TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Обоснование технологических мероприятий при выборе варианта разработки на Талинском нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.53(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б53Т	Адам Елене Витальевне		

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			

Томск – 2019 г.

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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
3-2Б53Т	Адам Елене Витальевне

Тема работы:

Обоснование технологических мероприятий при выборе	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2019 № 3440/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого- технологической информации по Талинскому нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Особенности разработки Талинского нефтяного мсторождения, выбор методов разработки и повышения нефтеотдачи, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Анализ геологических условий с низкопроницаемыми пластами»	Цибульникова Маргарита Радиевна
«Геолого- технические	Цибульникова Маргарита Радиевна

мероприятия (ГТМ)»	
«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	Адам Елена Витальевна		

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 81 страниц, в том числе 4 рисунков, 14 таблиц. Список литературы включает 26 источников.

Ключевые слова: нефть, обводненность, пласт, скважина, коллектор, анизотропия,

Объектом исследования является Талинское нефтяное месторождение , на котором проведен анализ применения метода зарезки боковых стволов.

Цель работы – проанализировать геолого-технологические особенности Талинского нефтяного месторождения , 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 на Талинском нефтяном месторождении.

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 недра. 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. Анализ геологических условий с низкопроницаемыми пластами 10

1.1 Неоднородность пластов 10

1.2 Влияние Анизотропии на проницаемость пласта 12

2. Геолого- технические мероприятия (ГТМ) 24

2.1 Развитие методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на поздних стадиях разработки **26**

2.2 Применение метода зарезки боковых ствола 31

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ **35**

3.1 Исходные данные для расчета экономических показателей проекта **37**

3.2 Исходные данные для расчета проекта **36**

3.3 Расчет экономических показателей **37**

3.4. Дисконтированный поток денежной наличности **44**

3.5 Экономическое обоснование проектного технологического решения **46**

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 50

4.1 Анализ вредных производственных факторов 50

4.2 Анализ опасных производственных факторов 57

4.3 Экологическая безопасность 60

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 64

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 74

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 77

Список использованных источников 78

12. Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи. – Самара: Дом печати, 2002. – 392 с. 79

16. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны 79

17. 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 79

18. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности 79

20. 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" 80

21. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности. 80

23. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования 80

25. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные проложения 80

26. ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 80

ВВЕДЕНИЕ

В дипломном проекте рассматривается один из важнейших вопросов разработки нефтяных месторождений – обоснование технологических методов разработки на месторождениях поздней стадии разработки, а так же повышение нефтеотдачи пластов. Основной проблемой разработки Талинского нефтяного месторождения, которое находятся на поздней стадии разработки, характеризуется высокой обводненностью и низкопроницаемыми неоднородными коллекторами . Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли.

Нефтяные месторождения с низкопроницаемыми коллекторами можно выделить в особую группу, т.к. до настоящего времени известные технологии выработки запасов и применяемая техника не позволяют достичь высокой эффективности их разработки. К низкопроницаемым коллекторам принято относить такие, проницаемость которых не превышает 0,05 кв. мкм. Совершенно очевидно, что эта граница несколько условна, т.к. даже при средневзвешенной величине проницаемости в пределах 0,05 кв. мкм колебания ее в пределах объекта разработки могут быть существенными. Поэтому на практике чаше всего приходится иметь дело с объектами, неоднородными по своим фильтрационным свойствам, причем доля низкопроницаемых коллекторов преобладает как в разрезе, так и по площади. Понятно, что эффективность выработки запасов из объектов с низкопроницаемыми коллекторами должна рассматриваться с учетом неоднородности их фильтрационных характеристик.

Основным объектом разработки являются юрские отложения пласты ЮК10 и ЮК11. Пласты характеризуются крайней неоднородностью, как по емкостным, так и по фильтрационным свойствам.

Сложность геологического строения этого месторождения и реализуемая система разработки обусловили некоторые особенности выработки запасов и обводнения скважин. В настоящее время при разбуренности месторождения на 95% и обводненности добываемой

продукции 91,6% текущая нефтеотдача не превышает 10%. Темп обводнения скважин независимо от применяемой системы разработки достигает 5-6% в месяц, за 16-18 месяцев от ввода в эксплуатацию скважины обводняются до 80-90% и более. При этом охват заводнением нефтенасыщенной толщины пласта крайне невелик, зоны и разрез пласта с ухудшенной проницаемостью в разработку практически не вовлекаются.

Основной целью данной дипломной работы является анализ методов разработки в условиях Талинского нефтяного месторождения. Исходя из этого, были поставлены такие задачи как: геолого-техническое описание месторождения, анализ влияния анизотропии на проницаемость пласта, описание неоднородных пластов и выявление основных объектов разработки. На основе проведенного анализа, предоставить рекомендации по выбору подходящих методов разработки в условиях Талинского нефтяного месторождения.

1. Анализ геологических условий с низкопроницаемыми пластами

1.1 Неоднородность пластов

Степень неоднородности пласта оказывает решающее влияние на процесс вытеснения нефти и в итоге на нефтеотдачу. Неоднородность коллектора и вязкость нефти – два взаимосвязанных фактора, определяющих эффективность разработки месторождений и величину коэффициента охвата при заводнении.

В данной работе под неоднородностью понимается литолого-физическая не изменчивость основных параметров пласта по площади и разрезу: пористости, проницаемости, эффективной толщины, нефтенасыщенности и др.

Выделяют зональную и вертикальную неоднородности по разрезу, оценивают и сопоставляют прерывистость различных пластов между собой. Прерывистость пласта может существенно повлиять на разработку месторождения. Если значительная часть объема пласта представлена отдельными изолированными линзами, то это может сказаться не только на конечной нефтеотдаче за счет снижения коэффициента охвата, но и на текущей добыче вследствие снижения коэффициента воздействия на пласт.

Важными показателями литологии пласта являются коэффициенты песчанистости, расчлененности, степень анизотропии.

Неоднородность пласта можно описать численными значениями его параметров, с применением вероятностно-статистических методов, позволяющие выявить основные критерии количественной оценки неоднородности продуктивных пластов.

Вероятностно-статистические методы являются наиболее объективными при оценке неоднородности пласта, однако для этого требуется большой объем геолого-геофизических промысловых данных.

Необходимую информацию получают различными методами и с неодинаковой степенью точности. К таким методам относятся геофизические, гидродинамические исследования скважин и пластов, лабораторное изучение кернов. Однако относительной полной и достоверной информацией об основных геолого-физических параметрах неоднородности пласта можно располагать в лучшем случае только на поздней стадии разработки и не всегда применимы для инженерных расчетов, так как требуют исходных данных на практике, как правило, недостающих или недостоверных. Анализ фактических данных по множеству месторождений показывает, что в промежутках, соизмеримых с реальными расстояниями между скважинами, величины параметров 16 неоднородности по площади и объему могут неоднократно изменяться и не зависят от значений тех же параметров по соседним скважинам .

Друге модели, учитывающие в той или иной степени параметры неоднородности, пригодны для инженерных расчетов, но они упрощены до такой степени, что прогнозные показатели неадекватно отражают реальную картину разработки месторождений. В этих моделях неоднородность пласта учитывается весьма схематично, что делает их непригодными при конкретном проектировании.

Влияние степени неоднородности коллектора на коэффициент охвата неоднозначно и зависит от коэффициента подвижности: при малых значениях этого параметра влияние неоднородности проявляется в большей степени для резко неоднородных пластов (при стандартном отклонении более 1,5 для логарифмически-нормального закона распределения проницаемости). Если же коэффициент подвижности M>50, то охват пласта заводнением в большей мере зависит от степени неоднородности при малых значениях стандартного отклонения. Отмеченную особенность взаимосвязи неоднородности пласта и коэффициента подвижности необходимо учитывать при выборе объектов для применения методов увеличения нефтеотдачи. При полимерном воздействии, например, закачиваемая в пласт вода, загущенная

полимерами, выравнивает не только подвижности, но и неоднородность в результате адсорбции полимера в пористой среде, что приводит к благоприятному перераспределению потоков в пласте и к повышению нефтеотдачи.В реальных слоисто-неоднородных пластах при наличии гидродинамической связи между слоями эффективность вытеснения нефти водой зависит не только от степени неоднородности пласта и вязкости нефти. В этом случае механизм вытеснения нефти осложнен капиллярными эффектами и гидродинамическими перетоками.

Таким образом, при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, в результате чего не вовлекаются в разработку значительные объемы трудноизвлекаемых запасов нефти, происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых пропластков и слабой выработке запасов нефти в малопроницаемых пластах или пропластах.

1.2 Влияние Анизотропии на проницаемость пласта

Оценка и учет характеристик фильтрационной анизотропии нефтяных коллекторов необходимы для построения адекватной гидродинамической модели месторождения и, соответственно, для оптимизации мероприятий по эффективной эксплуатации нефтяных месторождений. Поскольку пространственная анизотропия фильтрационных свойств коллекторов выражается в неодинаковом распределении проницаемости в различных направлениях, то наличие фильтрационной анизотропии коллекторов проявляется в существовании преимущественных направлений внутри- и межпластовых перетоков флюидов.

В настоящее время основным методом определения анизотропии проницаемости является гидропрослушивание, которое позволяет определять как ориентацию, так и величину анизотропии. Однако, гидропрослушивание – это дорогостоящая, очень длительная в случае

низкопроницаемых нефтяных коллекторов процедура, которая чаще всего не применяется. По этой причине весьма необходимой представляется некая другая методика, которая была бы доступной, простой и недорогостоящей.

Данные каротажных исследований, исследований керна, гидродинамического моделирования и истории параметров разработки, как правило, доступны. Цель настоящего исследования состоит в разработке методики определения ориентации и величины анизотропии с использованием этих данных.

Для решения данной задачи были использованы материалы по Талинскому месторождению Западной Сибири. Нефтеносный пласт представляет собой юрское баровое песчаное тело, сформированное в прибрежно-морской обстановке осадконакопления. Такие песчаные тела, как правило, анизотропны ввиду предпочтительной ориентации зерен кварца, обусловленной волно-прибойной деятельностью моря.

Образцы керна, извлеченного из одной из скважин, были ориентированы в пространстве и подвергнуты детальному литологическому анализу.

Согласно сделанному анализу, тело пласта в основном сформировано аркозовыми и мезомиктовыми песчаниками, которые обнаруживают значительную степень предпочтительной ориентации зерен кварца.

Распределение проницаемости имеет упорядоченный характер, так как большая часть изолиний ориентирована в северо-восточном направлении. Азимут составляет в среднем 40 градусов. Справедливо заключить, что в высокопроницаемой части пласта ориентация изолиний хорошо согласуется как с геологическими, так и с литологическими фактами.

По сути, она идентична ориентации древней береговой линии, определяемой из геологической модели, и предпочтительной ориентации зерен кварца из литологического анализа. Таким образом, из площадного распределения проницаемости можно определить ориентацию анизотропии.

Следующая задача – определение величины анизотропии. Для этого имеется два источника данных. Первый источник информации – измерения проницаемости на ориентированном керне. Данный источник доступен на начальной стадии разработки месторождения сразу после бурения скважин.

Второй источник информации – гидродинамическое моделирование с переменной величиной анизотропии проницаемости и сравнение результатов моделирования с данными исторических показателей разработки. Для этого анализа необходимы данные по обводненности продукции после прорыва воды ввиду того, что время прорыва воды является наиболее надежным индикатором анизотропии проницаемости. По этой причине данный анализ доступен на средней или завершающей стадии разработки месторождения.

Для определения анизотропии по образцам керна необходимо иметь ориентированный керн. Для этого применяется достаточно простой и надежный палеомагнитный метод. После ориентации керна необходимо определить направления максимальной и минимальной проницаемости. Это можно осуществить на основе картирования проницаемости, о чем упоминалось ранее. Далее, из керна в двух взаимно перпендикулярных направлениях выпиливаются образцы для измерения проницаемости.

Соотношение максимального и минимального значений проницаемости дает величину проницаемости. Такие измерения были проведены на тех самых образцах ориентированного керна, которые были использованы при исследованиях литологии. Так, во всех образцах керна установлена величина анизотропии больше единицы, которая достигает 7. Однако, в большинстве случаев величина анизотропии находится между единицей и двумя. Среднее арифметическое значение величины анизотропии составляет 1.64.

Другой способ определения величины анизотропии – сравнение сторических и расчетных показателей обводненности продукции. На момент исследования в группе изученных скважин, состоящей из одной

нагнетательной и шести добывающих скважин, прорыв воды уже произошел ко всем добывающим скважинам. Для целей исследования координатная сетка модели была переориентирована с учетом определенной ранее ориентации анизотропии. После переориентации координатной сетки был произведен расчет обводненности продукции по скважинам с различной величиной анизотропии. В данном расчете проницаемость в каждой ячейке удерживалась постоянной для того, чтобы не изменить начальное распределение проницаемости. В качестве единственного переменного параметра задавали соотношение максимальной и минимальной проницаемости, т.е. величины анизотропии. После моделирования были сравнены расчетные результаты с фактическими показателями истории разработки. Разница в модельных и реальных данных означает накопленную относительную погрешность в оценке обводненности продукции. Для трех исследованных скважин получена величина анизотропии, при которой обеспечивается минимальная погрешность в определении обводненности продукции относительно истории разработки. Эти значения равны 1.69, 1.52 и 1.96. Среднее значение составляет 1.71, что близко к значениям, оцененным на образцах керна.

Анализ результатов расчета и исторических показателей обводненности продукции по ряду скважин не дал идеального совпадения по обводненности ввиду того, что модель не была предварительно адаптирована по какому-либо параметру. Однако анизотропная модель с заданной величиной анизотропии 1.72 дает более близкие к истории результаты по сравнению с изотропной моделью.

Верхняя карта была построена по данным обводненности продукции по скважинам за последние месяцы добычи. На нижних картах показан характер заводнения из расчетов по изотропной и анизотропной модели с величиной анизотропии 1.72. Можно видеть, что характер заводнения согласно историческим показателям имеет эллиптическую форму и ориентирован в северо-восточном направлении. Это подтверждает присутствие анизотропии проницаемости в пласте и ее северо-восточную

ориентацию. Изотропная модель дает почти круглую форму фронта заводнения. Анизотропная модель дает эллиптический фронт, к оторый представляется более приближенным к реальной ситуации. Таким образом, определение анизотропии горизонтальной проницаемости вполне осуществимо путем сравнения исторических показателей и результатов моделирования. Обобщая результаты исследования, мы можем предложить следующую методику определения анизотропии горизонтальной проницаемости. На начальной стадии разработки месторождения, когда отсутствует история обводненности продукции, необходимо использовать каротажные данные и ориентированный керн. Ориентация анизотропии определяется на основе картирования проницаемости, величина анизотропии определяется на основе измерений проницаемости керна.

На завершающей стадии разработки месторождения, когда прорыв воды к добывающим скважинам произошел, необходимо использовать те же каротажные данные и данные по обводненности продукции. Каротажные данные используются для определения ориентации анизотропии. Затем путем сравнения расчетных и исторических величин обводненности продукции по скважинам определяется величина анизотропии.

Предлагаемая методика для определения анизотропии горизонтальной проницаемости, могла бы найти следующие области применения. Во-первых, она может использоваться для построения уточненной гидродинамической модели с возможностью дальнейшей адаптации по величине анизотропии.

Во-вторых, уточненная модель могла бы быть полезной для таких целей управления разработкой, как оптимизация заводнения, оптимизация сетки скважин, бурение дополнительных скважин, задание азимута горизонтальных скважин, выбор кандидатов для проведения ГРП. В данных областях информация об анизотропии горизонтальной проницаемости традиционно востребована.

1.3 Геолого - технологическая характеристика месторождения поздней стадии разработки.

Современное состояние нефтяной отрасли страны характеризуется переходом к освоению запасов с трудно извлекаемой нефтью. Разработка соответствующих месторождений – это трудоемкая задача, которая требует в первую очередь проведения полного и расширенного комплекса исследований продуктивных коллекторов для выявления факторов, ухуд- шающих их разработку. И от достоверности установления главных отрицательных факторов, осложняющих выработку запасов, зависит правильность выбора системы разработки. С этой целью был проведен анализ литолого-петрофизической характеристики шеркалинской свиты в пределах Талинского нефтяного месторождения.

В основу исследований положены фондовые материалы «ТНК-Нягань» по Талинскому лицензионному участку.

Талинское месторождение располагается на территории ХМАО – Югра, вблизи города Нягани. Открыто месторождение в 1976 г. и уже в 1981 г. введено в разработку. Нефтеносность выявлена в пластах $ВК_1$, $ЮК_0$, $ЮК_1$, $ЮК_{2-9}$, $ЮК_{10}$, $ЮК_{11}$ и ДЮК (рисунок 1.1).

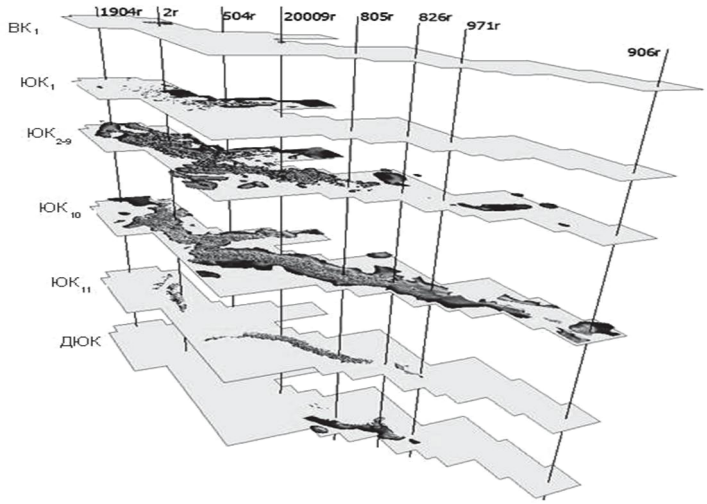

Рисунок 1.1 Объекты разработки Талинского нефтяного месторождения

Однако основными объектами разработки стали пласты шеркалинской свиты (ЮК10, ЮК11), предполагаемые запасы которых составляют 897 753 тыс.т. Породы шеркалинской свиты в пределах Красноленинского района имеют ограниченное распространение. Осадки свиты приурочены, главным образом, к глубоким прогибам между крупными поднятиями и к склонам Красноленинского свода. В составе шеркалинской свиты выделяют два пласта нефтеносности – ЮК10 и ЮК11 (рисунок 12).

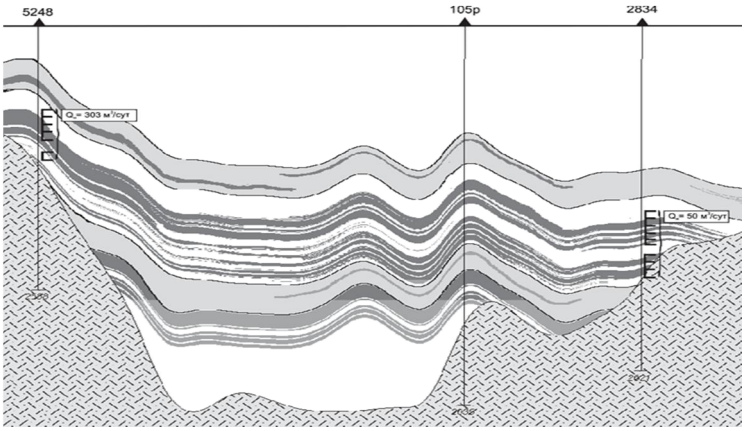

Рисунок 1.2. Разрез по линии скважин 5248-105р-2834 шеркалинской свиты

Остаточная водонасыщенность пород-коллекторов в интервале 20–50 % отмечается у 79,7 % проанализированных образцов, у 14,1 % $К_{во}$ составляет 60-70 %; $К_{во}$>70 % и $К_{во}$<20 % имеют 11,3 и 0,7 % пород-коллекторов соответственно.

В результате детальной корреляции, в разрезе пласта $ЮК_{10}$ выделяется пять циклов осадконакопления: три цикла регрессивного осадконакопления, представленных песчано- гравелитистыми отложениями и условно названные (сверху вниз) пачками «а», «б», «с»; два цикла трансгрессивного осадконакопления, характеризующихся накоплением глинистого материала, и служащих глинистыми перемычками для песчаных отложений регрессивного осадконакопления (пачки «х», «у»).

По данным интерпретации геофизического материала, пачка «с» обладает наилучшими коллекторскими свойствами: на значение пористости выше 15 % приходится 60 % определе- ний, в то время как для пачки «а» – 31

%, для пачки «б» – 37 %; коэффициент проницаемости

более 100 мД встречается в 41 % определений для пачки «с», для пачки «а» – 24 %, для пачки

«б» – 19 % определений.

Соответственно и средние значения ФЕС для пачки «с» выше, причем по проницаемости практически в 2 раза. Пористость для пачки «а» в среднем составляет 14,1 %, проницаемость 75,4 мД; для пачки «б» пористость – 14,5 %, проницаемость – 93,7 мД; для пачки «с» – 15,3 % и 125,6 мД (табл. 1).

Таким образом, коллекторские свойства пласта $ЮК_{10}$ улучшаются вниз по разрезу, что объясняется условиями осадконакопления. Среднее значение начальной нефтенасыщенности также возрастает от верхней пачки к нижней, составляя для пачки «а» – 67,8 %, для пачки

«б» – 69,4 %, для пачки «с» – 72,4 %.

Фильтрационные свойства пород пласта **$ЮК_{11}$** весьма изменчивы. Встречаются породы всех классов проницаемости, но преобладают IV и V классы (по классификации А.А.Ханина): коллекторы с проницаемостью 1–10 мД составляют 31,6 %, 10–100 мД – 28,7 %. Отмечаются и более проницаемые коллекторы: $К_{пр}$>100 мД у 26,1 % пород. Среднее значение проницаемости по керну составило 102,37 мД. Остаточная водонасыщенность по- род-коллекторов в интервале 30–60 % отмечается у 83,4 % проанализированных образцов, $К_{во}$>60 % и $К_{во}$<30% имеют 11,6 и 5,1 % пород-коллекторов соответственно.

Таблица 1. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пачек пласта $ЮК_{10}$(по данным ГИС)

Параметры	пачка «а»			пачка «б»			пачка «с»		
	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.
Пористость, %	14,1	8,9	18,0	14,5	8,9	18,0	15,3	8,9	18,0
Количество определений/количество скважин	8738/2707			15906/3880			14176/3556		
*Проницаемость, *10^{-3} мкм^2*	75,	0,42	105	93,	0,42	105	125,	0,5	1

	4		0	7		0	6	0	0 5 0
Количество определений/количество скважин	8735/2705			15905/3878			11866/3555		
Нефтенасыщенность, %	67,8	35,0	88,0	69,4	35,0	88,0	72,4	35,0	88,0
Количество определений/количество скважин	8704/2693			15787/3810			13596/3318		

В строении пласта выделяется две пачки: нижняя (пачка «а») и верхняя (пачка «б»). По данным керна и результатам интерпретации ГИС пачка «а» имеет ухудшенные фильтраци- онно-емкостные свойства, по сравнению с пачкой «б». Средневзвешенные по толщине зна- чения пористости для пачек «а» и «б» равны соответственно 15,8 и 16,1 %, проницаемости 177 и 257,4 мД (табл. 2).

Таблица 2. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пачек пласта $ЮК_{11}$(по данным ГИС)

Параметры	пачка «а»			пачка «б»		
	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.
Пористость, %	15,0	10,7	18,7	16,1	10,8	18,7
Количество определений/количество скважин	9629/1422			7241/1422		
Проницаемость, $*10^{-3}$ мкм^2	177	1,1	871	257,4	1,3	871
Количество определений/количество скважин	9629/1422			7241/1422		
Нефтенасыщенность, %	67,8	35,0	88,0	69,4	35,0	88,0
Количество определение/количество скважин	8704/2693			15787/3810		

Сравнительный анализ геолого-промысловых характеристик пластов $ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$ по- зволяет сделать вывод, что коллекторские свойства пласта $ЮК_{11}$ лучше, чем у пласта $ЮК_{10}$: средневзвешенная по толщине пористость пласта $ЮК_{10}$ – 14,2 %, $ЮК_{11}$ – 15,0 %, проницае- мость соответственно 115,4 мД и 199,3 мД.

К специфическим особенностям коллекторов, общим для пластов

$ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$, отно- сятся сложный характер строения пустотного пространства и морфогенетическое многообра- зие формирования пустот (трещиноватость, вторичная пористость и кавернозность). Доля вторичных пустот в отдельных случаях, может достигать 90–95 % от общей пористости, обу- славливая тем самым резкую анизотропию ее свойств по проницаемости.

Общей отличительной особенностью, отмечаемой многими исследователями для кол- лекторов пластов $ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$, является резкая неоднородность по проницаемости и по ха- рактеру смачиваемости. При чередовании гидрофильных и гидрофобных участков во многих случаях отмечается общая тенденция увеличения степени гидрофобизации с ростом абсо- лютной проницаемости коллекторов [2].

Итак, обобщая все вышесказанное, можно сделать следующие выводы об основных осо- бенностях геологического строения пород-коллекторов пластов $ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$ шеркалинской свиты.

1. Коллекторы пластов $ЮК_{10}$ и $ЮК_{11}$ обладают широким диапазоном изменения разме- ров пор (пустот).
2. В разрезах обоих пластов присутствуют пропластки, отличающиеся по проницаемости

(в 2 и более раз).

3. Степень гидрофобизации увеличивается с ростом проницаемости.

При наличии таких разностей показателей проницаемости пласта и гидрофобизации можно сделать вывод о присутствии в продуктивном разрезе «суперколлектора». «Супер- коллектор» – это небольшой по толщине прослой, для которого, в отличие от выше и ниже залегающих пропластков, характерны аномально высокая проницаемость и другой характер смачиваемости. Природа возникновения «СК» связана со вторичными преобразованиями, а именно – гидротермальной проработкой (протекающей по многочисленным разломам и зо- нам дробления из фундамента) исходных продуктивных пластов шеркалинской свиты, при- ведшей к формированию кавернозно-порового коллектора, обладающего гидрофобными свойствами (рисунок 1.3) [1].

Рисунок 1.3. Природа возникновения «суперколлектора»

Присутствие «СК» часто выражается в низком коэффициенте извлечения нефти и высо- кой степенью обводненности продукции. К концу 2011 года КИН Талинского месторожде- ния составляет 0,125 д. ед., а обводненность – 92 %. Наличие «СК» в определенной степени объясняет низкую эффективность процесса разработки Талинского месторождения на основе заводнения. Доля высокопроницаемых включений в объеме шеркалинской свиты по данным различных исследований составляет около 10 % (рис. 4). Предполагается, что именно по прослоям «СК» происходит прорыв воды, что и объясняет низкий КИН и высокую степень обводненности [1, 2].

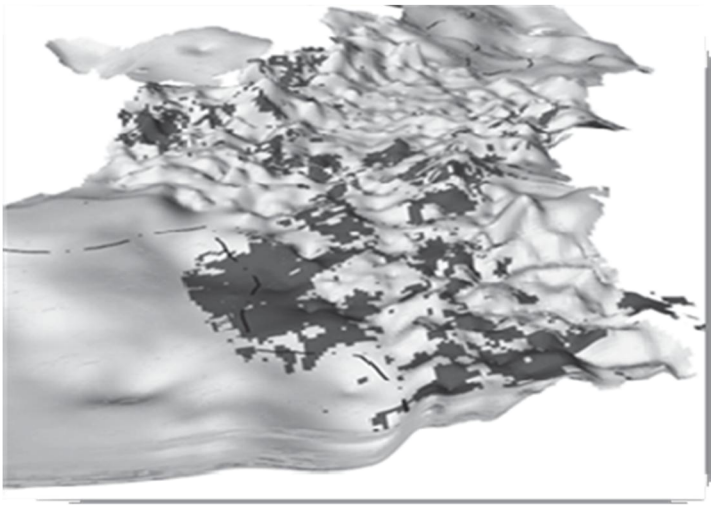

Рисунок 1.4. Распространение «суперколлектора» в модели

При наличии подобных геологических условий наиболее оптимальным методом разработки отложений шеркалинской свиты будет являться забуривание боковых стволов скважин, что позволит более эффективно освоить нефтяные пропластки с наименьшими затратами.

2. Геолого- технические мероприятия (ГТМ)

Ежегодно на каждом нефтяном месторождении осуществляются десятки геолого-технических мероприятий. Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

Геолого-технические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие – к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.

Вообще говоря, все работы в скважине подразделяется на капитальный и подземный (текущий) ремонты, при этом

- к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией ее деформации, зарезкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими аналогичными работами с подземным оборудованием;
- к подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, с обеспечением заданного технологического режима работы подземного эксплуатационного оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина и солей.

В большинстве случаев ГТМ относятся к капитальному ремонту скважин. Хотя в некоторых компаниях определенные виды текущего ремонта

также могут учитываться как ГТМ (например, смена скважинного насоса с меньшей производительностью на насос с большей производительностью).

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно - на поздних стадиях. На зрелых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение ГТМ особенно актуально.

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия ГТМ планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

Мероприятия относящие к ГТМ

Хотя каждая нефтедобывающая компания имеет собственные стандарты по отнесению к ГТМ тех или иных мероприятий, проводимых на скважине, тем не менее, обычно к ГТМ относятся следующие виды:

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Цель гидроразрыва пласта - увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта. Достигают этого путем закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Обработки призабойной зоны (ОПЗ)

Это, пожалуй, наиболее широкоприменяемый вид ГТМ. Технологий воздействия на призабойную зону пласта существует великое множество. Чаще всего проводят ОПЗ различными кислотными составами. Для карбонатных коллекторов и коллекторов с повышенным содержанием карбонатного цемента наиболее часто используют закачку кислотных

составов на основе соляной кислоты. Для терригенных коллекторов - закачку кислотных составов на основе плавиковой кислоты.

Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ)

Как правило, разработку месторождения начинают с нижних продуктивных пластов. По мере их истощения скважины переводят на вышележащие продуктивные пласты, не охваченные разработкой.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ)

По Правилам охраны недр следует вести раздельный учет продукции по каждому объекту разработки. Это необходимо для того, чтобы можно было отследить выработку запасов по каждому объекту и оценить достигнутый КИН. Если нижележащий продуктивный горизонт далек от истощения, а выше него существует еще один нефтенасыщенный пласт, выделенный в отдельный объект разработки, то применяют специальное оборудование, позволяющее в одной скважине одновременно эксплуатировать разные объекты разработки с раздельным учетом продукции по каждому объекту. Внедрение системы ОРЭ часто выделяют в отдельный вид ГТМ.

Бурение боковых стволов (зарезка боковых стволов)

Бурение боковых стволов из существующих скважин – эффективный способ капитального ремонта и реконструкции скважин. Технология особенно эффективна для месторождений на поздней стадии разработки.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР)

Ремонтно-изоляционные работы осуществляются с целью ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны и ограничения водопритока в скважину. РИР могут осуществляться различными тампонирующими материалами (цементом, жидким стеклом), установкой пластыря или пакерами (двухпакерными компоновками, например). Особенность этого вида ГТМ в том, что эффективность проведенных работ заключается скорее не в получении дополнительной добычи нефти, а в снижении содержания воды в продукции скважины.

Помимо перечисленных, существуют и другие виды ГТМ. Например, вывод из бездействия, вывод из консервации, реперфорация, дострел, оптимизация ГНО.

ГТМ проводятся также и на нагнетательном фонде скважин. На нагнетательных скважинах проводят работы по очистке забоя скважины, обработке призабойной зоны с целью увеличения приемистости и/или выравнивания профиля приемистости, работы по ликвидации непроизводительной закачки (негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков) и т.п.

2.1 Развитие методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на поздних стадиях разработки.

При всех достоинствах освоенного промышленностью метода заводнения нефтяных залежей как метода наиболее полного извлечения нефти он, тем не менее, уже не обеспечивает необходимую конечную степень извлечения нефти из пластов, особенно в условиях неоднородных пористых сред и повышенной вязкости нефти, когда достигается относительно низкий охват пластов заводнением. После окончания разработки нефтяных месторождений в недрах остается от 40 до 80 % запасов нефти. Остаточная нефть в основном находится в таком состоянии, что доизвлечение ее обычными методами разработки затруднительно.

Как известно, различают остаточную нефть двух типов. Первый тип представляет собой не вовлеченную в процесс фильтрации нефть, сосредоточенную в застойных и недренируемых зонах и пропластках, не охваченных воздействием вытесняющих агентов. Причинами возникновения так называемых «целиков» нефти являются в первую очередь проницаемостная неоднородность пласта и низкий охват пласта заводнением

и сеткой скважин. Промысловыми исследованиями установлено, что при различии проницаемостей двух пропластков, разделенных глинистой перемычкой, в 5 раз и более, вода практически не поступает в низкопроницаемые пропластки, в результате чего нефть остается не вовлеченной в разработку. Очевидно, что остаточная нефть этого типа по составу практически ничем не отличается от вытесняемой, поскольку она не взаимодействует с закачиваемыми флюидами.

Анализ результатов промысловых испытаний новых способов увеличения нефтеотдачи заводненных пластов показывает, что для залежей, находящихся на поздней стадии разработки, наиболее перспективными являются физико-химические, гидродинамические, волновые и микробиологические методы воздействия на пласт. Применение указанных методов воздействия на обводненные пласты может привести к повышению коэффициента вытеснения нефти из пористой среды или к увеличению коэффициента охвата воздействием закачиваемой водой, или одновременному увеличению как коэффициента вытеснения, так и охвата воздействием.

Таким образом, МУН пластов на поздней стадии заводнения залежей можно разделить на три группы:

- методы, направленные на увеличение коэффициента вытеснения нефти из пористой среды путем улучшения нефтеотмывающих свойств закачиваемой воды;
- методы, направленные на повышение охвата залежи воздействием воды;
- методы комплексного воздействия на залежь, позволяющие одновременно увеличить как коэффициент вытеснения нефти, так и охват пласта воздействием.

Методы увеличения коэффициента вытеснения нефти с использованием различных химических продуктов применяются на начальных стадиях разработки месторождений. Основное внимание уделяется увеличению коэффициента вытеснения с применением ПАВ,

щелочей, кислот и растворителей. В данном направлении достигнуты определенные успехи.

При использовании второй группы методов, основанных на повышении фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора, применяют полимеры, полимеры со сшивателями, полимердисперсные системы (ПДС), коллоидно-дисперсионные системы (КДС), волокнисто-дисперсные системы (ВДС) и другие осадко-гелеобразующие композиции. Эти методы наиболее широко начали применяться на поздней стадии разработки месторождений, что связано со снижением эффективности гидродинамических и ряда физико-химических методов на основе ПАВ, кислот и щелочей.

Комплексное воздействие на нефтеводонасыщенный коллектор достигается при использовании следующих технологий:

- закачка алкилированной серной кислоты (АСК);
- щелочно-силикатное и щелочно-полимерное заводнение, применение тринатрийфосфата;
- комбинированные технологии, основанные на закачке ПДС с поверхностно-активными веществами и щелочами, ПДС - СТА (стабилизированный тощий абсорбент) и др.;
- методы, основанные на совместной закачке полимеров, ПАВ, кислот, щелочей и растворителей;
- совместное использование физических методов (акустическое воздействие, вибровоздействие) и нефтевытесняющих агентов;
- гидродинамические МУН.

Исходя из этих соображений А.А. Газизов в соавторстве с А.Ш. Газизовым и С.Р. Смирновым предложили классификацию МУН, перспективных для применения в условиях высокой обводненности нефтяных залежей по механизму воздействия на залежь и остаточную нефть. Классификация физических и физико-химических МУН, применяемых при высокой обводненности нефтяных залежей:

Увеличение коэффициента вытеснения:

- применение водорастворимых ПАВ;
- применение нефтерастворимых ПАВ;
- совместное применение водорастворимых и нефтерастворимых ПАВ;
- мицеллярные растворы;
- композиции углеводородов и ПАВ;
- щелочное заводнение.

Увеличение коэффициента охвата воздействием:

- применение полимеров и биополимеров;
- применение полимеров со сшивателями;
- вязкоупругие системы (ВУС);
- полимердисперсные, волокнисто-дисперсные и коллоидно-дисперсные системы (ПДС, ВДС, КДС и др.);
- гелеобразующие системы на основе кремнеорганических соединений, жидкого стекла, алюмохлорида, алюмосиликатов и др.

Методы комплексного воздействия:

- гидродинамические МУН;
- полимеры с щелочами;
- ПДС с ПАВ и ЩСПК;
- силикатно-щелочное воздействие;
- волновое воздействие;

2.2 Применение метода зарезки боковых стволов

Зарезка боковых стволов - это 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.

Впервые бурение второго ствола в нашей стране было осуществлено в 1936 г. Следует подчеркнуть, что эффективность таких работ была не очень высока по различным причинам и в первую очередь из-за низкой эффективности инструментов, техники и технологии. Из-за отсутствия технических средств в настоящее время простаивают более 40 тыс., нефтяных скважин - это более 20 % всего фонда скважин.

Зарезка второго ствола стала одной из наиболее инвестиционно-привлекательных технологий, направленных на стабилизацию и дальнейший рост нефтедобычи на месторождениях. В значительной степени это объясняется тем, что на разрабатываемых месторождениях накопился фонд аварийных, высокообводненных, малодебитных скважин, требуемых существенных затрат на проведение капитального ремонта. При этом экономическая эффективность других предлагаемых технологий незначительна, кратковременна или вообще отсутствует. Бурение же новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления сетки скважин на большинстве месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки является нецелесообразным. В этих

условиях в качестве альтернативного решения может рассматриваться бурение второго ствола из существующей скважины.

Большинство обычных вертикальных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона Российской Федерации находятся в эксплуатации от 10 до 50 лет. Зачастую простые операции капитального ремонта, такие как дополнительная перфорация, кислотная обработка или гидроразрыв пласта, значительно увеличивают добычу. Но в некоторых случаях эффективным решением является использование скважин для бурения из них боковых стволов с горизонтальным заканчиванием.

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

Производство работ по бурению выполняется по индивидуальному плану работ на зарезку и бурение бокового ствола с горизонтальным участком из обводненной или бездействующей эксплуатационной скважины, в основу которого должны быть заложены технико-технологические решения. [7]

Бурение боковых стволов осуществляется в соответствии технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения и с учетом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти. К зарезке боковых стволов пригодны практически все скважины.

При этом можно выделить следующие цели зарезки:

1. Вывод скважин из бездействия.

2. Выработка недренируемых участков (краевые зоны месторождений). В основном запасы, расположенные в краевых зонах месторождений или вблизи границы выклинивания пласта характеризуются малыми толщинами при высоких коэффициентах нефтенасыщенности. Как правило, заложение на этих участках новых скважин экономически нецелесообразно. Однако в

некоторых случаях из пробуренной скважины можно зарезать боковой ствол и получить дополнительную добычу нефти, извлечь которую другими средствами невозможно.

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

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

5. Уход от фронта обводнения (нагнетания). При разработке пластов с использованием жестких систем заводнения при прорыве фронта закачиваемых вод добывающие скважины быстро обводняются. В большинстве случаев не удается надежно изолировать обводненные интервалы пласта, поэтому зарезка бокового горизонтального ствола с уходом от фронта нагнетания в данном случае является самым эффективным методом.

6. Переход на другой (нижележащий) пласт, доразведка.

Учитывая вышесказанное, следует отметить, что бурение ЗБС на Талинском месторождении видится наиболее целесообразным, так как месторождение находится на поздней стадии эксплуатации. С целью улучшения показателей разработки месторождения, необходимо применение способов довыработки запасов, к которым и относится зарезка ЗБС. Это будет способствовать увеличению коэффициента извлечения нефти по объекту, продления периода работы обводнившихся нефтяных скважин, а также снижения объемов капитальных вложений за счет довыработки запасов нефти без привлечения бурения новых добывающих скважин.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б53Т	Адам Елене Витальевне

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*Определение экономической эффективности при реализации проектируемого технического решения*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	*Исходные данные для расчета экономических показателей проекта*
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	*Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)*	*Расчет экономических показателей проекта*
2. *Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР*	*Расчет срока окупаемости, оценка рентабельности инвестиций..*
3. *Составление бюджета инженерного проекта (ИП)*	*Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.*
4. *Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков*	*Выявлено что эффективность проведения ЗБС зависит от прироста дебита в результате проведения операций и от курса цен на нефть.*
5. *Экономическое обоснование проектного технологического решения*	*Выявлено предлагаемое технологическое решение предусматривающее реанимацию высокообводнившихся скважин методом бурения боковых стволов, продлевая рентабельный срок их эксплуатации.*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б53Т	Адам Елена Витальевна		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель экономических расчетов – оценка предлагаемых решений по повышению эффективности системы разработки Талинского нефтяного месторождения, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Оценка эффективности мероприятия выполнена в рублях в постоянных ценах без учета инфляции.

Проектом предусмотрено пробурить по одному боковому горизонтальному стволу из трех скважин Талинского месторождения связи с предельной обводненностью их продукции.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам.

Для оценки экономической эффективности понадобятся следующие понятия и формулы:

Дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения:

$$NPV = \sum_{t-1}^{T} \frac{(\Pi t + \mathrm{A}t)\ \mathrm{K}t}{(1 + E\mathrm{н})^{t-tp}} \quad 3.1$$

где Пt – прибыль от реализации продукции в t-м году, руб.;

At – амортизационные отчисления в t-м году, руб.;

Kt – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году, руб.

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и общей суммы налогов, направляемых в бюджетные и небюджетные фонды:

$$Пt = \sum_{t=1}^{T} \frac{Bt * Эt * Ht}{(1+E_n)^{t-tp}} \qquad (3.2)$$

где Пt – прибыль от реализации продукции, руб.;

Т – расчетный период оценки деятельности предприятия, годы;

Bt – выручка от реализации продукции, руб.;

Эt – эксплуатационные затраты с амортизацией в t-ом году, руб.;

Ht – сумма налогов, руб.;

Ен – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp – соответственно текущий и расчетный год.

Выручка от реализации нефти (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем ее добычи:

$$Bt = (Цн * Йн)t \quad (3.3)$$

где *Цн* – цена реализации нефти в t-м году, руб.;

Qн – добыча нефти в t-м году, т.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=}^{T} (Пt + At)/(1+Eн)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^{T} Kt/(1+Eн)^{t-tp}} \quad (3.4)$$

Период окупаемости вложенных средств ($П_{ок}$) – продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной

наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. То есть это отрезок времени, по истечении которого дисконтированный денежный поток становится и в дальнейшем остается положительным. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{\text{Пок}} \frac{(\text{П}t+\text{A}t)}{(1+\text{Ен})^{t-tp}} = 0 \quad (3.6)$$

где Пок - период возврата вложенных средств, годы;

Пt – прибыль от реализации в t-м году, руб.;

At – амортизационные отчисления в t-м году, руб.;

Кt – капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году, руб.;

Ен – норматив дисконтирования, доли ед.;

3.2 Исходные данные для расчета экономических показателей проекта

В таблице 3.1 приведены данные, необходимые для расчета экономической эффективности. Экономическая оценка проектируемого решения производится на основании РД 153-39-007-96 [21].

Таблица 3.1 - Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатели	Ед. изм.	Значение
Цена реализации нефти на внутреннем рынке (без НДС)	руб./т	8000,0
Средняя мировая цена нефти с	долл./барр.	110,7
Платежи и налоги:		
- налог на имущество (1)	%	2,2
- налог на прибыль (2)	%	20,0
- налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	470*Кц*Кв
Капитальные вложения:		
- стоимость строительства ЗБС	млн. руб.	13,0
Эксплуатационные затраты:		
- расходы на энергию по подъему жидкости на поверхность (3)	руб./т	112,44
- технологическая подготовка нефти (4)	руб./т	220,0
- сбор и транспорт жидкости (5)	руб./т	54,58

Дополнительные данные:		
Курс рубля к доллару	руб./долл.	30,27
Норма амортизационных отчислений на реновацию скважин	%	6,67
Ставка дисконтирования	%	15,0

3.3 Расчет экономических показателей

3.2.1 Рассчитаем ставку НДПИ по формуле:

$$К_{НДПИ} = 470 * К_{ц} * К_{в} \qquad (3.7)$$

где Ц – средний уровень цен нефти долл.США/баррель;

Р – средний курс рубля РФ к доллару США, руб./долл.

Кв =3,8 - 3,5 * $\frac{N}{V}$;

N – суммарная накопленная добыча нефти, тыс.т.;

V – начальные извлекаемые запасы нефти категорий АВС1 и С2, тыс.

Так как по Талинскому месторождению $\frac{N}{V} = 0{,}329$ то принимаем Кв равным 1.

$К_{НДПИ}$ = 470 · (110,7-15)· 30,27 / 261 = 5216,53 руб/т;

$ΣНДПИ_1 = К_{НДПИ} · ΣQ_{н1}$ = 5216,53 · 28018,8 = 130300,67 тыс. руб

Аналогичным образом рассчитаем суммарный НДПИ по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.2 приведены полученные данные.

Таблица 3.2 - Расчет НДПИ

Период, год	$ΣQ_н$ за период, т	$К_{НДПИ}$, руб./т	ΣНДПИ, тыс. руб.
1	2	3	4
1	28018,8	5216,53	130300,67
2	26359,0	5216,53	122581,88
3	24848,6	5216,53	115557,90
4	23475,6	5216,53	109172,93
5	22232,4	5216,53	103391,15

6	21113,7	5216,53	98188,77
7	20115,3	5216,53	93545,91
8	19232,4	5216,53	89440,06
9	18458,8	5216,53	85842,06
10	17786,3	5216,53	82714,85
11	17205,7	5216,53	80014,79

Налог на имущество:

$$\Sigma Н_{им} = 3 \cdot Ф_{скв} \cdot (1) = 3 \cdot 13000 \cdot 0{,}022 = 858 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления:

$$Н_а = 6{,}67\ \%;$$

$$\Sigma А_{оф} = 3 \cdot Ф_{скв} \cdot Н_а = 3 \cdot 13000 \cdot 0{,}0667 = 1950 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль:

$$Н_{п1} = П_1 \cdot (2) = 80197{,}3 \cdot 0{,}2 = 16039{,}46 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем налог на прибыль за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.3приведены полученные данные.

Таблица 3.3 - Налог на прибыль

Период, год	Прибыль от реализации, тыс. руб.	Ставка налога на прибыль, д.ед.	Налог на прибыль, тыс. руб.
1	2	3	4
1	80197,3	0,2	16039,46
2	75277,5	0,2	15055,50
3	70793,6	0,2	14158,71
4	66705,4	0,2	13341,08
5	62987,3	0,2	12597,46
6	59623,2	0,2	11924,63
7	56601,7	0,2	11320,34
8	53911,8	0,2	10782,35
9	51538,9	0,2	10307,78
10	49463,9	0,2	9892,79
11	47662,8	0,2	9532,57
12	46108,1	0,2	9221,63
13	44770,9	0,2	8954,18

14	43662,6	0,2	8724,52
15	42636,4	0,2	8527,28
16	41787,9	0,2	8357,58
17	41055,7	0,2	8211,15
18	40421,2	0,2	8084,24
19	39868,4	0,2	7973,67
20	39383,6	0,2	7876,72

3.2.2 Капитальные вложения

Примем капитальные вложения $Ф_{скв}$ = 13 млн. руб. – средние по нормативам капитальных вложений на строительство БГС в одной скважине. Таким образом,

$$\Sigma Ф_{скв} = 3 \cdot 13000 = 39000 \text{ тыс. руб.}$$

3.2.2 Эксплуатационные затраты

Рассчитаем эксплуатационные затраты по следующим статьям: а) Затраты на энергию по извлечению жидкости из пласта:

$$\Sigma Q_{ж1} \cdot (3) = 28019,5 \cdot 112,44 = 3150,51 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем суммарные затраты на подъем жидкости по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.4приведены полученные данные.

Таблица 3.4 - Затраты на подъем жидкости из пласта

Период, год	$\Sigma Q_ж$ за период, т	Расходы по извлечению жидкости, руб./т (3)	ΣЗатраты на энергию по извлечению жидкости, тыс. руб.
1	2	3	4
1	28019,5	112,44	3150,51
2	26366,6	112,44	2964,66
3	24880,6	112,44	2797,58

4	23561,2	112,44	2649,22
5	22408,3	112,44	2519,59
6	21418,9	112,44	2408,34
7	20585,4	112,44	2314,62
8	19894,8	112,44	2236,97
9	19329,9	112,44	2173,45
10	18871,5	112,44	2121,91
11	18500,4	112,44	2080,18
12	18199,2	112,44	2046,31
13	17952,9	112,44	2018,62
14	17749,3	112,44	1995,73
15	17578,7	112,44	1976,55
16	17433,4	112,44	1960,21
17	17307,3	112,44	1946,03
18	17195,8	112,44	1933,50
19	17095,5	112,44	1922,21
20	17003,4	112,44	1911,87

б) Затраты на подготовку нефти:

$\Sigma Q_{ж1} \cdot (4) = 28019,5 \cdot 220 = 6164,28$ *тыс. руб.*

Аналогичным образом рассчитаем суммарные затраты на подготовку нефти по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.5 приведены полученные данные.

Таблица 3.5 - Затраты на технологическую подготовку нефти

Период, год	$\Sigma Q_ж$ за период, т	Расходы по подготовке нефти, руб./т (4)	ΣЗатраты на подготовку нефти, тыс. руб.
1	28019,5	220	6164,28
2	26366,6	220	5800,65
3	24880,6	220	5473,74
4	23561,2	220	5183,47
5	22408,3	220	4929,82
6	21418,9	220	4712,16
7	20585,4	220	4528,79
8	19894,8	220	4376,85
9	19329,9	220	4252,57
10	18871,5	220	4151,72
11	18500,4	220	4070,09
12	18199,2	220	4003,82

13	17952,9	220	3949,64
14	17749,3	220	3904,85
15	17578,7	220	3867,32
16	17433,4	220	3835,34
17	17307,3	220	3807,60
18	17195,8	220	3783,08
19	17095,5	220	3761,00
20	17003,4	220	3740,76

в) Затраты на сбор и транспорт нефти:

$$\Sigma Q_{ж1} \cdot (5) = 28019,5 \cdot 54,58 = 1529,30 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичным образом рассчитаем суммарные затраты на сбор и транспорт нефти по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.6 приведены полученные данные.

Таблица 3.6 - Затраты на сбор и транспорт нефти

Период, год	$\Sigma Q_{ж}$ за период, т	Расходы по сбору и транспорту нефти, руб./т (5)	ΣЗатраты на сбор и транспорт нефти, тыс. руб.
1	28019,5	54,58	1529,30
2	26366,6	54,58	1439,09
3	24880,6	54,58	1357,99
4	23561,2	54,58	1258,97
5	22408,3	54,58	1223,04
6	21418,9	54,58	1169,05
7	20585,4	54,58	1123,55
8	19894,8	54,58	1085,86
9	19329,9	54,58	1055,02
10	18871,5	54,58	1030,00
11	18500,4	54,58	1009,75
12	18199,2	54,58	993,31
13	17952,9	54,58	979,87
14	17749,3	54,58	968,76
15	17578,7	54,58	959,45
16	17433,4	54,58	951,51
17	17307,3	54,58	944,63
18	17195,8	54,58	938,55
19	17095,5	54,58	933,07
20	17003,4	54,58	928,05

Эксплуатационные затраты:

$$Э_t = ΣA_{оф} + ΣНДПИ + ΣЗатраты\ по\ статьям(t)$$

$$Э_1 = 1950 + 130300{,}67 + 3150{,}51 + 6164{,}28 + 1529{,}30 = 143094{,}76\ тыс.руб$$

Аналогичным образом рассчитаем суммарные эксплуатационные затраты по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.7 приведены полученные данные.

Период, год	$ΣA_{оф}$, тыс. руб.	ΣНДПИ, тыс. руб.	ΣЗатраты на извлечение, тыс. руб.	ΣЗатраты на подготовку, тыс. руб.	ΣЗатраты на сбор и транспорт, тыс. руб.	ΣЭксплуатац. затраты, тыс. руб.
1	1950	130300,67	3150,51	6164,28	1529,30	143094,76
2	1950	122581,88	2964,66	5800,65	1439,09	134736,27
3	1950	115557,90	2797,58	5473,74	1357,99	127137,21
4	1950	109172,93	2649,22	5183,47	1258,97	120241,59
5	1950	103391,15	2519,59	4929,82	1223,04	114013,61
6	1950	98188,77	2408,34	4712,16	1169,05	108428,33
7	1950	93545,91	2314,62	4528,79	1123,55	103462,88
8	1950	89440,06	2236,97	4376,85	1085,86	99089,74
9	1950	85842,06	2173,45	4252,57	1055,02	95273,11
10	1950	82714,85	2121,91	4151,72	1030,00	91968,49
11	1950	80014,79	2080,18	4070,09	1009,75	89124,81
12	1950	77694,37	2046,31	4003,82	993,31	86687,82
13	1950	75705,44	2018,62	3949,64	979,87	84603,57
14	1950	74001,75	1995,73	3904,85	968,76	82821,09
15	1950	72540,80	1976,55	3867,32	959,45	81294,11
16	1950	71284,69	1960,21	3835,34	951,51	79981,75
17	1950	70200,39	1946,03	3807,60	944,63	78848,65
18	1950	69259,52	1933,50	3783,08	938,55	77864,66
19	1950	68438,01	1922,21	3761,00	933,07	77004,30
20	1950	67715,55	1911,87	3740,76	928,05	76246,22

3.3 Выручка от реализации

Выручка $ΣB_t = 8000 \cdot ΣQ_н(t)$:

$$ΣB_1 = 8000 \cdot ΣQ_{н1} = 8000 \cdot 28018{,}8 = 224150{,}05\ тыс.\ руб.$$

Аналогичным образом рассчитаем суммарную выручку по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.8 приведены полученные данные.

Таблица 3.8 - Выручка от реализации

Период, год	$\Sigma Q_н$ за период, т	Цена реализации нефти, руб./т	ΣВыручка от реализации нефти, тыс. руб.
1	2	3	4
1	28018,8	8000	224150,05
2	26359,0	8000	210871,79
3	24848,6	8000	198788,78
4	23475,6	8000	187805,00
5	22232,4	8000	177858,89
6	21113,7	8000	168909,49
7	20115,3	8000	160922,59
8	19232,4	8000	153859,50
9	18458,8	8000	147670,03
10	17786,3	8000	142290,44
11	17205,7	8000	137645,64
12	16706,7	8000	133653,94
13	16279,1	8000	130232,47
14	15912,7	8000	127301,70
15	15598,6	8000	124788,49
16	15328,5	8000	122627,67
17	15095,3	8000	120762,39
18	14893,0	8000	119143,87
19	14716,3	8000	117730,66
20	14561,0	8000	116487,84

3.3.1 Прибыль от реализации

$$\Sigma П_1 = \Sigma В_1 – (\Sigma Э_1 + \Sigma Н_{им}) = 224150,05 – (143094,76 + 858) = 80197,30$$

тыс. руб.

Аналогичным образом рассчитаем суммарную прибыль по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.9 приведены полученные данные.

Таблица 3.9 - Прибыль от реализации

Период, год	$\Sigma Н_{им}$, тыс. руб.	ΣЭксплуатац. затраты, тыс. руб.	ΣВыручка от реализации нефти, тыс. руб.	ΣПрибыль от реализации, тыс. руб.
1	858	143094,76	224150,05	80197,30
2	858	134736,27	210871,79	75277,52
3	858	127137,21	198788,78	70739,57
4	858	120241,59	187805,00	66705,41
5	858	114013,61	177858,89	62987,28
6	858	108428,33	168909,49	59623,16

7	858	103462,88	160922,59	56601,71
8	858	99089,74	153859,50	53911,76
9	858	95273,11	147670,03	51538,91
10	858	91968,49	142290,44	49463,95
11	858	89124,81	137645,64	47662,83
12	858	86687,82	133653,94	46108,13
13	858	84603,57	130232,47	44770,91
14	858	82821,09	127301,70	43622,60
15	858	81294,11	124788,49	42636,38
16	858	79981,75	122627,67	41787,92
17	858	78848,65	120762,39	41055,74
18	858	77864,66	119143,87	40421,22
19	858	77004,30	117730,66	39868,36
20	858	76246,22	116487,84	39383,62

3.4 Дисконтированный поток денежной наличности

$NPV_1 = (80197,30 + 1950 – 16039,46 – 39000) / 1,15^0 = 23207,84$ *тыс. руб.;*

$NPV_2 = (75277,52 + 1950 – 15055,50) / 1,15^1 = 50671,32$ *тыс. руб.*

Аналогичным образом рассчитаем NPV по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.10приведены полученные данные.

Таблица 3.10 Дисконтированный поток денежной наличности

Период, год	Σ Прибыль от реализации, тыс. руб.	$ΣA_{оф}$, тыс. руб.	ΣНалог на прибыль, тыс. руб.	Ставка дисконти - рования	ΣКап. вложения, тыс. руб.	ΣNPV, тыс. руб.
1	80197,30	1950	16039,46	0,15	39000	23207,84
2	75277,52	1950	15055,50	0,15		50671,32
3	70739,57	1950	14158,71	0,15		41349,61

4	66705,41	1950	13341,08	0,15		33805,75
5	62987,28	1950	12597,46	0,15		27695,63
6	59623,16	1950	11924,63	0,15		22745,10
7	56601,71	1950	11320,34	0,15		18733,35
8	53911,76	1950	10782,35	0,15		15480,86
9	51538,91	1950	10307,78	0,15		12841,07
10	49463,95	1950	9892,79	0,15		10694,28
11	47662,83	1950	9532,57	0,15		8943,21
12	46108,13	1950	9221,63	0,15		7509,36
13	44770,91	1950	8954,18	0,15		6329,93
14	43622,60	1950	8724,52	0,15		5354,98
15	42636,38	1950	8527,28	0,15		4545,00
16	41787,92	1950	8357,58	0,15		3868,76
17	41055,74	1950	8211,15	0,15		3301,54
18	40421,22	1950	8084,24	0,15		2823,74
19	39868,36	1950	7973,67	0,15		2419,68
20	39383,62	1950	7876,72	0,15		2076,83

3.4.1Индекс доходности

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^{T} (Пt + At) / (1 + Ен)^{t-tp}}{\sum_{t=1} Kt / (1 + Ен)^{t-tp}}$$

Рассчитаем индекс доходности по всем БГС за рассматриваемый период с 1 до 20 лет включительно. В таблице 3.11 приведены полученные данные.

Таблица 3.11 - Расчет индекса доходности

Период, год	ΣПрибыль от реализации, тыс. руб	$\Sigma A_{оф}$, тыс. руб.	$\Sigma(П+A_{оф})$, тыс. руб.	Ставка дисконти-рования	Дисконти-рованный $(П+A_{оф})$, тыс. руб.
1	80197,30	1950	82147,30	0,15	2,11
2	75277,52	1950	77227,52	0,15	58395,10
3	70739,57	1950	72743,57	0,15	41591,37
4	66705,41	1950	68655,41	0,15	29681,63
5	62987,28	1950	64937,28	0,15	21228,11

6	59623,16	1950	61573,16	0,15	15219,94
7	56601,71	1950	58551,71	0,15	10943,73
8	53911,76	1950	55861,76	0,15	7894,87
9	51538,91	1950	53488,91	0,15	5716,08
10	49463,95	1950	51413,95	0,15	4154,51
11	47662,83	1950	49612,83	0,15	3031,36
12	46108,13	1950	48058,13	0,15	2220,31
13	44770,91	1950	46720,91	0,15	1632,16
14	43622,60	1950	45572,60	0,15	1203,82
15	42636,38	1950	44586,38	0,15	890,56
16	41787,92	1950	43737,92	0,15	660,58
17	41055,74	1950	43005,74	0,15	491,13
18	40421,22	1950	42371,22	0,15	365,88
19	39868,36	1950	41818,36	0,15	273,05
20	39383,62	1950	41333,62	0,15	204,07
Всего :					**205800,37**

3.4.2 Период окупаемости вложенных средств

Так как NPV положителен уже в течение первого периода расчета, то период окупаемости примем равным 1 году

3.5 Экономическое обоснование проектного технологического решения

Таблица 3.12- Результаты расчета экономической эффективности

Период, год	$\Sigma Э_t$, тыс. руб.	ΣB_t, тыс. руб.	$\Sigma П_t$, тыс. руб.	$\Sigma П_ч$ ($\Sigma П_t$ за вычетом налога на прибыль), тыс. руб.
1	143094,76	224150,05	80197,30	64157,84
2	134736,27	210871,79	75277,52	60222,01
3	127137,21	198788,78	70739,57	56634,85
4	120241,59	187805,00	66705,41	53364,33
5	114013,61	177858,89	62987,28	50389,83
6	108428,33	168909,49	59623,16	47698,53
7	103462,88	160922,59	56601,71	45281,37
8	99089,74	153859,50	53911,76	43129,41
9	95273,11	147670,03	51538,91	41231,13
10	91968,49	142290,44	49463,95	39571,16
11	89124,81	137645,64	47662,83	38130,27
12	86687,82	133653,94	46108,13	36886,50

13	84603,57	130232,47	44770,91	35816,73
14	82821,09	127301,70	43622,60	34898,08
15	81294,11	124788,49	42636,38	34109,11
16	79981,75	122627,67	41787,92	33430,34
17	78848,65	120762,39	41055,74	32844,60
18	77864,66	119143,87	40421,22	32336,97
19	77004,30	117730,66	39868,36	31894,69
20	76246,22	116487,84	39383,62	31506,90
Всего:	**1951922,93**	**3023501,22**	**1054418,29**	**843534,63**

Предлагаемое технологическое решение предусматривает реанимацию высокообводнившихся скважин методом бурения боковых горизонтальных стволов, продлевая рентабельный срок их эксплуатации. Анализируя приведенные в таблице 3.13 показатели, становится очевидной выгода реализации проектного технологического решения.

Таблица 3.13 Технико-экономические показатели реализации проектного технологического решения

Показали	Ед.изм.	Значение показателей
Накопленный дебит нефти	тыс.т	377,9
Накопленный дебит жидкости	тыс.т	401,4
Количество проектируемых БГС	шт.	3
Эксплуатационные затраты	млн. руб.	1951,92
Выручка от реализации	млн. руб.	3023,50
Прибыль от реализации	млн. руб.	1054,42
Доход инвестора (чистая прибыль)	млн. руб.	843,53
Индекс доходности	д.ед.	5,28
Период окупаемости	годы	1

Вывод: Все выше перечисленное позволяет сделать вывод, что наиболее эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ЗБ,при котором инвестор получает дополнительный доход в размере 843.53млн. руб за 1 год

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	**ФИО**
З-2Б53Т	Адам Елене Витальевне

Школа	ИШПР	**Отделение**	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	**Специальность**	21.03.01

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования).	Объектом исследования является методы до извлечения остаточных запасов флюидов на Талинском нефтяном месторождении
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.	Анализ выявленных вредных факторов: - общая система производственного освещения; - шум и вибрации от работы;
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведенной среды.	Анализ выявленных опасных факторов: - электрический ток;
3. Охрана окружающей среды.	Анализ воздействия объекта на атмосферу. Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Анализ возможных ЧС при эксплуатации проектируемого решения; - разработка действий в результате возникшей ЧС.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Нормы трудового договора (на основе инструкции по охране труда), организационные мероприятия при комплектовании 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	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б53Т	Адам Елена Витальевна		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

За последние годы на предприятиях нефтяной и газовой промышленности проведена большая работа по обеспечению безопасных условий труда, предупреждению аварий и несчастных случаев с тяжелым исходом. К опасным и вредным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтяного хозяйства относятся: повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенный уровень шумов и вибрации на рабочем месте, недостаточная его освещенность и т.д.

В соответствии с этим опасные и вредные производственные факторы при добыче, сборе нефти возникают при аварийном фонтанировании,

опробовании и испытании скважин, испарениях из мерников и резервуаров, разрывах трубопроводов и т.д.

При размещении технологических установок, производственных помещений и других объектов на территории нефтяного месторождения необходимо учитывать требования пожарной безопасности и удобство обслуживания отдельных объектов.

Удовлетворительное состояние дорог и подъездных путей к производственным объектам, устройство мостиков, переездов и переходов - залог правильной организации производства и безопасного ведения работ. Поэтому эти объекты должны всегда содержаться в исправном состоянии, чистоте и иметь предупреждающие знаки

4.1 Анализ вредных производственных факторов

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

На рабочем месте действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности. Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ ГРП, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [1].

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C_1-C_{10}) и сероводорода (H_2S) в вещества в воздушную среду возможно при проведении технологических

процессов и производственных работ (глушение, вызов притока, промывка после ГРП).

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 4.1 приведены ПДК для различных видов согласно ГОСТ 12.1.005-88 [3].

Таблица 4.1 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта

Вещество	ПДК, мг/м^3	Класс опасности
Пыль содержащая более 70% SiO_2	2	3
Пыль содержащая от 10 до 70% SiO_2	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [3]. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м^3, сероводорода – 3 мг/м^3. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отеку легких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестает ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринять меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использование токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

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 - 45ºС даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работы. 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 [3].

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

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

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 закрытых территорий и 75 м – для не обогреваемых помещений [3].

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 прочее), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздуховоды) и многие другие.

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. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90-

110 дБ, при это превышая на 5-25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110-115 дБ [2].

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 типа «а» граница снижения производительности труда.

На промысле применяют следующие средства индивидуальной защиты:

– виброзащитные перчатки и рукавицы;

– виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь;

Коллективные средства защиты:

– устройства, препятствующие появления человека в опасной зоне;

– установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов;

Определение освещенности в любой точке при всех известных параметрах установки: типе прожектора, высоте h и координатах мачты освещения, угла наклона осей θ, азимутах осей β, не вызывает затруднений при расчете.

Исходные данные для расчета:

Длина площадки (a) – 50 м;

Ширина площадки (b) – 30 м;

Площадь площадки (S) – 1500 м^2;

Минимальное значение освещенность на устье скважин (E) – 26 лк;

Коэффициент запаса (k) – 1,5;

Количество мачт (N) – 3;

Высота каждой мачты (h) – 10 м;

Тип используемых прожекторов – ПЗС 45, 1000/220.

Выбираем контрольную точку, равноудаленную от мачт. Для нее x/h=1,3. Оптимальный θ=27°. Тогда в точке сумма $\xi\Sigma=54\cdot10^4$

От первого прожектора при x/h=1,5 приведенная освещенность $=20\cdot10^4$;

От второго прожектора при x/h=1 приведенная освещенность $=10\cdot10^4$;

От третьего прожектора при x/h=1,5 приведенная освещенность $=20\cdot10^4$;

Суммарно от всех трех мачт приведенная освещенность =$50 \cdot 10^4$.

Для того чтобы обеспечить норму освещения на устье скважин, следует принять:

$$\tau = \frac{50 \cdot 10^4}{100 \cdot 1{,}5 \cdot 10^2} = 33{,}33^{\circ}$$

Таким образом, для проведения на кустовой площадке работ по увеличению нефтеотдачи пласта в ночное время на площади равной 1500 м^2 необходимо установить 3 осветительные мачты на которых необходимо разместить 10 прожекторов, марки ПЭС-45 мощностью 1000 Вт, установленный на высоте 10 м, рисунок 6. Удельная мощность которых составит 24 вт/м^2.

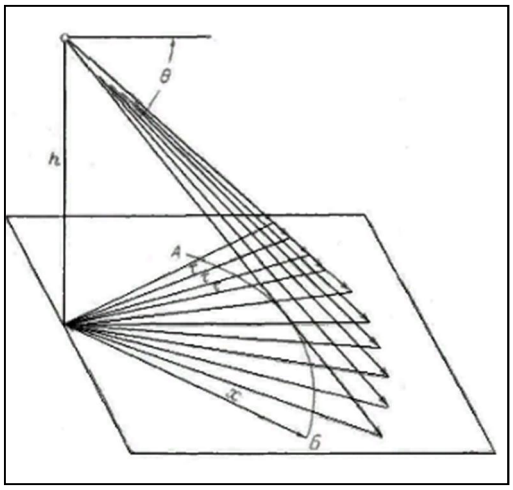

Рисунок 4.1 Схематичное изображение размещение мачт на площадке и пучка прожекторов

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неблагоприятным метеорологическим условиям, атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. В результате длительного контакта с углеводородами

у рабочих развиваются вегетативные нарушения, которые характеризуются повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 10 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м^3, а на месторождении – 8 мг/м^3. Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м. По ГОСТ 12.1.005-88 [3] установлены предельно-допустимые концентрации вредных веществ, указанные в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м^3	Класс опасности
Сажа	4	3
Диоксид азота	2	3
Оксид углерода	20	4
Углеводороды нефти	300	2
Диоксид серы	10	3
Метанол	15	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций. Данный вопрос регламентирован [3], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми. Наибольшую

опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

4.2 Анализ опасных производственных факторов

Сосуды и аппараты под давлением

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки. Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением. Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обусловливает пожароопасность процесса.

Проведение ГРП связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Вместе с тем обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда. Без этого самые совершенные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве, поэтому роль самих рабочих весьма велика.

Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам

процесс проводится по заранее утвержденному плану.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [6] устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Электробезопасность

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток, воздействует на организм следующим образом:

Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки). Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является фибрилляция желудочков сердца, при которой нарушается сократительная способность мышц сердца.

Электролитическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава.

Термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [8], существуют следующие средства защиты от повышенного значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека:

1. оградительные устройства;
2. индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики)
3. устройства автоматического контроля и сигнализации;
4. изолирующие устройства и покрытия;
5. устройства защитного заземления и зануления;
6. устройства автоматического отключения;
7. устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
8. устройства дистанционного управления;
9. предохранительные устройства;
10. молниеотводы и разрядники;
11. знаки безопасности.

Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидравлического разрыва пласта на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое

максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находится за пределами опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию.

4.3. Экологическая безопасность

Защита атмосферы. Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные, и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокомпрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

При строительстве нефтегазопромысловых объектов предусматриваются следующие мероприятия:

– использование автотранспорта, имеющего высокие экологические показатели, потребляющего небольшое количество топлива, оборудованного нейтрализаторами для обезвреживания отработавших газов и силовыми

установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;

– осуществление контроля токсичности и уровня дымности отработавших газов автомобильных двигателей в соответствии с действующими стандартами, проведение мероприятий по их снижению;

– обеспечение регулярного технического осмотра и обслуживания транспортных средств;

– разработка оптимальной схемы движения транспортных потоков, позволяющей до минимума снизить выброс отработанных газов;

– выбор оптимального режима работы машин при выполнении технологических процессов, с учётом того, что работа строительных машин характеризуется частой сменой нагрузочных режимов работы двигателей, и минимальную токсичность отработанных газов имеют дизельные двигатели при 60-70 % рабочей нагрузке;

– заправка автотранспорта закрытым способом;

– использование электроприводов в буровых установках и электрических земснарядов при разработке карьеров.

В целях снижения пылевыделения при пересыпке и перемещении грунта автотранспортом и автотракторной техникой предусмотрено:

– строительство объектов в холодный период года, обуславливающий высокую влажность грунта;

– погрузку материалов экскаваторами с наименьшей высоты выгрузки;

– разработку грунтов естественной влажности и увлажненных, при необходимости дополнительное увлажнение пылящих грунтов при разработке и транспортировке материалов;

– ведение работ небольшими захватами.

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

–установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

–установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;

– проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;

–применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;

– использование сертифицированного оборудования;

– своевременное проведение ППР оборудования;

– соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;

– использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

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

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

1) строительство водопропускных труб;

2) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);

3) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;

4) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного

объекта;

5) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;

6) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;

7) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием); использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1,3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи.

Таким образом, материалами данной работы предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, позволяющий свести к минимуму воздействие проектируемых объектов на поверхностные воды [9].

Защита литосферы. 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.

Используемые для контроля гидроразрыва радиоактивные изотопы также могут оказаться источником заражения окружающей среды при небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными

материалами (зернистыми или жидкими).

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 хоронится в специально отведенном месте.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Технологические процессы, осуществляемые на объектах, связаны с рядом опасных факторов: высокое давление, высокая температура, большие объёмы углеводородного сырья и его токсичность, наличие динамического оборудования, высокое напряжение и др.

Наиболее опасными местами проектируемого объекта являются:

- блок компрессорной установки;
- приямки, колодцы, низкие места, емкостное оборудование, выводимое на профилактику и ремонт, где возможно скопление взрывоопасных паров и газов.

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности, принять меры к их немедленному устранению;
- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями данного технологического регламента;
- к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку и определенную требованиями норм и правил квалификацию;
- все работники должны проходить инструктаж по пожарной безопасности, технике безопасности и производственной санитарии;
- своевременно осуществлять ревизию и ремонт оборудования и арматуры;
- при текущем обслуживании оборудования и ремонтных работах запрещается применять инструменты из неомедненной стали. Используемый инструмент должен быть изготовлен из материала, не дающего искр; ударный и режущий инструмент при работе необходимо смазывать консистентными смазками;
- обслуживающий персонал на каждом рабочем месте должен находиться в соответствующей спецодежде и иметь при себе средства индивидуальной защиты;
- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций нефтяного газа необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов;
- на наружных площадках должен быть организован контроль воздушной среды газоанализаторами, предназначенными для контроля

многокомпонентных смесей, в соответствии с графиком, утвержденным в установленном порядке;

- действия персонала при нормальной работе, пусках, остановках, аварийных ситуациях должны быть регламентированы соответствующими инструкциями;
- работать только на исправном оборудовании, исправными контрольно-измерительными приборами;
- не допускать эксплуатацию оборудования без надежного заземления от статического электричества, молниезащиты;
- при обслуживании и ремонте оборудования применять только переносные светильники во взрывозащищенном исполнении, напряжением не более 12 В;
- ремонт и смазку движущихся механизмов производить только после их остановки;
- не включать в работу механизмы, имеющие поврежденную изоляцию токоведущих частей. При нарушении изоляции немедленно обесточить механизм и вызвать электрика;
- с целью предупреждения о виде опасности трубопроводы должны быть окрашены в зависимости от транспортируемого продукта часть 2а «Оформление типовых производственных объектов»;
- к работе по монтажу, поверке, настройке и обслуживанию первичных измерительных приборов должны допускаться лица, имеющие допуск не ниже 3 квалификационной группы по технике безопасности согласно «ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00 "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» (с Изменениями и дополнениями) глава 1.3 «Оперативное обслуживание. Осмотры электроустановок»;
- при ремонтных работах на высоте, при отсутствии рабочего настила, рабочие должны иметь предохранительные пояса с карабинами для закрепления к надежным конструкциям;

- обслуживающий персонал на каждом рабочем месте должен находиться в установленной для данного рабочего места спецодежде и иметь при себе индивидуальные средства защиты;
- работы в закрытых емкостях должны производиться в шланговых противогазах и в непроницаемой для нефтепродуктов спецодежде. Поверх спецодежды иметь пояс с крестообразными лямками, к которому прикрепляется сигнально-спасательная веревка. У люка должны находиться постоянно не менее двух рабочих, имеющих при себе шланговые противогазы для оказания, в случае необходимости, помощи работающему в емкости;

- приступать к ремонту или очистке емкости вручную можно только после полного удаления мертвого остатка нефти, промывки и пропарки, отсоединения всех трубопроводов и открытия всех отверстий (люков), проведения анализа воздушной среды емкости на содержание горючих газов и паров.

Ответственный за подготовку оборудования передает аппарат ответственному за проведение работ с записью в наряд - допуске. Перед проведением работ персонал проходит инструктаж. При возникновении отклонений в ходе работ с угрозой для жизни работающих или целостности оборудования все работы немедленно прекращаются, а люди удаляются из опасной зоны. После окончания ремонтных работ оборудование должно быть опрессовано, испытано на прочность и герметичность и сдано в эксплуатацию по акту с записью в паспорте оборудования о проделанной работе;

При нарушении технологического режима объектов должны приниматься меры по устранению нарушений.

Для объектов должен быть разработан и утвержден перечень газоопасных мест и работ, который ежегодно пересматривается и переутверждается. Специалисты и рабочие обязаны быть ознакомлены с этим

перечнем.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещён» и т.п.

Персонал к газоопасным работам можно допускать только после проведения соответствующего инструктажа, получения наряда-допуска, а также утверждённого плана ведения газоопасных работ. В плане ведения газоопасных работ отражаются меры по обеспечению безопасных условий работы и последовательность проведения подготовительных и основных операций. При проведении газоопасных работ необходимо пользоваться газозащитными средствами (фильтрующие и шланговые противогазы).

Обслуживающий персонал обязан точно соблюдать утвержденный технологический регламент, нести ответственность за его выполнение и использовать современные средства контроля.

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах транспорта нефти определяются следующими документами:

- ФЗ - № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Трудовой Кодекс Российской Федерации
- ПБ 08-624-03 “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности”;
- “Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности”;

Способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях.

С точки зрения охраны окружающей среды аварией на компрессорной станции является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание конденсата, нефтяного газа, химреагентов в окружающую среду.

В случае развития аварии по наиболее опасному сценарию в окружающую

среду может поступить горючие жидкости: газовый конденсат в количестве 1,3154 т, масло в количестве 0,108 т, а также воспламеняющиеся газы в количестве 0,265 т, подробнее информация приведена в томе «Мероприятия по предупреждению аварий и локализации их последствий. Технологические площадочные сооружения» (ш. 2415.245. ТНП-00-00-МПЛА).

Исходя из опыта ликвидации последствий аварий на объектах нефтяной промышленности, рекомендуются следующие мероприятия по очистки загрязненных земель (например, в случае разлива масла):

- соорудить земляной приямок, расположенный в пониженном месте по отношению к месту разлива;
- проложить канавы к приямку;
- смыть загрязнения с почвы и растительности в канавы;
- после отстоя собрать загрязнение с поверхности с последующей передачей в технологический процесс на УПСВ-7 Талинского нефтяного месторождения;
- вывоз загрязненного грунта в шламонакопитель;
- засыпать приямок и канавы свежим грунтом.

Ответственность за пожарную безопасность объектов, обеспечение их первичными средствами пожаротушения, а так же своевременное соблюдение действующих противопожарных правил и норм несут начальники цехов, участков и другие должностные лица, которые назначаются приказами руководителей предприятий и организаций.[18]

Вся территория производственных объектов добычи нефти и газа, а так же производственные помещения должны постоянно содержаться в чистоте и порядке.

Не допускается замазучивание производственной территории и помещений, загрязнение легковоспламеняющими и горючими жидкостями, мусор и сухая трава, должны убираться и засыпаться сухим песком или грунтом. Дороги, подъезды, проезды к сооружениям, водоёмам, пожарным гидратам и средствам пожаротушения нельзя загромождать и использовать

для складирования материалов и деталей. У пожарных гидратов необходимо устанавливать надписи указатели, позволяющие быстро определить место их расположения. Отогревать замёрзшую арматуру, трубопроводы, задвижки разрешается только паром или горячей водой. Применение для этих целей открытого огня запрещается. Хранение смазочных материалов в производственном помещении разрешается в количестве не более суточного расхода в несгораемых шкафах, герметичной таре или в ящиках с плотнозакрывающимися крышками. Въезд на территорию пожаро - и взрывоопасных предприятий и установок допускается только по специальному пропуску. Автотранспорт должен быть оборудован глушителями с искрогасителем.

Данным разделом, на основании нормативных документов, по пожарной и охранной сигнализации предусматривается:

Автоматическая пожарная сигнализация. Для автоматической подачи сигнала о возникновении очагов пожара в помещениях КИП и А, РУ, БСК, в бытовых помещениях, КЦ предусматривается установка автоматических пожарных извещателей дымового (ИП 212-2) и теплового (ИП 105-2) действия, которые включаются в пожарный сигнально-пусковой концентратор ППС на 40 лучей, который расположен в операторной.

Пожарная сигнализация ручного действия. Для ручной подачи сигнала о возникновении пожара в помещениях на территории ГКС предусматривается у входов вышеназванных помещений, имеющих искусственное освещение, установка пожарных ручных извещателей ИПР на высоте 1,5 м от уровня земли.

Система предотвращения пожара. Для предотвращения возможности образования горючей среды на площадке газоперекачивающих агрегатов применяется система предусматривающая:

- применение негорючих и трудно горючих веществ и материалов;
- установка пожарного оборудования в изолированном помещении;
- применение для горючих веществ герметичного оборудования и тары.

Для предотвращения попадания в горючую среду источников зажигания предусматривается:

- применение электрооборудования, соответствующего класса пожаро-взрывоопасности, группе и категории взрывоопасной смеси - 4.

Система противопожарной защиты объекта. На ГКС для предупреждения распространения огня в цехах применяются огнестойкие противопожарные стены. Противопожарные стены применяются в связи с тем, что нагнетатели эксплуатируются во взрывоопасной зоне В-1а.

Для защиты объектов ГКС применяются порошковых огнетушителей ОП-50, ОП-10 , ОП-5 в зависимости от мест установки. В местах связанных с присутствием электроустановок применяются углекислотные огнетушители ОУ-3, ОУ-5, ОУ-10.

Средства тушения возможных загораний

Наружное пожаротушение проектируемых сооружений предусматривается от существующей системы противопожарного водоснабжения УПСВ-7 Талинского нефтяного месторождения, состоящей из:

- резервуар противопожарного запаса воды V=2000 м³;
- резервуар противопожарного запаса воды V=1000 м³;
- кольцевых сетей противопожарного водопровода;
- пожарных гидрантов, расположенных на сети противопожарного водопровода.

Дополнительно проектируемые сооружения обеспечиваются первичными средствами пожаротушения.

Для размещения первичных средств пожаротушения, а также немеханизированного инструмента и инвентаря предусматриваются пожарные щиты типа ЩП-В и ЩП-Е, устанавливаемые около защищаемых зданий и сооружений. Комплектация пожарных щитов принимается согласно ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации».

В соответствии с ВНТП 01/87/04-84 в блоке компрессорной установки

предусматривается автоматическое порошковое пожаротушение по объему. В качестве огнетушащих установок приняты модули порошкового пожаротушения импульсного действия МПП (Н-Взр)-6(п)-И-ГЭ-У2 (потолочного крепления) взрывозащищенный нормального исполнения с температурным диапазоном эксплуатации от минус 50 до плюс 50 ºС. Согласно СП 5.13130.2009 будет предусмотрен 100 % резервный запас заправленных модулей порошкового пожаротушения. Блок компрессорной установки полной заводской готовности и поставляется с системой порошкового пожаротушения.

Для эвакуации персонала из производственных помещений на каждом этаже должен быть план эвакуации с указанием места сбора и выходов основных и дополнительных. Указаны стрелками направления эвакуации персонала из отдельных комнат и помещений желательно в нескольких направлениях и в разные выходы. А также на плане должно быть указано месторасположение: телефонов для связи, средств пожаротушения, место включения пожарной сигнализации.

Действия рабочего персонала при пожаре:

- Руководить эвакуацией персонала;
- сообщить в специальные службы (пожарная служба, скорая помощь, милиция и др.);
- организовать штаб – первой доврачебной помощи пострадавшим при пожаре;
- руководить тушением пожара;
- содействовать специальным службам для скорого тушения пожара.

Для высокой оценки пожарной безопасности на предприятии, надо: Проводить пожарную профилактику, которая включает в себя следующие основные направления работы:

- устранение непосредственных или возможных причин пожаров в процессе эксплуатации зданий, технологических агрегатов и установок, систем отопления, вентиляции и освещения;

- ограничение возможности распространения пожара и взрыва;
- обеспечение успешной эвакуации людей и имущества из горящего здания;
- обеспечение успешных действий по тушению пожара.

В проведении в жизнь мероприятий по устранению пожарной опасности участвует как инженерно-технический персонал, так и рабочие и служащие предприятий и организаций. Для чего на каждом предприятии согласно действующему положению создаются пожарно-техническая комиссия и добровольно-пожарная дружина (ДПД).

- Желательно создать пожарную команду с минимальной техникой пожаротушения. А также установить пожарную сигнализацию с подключенной системой автоматического пожаротушения.

Должны быть все средства пожаротушения быть свежими (не просроченными) и с наклейками как их использовать.

Проводиться систематические тренировки по эвакуации людей при пожаре и других ЧС.

Должны быть медицинские препараты (аптечки) в специализированных местах.

Все проходы и выходы из зданий не должны быть захламлены или заблокированы.

4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия.

Рабочее место состоит из следующих элементов:

- основного оборудования;

- приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Процессу труда работника, независимого от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

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.

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Талинское месторождение представляет собой пластовую залежь с наличием в разрезе нескольких нефтенасыщенных пластов. Пласты не выдержаны по простиранию, что обусловлено наличием как локальных, так и региональных зон выклинивания. Основными объектами разработки являются плас В данной ситуации важнейшей задачей повышения эффективности выработки запасов становится задача нахождения технологий, адекватных реальному состоянию разработки.

При обосновании стратегии повышения эффективности выработки запасов, когда реализуемая система разработки неэффективна, необходимо определить причины ее низкой эффективности, что достигается изучением и анализом поведения эксплуатационного объекта в процессе его разработки.

Повышение степени выработки запасов из разрабатываемых пластов может быть достигнуто как повышением эффективности дренирования высокопроницаемых интервалов неоднородного пласта, так и вовлечением в разработку низкопроницаемых, недренируемых при реализуемой системе воздействия на пласт, интервалов.

Резюмируя, сформулируем основной тезис возможности повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов: постоянно действующая и адекватно адаптируемая к изменяющимся во времени условиям разработки объекта модель, на которой проигрываются предлагаемые решения и ответственно оцениваются последствия их принятия и реализации.ты ЮК10 и ЮК11 шеркалинского горизонта тюменской свиты.

Список использованных источников

1. Закиров, С. Н. Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продук- тивном разрезе [Текст] / С. Н. Закиров [и др.]. – М. : Контент-Пресс, 2011. – 248 с.
2. Авторский надзор за реализацией «Технологической разработки Красноленинского месторождения в границах Талинского лицензионного» [Текст]. – Тюмень : ТННЦ, 2009. – 623 с. Геологическое строение и анализ разработки Талинского и других месторождений Красноленинского свода. Отчет по теме 532. ВНИИнефть. М.,1987, 113 с. Авторы: Гаттенбергер К.П., Блох С.С. и др.
3. Гузеев В.В., Белеет Г. К. Отчет по теме «Дополнительная записка к технологической схеме разработки Талинской площади Красноленинского месторождения», СибНИИНП, Тюмень,, 1987, 120с.
4. Гузеев Я А и др. Технологическая схема разработки Талинской площади Красноленинского месторождения. Т. 1-4. Отчет о НИР. г.Тюмень, 1990.
5. . Гузеев В.В., Белеет Г.К, АдамчукД.О. Влияние особенностей геологического строения пласта ЮК10 Талинской площади на динамику обводнения скважин. Сборник: «Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, СибНИИНП.1988, с.25-30.
6. Гузеев В.В., Адамчук Д.О., Дубков И.Б. Влияние фильтрационной неоднородности продуктивных пластов Талинской площади на динамику обводнения скважин. Сборник: «Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, СибНИИНП. 1989, с. 144-149.
7. Казаков В.А., Андреев В.Л. Изменение коэффициента продуктивности добывающих скважин Самотлорского месторождения в процессе эксплуатации. М., «Нефтяное хозяйство», 1993, №3, с.37-39.

8. . КочневА.В. Проблемы разработки низкопродуктивных залежей с высоким газосодержанием. (По материалам выездного заседания секции НТС-Миннефтепрома СССР в г. Тюмени 8 марта 1988 г.) М., «Нефтяное хозяйство», 1988, №6, с. 61-62,
9. . Сазанов Б.Ф., Житомирский В. М., Суслов В.Л. Особенности проектирования разработки месторождений легких и летучих нефтей, М., «Нефтяное хозяйство», 1989, №9, с. 29-32.
10. Ибрагимов, Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 1996. – 478с
11. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.
12. Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи. – Самара: Дом печати, 2002. – 392 с.
13. Сургучёв, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучёв. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
14. Сургучев, М.Л. Гидродинамическое акустическое, тепловое циклическое воздействие на нефтяные пласты. / М.Л. Сургучев, О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин. – М.: Недра, 1975. – 184с.
15. Муравьев, И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К.Гиматудинов и др.- М.: Недра, 1970.
16. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
17. 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
18. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

19. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения
20. 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"
21. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
22. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
23. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
24. Третьяков А. Н., Перегудина Е. В., Азарова С. В. Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 560-562.
25. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные проложения
26. ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.