахалин-2. Однако применение любого метода в опытно-промышленных работах не обходится без апробирования в лабораторных условиях.

Раздел содержит информацию, касающуюся технологий интенсификации. Для этого выполняется полное исследование подбора метода, лабораторные опыты, проведение самого мероприятия.

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны научно исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно исследовательского проекта (Сл)
1. Высокая рентабельность. 2. Полнота исследования. 3. Актуальность научного исследования.	1. Длительное проведение эксперимента. 2. Низкий спрос. 3. Учет особенностей конкретного объекта разработки.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологической составляющей. 2. Создание конкуренции зарубежным предприятиям. 3. Актуальность исследования приведет к	1. Появление новых конкурентов. 2. Длительная и дорогостоящая реализация. 3. Задержка финансирования разработки.

появлению заинтересованных сторон.	
------------------------------------	--

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в табл. 3.2

Таблица 3.2 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	0	+	+
	B2	+	0	+
	B3	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 3.2 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта : B1C2C3, B2C1C3, B3C1C3.

Таблица 3.3 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	+
	B2	0	-	0
	B3	-	0	+

При анализе интерактивной таблицы 3.3 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта : B1Сл1Сл3, B3Сл3.

Таблица 3.4 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 3.4 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У2С2, У3С2С3.

Таблица 3.5 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 3.5 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта : У1Сл2, У2Сл2Сл3, У3Сл1Сл2.

Вывод: проект имеет высокую актуальность, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков. Задержка финансирования разработки проекта может служить существенной угрозой.

Планирование работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и инженер. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор метода интенсификации	2	Планирование методики проведения мероприятия	Руководитель
	3	Календарное планирование работ	Руководитель
	4	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер химик
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Тесты на химические реакции, изучение характеристик геологических особенностей, эксперименты изменения раствора.	Инженер химик
	6	Проведение практического расчета	Руководитель
Проведение мероприятия	7	Контроль проведения обработки	Руководитель, инженер оператор
Оформление отчета	8	Оформление расчетов	Руководитель
	9	Составление пояснительной записки	Инженер оператор
	10	Публикация результатов исследования	Руководитель

Разработка графика проведения исследовательской работы

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

1. Организационный период. Во время организационной подготовки ставится задача на проведение лабораторных исследований, производится комплектование подразделения инженерно-техническим персоналом, подбираются приборы и оборудование, снаряжение и материалы, распределяются обязанности между сотрудниками, осуществляются мероприятия по безопасному ведению работ.

2. Лабораторные работы. Этот этап работ включает изучение геологических характеристик солей, затем расчет технологической схемы с оптимальными параметрами раствора, далее время закачки и удержания.

3. Камеральные работы. Камеральная обработка материалов включает: сбор и систематизацию информации об изучаемых методах увеличения дебита нефти на месторождениях; камеральную обработку материалов; составление графиков и построение технологических схем; оформительские работы.

Календарный план - это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 4.7).

Таблица 3.7 – Календарный план-график проведения исследовательской работы

№ работ	Вид работ	Исполнители	Тк _i , кал. дней	Продолжительность выполнения работ															
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
1	Выбор раствора, литературный обзор (организационный период)	Руководитель, Инженер химик	1	 															
2	Лабораторный этап	Руководитель, Инженер химик	1, 3																
3	Проведение мероприятия, оформление отчетной документации	Руководитель, Инженер оператор	7, 4				 	 	 	 	 	 							

Условные обозначения:

 – руководитель

 – инженер

Суммарное количество рабочих дней руководителя составляет 9, суммарное количество рабочих дней инженера химика составляет 4, инженера оператора 4.

Вывод: данное исследование помогает наглядно установить сроки и необходимо при планировании работ.

Бюджет мероприятия

При планировании бюджета мероприятия должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет затрат на материалы для проведения мероприятия

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + K_T) * N_{расх} , \quad (3.1)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх} i$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

K_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Величина коэффициента (K_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (Z_m), руб.
Стоимость раствора	200(л)	3000	600000
Стоимость воды, разбавляющей раствор	200(л)	50	10000

Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Программный комплекс	1	35	35
Програмное обеспечение	1	16	16
Перемешивающее устройство	1	43,5	43,5
Компьютер	1	54	54
Использование сепаратора	1	3000	3000

Общие единовременные затраты на приобретение различного рода специального оборудования составили 148,5 тыс. руб.

Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. От 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента приведен в таблице 3.10. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$A_m = \text{Сперв.} / \text{СПИ},$$

где Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев

Таблица 3.10 – Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Срок использования, месяцев	Сумма отчислений, руб.
Программный комплекс	35	4	84	0,1	350
Программное обеспечение	16	3	60	0,1	160
Перемешивающее устройство	43,5	2	36	0,1	435
Компьютер	54	3	60	0,1	540
Итоговая сумма амортизационных отчислений					1485

Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка инженера химика, инженера оператора, и руководителя соответственно составляют 75000, 55000 и 124000 рублей.

Статья включает основную заработную плату работников и дополнительную заработную плату:

$$Ззп = Зосн + Здоп; \quad (3.2)$$

где $Зосн$ – основная заработная плата;

$Здоп$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Зосн$).

Основная заработная плата ($Зосн$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Зосн = Здоп * Тр, \quad (3.3)$$

где $Зосн$ – основная заработная плата одного работника;

$Тр$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Здн$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = З_{м} * М / F_{д}, \quad (3.4)$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени.

Таблица 3.11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер оператор	Инженер химик
Календарное число дней	9	4	4
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни(вахтовый метод)	0	0	0
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	0	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	9	4	4

Месячный должностной оклад инженера оператора: 55000р, инженера химика 75000р, руководителя 124000р в соответствии с ПАО «Сахалин Энерджи инвестмент компани лдт».

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (3.5)$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $З_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,8 (для Сахалина).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$З_m$, руб	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель	114000	0,3	0,2	1,3	533520	17784	9	160056
Инженер химик	75000	0,3	0,2	1,3	351000	11700	4	46800
Инженер оператор	55000	0,3	0,2	1,3	257400	8303	4	33212
Итого $З_{осн}$								240068

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующего в проекте, составляют 238138 рублей, доплатная плата 28575.

Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2019 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = K_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}), \quad (3.6)$$

где $K_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 3.13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	179262	0,3	53778
Инженер	52416	0,3	15724
Инженер оператор	37077	0,3	11123
Итого $З_{внеб}$			80625

Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = k_{нр} * 3j, \quad (3.7)$$

где $K_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,37.

$Z_{накл}=0,37*(6,1+860,1+17,5+238,1+71,4)=190,9$ тыс. руб.

Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi}=a_i*b_i, \quad (3.8)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (табл. 3.15).

Таблица 3.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Проект	Аналог
1. Достоверность результатов	0,35	5	4
2. Комплексность исследования	0,15	5	3
3. Актуальность исследования	0,30	5	5
4. Широкий спектр решаемых задач	0,20	5	4
ИТОГО	1	20	16

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущей работы и аналога принимают следующие значения:

$$I_{pm}=5*(0,35+0,15+0,30+0,20)=5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования.

Таблица 3.16 – Сравнительная эффективность исследования

№ п/п	Показатели	Проект	Аналог
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,25
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	5	3,32
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,5	

Сравнение на основании таблицы 3.16 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

Таблица 3.17- Расчет бюджета затрат обработки скважины

Наименование	Стоимость, тыс. руб.
Материальные затраты	610
Лабораторные затраты	148
Амортизация	2
Затраты на оплату труда и отчисления	320
Итоговая сумма	1080

Вывод

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокая актуальность и качество результатов исследования. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 9 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 1080 тыс. рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на оборудование. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить как денежные, так и временные затраты. При подсчёте интегрального финансового показателя наблюдается уменьшение бюджета разработки по сравнению с аналогом, а при подсчёте интегрального показателя ресурсоэффективности наблюдается увеличение эффективности в сравнении с тем же аналогом.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Васильев Виктор Вадимович

Школа	Инженерная Школа Природных Ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление / специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом reservoir engineer являются офис и платформа по контролю месторождения Р Сахалинской области. При добыче нефти и газа могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Месторождение Р находится в северной части Сахалинской области. Месторождение является шельфовым, эксплуатация вводится с платформы и офисных зданий.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах месторождения Р компании: « <i>Sakhalin Energy Investment Company Ltd</i> »: - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью; - предлагаемые средства защиты; 1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объектах месторождения Р компании: « <i>Sakhalin Energy Investment Company Ltd</i> »: - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность;	Согласно ГОСТ 12.0.003-74, были определены опасные и вредные факторы. 1.1. Вредные факторы: При выполнении технологических операций по добыче существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести: 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Отклонение параметров микроклимата в помещении 3. Монотонный режим работы 1.2. Опасные факторы: На платформе при выполнении технологических операций по добыче нефти и газа могут возникнуть опасные факторы для обслуживающего персонала, к ним относятся: 1) Электрический ток; 2) пожароопасность;
2. Экологическая безопасность: - анализ воздействия объекта на	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу. 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу. 3. Анализ воздействия объекта на литосферу.

атмосфере; - анализ воздействия объекта на гидросферу; - анализ воздействия объекта на литосферу; - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - 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.	Возможные ЧС во время проведения работ по добыче нефти и газа на платформе и в офисе.
4. Организационные мероприятия обеспечения безопасности: -документы регулирующие трудовые отношения; - нормативно правовые акты.	Особенности разработки шельфовых месторождений.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Васильев В.В.		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Все мероприятия по интенсификации добычи нефти направлены на увеличение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение ее с более проницаемыми трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта. [2]

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению безопасных условий для работы сотрудников и минимизации воздействия на окружающую среду.

Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 все опасные и вредные производственные факторы по происхождению подразделяются на две основные группы: факторы трудового процесса, факторы производственной среды.

По воздействию на человека производственные факторы разделяются: на вредные и опасные факторы.

Опасные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют: на факторы, приводящие к смертельным травмам (летальному исходу, смерти) и факторы, приводящие к травмам без летального исхода. [3]

В процессе контроля проекта Сахалин-2 могут воздействовать на организм человека ряд опасных и вредных производственных факторов. Перечень опасных и вредных факторов приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса исследовательских работ в помещении, формирующих опасные и вредные факторы

Этапы работ	Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74, с измен. № 1, октябрь 1978 г., переизд. 1999 г.)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Камеральный	Обработка информации на персональном компьютере	1. Электрический ток 2. Пожароопасность	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Отклонение параметров микроклимата в помещении 3. Монотонный режим работы	ГОСТ 12.1.004-91 [34] ГОСТ 12.1.005-88 [35] СанПиН 2.2.4.548-96 [36] СНиП 23-05-95 [37]

Анализ вредных производственных факторов

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Одним из методов для расчета искусственного освещения является метод светового потока. Он используется для определения общего равномерного освещения на горизонтальной поверхности.

Рассчитаем искусственную освещенность в рабочем кабинете и сравним её с нормами освещенности на рабочем месте согласно СНиП 23-05-95 "Нормы освещенности на рабочих местах производственных помещений

при искусственном освещении". Расположение осветительных приборов предоставлено на рисунке 5.1.

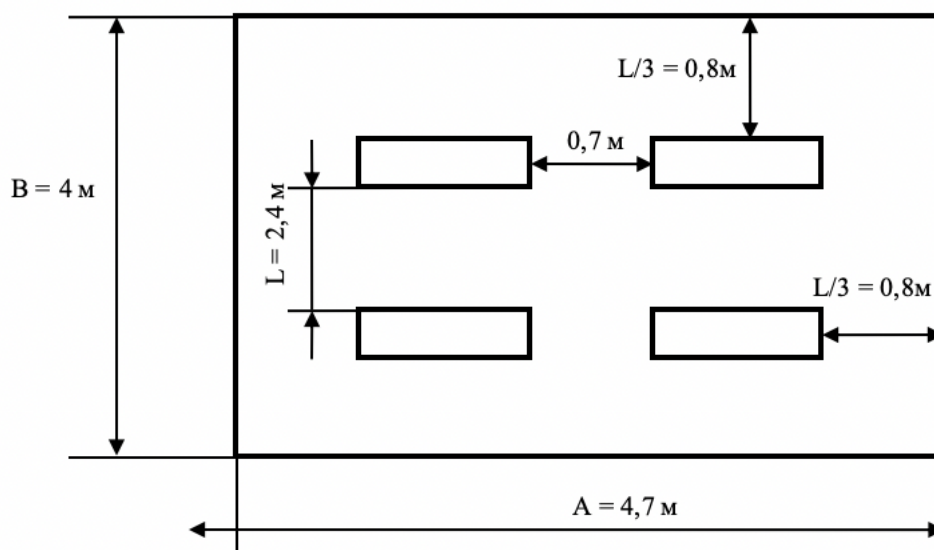


Рисунок 5.1 – Расположение осветительных приборов.

Данное помещение имеет следующие размеры: длина $A = 4,7 \text{ м}$, ширина $B = 4 \text{ м}$, высота $H = 2,5 \text{ м}$. Высота рабочей поверхности $h_{\text{рп}} = 0,9 \text{ м}$. В кабинете используется система общего равномерного освещения. Светильники размещены в два ряда. В каждом ряду установлено 2 светильника типа ШОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составляют 70 см. Изобразим схему помещения и размещения на нем светильников (рисунок 5.1). Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 8$. В светильниках установлены люминесцентные лампы белой цветности (ЛБ) мощностью 40 Вт, работающие от сети напряжением 220 В, и обеспечивающие световой поток $\Phi = 2800 \text{ лм}$.

Коэффициент отражения стен (оклеены светлыми обоями) $R_c = 50 \%$, потолка (свежепобеленный) $R_n = 70 \%$. Коэффициент запаса $k = 1,5$ для помещений с малым выделением пыли. [13]

Коэффициент неравномерности для люминесцентных ламп принимается равным $Z = 1,1$.

Высота светильника в среднем $h = 0,3$ м.

$h = 1,3$ м; $L = 2,4$ м; $L/3 = 0,8$ м.

Освещённость в помещении определяется по формуле:

$$E = \Phi * n * N / S * K_z * Z \quad (4.13)$$

где Φ - световой поток одной лампы, лм;

S - площадь освещаемого помещения, м²;

K_z - коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли;

Z - коэффициент неравномерности освещения;

N - число ламп в помещении;

- коэффициент использования светового потока.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен c и потолка p .

Находим индекс помещения:

$$i = S / h (A+B) \quad (4.14)$$

$$i = 18,8 / (1,3 (4,7 + 4)) = 1,66$$

Коэффициент использования светового потока: $= 0,44$.

Определяем освещённость в помещении:

Согласно СНиП 23-05-95 "Нормы освещённости на рабочих местах производственных помещений при искусственном освещении" зрительная работа в данном кабинете относится к классу наивысшей точности, так как наименьший размер объекта различения на экране компьютера менее 0,15 мм (точка). Разряд зрительной работы - I, подразряд - г (контраст объекта с

фоном - средний, большой; фон - светлый, средний). Для данных параметров устанавливается норма освещённости - 300-400 лк при системе общего освещения.

Из полученных нами результатов можно сделать вывод, что данный рабочий кабинет с учётом выполняемой в нём зрительной работы, соответствует нормам освещённости, устанавливаемыми СНиП 23-05-95 [4].

Таблица 5.1 – Оптимальные нормы микроклимата для помещений с ВДТ и ПЭВМ.

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
1	2	3	4	5
Холодный	Легкая	22-24	40-60	0,1
Теплый	Легкая	23-25	40-60	0,1

Известно, что работоспособность не является величиной постоянной, она изменяется. Основной причиной изменения работоспособности является сама работа. Обычно работоспособность снижается при более или менее длительном ее выполнении. Снижение работоспособности под влиянием выполненной работы принято считать утомлением. При этом имеется немало данных, свидетельствующих о том, что помимо самой рабочей нагрузки в реальной трудовой деятельности на работоспособность определенным образом влияют и неблагоприятные условия труда, в том числе такие, которые вытекают из характера самой выполняемой работы. Так, широко известно влияние на работоспособность фактора монотонности.

Неблагоприятное влияние монотонности на работоспособность проявляется, естественно, во всех показателях работоспособности. Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что при монотонной работе

наблюдается более раннее появление и объективных, и субъективных признаков снижения работоспособности.

Для того, чтобы избежать утомляемости необходимо делать каждые 2 часа 15 минутные перерывы, а также желательно стараться более 4 часов не заниматься одной и той же работой, необходимо менять занятие и обстановку.

Анализ опасных производственных факторов

Электрический ток. Электрические установки, к которым относится практически все оборудование ЭВМ, представляют для человека большую потенциальную опасность, так как в процессе эксплуатации или проведении профилактических работ человек может коснуться частей, находящихся под напряжением.[6]

Специфическая опасность электроустановок - токоведущие проводники, корпуса стоек ЭВМ и прочего оборудования, оказавшегося под напряжением в результате повреждения изоляции, не подают каких-либо сигналов, которые предупреждают человека об опасности. Реакция человека на электрический ток возникает лишь при протекании последнего через тело человека.

Электрический ток представляет собой скрытый тип опасности, т.к. его трудно определить в токо - и нетоковедущих частях оборудования, которые являются хорошими проводниками электричества. Смертельно опасным для жизни человека считают ток, величина которого превышает 0,05А, ток менее 0,05А - безопасен (до 1000 В).

Для предотвращения электротравматизма большое значение имеет правильная организация работ, т.е. соблюдение Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ потребителей) и Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Основными мероприятиями, направленными на ликвидацию причин травматизма относятся:

1. систематический контроль за состоянием изоляции электропроводов, кабелей и т.д.
2. разработка инструкций по техническому обслуживанию и эксплуатации средств вычислительной техники и контроль за их соблюдением;
3. соблюдение правил противопожарной безопасности;
4. своевременное и качественное выполнение работ по проведению планово-профилактических работ и предупредительных ремонтов.

Пожароопасность.

Пожаром называется неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее материальный ущерб.[13]

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" по оценке пожарной опасности производства лаборатория относится к категории Д, так как в лаборатории отсутствуют легко воспламеняемые материалы и имеются только твердые горючие вещества. В качестве возможных причин пожаров можно указать следующие:

наличие в помещении горючей пыли (некоторые осевшие пыли способны к самовозгоранию);

различные короткие замыкания;

опасна перегрузка сетей, которая ведет за собой сильный нагрев токоведущих частей и загорание изоляции.

Для предупреждения пожаров от короткого замыкания, перегрузок, необходимы правильный выбор, монтаж и соблюдение установленного режима эксплуатации электрических сетей, дисплеев и других электрических средств автоматизации.

Мероприятия, необходимые для предупреждения пожаров:

противопожарный инструктаж;
правильная эксплуатация оборудования;
правильное размещение оборудования;
своевременный профилактический осмотр, ремонт и испытание оборудования;
запрещение курения в установленном месте.
Для тушения пожаров можно применять:
углекислый газ для ЭВМ;

Охрана окружающей среды

Гидрологический, гидрохимический, гидробиологический и микробиологический режим морской среды в районе Р месторождения исследовались путем экспедиционных наблюдений в течение 1988-91 гг. Полученные результаты показывают, что прибрежные воды характеризуются как экологически благополучные. Насыщенность вод кислородом хорошая, содержание нефтяных углеводородов и фенолов не превышает предельно допустимых концентраций.[14]

Гидробиологические исследования показывают, что по величине измеренной объемной первичной продукции - $80 \text{ мг С/м}^3 \text{ час}$, по величине рассчитанной дневной поверхностной первичной продукции - $2000 \text{ мг С/м}^3 \text{ день}$, а также по содержанию хлорофилла обследованные акватории характеризуются высокой первичной продукцией и сравнимы с высокопродуктивными эвтрофными водами. Совокупность научных и практических проблем возникает из-за возможности появления аварийных ситуаций. Как показывает мировой опыт разработки морских нефтегазовых месторождений, неуправляемые Поступления флюидов по скважинам (открытые фонтаны и выбросы) продолжают представлять наибольшую опасность для стационарных платформ и ПБУ, являются основной причиной углеводородного загрязнения морской среды в процессах бурения и эксплуатации скважин.

Аварийные разливы нефтяных углеводородов могут быть локализованы и собраны с помощью боновых заграждений и специальных технических средств, в период открытой воды.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это совокупность условий и обстоятельств, создающих опасную для жизнедеятельности человека обстановку на конкретном объекте, территории (акватории), возникших в результате совершившейся аварии или катастрофы, опасного природного явления.[3].

Чрезвычайные ситуации бывают техногенного, природного, биолого-социального и социального, экологического, военного характера.

Источником ЧС техногенного происхождения являются аварии на промышленных объектах. Закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» вводит понятие опасного производственного объекта. К опасным отнесены объекты, на которых осуществляется использование:

- 1) горючие вещества – жидкости, газы, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;
- 2) используется оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 МПа;
- 3) пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии);
- 4) воды при температуре нагрева более 115 °С[9].

Вероятность возникновения ЧС на таких объектах необходимо учитывать как при его проектировании, так и на всех стадиях последующей эксплуатации.

В процессе выполнения операций по добыче нефти и газа возможны следующие виды ЧС:

- стихийное бедствие.
- разгерметизации ПВО;

-ГНВП;

- розлив нефти и химических реагентов в море;

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды компании рекомендуются следующие мероприятия:

- контроль правильности монтажа и схемы включения вновь посторожённого оборудования и трубопроводов;

- надлежащий контроль за правильную эксплуатацию оборудования и трубопроводов;

- своевременное проведение технического освидетельствования (проведение диагностики) оборудования и трубопроводов с целью выявления износа в процессе эксплуатации;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

- сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями стекания, направленных вдоль оси трасс;

- закрытая система сбора и транспорта нефти.

повышению устойчивости и подготовке объекта к восстановлению после ЧС.

Организационные мероприятия обеспечения безопасности

Организация трудового процесса производится с учётом высокой интенсивности труда при соблюдении безопасности сохранения здоровья работающих.

К действующим законодательным документам, регулирующим трудовые отношения и условия труда работников относятся:

- Конституция Российской Федерации.
- Федеральный закон (ФЗ) «Об основах охраны труда в РФ».
- ФЗ «О санитарно – эпидемиологическом благополучии населения».
- ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».
- Основы законодательства РФ об охране здоровья граждан.
- Трудовой кодекс РФ.

Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ.

Непосредственное обучение сотрудников на рабочих площадках даст положительные результаты.

Нормы трудового законодательства работника.

Требования к температуре и влажности воздуха, освещенности офисного помещения, а иногда даже к мебели жестко регламентированы. Так, если среднесуточная температура за окном выше 10°C, в офисе должно быть по общему правилу 23-25°C, а если ниже этой границы – 22-24°C. Определено также, как сокращается рабочий день, если в помещении холоднее допустимого или наоборот, очень жарко. К примеру, если температура воздуха в офисе составляет 19°C, то находиться в нем можно не более семи часов, а если 18°C – не более шести часов и т. Д. [14]

Отдельные нормы существуют для тех, кто использует в работе компьютеры. Площадь рабочего места таких сотрудников не может быть

менее 4,5 кв. м (если установлен плоский монитор) или менее 6 кв. м (если рабочее место оборудовано монитором старого типа, с кинескопом).

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Работа в офисе разрешается после специальной подготовки здания и оборудования.

Все электрические провода должны быть изолированы. Так же необходимо установить световые приборы по ГОСТу, На лестницах должны быть установлены перила, лифт должен иметь лицензию и систематически проверяться.

Сам работник обязан соблюдать технику безопасности, не включать большое количество электронных приборов в одну сетевую линию, вытаскивать зарядные устройства при завершении зарядки. В случаи повреждения оборудования работник должен обратиться в сервис поддержки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования различных технологий интенсификаций притока показывают многообразие способностей взаимодействия с пластом и добываемым флюидом. Каждый из них имеет свои плюсы и минусы, разную стоимость и финальный результат. В зависимости от геологических условий методы дают разный результат и могут использоваться как совместно, так и отдельно. Отметим также, что, по оценкам специалистов, использование современных методов интенсификации в последствии приводит к существенному увеличению КИН.

Исходя из проведенного анализа использования приведенных методов при разработке месторождения Пильгун-Астохского можно сделать следующие выводы:

1. – Был сделан анализ разработки месторождения, изучено геологическое строение и особенности. Определены цели, задачи, требования к системе интенсификации.
 2. В соответствии с анализом методов повышения дебита в условиях шельфа были выделены и описаны:
 - забурирование боковых стволов (ЗБС);
 - гидроразрыв пласта (ГРП);
 - обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ).
 3. Усовершенствование способов добычи флюида позволяет: сократить расходы на ремонт оборудования, снизить себестоимость добычи нефти.
- При проведении расчета экономической эффективности применения данных методов были рассчитаны проекты основываясь на реальных данных.
- Проанализировав выявленные вредные и опасные факторы при разработке и эксплуатируемого решения, составляющие экологической безопасности и

безопасности в чрезвычайных ситуациях определены организационные мероприятия обеспечения безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering.
2. Техническая схема Сахалин энерджи 2018г
3. Забуривание боковых стволов [Электронный ресурс]:
https://neftegaz.ru/tech_library/view/4407-Zarezka-bokovyh-stvolov
4. Q-4 Report Frack and Pack “Сахалин энерджи” 2019г
6. Baker N., Creed M., Stratification and rollover in liquefied natural gas storage tanks, The Institution of Chemical Engineers, 74 (Part B) (1996), p.25-30.
8. Способ реагентной обработки скважины [Электронный ресурс]:
<http://www.findpatent.ru/patent/204/2042803.html>
9. Проблемы геологии и освоения недр [Электронный ресурс]:
<http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2013/C11/V1/413.pdf>
10. Основные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Электронный ресурс]: <http://referat-lib.ru/view/referat-geology/85/84214.htm>
11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 27.12.2018 N 542-ФЗ.
12. Официальный сайт компании "Сахалин Энерджи"
<http://www.sakhalinenergy.ru/ru/default.asp> (дата обращения 03.05.2019).
3. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Освещение. Общие требования безопасности.
14. ГН 2.2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.