

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Обоснование применения методов интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.013.364.3(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Пецкович Виктория Валерьевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б53Т	Пецкович Виктория Валерьевна

Тема работы:

Обоснование применения методов интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2019 № 3440/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по месторождению Западной Сибири, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Особенности продуктивных пластов на месторождениях Западной Сибири, выбор методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов на примере одного из месторождений Западной Сибири, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант

«Особенности продуктивных пластов на месторождениях Западной Сибири»	Цибульникова Маргарита Радиевна
«Выбор методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов на примере одного из месторождений Западной Сибири»	Цибульникова Маргарита Радиевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Киселева Елена Станиславовна
«Социальная ответственность»	Дашковский Анатолий Григорьевич

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Пецкович Виктория Валерьевна		

Обозначения, определения и сокращения

НГБ – нефтегазоносный бассейн;

НГК – нефтегазоносный комплекс;

ЮК – юрский комплекс;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ПЗС – призабойная зона скважин;

ГКО – глино-кислотная обработка;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ГС – горизонтальные скважины;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ЗБС – зарезка боковых стволов;

ОПЗ – обработка призабойной зоны.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 страниц, в том числе 6 рисунков, 14 таблиц. Список литературы включает 24 источников.

Ключевые слова: нефть, месторождение, пласт, скважина, коллектор, геолого-технические мероприятия (ГТМ), методы интенсификации притока, методы нефтеотдачи пластов (МУН).

Объектом исследования является одно из месторождений Западной Сибири, на котором проведен анализ результатов примененных методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов.

Цель работы – исследовать геолого-технологические особенности продуктивных пластов юрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, рассмотреть особенности выбора методов на примере одного из месторождений, провести анализ результатов примененных методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов.

В результате работы рассмотрены общие сведения о методах интенсификации и увеличения нефтеотдачи пластов, так же была дана их характеристика и возможность применения в условиях одного из месторождений Западной Сибири.

В экономической части работы дана была оценка экономической целесообразности применения предлагаемых мероприятий на примере одного из месторождений.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недр. Так же описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	10
1.1 Характеристика Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна	10
1.2 Классификация методов интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов ..	15
2. ВЫБОР МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	22
2.1 Геолого-технологические особенности пластов	22
2.2 Свойства и состав нефти, газа и воды	26
2.3 Характеристика продуктивного пласта ЮС ₂ ¹	32
2.4 Выбор методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пласта	35
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	43
3.1 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта	44
3.1.1 Выручка от реализации	45
3.1.2 Эксплуатационные затраты	46
3.1.3 Капитальные вложения	48
3.1.4 Прибыль от реализации	49
3.2 Расчет экономических показателей проекта	51
3.2.1 Поток денежной наличности	51
3.2.2 Индекс доходности	52
3.2.3 Период окупаемости вложенных средств	52
3.3 Экономическая оценка проекта	53
3.4 Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП	54
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	57
4.1 Анализ выявленных вредных факторов	57
4.2 Анализ выявленных опасных факторов	66
4.3 Экологическая безопасность	68
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	72
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
Список использованных источников	80

ВВЕДЕНИЕ

В связи с тем, что разработка высокопродуктивных объектов месторождений Западной Сибири характеризуется снижением добычи нефти и прогрессирующим ростом обводненности, все большее внимание в последние годы уделяется разработке низкопродуктивных и неоднородных по строению пластов.

Добыча нефти на месторождениях Западной Сибири ведется уже пять десятилетий. Отрыто более 465 месторождений углеводородного сырья, из которых более 255 находятся в разработке. Основной нефтегазодобывающий округ Западной Сибири ХМАО вносит значительный вклад в Российскую нефтедобычу, по округу добывается 53 % российской и 7 % мировой добычи нефти.

Снижение продуктивности пластов связано с ухудшением проницаемости их призабойной зоны. Поэтому необходимо проводить методы по интенсификации притока скважин, которые позволяют восстановить и улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне скважин.

В последние годы всё более ухудшается структура запасов нефти, доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами растёт. Из-за ухудшения структуры запасов и сворачивания работ по освоению эффективных методов увеличения нефтеотдачи происходит постоянное снижение проектного значения нефтеотдачи.

Таким образом, возможны два пути воспроизводства сырьевой базы: разведка, открытие, освоение новых месторождений и повышение степени извлечения запасов на разрабатываемых месторождениях.

Открытие и ввод в разработку новых месторождений связаны с очень большими затратами, особенно если учесть, что эти месторождения находятся в основном в трудно доступных районах. Поэтому одной из наиболее актуальных задач нефтяной отрасли является применение новых

современных технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых залежей, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Основной целью данной дипломной работы является анализ методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири. Исходя из этого, были поставлены такие задачи:

1. Исследовать геолого-технологические особенности продуктивных пластов юрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.
2. Рассмотреть особенности выбора методов на примере одного из месторождений.
3. Провести анализ результатов примененных методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов.

1. ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

1.1 Характеристика Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ) - крупнейший нефтегазоносный бассейн мира, расположенный в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев, площадью около 3, 5 млн. км.

Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового возраста. Большая часть нефтяных залежей находится на глубине 2000-3000 метров. Нефть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется низким содержанием серы (до 1, 1%), и парафина (менее 0, 5%), содержание бензиновых фракций высокое (40-60%), повышенное количество летучих веществ [1].

Российская сырьевая база жидких углеводородов отличается высокой концентрацией. Большая часть запасов нефти страны сосредоточена в 11 уникальных и 179 крупных многопластовых месторождениях, в совокупности заключающих 69,8% запасов и обеспечивающих две трети нефтедобычи страны. Значительное число таких объектов расположено на территории Ханты-Мансийского Автономного Округа, в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, что сближает его с крупнейшим в мире НГБ Персидского залива.

Качество нефти бассейна сравнительно высокое: 47% запасов бассейна представлено особо легкими и легкими сортами, еще 28% — средними по плотности нефтями. На мало - и среднесернистые нефти приходится около 70% запасов НГБ. Месторождения с запасами

высококачественной нефти разведаны на всей территории бассейна, но значительное их число сосредоточено на севере бассейна. Месторождения менее качественной нефти локализованы большей частью в центральной части НГБ, крупнейшими из них являются Нововасюганское, Нижнетабаганское, Мамонтовское. Осадочный чехол Западно-Сибирского бассейна представлен мезозойско-кайнозойскими терригенными и вулканогенно-осадочными породами мощностью до 13 км. Нефтегазоносность в той или иной степени проявлена в восьми продуктивных горизонтах, приуроченных к юрско-меловым отложениям, в соответствии, с чем в бассейне выделяется восемь разновозрастных нефтегазоносных комплексов. Благодаря этому формируются многопластовые месторождения, характерные для Западной Сибири, включающие несколько разновозрастных залежей. Наиболее типичными примерами многопластовых объектов являются уникальные по запасам нефти Самотлорское, Красноленинское, Приобское месторождения.

Основными ловушками нефти в бассейне выступают крупные положительные структуры. Не все нефтегазоносные комплексы широко распространены по территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗСНБ). Самые молодые апт-альбский и сеноманский НГК развиты на севере и северо-западе бассейна и характеризуются преимущественной газоносностью. Нефть в этой части бассейна имеет подчиненное значение и чаще располагается в нефтяных оторочках нефтегазовых месторождений, которые могут быть сложены либо флюидом низкой плотности, либо тяжелой, вязкой нефтью, скопления которой иногда могут быть значительными и формировать собственные месторождения; ярким примером таких объектов служит Русское месторождение в Ямало-Ненецком АО. В отложениях апт-альбского и сеноманского НГК заключена примерно пятая часть запасов нефти бассейна.

Формированию богатых месторождений нефти и газа в Западно-Сибирском бассейне способствовали следующие факторы:

1. Огромные размеры бассейна и большие мощности осадочных толщ, которые формировались в условиях устойчивого непрерывного прогибания земной поверхности на протяжении всего мезозоя и палеогена.
2. Морской и прибрежно-морской характер отложений, наличие региональных экранов и коллекторов, обусловленных эвстатическими колебаниями уровня Мирового океана.
3. Наличие благоприятных гидрогеологических и геохимических режимов, способствовавших накоплению и сохранению органического вещества высокого качества.
4. Повышенный тектонический и тепловой режимы недр на протяжении всего мезозоя.

Первая нефть была получена из низов юры в Колпашевской опорной скважине в 1954 г.

Самым сложным по строению и наиболее мощным (от 0,3 до 1,8 км) комплексом мегапровинции является юрский литолого-стратиграфический комплекс (ЮК): в его состав входит песчано-глинистая толща тюменской свиты нижней-средней юры (гор. Ю₂–Ю₁₀), песчано-алевролитовые отложения келловеексоффорда (гор. Ю₁) и глинистые отложения баженовской толщи (волжский ярус, гор. Ю₀).

Наиболее выдающимися литолого-стратиграфическими подкомплексами в разрезе ЮК являются:

- регионально распространенная тюменская песчано-глинистая свита (нижняя-средняя юра) континентального генезиса мощностью от 0–20 м (Шаимский и Парабельский межавалы, центральные участки Александровского свода в Томской обл.) до 800–1000 м и до 1400 м (юг и центр НПТР соответственно) [2];
- васюганская песчано-глинистая свита морского и прибрежно-континентального генезиса (келловей-оксфорд, аналоги: наунакская

угленосная свита на юго-востоке, сиговская свита в Пур-Тазовской НГО и ЕнисейХатангском мегапрогибе);

- маломощная (2–10 м) георгиевская (кимеридж, глины) и абалакская (келловейоксфорд, глины) свиты, а также БС (волжский ярус, 10–70 м) морского, в том числе и глубоководного, генезиса, сложенная терригенно-кремнистыми породами.

Юрский комплекс Западной Сибири в объеме баженовской свиты, георгиевской, абалакской и васюганской-сиговской свит верхней юры и тюменской свиты и ее аналогов нижней-средней юры – относительно наименее изученный, сложнопостроенный в структурном плане комплекс с чрезвычайно высокой внутренней литологической неоднородностью, сложенный чередованием пластов терригенных пород [3].

Продуктивный пласт представляет собой толщу неравномерно переслаивающихся песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослойками и линзами карбонатных пород и углей и имеет повсеместное распространение по площади месторождения.

Изучение литологии пласта, палеогеографической обстановки, существовавшей на момент формирования осадков, позволило выявить отложения, образовавшиеся в русловых, пойменных и озерно-болотных условиях.

Породы-коллекторы пласта представлены мелкозернистыми песчаниками и крупно-среднезернистыми алевролитами серыми и светло-серыми, с буроватым оттенком в случае нефтеносности. Характерными включениями являются растительный детрит, остатки растений, обугленной древесины, прослои углей и углистых сланцев, толщина которых достигает 1- 1.5м [3].

Текстура пород однородная, микрослоистая, реже волнистая, линзовидная. Минералогический состав пород полимиктовый с близким содержанием кварца и полевых шпатов, второстепенным - обломков пород и примесным - слюд.

Коллектора цементированы глинистым цементом с примесью карбонатного. В составе глинистой компоненты цемента (по результатам рентгенофазового анализа) преобладает каолинит – 50.3%, в меньшем количестве присутствуют хлорит – 30.5%, гидрослюда – 15.6%, смешанно-слоистые образования – 3.7%.

Низкие фильтрационно-емкостные свойства пласта обусловлены тем, что, во-первых, коллектора имеют высокий процент алевритовой фракции и довольно низкий коэффициент отсортированности, во-вторых значительное уплотнение коллекторов с интенсивной аутигенной цементацией. По фильтрационным свойствам разрез пласта представлен, в основном, коллекторами V (частость 73%), и IV класса (частость 20%). Одной из важных проблем при разработке нефтей, особенно крупных залежей Западной Сибири, является проблема низкой проницаемости продуктивных коллекторов.

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки, и характеризуются низкой текущей выработкой. Минерально-сырьевая база углеводородов в России истощается: годовая добыча не компенсируется приростом запасов, в структуре текущих запасов нарастает доля трудноизвлекаемых запасов. Практически все новые месторождения относятся к разряду мелких и мельчайших углеводородных скоплений. Снижается эффективность геологоразведочных работ, их объемы в физическом выражении сокращаются [4].

По прогнозам невырабатываемые запасы могут составлять более 40 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ), находящихся на балансе. На объектах с низкой выработкой отмечается высокая доля неуспешных геолого-технических мероприятий (ГТМ), проведенных в зонах с предполагаемой максимальной локализацией балансовых остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ). В связи с этим становятся актуальными вопросы определения зон остаточных запасов и причин недостижения проектных показателей по накопленной добыче нефти.

Путем решения данных проблем являются методы интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов.

1.2 Классификация методов интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов

Интенсификацией добычи нефти – называют, работы, проводимые в призабойной зоне пласта, для уменьшения скин. На продуктивность скважины влияют два параметра – забойное давление и скин. Чем ниже забойное давление, тем больше дебит скважины. Все явления, ухудшающие условия фильтрации жидкости из пласта, называются *скин-эффектом*. Любые преграды, мешающие течению флюида в пласте, называются СКИНом. Снижение скин-фактора ведет к улучшению естественных свойств пласта (увеличению проницаемости) [5].

Выбор метода интенсификации основывается на тщательном изучении термодинамических условий и состояния призабойной зоны скважины (ПЗС), состава пород и жидкостей, а также систематического изучения накопленного промыслового опыта на месторождении.

Все виды воздействий на призабойную зону пласта можно разделить на следующие группы: физико-химические, механические, тепловые, физические и комплексные.

К физико-химическим методам относятся: соляно-кислотная обработка (СКО), глино-кислотная обработка (ГТО), пенокислотная обработка, обработка с растворителями и кислотами [6].

К механическим методам относятся: кумулятивная перфорация, щадящая перфорация, гидравлический разрыв пласта (ГРП), имплозионный метод очистки забоя и пласта [6].

К тепловым методам воздействия относятся: электротепловая обработка, прогрев призабойной зоны пласта (ПЗП) паром, термоакустическое воздействие, термокислотная обработка.

К физическим методам воздействия на ПЗП относятся: виброволновое воздействие, акустическое воздействие, ультразвуковое воздействие, электроразрядное воздействие [6].

К комплексным методам относятся: виброволновое воздействие с освоением, водоизоляция и виброволновое воздействие, ультразвуковое воздействие с освоением, термогазохимическое воздействие [6].

Нефтеотдача – отношение количества извлечённой из пласта нефти к первоначальным её запасам в пласте. Различают *текущую* и *конечную* нефтеотдачу. Под текущей нефтеотдачей - понимают отношение количества извлечённой из пласта нефти на данный момент разработки пласта к первоначальным геологическим запасам. Конечная нефтеотдача - отношение количества накопленной добычи нефти в конце разработки залежи к первоначальным запасам [7].

В настоящее время насчитывается большое количество методов увеличения нефтеотдачи, которые чаще объединяют в следующие группы:

Тепловые методы: паротепловое воздействие на пласт, внутрипластовое горение, вытеснение нефти горячей водой, пароциклические обработки скважин.

Газовые методы: закачка воздуха в пласт, воздействие на пласт углеводородным газом, воздействие на пласт двуокисью углерода, воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

Физико-химические методы: вытеснение нефти, водными растворами ПАВ (включая пенные системы), вытеснение нефти растворами полимеров, вытеснение нефти щелочными растворами, вытеснение нефти кислотами, вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.), микробиологическое воздействие [8].

Гидродинамические методы: изменения направления фильтрационных потоков, вовлечение в разработку недренируемых запасов, барьерное заводнение на газонефтяных залежах, нестационарное (циклическое) заводнение, форсированный отбор жидкости.

Волновые методы: вибросейсмические, электромагнитные, акустические.

Микробиологические методы – с точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический, тепловой и химический (термохимические) и так далее.

Гидродинамические методы - применяются на месторождениях, разрабатываемых с применением холодного заводнения и относятся к методам регулирования, направленным на увеличение охвата пласта заводнением. Эти методы не относятся к современным методам повышения нефтеотдачи, так как при их применении не меняется механизм вытеснения нефти по сравнению, например, с естественным упруговодонапорным режимом. Поэтому применение гидродинамических методов позволяет повысить нефтеотдачу пласта не более чем на 5-8%.

К числу современных МУН во всём мире относят тепловые, физико-химические и газовые методы, которые способны кардинально повысить нефтеотдачу пласт.

Известны и другие методы повышения нефтеотдачи продуктивных пластов: первичные, вторичные и третичные. К первичным методам относят те процессы добычи нефти, которые основаны на естественной энергии пласта, то есть водонапорный, упругий, газовый процессы эксплуатации скважин и различные их комбинации [9].

Все процессы, основанные на закачке в продуктивный пласт (возврате) пластовой воды, включены во вторичные методы увеличения нефтеотдачи [9].

К третичным по этой классификации отнесены методы, основанные на модификации вторичных методов, а также использующие самостоятельные способы интенсификации процессов извлечения нефти [9].

Подробнее рассмотрим наиболее эффективные методы для улучшения качества добываемой продукции на примере одного из месторождений Западной Сибири.

Бурение горизонтальных скважин - одним из наиболее перспективных направлений повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти, сосредоточенных в тонких и низкопроницаемых коллекторах. Основной задачей горизонтальных скважин является увеличение поверхности контакта с коллектором и вследствие чего повышение коэффициента извлечения нефти, либо опережающий отбор вовлекаемых запасов. Разработка нефтяных залежей с помощью горизонтальных скважин (ГС) позволяет вести разработку объектов на пониженных депрессиях, т. е. уменьшить конусообразование и, следовательно, обводненность добываемой продукции, уменьшить плотность сетки скважин, увеличить КИН и темп отбора при сокращении фонда скважин, сократить срок разработки, улучшить экономику проекта. При разработке залежи системой ГС важную роль играет выбор оптимальной протяженности горизонтального участка ствола скважины. Наиболее интенсивный рост производительности ГС наблюдается в области малых длин скважин. Для поддержания производительности ГС в терригенных коллекторах необходимо периодически проводить мероприятия по интенсификации притока.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – при нём создаются трещины в горных породах, прилегающих к скважине, из-за давления на забое скважины в результате нагнетания в породы вязкой жидкости. Образующиеся трещины могут быть как вертикальными, так и горизонтальными с протяжённостью до нескольких десятков метров и шириной от нескольких миллиметров до сантиметров. Далее в образовавшиеся трещины закачивается смесь вязкой жидкости с твёрдыми частичками, чтобы трещины не смыкались под горным давлением ГРП проводится в низкопроницаемых пластах, где отдельные зоны и пропластки не вовлекаются в активную разработку, что снижает нефтеотдачу объекта в целом. При проведении ГРП создаваемые трещины,

пересекая слабодренируемые зоны и пропластки, обеспечивают их выработку, нефть фильтруется из пласта в трещину гидроразрыва и по трещине к скважине, тем самым увеличивая нефтеотдачу [10].

Глино-кислотная обработка (ГКО) - наиболее предпочтительной для условий пластов с трудноизвлекаемыми запасами является применение глино-кислотных обработок. В первую очередь это связано с содержанием в коллекторах алюмосиликатного глинистого материала, низкой проницаемости и необходимостью воздействовать кислотой именно на скелет породы. Поэтому в большинстве случаев в терригенных полимиктовых коллекторах месторождений Западной Сибири проводятся глино-кислотные обработки. Такие обработки песчаных формаций направлены на растворение минералов, загрязнений, снижающих проницаемость прискважинной зоны, а не на создание новых проницаемых каналов («червоточин»), как в случае с карбонатами. Терригенные породы Западной Сибири содержат мало карбонатов, поэтому применяют двухступенчатую кислотную обработку. Сначала обрабатывают ПЗС обычным раствором HCl (обычно 12-15 % состава), а затем закачивают глинокислоту. Соляная кислота растворяет карбонаты в ПЗС, что предотвращает при последующей закачке раствора HF образование в порах пласта осадков фтористого кальция и других фторидов, осложняющих процесс, и сохраняет довольно большое количество HF для растворения глин, аргиллитов, слюд и других породообразующих силикатных компонентов.

Гидродинамические методы - используются для интенсификации текущей добычи нефти, увеличения степени извлечения нефти, уменьшения объёмов прокачиваемой через пласты воды и снижения текущей обводненности добываемой жидкости. Интегрированные технологии являются отдельной группой, не относящейся к обычному заводнению водой, для поддержания пластового давления. Прирост добычи достигается из-за того, что вертикальные перетоки в слоисто-неоднородном пласте при

помощи малопроницаемых перемычек из низкопроницаемых слоёв в высокопроницаемые с использованием специального режима нестационарного воздействия [11].

- Циклическое воздействие и изменение направления потоков жидкости применяется, когда в пластах с неоднородными размерами пор, проницаемостью слоёв и неоднородной их нефтенасыщенностью, которая появилась благодаря этим видам неоднородности, отбору нефти и нагнетанию воды через дискретные точки, необходимо создать нестационарное давление. Благодаря изменению объёма нагнетания воды в скважины или отбора 25 жидкости из скважин в определённом порядке из-за их периодического повышения или снижения достигается то самое нестационарное давление [11].
- Метод форсированного отбора жидкости применяем на поздней стадии разработки, при достижении обводнённости значения в 75%, увеличивая нефтеотдачу увеличением градиента давления и скорости фильтрации. При использовании такого метода проводится разработка участков пласта, не охваченных заводнением [11].

Зарезка боковых стволов (ЗБС) - эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины. Применяются разные методы ЗБС из скважин бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и т.д. Причем эксплуатация боковых стволов

эффективна для всех типов залежей. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже её среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет. Для увеличения длины ствола в продуктивном нефтеносном пласте используется строительство скважин с несколькими горизонтальными участками. Дополнительный эффект можно получить от совмещения зарезки боковых стволов с другими технологиями (ГРП, пологие скважины и т.д.).

Выравнивание профиля приемистости - метод заключается в закачке в призабойную зону пласта нагнетательных скважин медленно сшивающихся составов (сшитых полимерных и/или термотропных гелеобразующих систем), которые проникают вглубь пласта на значительные расстояния и перераспределяют в пластах фильтрационные потоки. Применение технологий возможно, в том числе при наличии гидродинамической связи между пропластками. Растворы заполняют пропластки и тем самым создают гидроизоляцию в пласте, что помогает направить потоки воды к добывающей скважине и тем самым увеличить дополнительный приток нефти.

Объем закачиваемой жидкости определяется структурой и особенностью пород и составляет от 200 до 5000 м³.

2. ВЫБОР МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Геолого-технологические особенности пластов

Восточно-Сургутское месторождение разрабатывается с 1985 года. В настоящее время в эксплуатации находятся 4 объекта – $БС_{10}^0$, $БС_{21-22}$, $ЮС_1^1$ и $ЮС_2^1$. Основным объектом разработки на месторождении является пласт $БС_{10}^0$: 93% накопленной добычи нефти и 66% - текущей (рисунок 2.1-2.2).

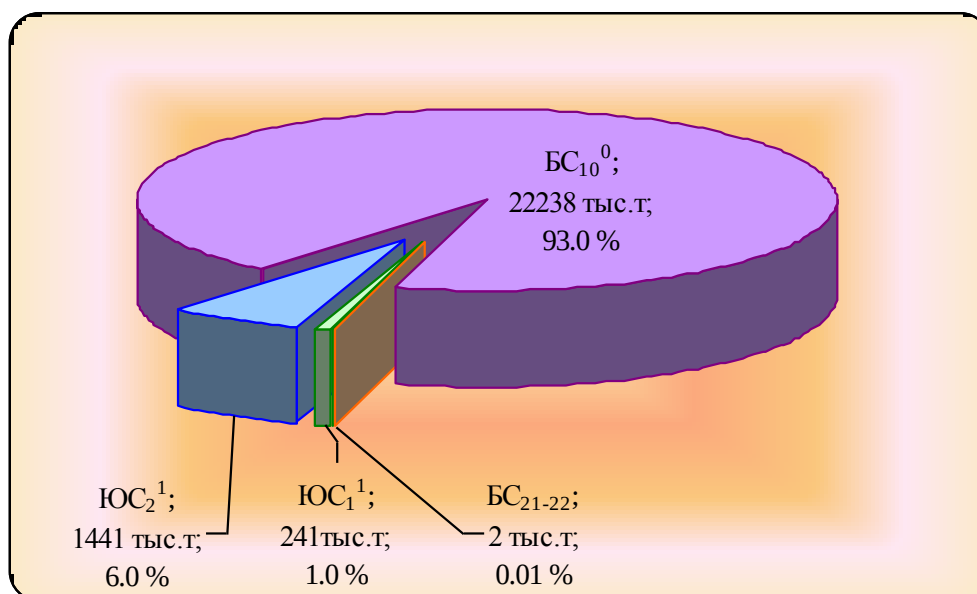


Рисунок 2.1 - Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки

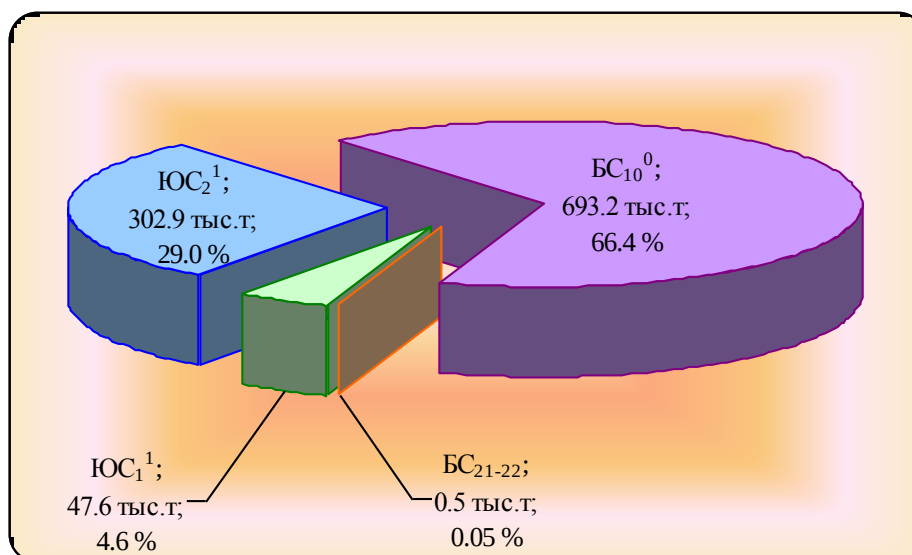


Рисунок 2.2 - Распределение текущей добычи нефти по объектам разработки

Объект BC₂₁₋₂₂ эксплуатируется одной разведочной скважиной в течение 4 лет, его воздействие на технологические показатели минимально. Объект YOC₁¹ вовлечен в разработку с 1985 года отдельными скважинами. На него приходится лишь 1% накопленной добычи месторождения, текущей добычи - около 5%. Вклад в накопленные показатели объекта YOC₂¹ составляет всего 6%, однако с каждым годом доля его участия растет, в 2007 году пласт обеспечил уже 29% общей добычи месторождения [12].

На 01.01.2015 года накопленная добыча нефти в целом по месторождению составила 23922 тыс.т, жидкости – 72164 тыс.т. Максимальный уровень отбора нефти был, достигнут в 1992 году (1519 тыс.т.). После прохождения «пика», вплоть до 2000 года, на месторождении наблюдалось падение уровня добычи нефти.

Начиная с 2001 года, наблюдается рост добычи, связанный со стабилизацией отборов по пласту BC₁₀⁰ и началом активного ввода в разработку объекта YOC₂¹. В 2014 году на месторождении было отобрано 1044 тыс.т нефти при средней обводненности продукции 82.9 %.

Всего на балансе Восточно-Сургутского месторождения числится 621 скважина, из которых 601 эксплуатационная (450 добывающих, 151 нагнетательная) и 20 водозаборных. Эксплуатационный фонд на 01.01.2015

составляет 426 единиц (286 добывающих, 140 нагнетательных), в действующем фонде числится 400 скважин (270 добывающих, 130 нагнетательных).

На текущий момент проектный фонд объекта $БС_{10}^0$ практически реализован, разбурирование объекта $БС_{21-22}$ не предполагалось, проектные решения по пласту $ЮС_1^1$ выполнены, фонд водозаборных скважин реализован. Единственным объектом, на котором проектные решения начали только реализовываться, является пласт $ЮС_2^1$.

Добыча жидкости на месторождении осуществляется только механизированным способом: установками ЭЦО, ЭЦН и ШГН оборудованы все действующие добывающие скважины.

На Восточно-Сургутском месторождении было утверждено 415265 тыс.т начальных геологических запасов нефти и 23633 млн. $м^3$ растворенного газа.

Суммарные извлекаемые запасы нефти Восточно-Сургутского месторождения составляют 94090 тыс.т, основная доля – 76142 тыс.т (80.9 %) приходится на категорию $ВС_1$.

На Восточно-Сургутском месторождении утверждено 415265 тыс.т начальных геологических запасов нефти и 23633 млн. $м^3$ растворенного газа, извлекаемых – 94090 тыс.т нефти и 5139 млн. $м^3$ газа. Текущие запасы на 01.01.2015 года составляют: нефти – геологические 391343 тыс.т, извлекаемые 70168 тыс.т; газа – геологические 22595 млн. $м^3$, извлекаемые 4101 млн. $м^3$. Текущее состояние запасов нефти приведено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Состояние запасов на 01.01.2018 года

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс.т										Текщие запасы нефти, тыс.т				
	Утвержденные ГКЗ Роснедра					На государственном балансе									
	геологические		извлекаемые		КИН C1/C2, д.ед.	геологические		извлекаемые		КИН C1/C2, д.ед.	геологические		извлекаемые		Текущий КИН, д.ед.
	A+B+C1	C2	A+B+C1	C2		A+B+C1	C2	A+B+C1	C2		A+B+C1	C2	A+B+C1	C2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
БС ₁₀ ⁰	73088	14678	29723	1342	0.407/0.091	71802	24578	25052	2879	0.349/0.117	50850	14678	7485	1342	0.304
БС ₂₁	191		28		0.147/-	205		21		0.100/-	191		28		0.000
БС ₂₂	990		149		0.151/-	475		48		0.100/-	988		147		0.002
ЮС ₁ ¹	11522	21515	3537	2367	0.307/0.110	12397	32120	1300	3237	0.105/0.101	11281	21515	3296	2367	0.021
ЮС ₂ ¹	211501	81780	42705	14239	0.202/0.174	254064	85636	26250	8564	0.103/0.100	210060	81780	41264	14239	0.007
Месторождение	297292	117973	76142	17948		338943	142334	52671	14680		273370	117973	52220	17948	0.080

2.2 Свойства и состав нефти, газа и воды

В пределах Восточно-Сургутского месторождения состав и свойства нефти пласта БС₁₀⁰ изучены на образцах 28 глубинных проб из 19 скважин и 53 поверхностных проб из 41 скважины. Состав и свойства нефти по пластам ачимовской толщи изучена только по образцам поверхностных проб – трех из двух скважин, по пласту ЮС₁¹ - 30 глубинных проб из 10 скважин и 29 поверхностных проб из 20 скважин, по пласту ЮС₂¹ - 9 глубинных проб из 6 скважин и 91 поверхностной пробе из 76 скважин [12].

Отбор глубинных проб из скважин проводился пробоотборниками типа ПДМ-3М и ВПП-300 при режимах, обеспечивающих приток нефти к точке отбора в однофазном (жидком) состоянии. Лабораторный анализ глубинных проб выполнялся на стандартной аппаратуре высокого давления типа УИПН, АСМ-300 и на PVT-системе RUSKA 2370.

Поверхностные пробы дегазированной нефти отбирались с разведочных и эксплуатационных скважин при проведении испытаний. Анализ проб проводился по действующим государственным стандартам и типовым методикам.

По объектам ачимовской толщи достоверная информация о свойствах и составе пластовых нефтей отсутствует (исследованы только поверхностные устьевые пробы нефти из двух скважин). В связи с этим, характеристика по пластам ачимовской толщи принята по аналогии с нефтями Быстринского месторождения.

По результатам экспериментальных исследований, в пластовых условиях нефти пласта БС₁₀⁰ и ачимовской толщи повышенной плотности (820 - 841 кг/м³), средней вязкости (2.7 - 2.8 мПа*с), с давлением насыщения нефти газом (8.0 - 8.3 МПа) значительно ниже пластового давления, с невысоким газовым фактором (33 - 42 м³/т).

Нефти юрских отложений значительно более легкие (770 - 790 кг/м³), маловязкие (1.0 - 1.5 мПа*с), средней степени газонасыщенности (60 - 70

м³/т), с давлением насыщения нефти газом значительно ниже пластового давления (10.0 - 11.5 МПа).

В компонентных составах жидкой и газовой фаз (таблица 2.2) концентрация нормальных углеводородов заметно выше концентрации их изомеров. При дифференциальном разгазировании нефтяные газы сухие и относительно жирные с содержанием целевых компонентов группы C₃+высшие от 180 г/м³ (пласт БС₁₀⁰) до 470 г/м³ (пласт ЮС₁¹).

Таблица 2.2 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Наименование компонентов	Пласт БС ₁₀ ⁰					Пласты БС ₂₁ , БС ₂₂					Пласт ЮС ₁ ¹					Пласт ЮС ₂ ¹				
	При однократном разгази- ровании		При ступенч разгази- ровании		Плас товая нефть	При однократном разгази- ровании		При ступенч разгази- ровании		Плас товая нефть	При однократном разгази- ровании		При ступенч разгази- ровании		Плас товая нефть	При однократном разгази- ровании		При ступенч разгази- ровании		Плас товая нефть
	газ	нефть	газ	нефть		газ	нефть	газ	нефть		газ	нефть	газ	нефть		газ	нефть	газ	нефть	
Сероводород	отсутствует					отсутствует					отсутствует					отсутствует				
Углекислый газ	0.25	0	0.28	0	0.08	0.61	0	0.65	0	0.18	2.24	0	2.58	0	0.89	1.00	0.00	1.12	0.00	0.39
Азот + редкие	1.49	0	1.65	0	0.46	1.25	0	1.40	0	0.66	1.37	0	1.57	0	0.56	1.04	0.00	1.17	0.00	0.40
Метан	78.70	0.32	87.08	0.23	25.24	76.95	0.31	86.30	0.23	22.23	57.08	0.25	65.68	0.07	22.89	67.73	0.28	77.10	0.12	26.26
Этан	3.50	0.10	3.33	0.31	1.17	4.43	0.13	4.19	0.39	1.30	10.33	0.32	11.26	0.57	4.27	6.90	0.20	7.22	0.52	2.80
Пропан	6.99	0.82	4.43	2.11	2.77	7.35	0.87	4.39	2.15	2.67	16.05	1.89	13.09	4.55	7.52	11.57	1.36	8.64	3.60	5.33
Изобутан	1.63	0.54	0.72	0.96	0.89	1.79	0.60	0.72	1.02	0.94	2.05	0.69	1.17	1.26	1.23	2.09	0.70	1.08	1.32	1.24
Н. бутан	3.79	1.84	1.48	2.86	2.46	4.12	2.00	1.46	3.00	2.61	6.10	2.96	3.06	4.85	4.22	5.00	2.43	2.26	4.04	3.43
Изопентан	0.83	1.07	0.26	1.29	0.99	0.83	1.07	0.23	1.26	0.99	1.18	1.53	0.45	1.90	1.39	1.30	1.68	0.44	2.09	1.53
Н. пентан	1.17	2.01	0.35	2.31	1.74	1.17	2.01	0.30	2.27	1.77	1.57	2.71	0.57	3.18	2.25	1.57	2.70	0.51	3.17	2.26
Остаток C ₆ +	1.65	93.30	0.42	89.93	64.20	1.49	93.01	0.36	89.68	66.65	2.03	89.65	0.57	83.62	54.78	1.80	90.65	0.46	85.14	56.36
М масса, г/моль	23.36	240.2	19.58	232.6	171.7	23.75	259.0	19.60	256.0	189.0	29.25	196.1	24.97	185.3	129.4	26.58	216.8	22.20	205.7	143.2
Плотность, кг/м ³	0.971	882	0.814	878	820	0.987	885	0.814	882	841	1.216	850	1.038	842	770	1.105	870	0.923	861	790

Дегазированные нефти (таблица 2.3) по технологической классификации характеризуются как сравнительно легкие ($875 - 890 \text{ кг/м}^3$), средней вязкости ($25.6 - 43.2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), малосмолистые ($7.9 - 11.9 \%$), парафинистые ($2.6 - 3.1 \%$), сернистые ($1.4 - 1.8 \%$), с выходом фракций до 300°C около 40% объемных.

По результатам микрокомпонентного анализа нефтей соседних месторождений Сургутского района можно предполагать, что концентрация микрокомпонентов (ванадий, никель, железо) не достигает промышленных значений.

Химический состав и свойства пластовых вод исследованы на образцах 107 устьевых пробах (74 скважин). В том числе по пласту $\text{BC}_{10}^0 - 72$ проб из 56 скважин, по пластам ачимовской толщи – 4 пробы из 4 скважин, по пласту $\text{ЮС}_1^1 - 16$ проб из 8 скважин и по пласту $\text{ЮС}_2^1 - 15$ проб из 11 скважин.

При этом качественные пробы непосредственно по пласту ЮС_2^1 отсутствуют (в пробах присутствуют технические растворы). В связи с этим обстоятельством свойства пластовой воды пласта ЮС_2^1 приняты по аналогии с пластом ЮС_1^1 .

Диапазон изменения и средние значения основных свойств и химического состава пластовых вод по всем имеющимся данным представлены в таблице 2.4. Тип вод преимущественно, гидрокарбонатно-натриевый. Кроме того в пределах залежи пласта BC_{10}^0 отмечены участки и выраженного хлоридно-кальциевого типа. Общая минерализация пластовых вод незначительна и составляет в среднем $12 - 18 \text{ г/л}$.

Таким образом, состав и свойства пластовых флюидов продуктивных пластов Восточно-Сургутского месторождения можно охарактеризовать, как стандартные для данного региона.

Таблица 2.3 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметров	Пласт БС ₁₀ ⁰		Пласты БС ₂₁ , БС ₂₂ .		Пласт ЮС ₁ ¹		Пласт ЮС ₂ ¹	
	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее
Плотность при 20 °С, кг/м ³	879 - 917	890	871 - 887	879	842 - 907	875	849 - 910	882
Вязкость, мПа*с								
при 20 °С	25.7 - 172.1	43.24	23.1 - 37.1	28.5	6.34 - 122.04	25.59	9.48 - 171.84	32.76
при 50 °С	9.30 - 17.36	12.08	8.2 - 11.2	9.35	2.66 - 24.46	7.75	4.58 - 37.70	10.53
Молярная масса, г/ моль	183 - 336	268	252 - 268	260	179 - 314	240	192 - 339	260
Температура застывания, 0С	(-21) - (+24)	(-4)	-11	-11	(-32) - (+5)	-11	(-30) - (+23)	-8
Массовое содержание, %:								
серы	1.35 - 2.35	1.7	1.78 - 2.10	1.8	0.76 - 3.10	1.5	0.77 - 2.32	1.4
смола силикагелевых	2.46 - 21.90	11.85	7.22 - 9.12	8.22	4.38 - 12.70	8.21	2.51 - 13.30	7.96
асфальтенов	0.64 - 10.81	2.62	2.27 - 2.38	2.32	0.25 - 5.83	1.8	1.08 - 8.38	2.66
парафинов	1.74 - 5.80	2.87	3.05 - 3.12	3.11	1.47 - 5.14	2.55	0.94 - 11.70	2.77
Температура плавления парафина, °С	50 - 74	55	50 - 54	52	50 - 61	54	37 - 68	53
Температура начала кипения, °С	42 - 158	88	93 - 96	95	47 - 110	85	48 - 147	92
Фракционный состав, %								
до 100 °С	0 - 8	1.7	.	.	0 - 4.5	1.5	0 - 5	0.4
до 150 °С	0 - 20	7.5	7.2 - 7.8	7.5	1.5 - 15.0	9.4	0 - 14.5	7.7
до 200 °С	4.6 - 30.5	14.5	14 - 18	16.5	4.5 - 24.0	18	6.5 - 26.0	16.5
до 250 °С	12.4 - 40	22.6	25 - 27	26.3	13 - 34	26.8	16 - 37	25
до 300 °С	28.9 - 50	33.7	39 - 45	42.0	26 - 47	38.4	29 - 49	37.6
Технологический шифр (по ГОСТ 912-66)	II T ₂ Π ₂		II T ₂ Π ₂		II T ₂ Π ₂		II T ₂ Π ₂	

Таблица 2.4 - Свойства и состав пластовых вод

Наименование параметра	Пласт БС ₁₀ ⁰		Пласты БС ₂₁ , БС ₂₂		Пласты ЮС ₁ ¹ , ЮС ₂ ¹	
	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее
Газосодержание, м ³ /м ³	0.3 - 2.3	0.8	0.4 - 2.4	0.8	0.4 - 2.5	1.0
Плотность воды, кг/м ³						
- в стандартных условиях	1008 - 1027	1013	1006 - 1010	1009	1011 - 1019	1014
- в условиях пласта	998 - 1012	1000	993 - 997	995	987 - 992	989
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	0.43 - 0.49	0.45	0.40 - 0.45	0.42	0.34 - 0.35	0.34
Коэфф-т сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	4.5 - 4.8	4.7	4.6 - 4.7	4.7	4.6 - 4.9	4.8
Объемный коэффициент, доли ед.	1.01 - 1.02	1.014	1.01 - 1.02	1.015	1.02 - 1.03	1.026
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л):						
Na ⁺ + K ⁺	4352 - 7077 189.2 - 307.7	6565 284.6	3728 - 5403 149.1 - 216.1	4546 181.8	5818 - 9396 75.8 - 373.5	7567 276
Ca ⁺²	80.2 - 280.6 4.0 - 14.0	193.5 9.6	56 - 142 2.8 - 7.1	98 4.9	16.0 - 529.1 3.1 - 26.4	206.3 11.6
Mg ⁺²	18.2 - 54.7 1.5 - 4.5	45.5 3.7	4 - 27 0.3 - 2.3	20 1.7	4.9 - 218.9 0.9 - 17.5	92.2 8.8
Cl ⁻¹	6558 - 11344 185.0 - 320.0	10261 289.7	516 - 7800 145.5 - 219.7	6286 177.1	7518 - 14274 213.1 - 402.7	10459 299.8
HCO ₃ ⁻¹	305.0 - 1159.0 5.0 - 17.6	517.9 8.4	598 - 2184 9.8 - 35.8	1425 23.4	73.2 - 4050.4 1.2 - 66.4	1903.2 28.7
CO ₃ ⁻²	отсутств.	отсутств.	отсутств.	отсутств.	61.2 - 157.2 1.9 - 5.1	109.2 3.5
SO ₄ ⁻²	0.01 - 0.25 0.00 - 0.01	12.45 0.01	0 - 62 0 - 1.3	34 0.7	0.4 - 48.1 0.01 - 1.00	18.3 0.39
NH ₄ ⁺	13.5 - 30.0	23.5	18 - 21	20	35 - 57	46
Br ⁻	40 - 50	45	32 - 37	35	29 - 30	29
J ⁻	12.7 - 21.4	16	8 - 10	9	6 - 18	12
B ⁺³	16.5 - 26.5	21	11 - 18	15	9	9
SiO ₂	не опр.	не опр.	23 - 26	24	18 - 20	19
Fe (общ)	0.0 - 22.3	22.3	1.0 - 1.3	1.2	1.0 - 167.7	55.3
Общая минерализация, г/л	11.64 - 19.05	17.67	9.69 - 15.57	12.51	16.36 - 24.32	20.32
Водородный показатель, pH	7.2 - 8.2	7.7	6.5 - 7.6	7.2	5.8 - 10.0	7.6
Жесткость общая, (мг-экв/л)	6.0 - 18.0	13.4	3.1 - 9.4	6.6	4.0 - 41.4	20.6
Химический тип воды	ХК - ГКН		ГКН			

Гидрогеологические условия

Восточно-Сургутское месторождение приурочено к центральной части Западно-Сибирского внутренней зоны Западно-Сибирского мегабассейна. В вертикальном разрезе бассейна выделяется 5 гидрогеологических комплексов: олигоцен-четвертичный (первый), турон-

нижнеолигоценовый (второй), апт-альб-сеноманский (третий), неокомский (четвертый) и юрский (пятый).

Пятый гидрогеологический комплекс - включает трещиноватые породы фундамента, коры выветривания и залегающими на них отложениями тюменской и васюганской свит и представлен аргиллитами с прослойками песчаников и алевролитов. Песчаники характеризуются низкими коллекторскими свойствами, что обуславливает слабые притоки пластовой воды.

Толщина комплекса в целом по Сургутскому району изменяется от 200 до 500 м. На месторождении этот водоносный комплекс полностью не вскрыт. К отложениям данного комплекса приурочены продуктивные пласты $ЮС_2^1$ и $ЮС_1^1$ Восточно-Сургутского месторождения. Тип вод гидрокарбонатно-натриевый (по В.А.Сулину), величина минерализации 16.4 - 24.3 г/л. Перекрывается нижний комплекс толщей битуминозных аргиллитов баженовской свиты [12].

2.3 Характеристика продуктивного пласта $ЮС_2^1$

Залежь нефти в пласте $ЮС_2^1$ распространена по всей площади Восточно-Сургутского месторождения. Залежь по типу является литолого-стратиграфической. Размеры залежи в пределах Восточно-Сургутского лицензионного участка составляют 40 x 39.5 км, высота залежи около 284 м. Абсолютная отметка нефтенасыщенных коллекторов изменяется от 2679.6 м до 2965.1 м [13].

Общая толщина пласта варьирует от 9.2 м до 26.7 м, составляя в среднем 17.1 м. Средний коэффициент песчанистости равен 0.28, расчлененность – 4.6. Пласт испытан в 68 поисково-разведочной и 2 эксплуатационных скважинах, при этом приток безводной нефти получен в 60 скважинах. Дебиты нефти колеблются от 0.1 до 19.3 м³/сут.

Коллекторы пласта ЮС₂¹ распространяются не по всей площади месторождения. Границы распространения залежи пласта ЮС₂¹ контролируются с юга, севера и запада границей лицензионного участка (ЛУ), а с востока – зоной неколлектора. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4.9 м, изменяясь в диапазоне от 0.6 до 16.4 м.

Объект ЮС₂¹ находится в опытно-промышленной (ОПР) эксплуатации с 1987 года. На объекте организовано два участка ОПР - в районе скважин 155Р (ОПР1) и 180Р (ОПР2). Их разработка началась с 1987г и 2003г соответственно. На остальной части пласта эксплуатируются одиночные скважины.

Динамика основных показателей разработки объекта приведена на рисунке 2.3. За 2014 год добыто 303 тыс.т (темп отбора от НИЗ – 0.7%) нефти и 489 тыс.т. жидкости, при средней обводненности продукции 38.1 %. Дебит нефти составил 9.1 т/сут, жидкости – 14.7 т/сут.

За весь срок эксплуатации отобрано 1441 (3.6% от НИЗ) тыс.т. нефти и 1952 тыс.т. жидкости, накопленный водонефтяной фактор составил 0.35. Начиная с 2001 года, на объекте наблюдается рост добычи нефти, максимальный уровень, достигнут в 2014 году.

Закачка воды в пласт для поддержания пластового давления началась в 1988 году. В 2014 году в пласт закачано 390 тыс. м³ воды, накопленная закачка составляет 1245 тыс.м³. Текущая компенсация за 2014 год равна 66 %, накопленная – 51 %. Средняя приемистость нагнетательных скважин – 46.8 м³/сут.

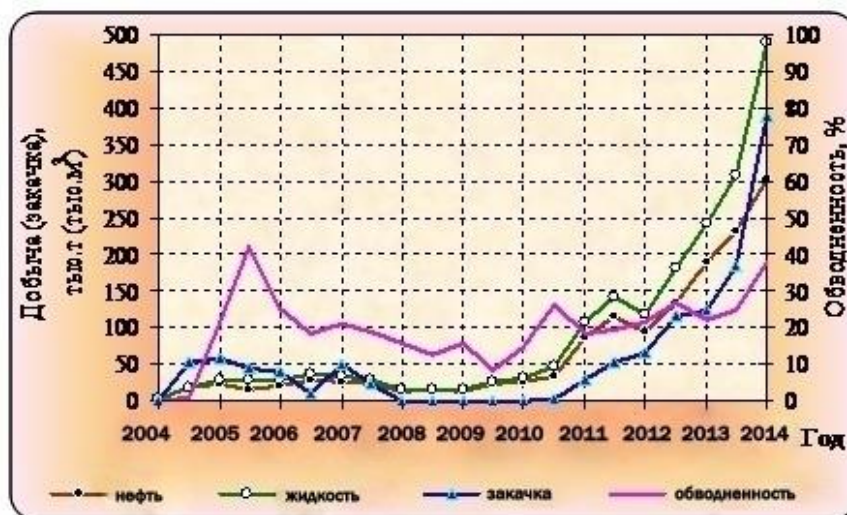


Рисунок 2.3 - Динамика текущих технологических показателей разработки.

Объект ЮС₂¹

В районе скв. 155Р реализована запроектированная девятиточечная система разработки. Вклад залежи по накопленной добыче нефти составляет более 50%.

Основной вклад (57.5%) по текущей добыче нефти приходится на скважины в районе залежи 180Р. На залежи реализована очагово-площадная система заводнения.

На объекте ЮС₂¹, кроме вышеперечисленных участков, начиная с 1987г. эксплуатировались одиночные скважины. Вклад одиночных скважин объекта составляет по 20% в текущих и в накопленных показателях.

На 01.01.2015 г в действующем фонде числится 95 добывающих и 28 нагнетательных скважин. Коэффициент эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин на конец года составил 0.96 и 1.0 соответственно. Коэффициент использования добывающих скважин за декабрь составил – 0.92, нагнетательных – 0.93.

Распределения действующих скважин по основным технологическим показателям приведено на рисунке 2.5. Низкодебитные (до 20 т/сут) скважины составляют более 70% действующего фонда, с дебитом жидкости больше 40 т/сут работают всего 3 скважины. Обводненность ниже 80%

присутствует только лишь в 5% скважин. Основная часть фонда скважин (81%) обводнена до 50%.

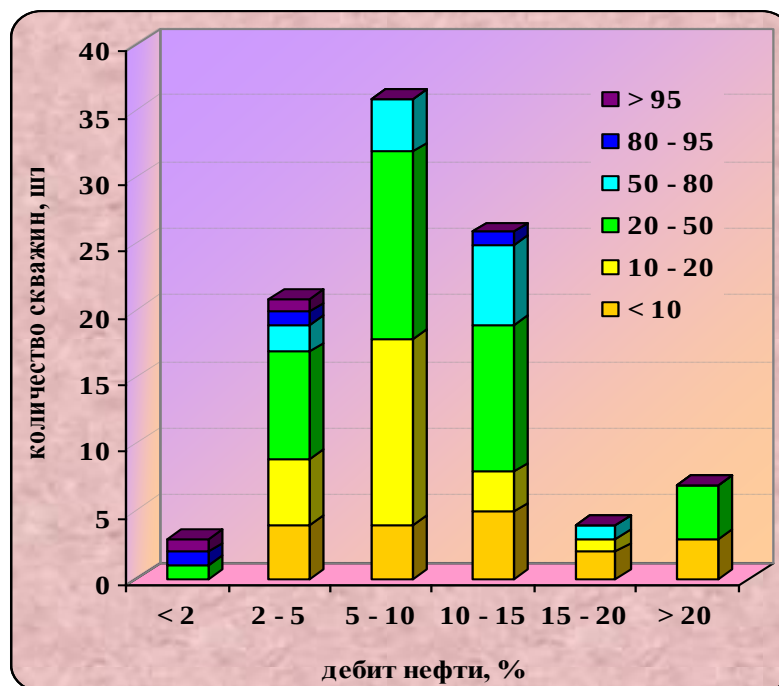


Рисунок 2.5 - Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности. Объект ЮС₂¹

Более 60% действующего фонда скважин являются низкодебитными (дебит нефти до 10 т/сут), основная часть которых работает с обводненностью до 50%.

Более 50% добывающих и 96% нагнетательных скважин имеют накопленную добычу нефти менее 10 тыс.т. С накопленной добычей более 20 тыс.т числится 3 добывающие скважины.

2.4 Выбор методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пласта

На Восточно-Сургутском месторождении было выполнено 150 геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающих скважинах, из них

96 мероприятий по пласту ЮС₂¹. На нагнетательных скважинах было выполнено 353 мероприятия [13].

Технологическая эффективность зарезки боковых горизонтальных стволов и горизонтальных скважин рассмотрена отдельно, анализ проведен с начала эксплуатации.

Следует отметить, что многие скважины были подвергнуты нескольким видам ГТМ в течение короткого промежутка времени, поэтому дополнительная добыча и продолжительность эффекта характеризует результативность комплекса геолого-технических мероприятий.

Ниже рассмотрена оценка технологического эффекта отдельно по пластам и группам мероприятий.

Добывающие скважины

Бурение горизонтальных скважин

Бурение горизонтальных скважин на месторождении осуществлялось с 1992 года на объект ЮС₂¹. Всего на объекте было пробурено 14 горизонтальных скважин, 12 из которых по состоянию на 01.01.2015 г. числятся в добывающем фонде, 2 – в нагнетательном. Накопленная добыча нефти по горизонтальным скважинам составляет 154 тыс.т жидкости – 203 тыс.т (10.7% и 10.4% соответственно от накопленной добычи в целом по пласту).

Средний дебит нефти за 2014 год составляет 10.7 т/сут, жидкости – 14.8 т/сут, обводненность – 27.6%. Средняя накопленная добыча нефти на одну горизонтальную добывающую скважину составляет 12.8 тыс.т, что говорит о высокой эффективности данного метода повышения нефтеотдачи.

Гидроразрыв пласта

За период 2013-2014 гг. на скважинах Восточно-Сургутского месторождения выполнено 73 операции по гидроразрыву пласта, из них 68 – на объекте ЮС₂¹.

По результатам анализа величина суммарного технологического эффекта составила 154.7 тыс.т или 2.2 тыс.т в пересчете на одну скважино-операцию. Однако, несмотря на то, что проведение ГРП в скважинах горизонта ЮС₂¹ в целом является экономически эффективным, с помощью только него нельзя решить проблему перевода разработки залежей в высокорентабельную. Отвечающий требованиям рентабельной эксплуатации начальный дебит нефти более 15 т/сут был получен только в 47% скважин с ГРП.

Недостаточная эффективность ГРП усугубляется отсутствием или недостаточным объемом закачки воды в пласт для поддержания пластовой энергии, несовершенством технологии его проведения и непредсказуемостью развития трещин разрыва не только в горизонтальном, но и в вертикальном направлениях. На ряде скважин из-за пересечения трещиной разрыва непроницаемого экрана и вскрытия нижележащего водоносного пласта ЮС₂² наблюдалось высокая обводненность продукции.

Воздействие на призабойную зону пласта

За анализируемый период на добывающих скважинах Восточно-Сургутского месторождения выполнено 17 операций по воздействию на призабойную зону пласта, из них 12 – на объект ЮС₂¹.

Средняя удельная эффективность обработки призабойной зоны (ОПЗ) химическими реагентами составила 0.68 тыс.т/скв.-опер., при этом максимальная средняя эффективность 1.58 тыс.т/скв.-опер. отмечается при кислотном воздействии, минимальная 0.07 тыс.т/скв.-опер. при ОПЗ глино-

кислотными составами. Объем закачки химических реагентов варьировал от 6 м³ до 30 м³ и в среднем составил 16 м³/скв. Суммарная величина технологического эффекта составила 8.15 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – не менее 7 мес.

Ремонтно-изоляционные работы

В период 2013-2014 гг. на месторождении выполнено 10 операций по ремонтно-изоляционным работам, из них 3 операции на объекте ЮС₂¹.

По результатам расчетов удельная дополнительная добыча нефти за счет ремонтно-изоляционных работ составит 0.27 тыс.т/скв.-опер., суммарная дополнительная добыча – 0.8 тыс.т., средняя продолжительность эффекта – не менее 5 месяцев.

Перфорационные работы

За анализируемый период на Восточно-Сургутском месторождении проведено 8 операций по перфорационным работам (3 – на объекте ЮС₂¹). Одновременно с перфорационными работами во всех случаях проводились ОПЗ.

В результате расчетов удельная дополнительная добыча нефти за счет перфорационных работ составила 1.23 тыс.т/скв.-опер., суммарная дополнительная добыча – 3.7 тыс.т., средняя продолжительность эффекта – не менее 11 месяцев.

Гидродинамические методы

Из числа гидродинамических методов на месторождении в анализируемый период применялось повышение давления закачки.

За 2013-2014 гг. на Восточно-Сургутском месторождении проведено 39 операций по гидродинамическим методам (5 – на объекте ЮС₂¹), суммарная технологическая эффективность составила 3.4 тыс.т.

Нагнетательные скважины

Зарезка боковых стволов

По состоянию на 01.01.2015 г. на Восточно-Сургутском месторождении пробурено 133 боковых ствола (БС).

На объект ЮС₂¹ – пробурено 45 боковых стволов. Кроме того на 4 скважинах объекта ЮС₂¹ пробурено по два боковых ствола.

Накопленная добыча нефти по боковым стволам составляет 590.3 тыс.т, жидкости – 712.6 тыс.т, или 41.0% и 36.5% соответственно от общей добычи по объекту.

Средний дебит нефти за 2014 год составляет 10.3 т/сут, жидкости – 13.8 т/сут, обводненность – 25.0%. Средняя накопленная добыча нефти на один ствол составляет уже 14.4 тыс.т, что говорит о высокой эффективности данного метода повышения нефтеотдачи.

Текущая обводненность продукции объекта ЮС₂¹ не позволяет воспользоваться методом характеристик вытеснения, поэтому для оценки прогнозной дополнительной добычи нефти используем метод экстраполирования осредненного дебита нефти.

Выравнивание профиля приемистости

В период 2013-2014 гг. на Восточно-Сургутском месторождении было проведено 235 операции по выравниванию профиля приемистости и фронта вытеснения в нагнетательных скважинах, 13 операций – на скважинах объекта ЮС₂¹.

Средняя технологическая эффективность в пересчете на одну скважино-операцию составила около 0.51 тыс.т, величина суммарного эффекта оценивается в 121.0 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – 219 сут.

Воздействие на призабойную зону пласта

В анализируемый период времени на месторождении выполнено 77 скважино-операций по воздействию на призабойную зону пласта нагнетательных скважин (ЮС₂¹ – 49 операций). Средняя технологическая эффективность составила 0.47 тыс.т/скв.-опер., суммарная дополнительная добыча – 36.1 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – 149 сут.

Анализ методов в условиях разработки рассматриваемого месторождения

Таблица 2.5

Наименование метода	Суммарная накопленная добыча нефти, тыс.т	Накопленная добыча на одну скважину, тыс.т.
Бурение горизонтальных скважин	154	12,8
Гидроразрыв пласта	154,7	2,2
Воздействие на призабойную зону пласта	1,58	0,07
Ремонтно-изоляционные работы	0,8	0,27
Перфорационные работы	3,7	1,23
Гидродинамические методы	3,4	-
Зарезка боковых стволов нагнетательных скважин	590,3	14,4
Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	121	0,51

Продолжение таблицы 2.5

Воздействие на призабойную зону пласта нагнетательных скважин	36,1	0,47
---	------	------

Таким образом, в целом на Восточно-Сургутском месторождении в период 2013-2014 гг. проведено 150 ГТМ на добывающих скважинах и 353 ГТМ на нагнетательных скважинах. Суммарная технологическая эффективность равна 1065,58 тыс.т, что составляет 68.1% от накопленной добычи нефти по месторождению за анализируемый период. Основной объем дополнительной добычи нефти приходится на зарезки боковых стволов (590,3 тыс.т или 46.8% от накопленной добычи).

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Пецкович Виктория Валерьевна

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Стоимость проведения ГРП</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Проведены расчеты эффективности проведения ГРП на месторождении.</i>
2. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет срока окупаемости, оценка рентабельности инвестиций..</i>
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Выявлено, что эффективность проведения ГРП зависит от прироста дебита в результате проведения операций и от курса цен на нефть.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСТН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Пецкович Виктория Валерьевна		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий на примере Восточно-Сургутского месторождения, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассчитать выручку от реализации;
- произвести подсчет капитальных вложений;
- рассчитать прибыль от реализации;
- рассчитать экономические показатели проекта: поток денежной наличности, индекс доходности, период окупаемости;
- произвести экономическую оценку проекта;
- сравнить технико-экономические показатели базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления. При реализации этого проекта мы предполагаем, получить дополнительную добычу нефти в объеме 92 828 тыс.т. за три года эксплуатации.

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения, расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если $PI > 1$, проект эффективен, если $PI < 1$ – проект не рентабелен.

Показатель - период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

3.1 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в таблице 3.1 и таблице 3.2

Таблица 3.1 - Экономические условия расчета

Показатели	Единицы измерения	Значение
Кол-во проведенных ГРП	шт.	10
Дополнительная добыча нефти	тыс.т.	92,8
Стоимость одного ГРП	тыс. руб.	3244,056
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб/т.	6000
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Таблица 3.2 - Данные для расчета экономической эффективности

Сква- жина	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, т	Добыча нефти после ГРП за 3 года, т	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, т
	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	2013 г.		2014 г.		2015 г.				
			Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут			
155Р	4,7	12,0	10,6	24	10,0	23	9,0	21	5146,5	11552,3	6405,8
180Р	3,0	7,4	12,6	27	11,8	26	10,7	23	3285,0	8869,5	5584,5
2009	4,9	12,5	14,8	34	13,9	32	12,5	29	5365,5	13030,5	7665,0
4461 R	7,1	9,0	15,4	17	14,5	16	13,0	15	7774,5	17574,8	9800,3
653	3,2	7,5	7,9	17	7,4	16	6,7	14	3504,0	12811,5	9307,5
390	12,0	31,4	21,7	50	20,4	47	18,4	43	13140,0	29017,5	15877,5
4	5,0	13,6	18,4	44	17,3	41	15,6	37	5475,0	11935,5	6460,5
656	23,5	52,0	38,8	76	36,5	71	32,8	64	25732,5	40296,0	14563,5
489	4,3	14,8	9,2	28	8,6	26	7,8	24	4708,5	10676,3	5967,8
3018	18,4	37,7	34,6	63	32,5	59	29,3	53	20148,0	31317,0	11169,0
Итого по скважинам:									94280	187081	92828

Расчет затрат на процесс проведения ГРП на одну скважину сделан на основании сметы затрат и нормативов.

3.1.1 Выручка от реализации

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 6000 руб/т. Выручка от реализации продукции (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период:

$$B_t = (C_n \cdot Q_n), \quad (1)$$

Где:

C_n – цена реализации в t-ом году, руб./т;

Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

$$B_1 = 35\,734 \cdot 6\,000 = 214\,404\,000 \text{ руб., за 2013 год}$$

$$B_2 = 31\,704 \cdot 6\,000 = 190\,224\,000 \text{ руб., за 2014 год}$$

$$B_3 = 25\,391 \cdot 6\,000 = 152\,346\,000 \text{ руб., за 2015 год}$$

Вывод: Прирост выручки за 3 года составил 556 974 000 рублей.

3.1.2 Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей.

Таблица 3.3 - Нормативы эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Единицы измерения	Значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб./т.	5,05
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды)	Тыс.руб./т.	76,9
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	10,3
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	71,5
Обслуживание скважин	Тыс.руб./скв	306,8
Балансовая стоимость ОПФ	Млн.руб.	8,4
Остаточная стоимость ОПФ	Млн.руб.	2,5
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс.руб./т	360,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./т	108,7
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./скв.	544,8

Продолжение таблицы 3.3

Прочие производственные расходы	Тыс.руб./скв.	15,1
---------------------------------	---------------	------

Расчёт эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$$З_{об} = 306\,790 \cdot 10 = 3\,067\,900 \text{ руб. за 1 год.}$$

$$З_{об} = 3\,067\,900 \cdot 3 = 9\,203\,700 \text{ руб. за 3 расчётных года.}$$

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчётного периода:

$$З_{эл/эн} = 72\,336,1 \cdot 5,05 = 365\,297,3 \text{ руб., за 2013г.}$$

$$З_{эл/эн} = 64\,178,2 \cdot 5,05 = 324\,099,9 \text{ руб., за 2014г.}$$

$$З_{эл/эн} = 51\,398,7 \cdot 5,05 = 259\,563,4 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого энергетические затраты за 3 года – 948 960,6 руб.

Затраты по искусственному воздействию на пласт (закачка воды) на каждый год расчётного периода:

$$З_{зак} = 72\,336,1 \cdot 76,9 = 5\,562\,646,1 \text{ руб., за 2013г.}$$

$$З_{зак} = 64\,178,2 \cdot 76,9 = 4\,935\,303,6 \text{ руб., за 2014г.}$$

$$З_{зак} = 51\,398,7 \cdot 76,9 = 3\,952\,560,1 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого затраты по закачке воды за 3 года – 14 450 509,7 руб.

Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода:

$$З_{сб} = 72\,336,1 \cdot 10,3 = 745\,061,8 \text{ руб., за 2013г.}$$

$$З_{сб} = 64\,178,2 \cdot 10,3 = 661\,035,4 \text{ руб., за 2014г.}$$

$$З_{сб} = 51\,398,7 \cdot 10,3 = 529\,406,6 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого затраты на сбор и транспорт нефти за 3 года – 1 935 503,8 руб.

Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года:

$$З_{подг} = 72\,336,1 \cdot 71,5 = 5\,172\,031,1 \text{ руб., за 2013г.}$$

$$З_{подг} = 64\,178,2 \cdot 71,5 = 4\,588\,741,3 \text{ руб., за 2014г.}$$

$$З_{подг} = 51\,398,7 \cdot 71,5 = 3\,435\,779,4 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого затраты на подготовку нефти за 3 года – 13 435 779,4 руб.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) на каждый год расчётного периода:

$$З_{\text{ПРС}} = 72\,336,1 \cdot 360,4 = 26\,069\,930,4 \text{ руб., за 2013г.}$$

$$З_{\text{ПРС}} = 64\,178,2 \cdot 360,4 = 23\,129\,823,3 \text{ руб., за 2014г.}$$

$$З_{\text{ПРС}} = 51\,398,7 \cdot 360,4 = 18\,524\,091,5 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) за 3 года – 67 723 845,2 руб.

Текущие затраты в целом:

$$З_{\text{тек}} = З_{\text{об}} + З_{\text{эл/эн}} + З_{\text{зак}} + З_{\text{сб}} + З_{\text{подг}} + З_{\text{ПРС}} \quad (2)$$

$$З_{\text{тек}} = 40\,982\,866,7 \text{ руб., за 2010г.;}$$

$$З_{\text{тек}} = 36\,706\,903,5 \text{ руб., за 2011г.;}$$

$$З_{\text{тек}} = 30\,008\,528,7 \text{ руб., за 2012г.}$$

Вывод: По результатам подсчетов текущие затраты в целом за 3 года составили 107 698 298,9 руб.

3.1.3 Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

В том числе, оборудование, предлагаемое подрядчиком, для выполнения операций ГРП: 4 насосных агрегата; блендер; песковоз; манифольд; станция управления и контроля; лаборатория; комплект трубы НКТ; колонная головка; извлекаемый пакер; скрепер.

Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер-геолог геологического отдела; лаборант.

Персонал для проведения фрак-операции, состав группы ГРП: руководитель работ по ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных

агрегатов; оператор станции управления и контроля; 2 машиниста автогидроподъёмника; оператор песковоза. Стоимость услуг по проведению ГРП приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час	105 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	950 000
Пакер	1	70 000
Колонная головка	1	250 000
Трубы НКТ	До 1500 м	320 000
Скрепер	1	50 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м ³	5 500
Проппант	руб./ т	54 545
Проппант Боровичи	руб./ т	22 600
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527 000

Вывод: По результатам подсчетов стоимость одного гидроразрыва пласта равна 3 244 056 рублей.

3.1.4 Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и в бюджетные и внебюджетные фонды.

Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому в расчетном году.

Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$П_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - Э_t - H_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}} \quad (3)$$

Где:

$П_t$ - прибыль от реализации продукции;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия;

B_t – выручка от реализации продукции;

$Э_t$ - эксплуатационные затраты с амортизацией;

H_t - сумма налогов;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, t_p – соответственно текущий и расчетный год.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода:

$$З_{\text{эксп}} = З_{\text{тек+н}} + A_{\text{скв}} \quad (4)$$

$$З_{\text{эксп}} = 80\,152\,997,2 \text{ руб., за 2013г.};$$

$$З_{\text{эксп}} = 71\,470\,646,5 \text{ руб., за 2014г.};$$

$$З_{\text{эксп}} = 57\,876\,772,2 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 209 500 415,9 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$П_t = B_t - (З_{\text{эксп}} + H_{\text{ндс}} + H_{\text{акц}} + H_{\text{им}}) \quad (5)$$

$$П_1 = 98\,177\,146,8 \text{ руб., за 2013г.};$$

$$П_2 = 86\,749\,683,3 \text{ руб., за 2014г.};$$

$$П_3 = 68\,840\,022 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 253 766 852,1 руб.

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$$H_{\text{пр}} = 98\,177\,146,8 \cdot 24/100 = 23\,562\,515,2 \text{ руб., за 2013г.}$$

$$H_{\text{пр}} = 86\,749\,683,3 \cdot 24/100 = 20\,819\,923,9 \text{ руб., за 2014г.}$$

$$H_{\text{пр}} = 68\,840\,022 \cdot 24/100 = 16\,521\,605,3 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 60 904 044,4 руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$П_{\text{пр}} = П_t - H_{\text{пр}} \quad (6)$$

$$П_{\text{пр}} = 74\,614\,631,6 \text{ руб., за 2013г.};$$

$$П_{\text{пр}} = 65\,929\,759,4 \text{ руб., за 2014г.};$$

$$П_{\text{пр.}} = 52\,318\,416,7 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 192 862 807,7 руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

$$П_{\text{пр.диск.}} = 64\,882\,288,3 \text{ руб., за 2013г.};$$

$$П_{\text{пр.диск}} = 57\,330\,225,5 \text{ руб., за 2014.};$$

$$П_{\text{пр.диск}} = 45\,494\,275,4 \text{ руб., за 2015г.}$$

Вывод: По результатам расчетов дисконтированная прибыль за 3 года расчётного периода составила 167 706 789,2 руб.

3.2 Расчет экономических показателей проекта

3.2.1 Поток денежной наличности

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(П_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}} \quad (7)$$

Где:

NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

$П_t$ - прибыль от реализации в t-м году;

A_t – амортизационные отчисления в t-м году;

K_t - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

$$NPV_1 = 47\,162\,043,6 \text{ руб., за 2013г.};$$

$$NPV_2 = 40\,585\,269,1 \text{ руб., за 2014г.};$$

$$NPV_3 = 30\,284\,029,2 \text{ руб., за 2015г.}$$

Итого NPV за 3 года расчётного периода – 118 031 341,9 руб.

Вывод: Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

3.2.2 Индекс доходности

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-p}} \quad (8)$$

Определим индекс доходности (PI):

$$PI = (56\,058\,867,7 / 1,15) / (32\,440\,560 / 1,15) = 1,7$$

Вывод: Индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а это является критерием эффективности проекта.

3.2.3 Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости ($\Pi_{ок}$) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{\Pi_{ок}} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-p}} = 0 \quad (9)$$

Где:

$\Pi_{ок}$ - период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$P_{cp} = 192\,862\,807,7 / 36 = 5\,357\,300,2 \text{ руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведённого ГРП:

$$P_{ок} = 32\,440\,560 / 5\,357\,300,2 = 6 \text{ мес.} = 0,5 \text{ года.}$$

Вывод: Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 0,5 года, период за которым значение NPV и дальше положительно.

3.3 Экономическая оценка проекта

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», РД 153-39-007-96

Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах Восточно-Сургутского месторождения, приведена в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	Значение (по годам)		
	2013г.	2014г.	2015г.
Прирост добычи нефти, тыс.т.	35,7	31,7	25,4
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	214,4	190,2	152,3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	80,1	71,4	57,8
Сумма налогов и платежей, млн.руб.	101,2	89,7	71,7
Прибыль предприятия, млн.руб.	74,6	65,9	52,3
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб.	47,1	40,5	30,2
Индекс доходности (PI), доли ед.	1,7		
Срок окупаемости, год.	0,5		

Вывод: Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 192,862 млн. рублей.

3.4 Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП

По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI), период окупаемости вложенных средств (смотри таблицу 7). Данные показатели рассчитывались по 10 скважинам в динамике на 3-х летний период.

Результаты технико-экономического анализа базового и проектного вариантов в целом представлены в сравнительной таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки с проведением ГРП и без проведения ГРП по 10 скважинам

Показатели	Ед.изм.	Варианты	
		Без ГРП	с ГРП
Проектная добыча нефти	тыс.т.	94,3	187,1
Проектный срок разработки	годы	3	3
Накопленная закачка воды	тыс.м ³	420,4	420,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений	млн.руб.	198,9	408,4
Дисконтированный поток наличности	млн.руб.	106,4	224,5
Индекс доходности	ед.	-	1,7
Срок окупаемости	годы	-	0,5

Вывод: Сопоставив результаты расчетов можно сделать вывод, что наиболее эффективным является вариант с проведением ГРП.

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

- по результатам расчетов выручка от реализации составила 556 974 000 рублей за 3 года расчетного периода;

- подсчет капитальных вложений показал, что стоимость одного гидроразрыва пласта равна 3 244 056 рублей.
- по результатам расчетов дисконтированная прибыль за 3 года расчётного периода составила 167 706 789,2 руб.
- положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а это является критерием эффективности проекта, срок окупаемости по проектируемому варианту составит 0,5 года, период за которым значение NPV и дальше положительно.
- как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 192,862 млн. рублей.
- сопоставив результаты расчетов можно сделать вывод, что наиболее эффективным является вариант с проведением ГРП.

Все вышеперечисленное позволяет сделать вывод, что наиболее эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ГРП, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 118,031 млн.

руб., дисконтированный доход государства составит 195,8 млн. руб. за 3 года.

При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за 3 года составит 92,8 тыс. т нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
<u>3-2Б53Т</u>	Пецкович Виктория Валерьевна

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования).	Объектом исследования данной работы являются методы интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов на месторождении Западной Сибири.
2. Отбор законодательных и нормативных документов по теме.	ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»; Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ; Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	Вредные факторы: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, превышение уровней шума и вибрации, загазованность рабочей зоны, недостаточная освещенность рабочей зоны, воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	Опасные факторы: движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрический ток, пожароопасность.
3. Охрана окружающей среды:	Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов), анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Возможных ЧС на объекте: Техногенного характера (прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов).
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии	Нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда), организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<u>3-2Б53Т</u>	Пецкович Виктория Валерьевна		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Объектом исследования данной работы являются методы интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов на месторождении Западной Сибири.

Руководители обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда.

4.1 Анализ выявленных вредных факторов

К вредным производственным факторам при проведении мероприятий по интенсификации притока газа и увеличению газоотдачи относятся:

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия

метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже – 45 °С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [14].

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

Загазованность рабочей зоны

При выполнении работ по интенсификации притока, зачастую используют различные виды растворов реагентов необходимых для

качественного проведения мероприятия. При гидроразрыве пласта в случае применения жидкости разрыва на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо и т.п.) существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то, что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества [14].

Химически токсичные вещества, находящиеся в газовом состоянии, способны проникать в организм человека через органы дыхания. Вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности [15] и могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином.

Другими словами можно сказать, что при большой дозе воздействия на организм рабочего они могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу. Также куст скважин характеризуется наличием таких токсичных веществ как природный газ, метанол.

Характеристика основных вредных веществ на кустах газовых скважин:

- Метан - токсичен, при недостатке кислорода в воздухе вызывает удушье. Первые признаки отравления - недомогание и головокружение. Присутствие метана в воздухе может привести к пожару и взрыву. Предельно допустимая концентрация содержания метана в воздухе рабочей зоны - 7000 мг/м³ . Класс опасности 4 [15].
- Метанол (метиловый спирт) - бесцветная прозрачная жидкость по запаху и вкусу напоминает винный (этиловый) спирт - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. В

организм человека может попасть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. Особенно опасен прием метанола внутрь: 5-10 г. метанола может вызвать тяжелое отравление, 30 г. является смертельной дозой. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, при попадании на слизистую оболочку вызывает раздражение слизистых оболочек. Метанол при испарении взрывоопасен. Величина ПДК - 5 мг/м³ . Класс опасности 3 [15].

Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие [16].

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. [17].

Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 – 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы.

При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110–115 дБ. [18].

Расчет звукоизолирующего кожуха

Определить снижение шума при применении звукоизолирующего кожуха для компрессора. Эффективность звукоизоляции кожуха определяется графическим методом. Для этого необходимо построить графическую зависимость звукоизолирующей способности кожуха R от частоты f . Для изготовления кожуха используем сталь толщиной $h = 3$ мм. Эффективность звукоизоляции стали приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Координаты точек и эффективность звукоизоляции стали

Материалы	Плотность кг/м ³	f_b , Гц	f_c , Гц	R_b , дБ	R_c , дБ
1. Сталь	7800	6000/h	12000/h	40	32

Расчет звукоизоляции стенок кожуха производим в следующей последовательности:

1. Определяем координаты точек В и С по формуле :

$$f_b = 6000/h; f_c = 12000/h, \quad (10)$$

$$f_b = 6000/2 = 3000 \text{ Гц};$$

$$f_c = 12000/2 = 6000 \text{ Гц}.$$

2. На графике отмечаем полученные частоты и соответствующие им величины звукоизоляции согласно таблице 4.2.

$$f_b = 3000 \text{ Гц } R = 40 \text{ дБ};$$

$$f_c = 6000 \text{ Гц } R = 32 \text{ дБ}.$$

Соединяем полученные точки прямой.

3. Определяем звукоизоляцию стенок кожуха в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц:

а) проводим перпендикуляр от частоты 4000 Гц до пересечения с отрезком ВС и определяем звукоизоляцию стенок кожуха на частоте 4000 Гц:

$$R_{4000} = 36 \text{ дБ};$$

б) определяем звукоизолирующую способность кожуха на частоте 2000 Гц (R_{2000}).

Поскольку частота точки В f_B не совпадает со стандартной октавной полосой, определяется доля октавы, наиболее близкой к расчетной:

Для $f_B = 3000$ Гц для расчета принимаем $f_{сг} = 2000$ с разницей $3000 - 2000 = 1000$ Гц ($1/2$ октавы). Т.к. наклон отрезка АВ составляет 4,5 дБ/окт, (материал стенок кожуха - сталь), получаем:

$$40 - 4,5/2 = 37,5 \text{ дБ}.$$

в) определяем звукоизолирующую способность кожуха на частоте 8000 Гц (R_{8000}).

По аналогии с предыдущим расчетом $8000 - 6000 = 2000$ Гц ($1/2$ октавы).

Т.к. наклон отрезка CD составляет 7,5 дБ/окт., получим:

$$32 + 7,5/2 = 35,5 \text{ дБ}.$$

г) построение графика по остальным октавным полосам частот:

$$R_{1000} = R_{2000} - 4,5; R_{1000} = 37,5 - 4,5 = 33 \text{ дБ};$$

$$R_{500} = R_{1000} - 4,5; R_{500} = 33 - 4,5 = 28,5 \text{ дБ};$$

$$R_{250} = R_{500} - 4,5; R_{250} = 28,5 - 4,5 = 24 \text{ дБ};$$

$$R_{125} = R_{250} - 4,5; R_{125} = 24 - 4,5 = 19,5 \text{ дБ};$$

$$R_{63} = R_{125} - 4,5; R_{63} = 19,5 - 4,5 = 15 \text{ дБ};$$

4. Определяем требуемую эффективность звукоизоляции кожухом по формуле:

$$\Delta L_{\text{кож.тр.}} = L - L_{\text{доп}} + 5, \quad (11)$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 63} = 101 - 95 + 5 = 11 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 125} = 102 - 87 + 5 = 20 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 250} = 102 - 82 + 5 + 25 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 500} = 101 - 78 + 5 = 28 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр} \cdot 1000} = 100 - 76 + 5 = 29 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр} \cdot 2000} = 96 - 73 + 5 = 28 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр} \cdot 4000} = 91 - 71 + 5 = 25 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр} \cdot 8000} = 91 - 69 + 5 = 27 \text{ дБ}.$$

5. Выбираем облицовку внутренней поверхности кожуха. Т.к. превышение шума максимальное в низких частотах, толщину материала выбираем 300 мм (Приложение 1 Таблица 1 - маты из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*).

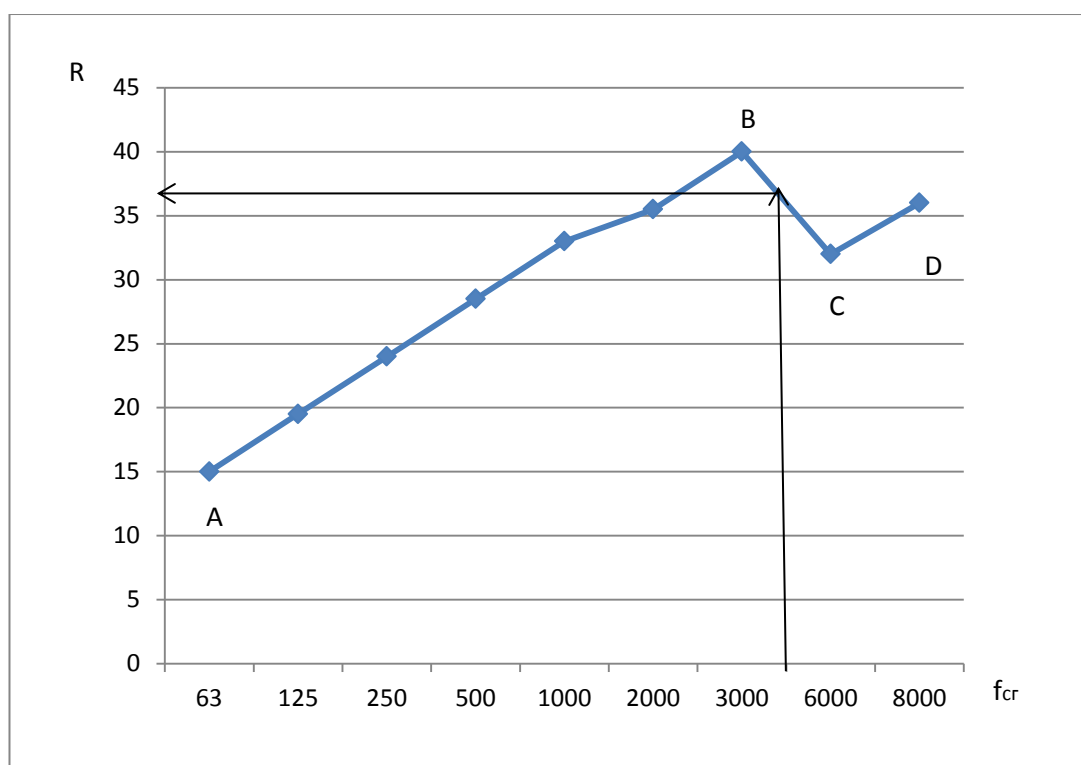


Рисунок 4.1 - Определение звукоизолирующей способности кожуха

6. Фактическое снижение шума звукоизолирующим кожухом производится по формуле:

$$\Delta L_{\text{кож}} = R + 10 \lg \alpha, \text{ дБ}, \quad (12)$$

где α - коэффициент звукоизоляции облицовки стенок кожуха (Приложение 1. Табл. 1).

$$\Delta L_{\text{кож.63}} = 15 + 10 \lg 0,28 = 9,5 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.125}} = 19,5 + 10 \lg 1,1 = 19,5 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.250}} = 24 + 10 \lg 1,0 = 24 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.500}} = 28,5 + 10 \lg 1,0 = 28,5 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.1000}} = 33 + 10 \lg 0,9 = 32,5 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.2000}} = 37,5 + 10 \lg 0,81 = 36,6 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.4000}} = 36 + 10 \lg 0,97 = 35,9 \text{ дБ},$$

$$\Delta L_{\text{кож.8000}} = 37,5 + 10 \lg 0,96 = 36,9 \text{ дБ},$$

7. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Результаты расчета звукоизолирующего кожуха

Параметр	Уровень звукового давления L, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L _{ист}	101	102	102	101	100	96	91	91
L _N	95	87	82	78	76	73	71	69
R	15	19,5	24	28,5	33	37,5	36	37,5
α	0,28	1,1	1,0	1,0	0,9	0,81	0,97	0,96
ΔL _{кож}	9,5	19,5	24	28,5	32,5	36,6	35,9	37,4
ΔL _{кож.тр.}	11	20	25	28	29	28	25	27

Вывод: Рассчитанный кожух не удовлетворяет требованиям по защите от шума в октавных полосах частот 63, 125 и 250 Гц, необходимо произвести перерасчет, увеличив толщину стенок кожуха.

Примем h=3 мм.

1. Определяем координаты точек В и С.

$$f_b = 6000/3 = 2000 \text{ Гц};$$

$$f_c = 12000/3 = 4000 \text{ Гц}.$$

2. На графике отмечаем соответствующие частоты и величины УЗД.

3. По методике, изложенной ранее, графически определяем звукоизоляцию стенок кожуха. (Примечание: координаты точек В и С совпали со стандартными октавными полосами частот).

4. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Результаты расчета звукоизолирующего кожуха

Параметр	Уровень звукового давления L, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{ист}$	101	102	102	101	100	96	91	91
L_N	95	87	82	78	75	73	71	69
R	17,5	22	26,5	31	35,5	40	32	39,5
α	0,28	1,1	1,0	1,0	0,9	0,81	0,97	0,96
$\Delta L_{кож}$	12	22	26,5	31	35	39,1	31,9	39,4
$\Delta L_{кож.тр.}$	11	20	25	28	29	28	25	27

Вывод. Рассчитанный кожух, выполненный из листовой стали толщиной 3 мм, внутренняя поверхность которого облицована матами из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*) толщиной 200 мм без воздушной прослойки, обеспечивает защиту от шума компрессора во всех октавных полосах частот.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в темное время суток. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится

лампами обеспечивающими взрыво - и пожаробезопасность. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 лк [19].

Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека

В процессе проведения работ по интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов, возможно поступление токсичных веществ (соляная кислота, плавиковая кислота, растворы щелочей) в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при этом:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отежных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;
- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Содержащиеся в композиции ПАВ могут способствовать процессу всасывания растворов, т.к. все ПАВ хорошо проникают через кожу, вызывая в равной степени токсический и аллергенный эффект.

4.2 Анализ выявленных опасных факторов

К опасным производственным факторам при проведении методов увеличения нефтеотдачи относятся:

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При проведении работ используются буровые станки, трактора и автомобильный транспорт различного назначения, в связи, с чем необходимо

проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу, которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону.

Электрический ток

На месторождениях используются осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промышленных объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства по ремонту скважин [20].

Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвиниловой изоляции необходимого сечения – 4 1,5 м.

Электротравмы возникают при контакте с токоведущими частями (случайное прикосновение к одной или двум фазам), при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нетоковедущих металлоконструкциях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов или около заземлителей (поражение шаговым напряжением).

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м. друг от друга и обычно имеют длину 3 м. и диаметр 5 см.

Пожаровзрывобезопасность

Одной из особенностей пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан. Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности – четвёртый [21].

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

При проведении работ по интенсификации притока к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины.

При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра.

4.3 Экологическая безопасность

При проведении таких методов интенсификации притока газа, как гидроразрыв пласта и солянокислотная обработка скважин, мы можем наблюдать вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Загрязняющие воздух вещества могут поступать в атмосферу в виде неорганизованных и организованных выбросов. Выбросы и выделения вредных веществ в атмосферу происходит в основном вследствие:

- испарения нефти из резервуаров,
- потеря нефтяного газа через неплотности технологического оборудования,
- сжигания нефтяного газа на факелах, жидкого и газообразного топлива в топках технологических печей и в котлоагрегатах,
- вентиляции производственных помещений,
- работы двигателей внутреннего сгорания,
- хранения сыпучих веществ.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти.
2. Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов.
3. Защита оборудования от коррозии.
4. Оснащение предохранительных клапанов всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление.
5. Сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или факел аварийного сжигания газа.

6. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.
7. Утилизация попутного нефтяного газа.
8. Оснащение нефтяных резервуаров газоуравнительной системой и газосигнализаторами.

Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения

Основными загрязнителями природной среды при интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.
2. Скважины на воду для технических нужд при бурении скважин должны быть ликвидированы после окончания бурения или переведена на баланс местных организаций.
3. Места размещения емкостей для хранения горючих смазочных материалов и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы.
4. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.
5. Приготовление и дозировку химических реагентов необходимо производить только в специально оборудованных местах.
6. На линиях вероятного стока нефти при авариях коллекторов должны быть созданы запасы сыпучих материалов (грунт, гравий) для создания нефтеловушек.

7. Производить сброс хозяйственно бытовых стоков в водоемы только после биологической очистки.
8. При освоении и капремонте скважин сброс нефтяной эмульсии осуществлять в нефтяной коллектор или закрытую емкость.
9. Организовать ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтедобывающих объектов [22].

Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения

Окружающая среда при гидроразрыве может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса. Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования [22].

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;
2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;
3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;

4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;
5. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хранится в специально отведенном месте.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;

- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- Нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- При возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА) [23]. ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

1. перечень возможных аварий на объекте;

2. способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

3. действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

4. список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

5. способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (нарушения герметичности), предупреждению увеличения их размеров и осложнений.

Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

6. список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

7. акты испытания СИЗ, связи, заземления

8. график и схему по отбору проб газовой среды;

9. технологическая схема объекта;

10. годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

План эвакуации

План эвакуации с указанием маршрутов ввода, передвижения сил ЧС и эвакуации персонала представлен на рисунке 4.2.

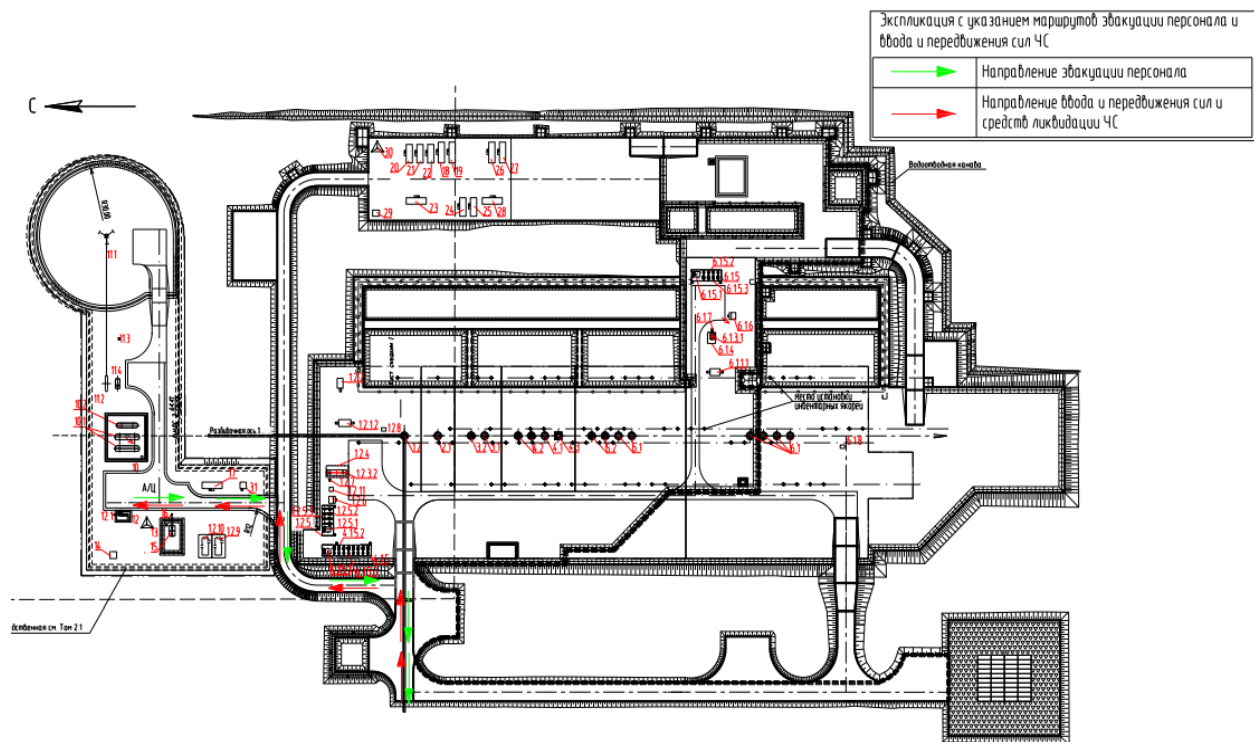


Рисунок 4.2 – Ситуационный план проектируемой кустовой площадки

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Социальная защита пострадавших на производстве

Общие принципы возмещения причиненного вреда

Если вред причинен источником повышенной опасности, работодатель обязан возместить его в полном объеме, если не докажет, что вред возник вследствие непреодолимой силы либо умысла потерпевшего, т.е. работодатель в этих случаях отвечает и при отсутствии своей вины, например, если вред причинен случайно. Если вред причинен не источником повышенной опасности, работодатель несет ответственность лишь при наличии своей вины и освобождается от ответственности, если докажет, что вред причинен не по его вине.

Полагающиеся пострадавшему денежные суммы в возмещение вреда, компенсации дополнительных расходов и единовременное пособие могут быть увеличены по согласованию сторон или на основании коллективного договора. Заявление о возмещении вреда подается работодателю (администрации предприятия).

Работодатель рассматривает заявление о возмещении вреда и принимает соответствующее решение в десятидневный срок. Решение оформляется приказом (распоряжением, постановлением) администрации предприятия. При несогласии заинтересованного гражданина с решением работодателя или при неполучении ответа в установленный срок спор рассматривается судом.

Социальное страхование

Страховщик – Фонд социального страхования РФ.

Страхователь – Юридические лица любой организационно-правовой формы (в том числе иностранные организации, осуществляющие свою деятельность на территории РФ и нанимающие граждан РФ) либо физические лица, нанимающие лиц, подлежащих обязательному социальному страхованию.

Федеральным законом от 24 июля 1998 года № 125-ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" произведена замена должника в обязательствах по возмещению вреда, причиненного работнику при исполнении им трудовых обязанностей.

Сам пострадавший или лица, имеющие право на получение возмещения, должны предъявлять соответствующие требования не к работодателю, а к органам Фонда социального страхования РФ.

Если гражданин выполняет работу по гражданско-правовому договору, условия которого не предусматривают обязанность уплаты работодателем страховых взносов, то возмещение работнику утраченного заработка, в части оплаты труда, осуществляется причинителем вреда [24].

Возмещение застрахованным лицам морального вреда, причиненного, в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием, осуществляется причинителем вреда.

Виды обеспечения по страхованию:

- Пособие по временной нетрудоспособности;
- Единовременные страховые выплаты;
- Лечение застрахованного, осуществляемое на территории РФ;
- Уход за застрахованным, в том числе осуществляемый членами его семьи;
- Проезд застрахованного и сопровождающего его лица для получения отдельных видов медицинской и социальной реабилитации;
- Медицинская реабилитация;
- Профессиональное обучение и получение дополнительного профессионального образования.

Пособие по временной нетрудоспособности

Пособие по временной нетрудоспособности в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием подлежит выплате застрахованному работнику за весь период временной нетрудоспособности до его выздоровления или установления стойкой утраты трудоспособности, в размере 100 % среднего заработка, исчисленного в соответствии с действующим законодательством РФ о пособиях по временной нетрудоспособности.

Единовременные и ежемесячные выплаты

Размер единовременной страховой выплаты определяется в соответствии со степенью утраты застрахованным профессиональной трудоспособности исходя из максимальной суммы, установленной федеральным законом о бюджете Фонда социального страхования Российской Федерации на очередной финансовый год.

Если при расследовании страхового случая комиссией по расследованию страхового случая установлено, что содействовала возникновению или увеличению вреда, причиненного его здоровью, размер ежемесячных страховых выплат уменьшается соответственно степени вины застрахованного, но не более чем на 25 процентов. Степень вины застрахованного устанавливается комиссией по расследованию страхового случая в процентах и указывается в акте о несчастном случае на производстве или в акте о профессиональном заболевании [24].

При определении степени вины застрахованного рассматривается заключение профсоюзного комитета.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время практически все крупные нефтяные месторождения находятся на завершающей стадии разработки и характеризуются высокой долей трудноизвлекаемых запасов и высокой обводненностью добываемой продукции. В связи с этим возникает необходимость создания и внедрения различных технологий, позволяющих повысить степень извлечения нефти из всего объема пласта. В процессе испытания уточняются критерии эффективного применения той или иной технологии, выясняются преимущества и недостатки.

В данной работе был проведен анализ различных методов воздействия на пласт и призабойную зону, различающиеся механизмами воздействия и используемыми рабочими агентами на примере данных одного месторождения Западной Сибири.

В результате проведенного анализа можно сказать, что эффективность воздействия зависит как от технологических параметров, так и от геологии продуктивного пласта.

Проведена экономическая оценка вариантов разработки одного из месторождений Западной Сибири с целью выбора наиболее эффективной системы добычи нефти.

Основной объем дополнительной добычи нефти приходится на зарезки боковых стволов (590.3 тыс.т или 46.8% от накопленной добычи), что считается наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи пластов.

Список использованных источников

1. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 697 с
2. Гурари Ф.Г. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф.Г. Гурари, В.П. Девятков, В.И. Демин и др. – Новосибирск: Наука: СНИИГГиМС, 2005. – 156 с.
3. Скоробогатов В.А. Юрский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири: запасы, ресурсы, будущее / В.А. Скоробогатов, Н.Ю. Юферова, Л.В. Строганов // Материалы научно-практической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна». Ч. 1. – Тюмень, 2004. – С. 98–120.
4. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» академии наук РТ, 2013, 310 с.
5. Газизов, А.А. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях / А.Ш. Газизов, М.М. Кабиров, Р.Г. Ханнанов. – Казань, 2008. – 5с.
6. Ибрагимов, Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 1996. – 478с
7. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.
8. Маньрин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи. – Самара: Дом печати, 2002. – 392 с.
9. Сургучёв, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучёв. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

10. Кочетков Л.М. Опыт проведения гидроразрывов пластов в ОАО “Сургутнефтегаз” // Энергетика Тюменского региона. – Тюмень, 1999, № 1. – С. 31–33.
11. Сургучев, М.Л. Гидродинамическое акустическое, тепловое циклическое воздействие на нефтяные пласты. / М.Л. Сургучев, О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин. – М.: Недра, 1975. – 184с.
12. Матвеев, С.Н. Справочная книга по добыче нефти/ С.Н. Матвеев, Р.Т. Габрафиков и др. — НГДУ «КН» -Сургут: Рекламно-издательский информационный центр « Нефть Приобья», 2002. — 364 с.
13. Муравьев, И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К.Гиматудинов и др.- М.: Недра, 1970.
14. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
15. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом Р Ф 27 апреля 2003 г // Постановление о введении –2003. – 30 апреля. – 201 с.
- 86
16. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
17. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения
18. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"
19. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
20. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
21. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования

22. Третьяков А. Н., Перегудина Е. В., Азарова С. В. Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 560-562.
23. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения
24. ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

Звукопоглощающие материалы и конструкции

Приложение 1 Таблица 1

Изделия или конструкции, ГОСТ или ТУ	Средняя плотность звукопоглощающего материала $\rho_{ср}$, кг/м ³	Толщина слоя звукопоглощающего материала h , мм	Воздушный промежуток, d , мм	Реверберационный коэффициент звукопоглощения $\alpha_{обл}$ в октавных полосах со среднегеометрической частотой, Гц							
				63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 – супертонкое стекловолокно (ТУ 21-РСФСР-224-75); 2 – стеклоткань ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*); 3 – просечно-вытяжной лист толщиной 2 мм, перфорация 74% (ГОСТ 8706-78)	15	50	0	0,08	0,25	0,7	0,95	1,0	1,0	1,0	0,95
Маты из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*)	20	200	0	(0,28)	1,0	1,0	1,0	0,9	0,81	0,97	0,96
Маты из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ – 100 (ГОСТ 19907-74*)	20	50	0	(0,02)	0,26	1,0	1,0	1,0	0,94	0,87	0,82
1- маты из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76); 2 - стеклоткань ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*); 3 – перфорированная алюминиевая панель (ТУ 36-1947-76)	25	40	0	0,12	0,23	0,9	1,0	1,0	0,97	0,97	0,92