

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы				
Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на Средне-Нюрольском месторождении (Томская область)				

УДК 622.276.53.013:621.671(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Рустамов Дамир Муса оглы		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗС1	Рустамову Дамиру Муса оглы

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на Средне-Нюрольском месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	пр. № 1219/с от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Технологическая схема разработки Средне-Нюрольского, технологические режимы работы скважин, показатели разработки, и другие фоновые материалы ООО «ВТК».
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования,</i>	1. Общие сведения месторождения и геологическая характеристика Средне-Нюрольского месторождения 3. Анализ разработки Средне-Нюрольского месторождения 4. Анализ эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях на Средне-Нюрольском месторождении 5. Мероприятия по улучшению работы УЭЦН

конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Рустамов Дамир Муса оглы		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3С1	Рустамову Дамиру Муса оглы

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Цена на углеводородное сырье, капитальные вложения на освоение месторождения, эксплуатационные затраты на добычу нефти
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Доля переменных затрат
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	НДС (18%), налог на прибыль (20%), налог на добычу нефти, таможенные пошлины, налог на имущество, прямые страховые взносы в ПФ, ФСС.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Использование системы показателей, отражающих эффективность разработки применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сравниваются 4 варианта разработки месторождения с целью выявления наиболее экономически эффективных.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Чистый доход (ЧД), чистый дисконтированный доход (НЧДД), индекс доходности инвестиций, срок окупаемости.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3С1	Рустамов Дамир Муса оглы		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗС1	Рустамову Дамиру Муса оглы

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рабочим местом полевых работ являются кусты скважин на Средне-Нюрольском месторождении (Томская область) ООО «ВТК». В административном отношении Средне-Нюрольское нефтяное месторождение находится в западной части Каргасокского района Томской области, приблизительно в 52 км юго-западнее поселка Средний Васюган.

В орогидрографическом отношении район работ представляет собой слабо пересеченную, неравномерно покрытую лесом, сильно заболоченную, аккумулятивную равнину, приуроченную к рекам Салат и Нюролька с ее многочисленными притоками.

При производстве работ по добыче нефти и газа могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации кустовой площадки Средне-Нюрольского месторождения (Томская область) ООО «ВТК»:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации кустовой площадки Средне-Нюрольского месторождения (Томская область) ООО «ВТК»:

- механические опасности (источники, средства защиты;

По ГОСТ 12.0.003-74 определены опасные и вредные факторы, возникающие при выполнении работ по добыче нефти и газа с помощью УЭЦН.

Вредные факторы:

При выполнении работ по добыче нефти и газа на кусте скважин существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда.

К таким факторам можно отнести:

1. Повышенный уровень вибрации и шума от работы оборудования;
2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.
3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;
4. Повышенная загазованность рабочей зоны.

Опасные факторы:

На кусте нефтегазовых скважин при выполнении работ по добыче нефти и газа с помощью УЭЦН могут возникнуть опасные ситуации для

– <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i>	обслуживающего персонала, к ним относятся: 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные). 2. Превышение допустимого давления; 3. Поражение электрическим током;
2. Экологическая безопасность: – <i>защита селитебной зоны</i> – <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i> – <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i>	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). При производстве работ по добыче нефти и газа на месторождении будет оказываться негативное воздействие на окружающую среду, такое как: 1. Нарушение поверхности стока; 2. Нарушение почвенно-растительного покрова; 3. Разлив горюче-смазочных материалов, грунтовок, смол и других материалов; 4. Захламление территории отходами производства; 5. Выбросы газа и других веществ в атмосферный воздух из затрубного пространства во время продувки
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – <i>перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i>	Возможные ЧС во время проведения работ по добыче нефти и газа с помощью УЭЦН: пожары, взрывы. Меры по предупреждению возникновения пожаров и ГНВП.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – <i>специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i> – <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>	- специфика организации трудовой деятельности в полевых условиях вахтовым методом работы;

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3С1	Рустамов Дамир Муса оглы		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 страницы, 29 рисунков, 30 таблиц, 41 источник.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, коллектор, запасы, нефть, газ, дебит, обводненность, фонд скважин, коэффициент извлечения нефти.

Объектом исследования является фонд Средне-Нюрольского нефтяного месторождения Томской области.

Цель работы – провести анализ эксплуатации в осложненных условиях механизированного фонда скважин Средне-Нюрольского месторождения.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка геолого-физической информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ разработки месторождения и состояния фонда скважин, проведено сравнение фактических показателей разработки с проектными, проведен подробный анализ работы механизированного фонда скважин, выявлены основные причины бездействия скважин, а также даны рекомендации по улучшению работы скважинного оборудования.

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

СОДЕРЖАНИЕ

	С.
ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
1.1 Физико-географическая характеристика района	11
1.2 Краткая стратиграфическая характеристика разреза	13
1.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов	16
1.4 Геолого-физические характеристики пластов	19
1.5 Состав и свойства пластовых флюидов	21
1.6 Запасы нефти и газа	23
2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	25
2.1 Текущее состояние разработки разработки	25
2.2 Сопоставление проектных и фактических показателей	28
3 АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	33
3.1 Структура фонда скважин	33
3.2 Анализ работы скважин оборудованных УЭЦН	34
3.3 Анализ бездействующего фонда скважин	38
4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО УЛУЧШЕНИЮ РАБОТЫ УЭЦН	41
4.1 Анализ химического состава пластовых, сеноманских и смешанных вод	41
4.2 Выбор методов защиты от коррозии и солеотложений подземного оборудования	42
4.3 Определение эффективности ингибиторов коррозии и реагентов	45
4.4 Рекомендации по выбору средств защиты подземного оборудования скважин	46
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	47
5.1 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов	47
5.2 Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта	47
5.3 Техничко-экономическая характеристика рекомендуемого варианта	52
5.4 Анализ чувствительности рекомендуемого варианта	56
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	59
6.1 Производственная безопасность	60
6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению	60
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	65
6.2 Экологическая безопасность	68
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
Заключение	80
Список используемой литературы	82
Приложения	

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

МОВ – метод отраженных волн;
МОГТ – метод общей глубинной точки;
МСК – метод скользящих контактов;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ВНК – водонефтяной контакт;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
ГКЗ – государственный комитет по запасам;
НИЗ – начальные извлекаемые запасы;
ТИЗ – текущие извлекаемые запасы;
ГРП – гидравлический разрыв пласта;
ЭЦН – электроцентробежный насос;
ШГН – штанговый глубинный насос;
ПД – поддержание пластового давления;
ФХМ – физико-химические методы;
ВПП – выравнивание профиля притока;
ГТМ – геолого-технические мероприятия;
ФОЖ – форсированный отбор жидкости;
ВНФ – водонефтяной фктор;
ПЭД – погружной электродвигатель;
АСПВ – асфальто-смоло-парафиновые вещества;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
МРП – межремонтный период;
СПО – спускоподъемные операции;
СНиП – строительные нормы и правила.

ВВЕДЕНИЕ

Одна из причин понижения уровней добычи нефти в России является то, что существующие в настоящее время технологии и мощности применяемые нефтедобывающими предприятиями не соответствуют изменившейся структуре разведанных запасов. Выросло число месторождений с высокой обводненностью и выработанностью запасов. Опережающая разработка залежей с высокой продуктивностью привела к накоплению на балансе объектов с низким дебитом скважин. Себестоимость добычи нефти из средне- и малodeбитных скважин значительно превышает среднепромысловую себестоимость добываемой нефти. В связи, с чем проблемы увеличения технико-экономических показателей эксплуатации средне- и малodeбитных скважин становятся актуальной и является немаловажной в области техники и технологии добычи нефти.

В разные периоды разработки Средне-Нюрольского месторождения возникали и решались проблемы, связанные с осложнениями в добыче нефти. В настоящее время эти осложнения связаны в большей мере с высокой коррозией подземного оборудования скважин, а также солеотложением.

В сложившейся обстановке необходимо выработать методы и методики борьбы с этими негативными факторами на Средне-Нюрольском месторождении.

Цель настоящей работы - провести анализ эксплуатации в осложненных условиях механизированного фонда скважин Средне-Нюрольского месторождения.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи: рассмотреть общее состояние фонда скважин, а также условия эксплуатации; провести анализ бездействующего фонда; выявить главные причины ремонта скважин; найти способы борьбы с причинами выхода из строя насосного оборудования.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Физико-географическая характеристика района

В административном отношении Средне-Нюрольское нефтяное месторождение находится в западной части Каргасокского района Томской области, приблизительно в 52 км юго-западнее поселка Средний Васюган (рисунок 1.1)[1].

Средне-Нюрольское нефтяное месторождение относится к зоне деятельности ООО «Восточная транснациональная компания» и непосредственно граничит с такими месторождениями, как Ключевское и Пуглалымское.

Климат района континентальный, характеризуется холодной продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Средняя температура зимой -25°C , в декабре-феврале она может снижаться до $-45 -55^{\circ}\text{C}$. Снежный покров на открытых участках достигает 30 - 60 см, в лесных массивах - до 180 см. Ледоход начинается в конце апреля - начале мая. Начало ледостава приходится на конец октября - начало ноября. Самая высокая температура $+33^{\circ}\text{C}$ наблюдается в июле и значительная часть осадков, в размере 450 - 500 мм, выпадает летом и осенью.

Поверхность рельефа изрезана глубокими долинами крупных и мелких рек, абсолютные высотные отметки меняются от 60 м до 120 м, относительные превышения - 60 метров.

Гидрографическая сеть района образована реками Салат и Нюролька с ее многочисленными притоками - рр. Тухсигат, Комунеган, Окуневка, Ай-Кагал, Малый Коленсал, Пуглалым. Русла рек сильно меандрируют. Берега крутые, сильно залесенные. Вдоль правого берега реки Нюролька узкой полосой тянется надпойменная терраса, ограниченная крутой и высокой ступенью. Все это создает дополнительные трудности при переправах.

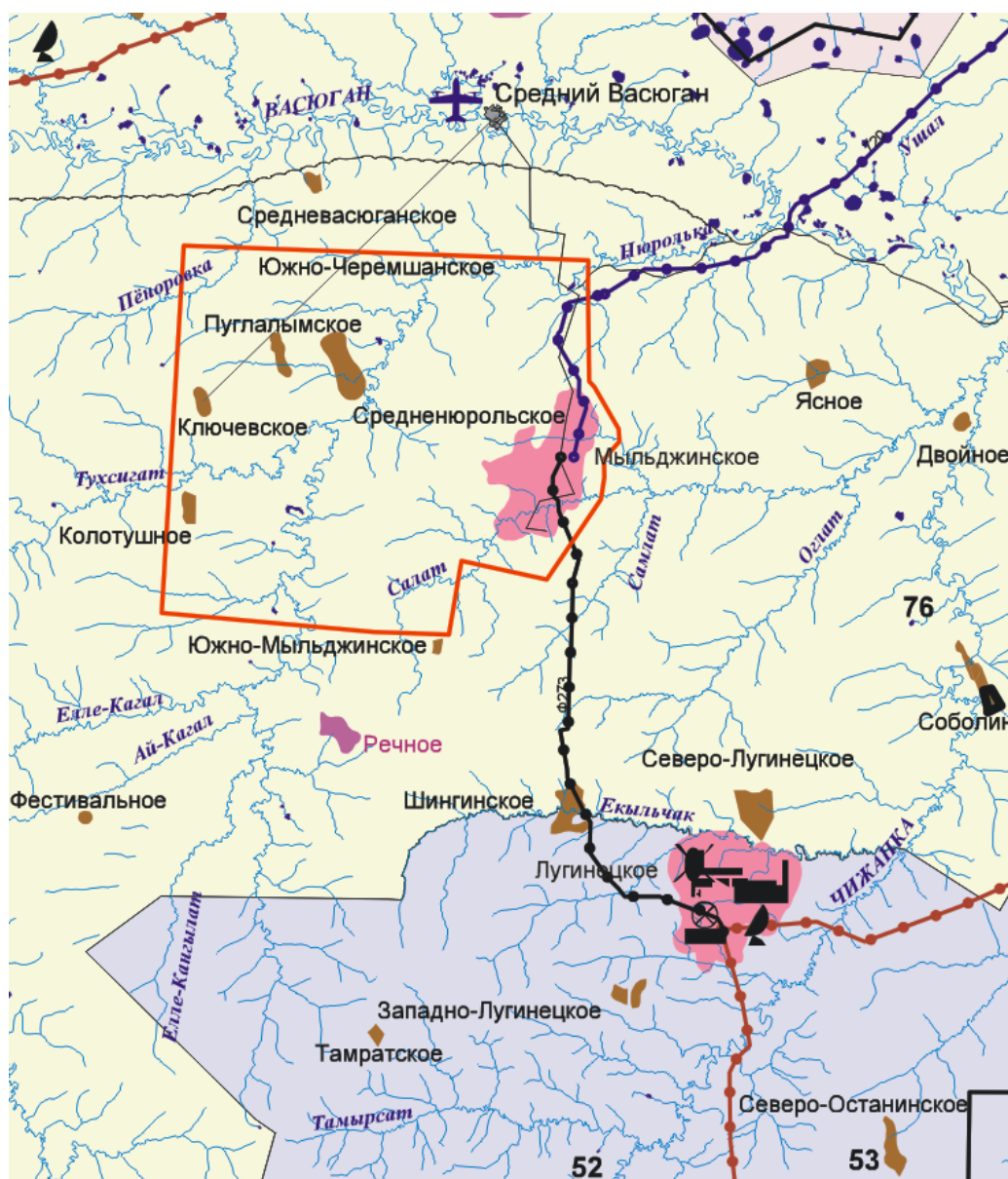


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ

На территории работ имеется значительное количество мелких озер, большую часть площади занимают болота. Заболоченность района работ составляет 30%. Болота непроходимые летом, с торфяным покровом до 8 м, не промерзают даже в сильные морозы.

Растительность представлена большими лесными массивами и смешанными видами кустарников в пойме рек.

На месторождении нет постоянной дорожной сети. Перемещение грузов и персонала возможно только в зимнее время по зимникам гусеничным или автомобильным транспортом (продолжительность использования зимников

составляет 5 - 6 месяцев). В летнее время дорожная сеть отсутствует. С ноября по апрель перевозка грузов возможна водным транспортом, в период навигации - с мая по октябрь. В течение всего года для выполнения работ могут быть использованы вертолеты.

1.2 Краткая стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое расчленение разреза Средне-Нюрольского месторождения соответствует региональным стратиграфическим схемам мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденным МСК СССР 30.01.1991 г. и приведено на основании результатов поисково-разведочного бурения[2].

В геологическом строении района принимают участие палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойские отложения осадочного чехла. Состав пород, слагающих геологический разрез месторождения, названия свит, их возраст и глубины залегания представлены на рисунке 1.2 (Приложение 1).

Доюрский комплекс отложений фундамента

На поверхность фундамента выходят породы карбонатно-терригенного и эффузивного комплексов, различные по возрасту (от среднего девона до нижнего карбона) и вещественному составу. Данными бурения на Средне-Нюрольском месторождении охарактеризована верхняя часть разреза доюрских отложений, которые вскрыты скважиной № 45Р на 115 м и представлены известняками черными, серыми, слабометаморфизованными, возраст которых датируется как верхнекарбоновый. По породам фундамента почти повсеместно развита кора выветривания различной толщины.

Платформенный комплекс

На денудированной и выветрелой поверхности доюрских образований несогласно, со стратиграфическим перерывом залегают терригенные отложения платформенного чехла мезокайнозойского возраста, имеющие в пределах месторождения общую мощность 2800-2900 м и более. В разрезе выделяются осадки юрской, меловой и палеоген-неогеновой систем.

Юрская система

Юрский комплекс подразделяется на три свиты (снизу-вверх) – тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую.

Тюменская свита вскрыта на полную мощность скважиной № 45Р (129 м). Свита представляет собой толщу континентальных отложений – неравномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. По данным бурения на других площадях угольные пласты имеют толщину 1-4 м, в разрезе свиты их насчитывается до 10. Свита содержит ряд песчаных пластов, большей частью заглинизированных и являющихся плохими коллекторами.

Васюганская свита в пределах месторождения залегает на глубинах от 2378 м в скв. № 125Р до 2484 м в скв. № 43Р. Толщина свиты изменяется от 50 м (скв. № 45Р) до 68 м (скв. № 43Р), пробуренной на склоне поднятия.

С отложениями васюганской свиты верхней юры на рассматриваемом месторождении связана промышленная нефтеносность, и они являются основным нефтегазоносным комплексом в Средне-Васюганском нефтегазоносном районе.

Породы васюганской свиты согласно залегают на отложениях тюменской свиты. Формирование отложений васюганской свиты происходило преимущественно в прибрежно-морских, мелководно-морских условиях. По литологии слагающих ее пород и циклам развития свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена трансгрессивным мелководно-морским комплексом, сложенным аргиллитами от серых до темно-серых, плотными, плитчатыми, с линзовидными прослоями алевролитами и глинистыми песчаниками (пласты Ю₁⁵ и Ю₁⁶) в верхней части, слюдистыми. В скв. № 41Р отмечается ритмичная слоистость, полосчатость аргиллитов, обусловленная присутствием прослоев более светлых алевролитов и песчаников. В ритмичных слойках, в свою очередь, наблюдается косая волнистая, иногда флишевидная и горизонтальная слоистость. Для всей подсвиты характерны обильные включения мелкого растительного детрита. Толщина подсвиты колеблется от 17 м (скв. № 125Р) до 21 м (скв. № 42Р и 44Р).

Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами и редкими пластами угля. Толщина её изменяется от 30 м (скв. № 45Р) до 49 м (скв. № 43Р). Предположительно, толщины подсвиты увеличиваются на склонах структур.

Меловая система

Баженовская свита перекрывается клиноформно залегающими нижнемеловыми глинистыми отложениями куломзинской свиты (морского генезиса). В отложениях верхней части куломзинской свиты выделяются песчаные пласты Б₁₅ - Б₁₃. Мощность куломзинской свиты закономерно увеличивается за счёт наращивания клиноформных комплексов с запада на восток. По данным бурения на Ключевском месторождении она составляет около 70 м, а на Средне-Нюрольском около 120 м. Соответственно в этом же направлении увеличиваются число песчаных пластов и их толщины[2].

Тарская свита вскрыта всеми скважинами, пробуренными на лицензионном участке. Толщина свиты колеблется от 60 м (скв. Средне-Нюрольская № 44Р) до 115 м (скв. Ключевская № 61). Тарская свита сложена прибрежно-морскими терригенными отложениями – песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. В составе свиты выделяются песчаные пласты

(снизу вверх) B_{12} , B_{11} , B_{10} , B_9 , B_8 . Толщины пластов увеличиваются в направлении Ключевской структуры, где они достигают 20 м.

Палеогеновая система

Палеогеновые отложения имеют морской генезис и представлены, преимущественно, глинами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей талицкой, люлинворской, чеганской свит. Отложения некрасовской серии, формировавшиеся в озерных, озерно-болотных условиях, заканчивают палеогеновый разрез[3].

1.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов

Промышленная нефтеносность на Средне-Нюрольском месторождении установлена в отложениях васюганской свиты верхней юры (горизонт $Ю_1$). Продуктивными являются отложения пластов $Ю_1^{3-4}$, $Ю_1^м$ и $Ю_1^{1-2}$.

По состоянию на 01.01.2014 г. на месторождении пробурено семь разведочных (№№ 41Р-45Р, 125Р и 131Р), а также 34 эксплуатационные скважины, 16 скважин - с горизонтальным окончанием по пласту $Ю_1^{3-4}$ (на северном куполе - №№ G1, G2, G3, 104, 105 и на южном куполе - №№ 121, 123, 126, 127, 128, 130, 136, 140, 141).

В таблице 1.1 приведена характеристика толщин и макронеоднородности продуктивных пластов.

Далее по тексту приведена характеристика геологического строения продуктивных пластов в последовательности снизу вверх по разрезу[4].

Пласт $Ю_1^{3-4}$

Общая толщина пласта, как видно из таблице 1.1, изменяется по скважинам от 8.7 до 22.0 м, составляя в среднем 16.4 м, эффективная - от 4.5 до 20.2 м, при среднем значении 13.8 м. Коэффициент песчанистости составил в среднем 0.84 д.ед., варьируя от 0.30 до 1.0 д.ед. Количество проницаемых

прослоев изменяется от 1 до 4, при среднем по скважинам значении 2.2, толщина их в 22 % случаях до 1.5 м и в 47 % случаев превышает 5 м, достигая 20.2 м.

Таблица 1.1 – Характеристика толщин и макронеоднородности продуктивных пластов

Параметр	Наименование	Ю ₁ ¹⁻²		Ю ₁ ^м		Ю ₁ ³⁻⁴	
		в целом по пласту	в пределах залежей	в целом по пласту	в пределах залежей	в целом по пласту	в пределах залежи
Толщина общая, м	Кол-во скважин	33	4	34	14	34	31
	Среднее значение	3.2	3.7	3.9	3.9	16.4	16.5
	Мин. значение	1.4	2.7	2.2	2.2	8.7	10.3
	Макс. значение	5.5	4.6	7.5	7.5	22.0	22.0
	Коеф-нт вариации, д.е.	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Толщина эффективная, м	Кол-во скважин	5	4	15	14	34	31
	Среднее значение	1.8	1.7	1.8	1.7	13.8	13.7
	Мин. значение	1.2	1.2	0.8	0.8	4.5	4.5
	Макс. значение	2.7	2.7	3.8	2.7	20.2	18.8
	Коеф-нт вариации, д.е.	0.3	0.3	0.5	0.4	0.3	0.2
Толщина эффективная нефтенасыщенная, м	Кол-во скважин	4	4	13	14	31	31
	Среднее значение	1.7	1.7	1.7	1.6	13.4	13.4
	Мин. значение	1.2	1.2	0.8	0.8	4.5	4.5
	Макс. значение	2.7	2.7	2.7	2.7	18.8	18.8
	Коеф-нт вариации, д.е.	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.3
Толщина эффективная водонасыщенная, м	Кол-во скважин	1	-	1	-	7	4
	Среднее значение	2.0	-	3.8	-	8.0	5.2
	Мин. значение	-	-	-	-	1.2	2.2
	Макс. значение	-	-	-	-	20.2	10.0
	Коеф-нт вариации, д.е.	-	-	-	-	1.0	0.7
Коэффициент песчанистости, доли ед.	Кол-во скважин	5	4	15	14	34	31
	Среднее значение	0.5	0.5	0.45	0.44	0.84	0.83
	Мин. значение	0.3	0.3	0.16	0.16	0.30	0.30
	Макс. значение	1.0	1.0	0.82	0.82	1.00	1.00
	Коеф-нт вариации, д.е.	0.5	0.6	0.4	0.4	0.2	0.2
Расчлененность	Кол-во скважин	5	4	15	14	34	31
	Среднее значение	1.0	1.0	1.3	1.2	2.2	2.3
	Мин. значение	-	-	1	1	1	1
	Макс. значение	-	-	3	2	4	4
	Коеф-нт вариации, д.е.	-	-	0.5	0.4	0.4	0.4
Толщина проницаемых прослоев	Кол-во скважин	-	-	15	14	34	31
	Среднее значение	-	-	1.3	1.4	6.2	6.0
	Мин. значение	-	-	0.6	0.8	0.7	0.7
	Макс. значение	-	-	2.1	2.1	20.2	18.8
	Коеф-нт вариации, д.е.	-	-	0.3	0.3	0.9	0.9
Толщина непроницаемых прослоев	Кол-во скважин	-	-	4	3	27	25
	Среднее значение	-	-	1.0	1.3	1.5	1.5
	Мин. значение	-	-	0.6	1.0	0.7	0.7
	Макс. значение	-	-	1.4	1.4	3.6	3.6
	Коеф-нт вариации, д.е.	-	-	0.3	0.2	0.5	0.5

По изогипсе -2345 м размеры залежи пласта Ю₁³⁻⁴ составляют 9.0 x 3.75 км, при высоте залежи 37 м. По типу залежь пластово-сводовая, с

непротяженным тектоническим экраном восточнее скважины № 45Р, характеризуется значительной по площади водонефтяной зоной (55 % от общей).

Анализируя взаимосвязь песчаного пласта $Ю_1^{3-4}$ с вмещающими породами, следует отметить хорошую изоляцию его от выше- и нижележащих толщ. Роль покрышки пласта выполняют маломощные прослои глин и углей межугольной пачки. В 13-ти скважинах, вскрывших продуктивные коллектора вышележащего пласта $Ю_1^M$, толщина перемычки между пластами составила в среднем 1.8 м, варьируя от 0.8 до 2.8 м.

Пласт $Ю_1^M$

В песчаной фации пласт развит в основном на восточном склоне Средне-Нюрольской структуры. Целым рядом скважин зафиксирована обширная зона глинизации пласта, протягивающаяся в меридиональном направлении. В районе скважины № 42Р выделена небольшая по размеру песчаная линза[4].

Общая толщина пласта составляет 2.2-7.5 м при среднем значении 3.9 м; эффективная – 0.8–3.8 м (среднее 1.8 м); коэффициент песчанистости – 0.16–0.82 д.ед. (среднее 0.45 д.ед.); расчлененность пласта – до 3 при среднем значении 1.3 д.ед.

В пласте $Ю_1^M$ выделено две залежи нефти – основная залежь, в контуре нефтеносности которой находятся 13 скважин, и залежь, вскрытая скважиной № 42Р.

Нефтенасыщенность пласта $Ю_1^M$ подтверждена полученным притоком нефти в скважине № 142. Кроме этого получены притоки нефти при совместных с другими пластами опробованиях: в скважине № 42Р при опробовании с вышележащим пластом $Ю_1^1$, в скважинах №№ 45Р и 131Р – с нижележащим пластом $Ю_1^{3-4}$.

ВНК основной залежи принят на абсолютной отметке –2341 м. Размеры залежи 8.25 х 2.0 км, высота - 40 м. По типу залежь пластово-сводовая,

литологически и тектонически экранированная. В силу малой толщины характеризуется незначительной по площади водонефтяной зоной.

Размеры залежи в р-не скважины № 42Р составляют 0.8 х 0.9 км. Скважина вскрыла коллектор толщиной 1.0 м. Залежь литологически ограниченная.

Пласт Ю₁¹⁻²

В пласте выделено три небольшие, литологически ограниченные залежи нефти в районе скважин №№ 41Р, 42Р и 115.

Залежь в районе скв. № 115 выявлена по результатам анализа ГИС. Две другие залежи - по ГИС и результатам совместного опробования с нижележащими пластами. В скважине № 41Р при опробовании в интервалах глубин 2385-2395 м и 2408.5-2422 м совместно с пластом Ю₁³⁻⁴ был получен приток нефти дебитом 91.5 м³/сут. В скважине № 42Р проведено совместное опробование с пластом Ю₁^м в интервале 2400-2417 м (а.о. 2313.6 - 2330.6 м), в результате которого получен незначительный приток нефти с водой; дебит нефти составил 0.55 м³/сут.

В скважине № 43Р по результатам ГИС был выделен песчаный пласт Ю₁¹⁻² толщиной 2.0 м. При совместном опробовании с нижележащими пластами получен приток пластовой воды.

Коллектор пласта Ю₁¹⁻² характеризуется монолитным строением. Общая толщина пласта составляет 1.4-5.5 м при среднем значении 3.2 м; эффективная – 1.2–2.7 м (среднее 1.8 м); коэффициент песчанистости – 0.3–1.0 д.ед. (среднее 0.5 д.ед.). Размеры залежей в р-не скважин № 41Р, 42Р и 115 составляют соответственно 0.5×0.5, 0.8×0.9 и 0.4×1.1 км.

1.4 Геолого-физические характеристики пластов

Промышленная нефтеносность на Средне-Нюрольском месторождении установлена в отложениях васюганской свиты верхней юры (горизонт Ю₁).

В данной работе в оперативном порядке оценены запасы нефти отдельно по пластам; $Ю_1^1$, $Ю_1^м$ и $Ю_1^{3-4}$. ВНК для всех пластов принят одинаковым, т.е. они отнесены к единой гидродинамической системе. Верхние два пласта $Ю_1^1$ и $Ю_1^м$ имеют небольшие эффективные толщины (от 0,6 до 1,8 м), на порядок меньше по сравнению с пластом $Ю_1^{3-4}$, и ограниченное распространение (в плане эти пласты не совпадают). Геологические запасы нефти по двум верхним пластам в сумме составляют всего 7,5% от запасов нефти по месторождению в целом. Отдельно пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^м$ не опробованы и промышленная нефтеносность их не доказана. По данным ГИС проницаемость этих пластов определяется на уровне 1 мД, что находится на грани предельной проницаемости при которой пласт считается не коллектором (0,7 мД). Начальная нефтенасыщенность составляет 0,38 доли ед., а остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой в среднем определяется равной 0,28 доли ед. В рамках реализации Технологической схемы ОПР на месторождении пробурены 2 разведочные скважины (125, 131), которые вскрыли по пластам $Ю_1^1$ и $Ю_1^м$ зоны отсутствия коллектора[5].

Учитывая вышеизложенное, на месторождении выделяется один объект разработки – залежь нефти в горизонте $Ю_1$, представляющая собой единую гидродинамическую систему.

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^м$ и $Ю_1^{3-4}$ приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Средне-Нюрольское месторождение: геолого-физические характеристики продуктивных пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^м$ и $Ю_1^{3-4}$

Параметры	Пласт $Ю_1^{3-4}$	Пласт $Ю_1^м$	Пласт $Ю_1^{1-2}$
Средняя глубина залегания, м	2 593	2 586	2 417
Тип залежи	пластовая, сводовая	пластов., литол. экранир.; литол. огранич.	литологи-чески огранич.
Тип коллектора	терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	23 041	9 889	1 148

Продолжение таблицы 1.2

Средняя общая толщина, м	16,5	3,9	3,7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9,9	1,6	1,7
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	5,2	3,8	2,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,170	0,150	0,136
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,507	0,474	0,468
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,460	0,396	-
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,491	0,472	0,468
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	28,9	7,8	10,1
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,83	0,44	0,50
Расчлененность	2,2	1,3	1,0
Начальная пластовая температура, °С	89	89	89
Начальное пластовое давление, МПа.	24,5	24,5	24,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,945	0,945	0,945
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,757	0,757	0,757
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,823	0,823	0,823
Абсолютная отметка ВНК, м	2 345	2 341	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,138	1,138	1,138
Содержание серы в нефти, %	0,44	0,44	0,44
Содержание парафина в нефти, %	3,04	3,04	3,04
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,0	8,0	8,0
Газовый фактор, м ³ /т	49,2	49,2	49,2
Содержание сероводорода	отс.	отс.	отс.
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,5	0,5
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,033	1,033	1,033
Сжимаемость нефти, 1/МПа•10 ⁻⁴	12,8	12,8	12,8
воды, 1/МПа•10 ⁻⁵	5,0	5,0	5,0
породы, 1/МПа•10 ⁻⁵	2,2	2,2	2,2
Средняя продуктивность, м ³ /(сут.*МПа)	20,0	-	-
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,540	0,540	0,540

1.5 Состав и свойства пластовых флюидов

Учитывая одновозрастность и близость по разрезу продуктивных пластов Ю₁^м и Ю₁³⁻⁴, можно предположить схожесть физико-химических свойств пластовых флюидов[6].

Пластовая нефть

По данным анализов поверхностных проб нефть буровато-коричневая, подвижная. Плотность её в стандартных условиях изменяется от 0.824 до 0.840 г/см³, составляя в среднем 0.828 г/см³.

Температура начала кипения 41-79°C. Лёгких фракций, выкипающих при температуре до 200°C, содержится в нефти 18.0-37.5 %, до 300°C – 45.9-63.6 %. Кинематическая вязкость нефти при 20°C составляет 3.51-5.73 мкм²/с (таблица 1.3).

Таблица 1.3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Горизонт Ю ₁			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Вязкость кинематическая, мкм ² /с					
при 20 °C		22	50	3.51-5.73	4.51
50 °C		5	18	1.9-2.9	2.43
Температура застывания, °C		20	30	-39.0-5.0	-14.2
Температура насыщения парафином, °C					
Массовое содержание, %	Серы	20	48	0.26-1.16	0.44
	Смол силикагелевых	21	46	1.47-8.31	4.3
	Асфальтенов	21	49	0-1.23	0.34
	Парафинов	22	52	0.35-6.3	3.04
	Воды	21	34	0-25.8	6.69
	Мехпримесей	20	25	0-0.070	0.015
Температура плавления парафина, °C		5	16	41.5-60.5	53.3
Объемный выход фракций, %	н.к.-100 °C	22	49	2.0-20.0	6.9
	до 200 °C	22	50	18.0-37.5	31.4
	до 300 °C	22	50	49.5-63.6	58.7
	до 350 °C	21	33	68.5-89.7	73.9

Нефть содержит 1.47-8.31 % силикагелевых смол, 0.041-1.23 % асфальтенов, 0.35-6.3 % парафина, 0.26-1.16 % серы.

В углеводородном составе преобладают метановые (46.6 %), несколько меньше содержится нафтеновых (35.7 %) и только 17.7 % ароматических углеводородов. По классификации А.Ф.Добрянского нефть Средне-Нюрольского месторождения относится к смешанному метаново-нафтеново-ароматическому типу.

По данным анализов глубинных проб давление насыщения нефти газом равно 8.0 МПа при пластовом давлении 23.8 МПа и пластовой температуре 89°C.

Для проб с дифференциальным разгазированием плотность пластовой нефти равна 0.757 г/см³. Плотность сепарированной нефти выше пластовой и составляет 0.823 г/см³. Динамическая вязкость нефти (в пластовых условиях) составляет 0.945 мПа*с. Коэффициент сжимаемости составляет 12.75 1/МПа*10⁻⁴. Объемный коэффициент выражается величиной 1.138 м³/м³, газосодержание - 49.16 м³/т или 41.04 м³/м³. Средний коэффициент растворимости газа в нефти составляет 5.27(м³/м³)/Па.

Растворенный в нефти газ имеет углеводородный состав и содержит до 74.18 % метана (также для проб с дифференциальной дегазацией). Азот присутствует в небольшом количестве - 2.618 %, сероводорода не обнаружено, содержание углекислого газа составляет 1.824 %. Абсолютная плотность газа, в зависимости от количества тяжелых углеводородов, изменяется в пределах (0.884 - 1.060)*10⁻³ г/см³.

Низшая теплота сгорания составляет 10062 ккал/м³.

1.6 Запасы нефти и газа

В 2007 г. ЗАО «ИНКОНКО» составлен отчет «Пересчет запасов нефти и газа и ТЭО КИН Средне-Нюрольского месторождения». В составе ранее единого горизонта Ю₁ выделены пласты Ю₁¹⁻², Ю₁^м и Ю₁³⁻⁴. Запасы нефти пласта Ю₁¹⁻² посчитаны по категории С₂, пласта Ю₁^м – по категориям С₁ и С₂, пласта Ю₁³⁻⁴ – по категориям В и С₁. Запасы утверждены ГКЗ в 2008 г. (протокол № 1813-ДСП от 17.12.2008 г.) и приняты на Госбалансе[7].

По состоянию на 01.01.2014 г запасы Средне-Нюрольского месторождения составляют:

- начальные запасы нефти составили (геологические/извлекаемые): по сумме категорий В+С₁ – 14 021/5606 тыс.т, по категории С₂ – 280/77 тыс.т. (таблица 1.4 Приложение 2);

- запасы растворенного газа (геологические/извлекаемые) по сумме категорий В+С₁ составляют 690/276 млн м³, по категории С₂ –14/3 млн м³ (таблица 1.5 Приложение 2).

2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Текущее состояние разработки

Месторождение находится в разработке с 2000 г. На дату анализа отобрано 1 855,2 тыс. т нефти (33 % от НИЗ). Текущий КИН – 0,132 (утвержденный – 0,400 д. ед.)[1].

В 2013 г. добыто 115,0 тыс. т нефти (при темпе отбора от НИЗ – 2,1 %, от ТИЗ – 3,1 %), жидкости – 337,2 тыс. т, среднегодовые дебиты нефти составили 19,1 т/сут, по жидкости – 55,9 т/сут при обводненности продукции 65,9 %.

Основные технологические показатели разработки представлены в таблице 2.1, динамика показателей разработки представлена на рисунках 2.1-2.3.

Таблица 2.1 – Основные технологические показатели разработки объекта Ю₁

Год	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Приемистость, м ³ /сут	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Закачка воды, тыс. м ³	Накопл. добыча нефти, тыс. т	Накопл. добыча жидкости, тыс. т	Обводненность, %	Действ. добыв. фонд, скв.	Действ. нагнет. фонд, скв.
1999	22,0	22,0	-	0,7	0,7	-	0,7	0,7	0,0	1	-
2000	22,9	23,1	-	0,8	0,8	-	1,4	1,5	0,6	3	-
2001	37,1	37,6	-	19,9	20,2	-	21,3	21,6	1,4	4	-
2002	73,9	76,7	-	82,8	85,9	-	104,1	107,5	3,6	6	-
2003	72,1	76,4	-	80,8	85,7	-	184,9	193,2	5,7	7	-
2004	69,2	73,0	-	133,0	140,2	-	317,8	333,4	5,2	8	-
2005	48,9	54,8	138,9	220,2	246,5	99,7	538,1	580,0	10,7	21	6
2006	41,1	46,7	164,0	252,3	286,6	556,5	790,4	866,6	12,0	19	10
2007	30,1	40,5	167,7	205,2	276,2	590,0	995,6	1142,9	25,7	19	9
2008	24,0	36,5	134,5	163,2	248,1	480,7	1158,8	1391,0	34,2	20	10
2009	19,7	35,9	119,3	139,4	253,8	358,8	1298,2	1644,8	45,1	19	9
2010	22,8	39,9	139,8	137,9	241,8	472,1	1436,1	1886,6	43,0	18	11
2011	23,3	45,2	172,2	156,1	302,4	688,2	1592,2	2189,1	48,3	19	13
2012	21,0	53,1	146,1	148,0	373,4	674,2	1740,2	2562,4	60,4	19	13
2013	19,1	55,9	100,6	115,0	337,2	452,2	1855,2	2899,6	65,9	17	12

Максимальные уровни добычи нефти достигнуты в 2006 г. за счет бурения и организации системы ППД. Максимальный уровень добычи

жидкости приходится на 2012 г. – 373,4 тыс.т, что связано с эксплуатацией действующего фонда, стимулированных ГРП.

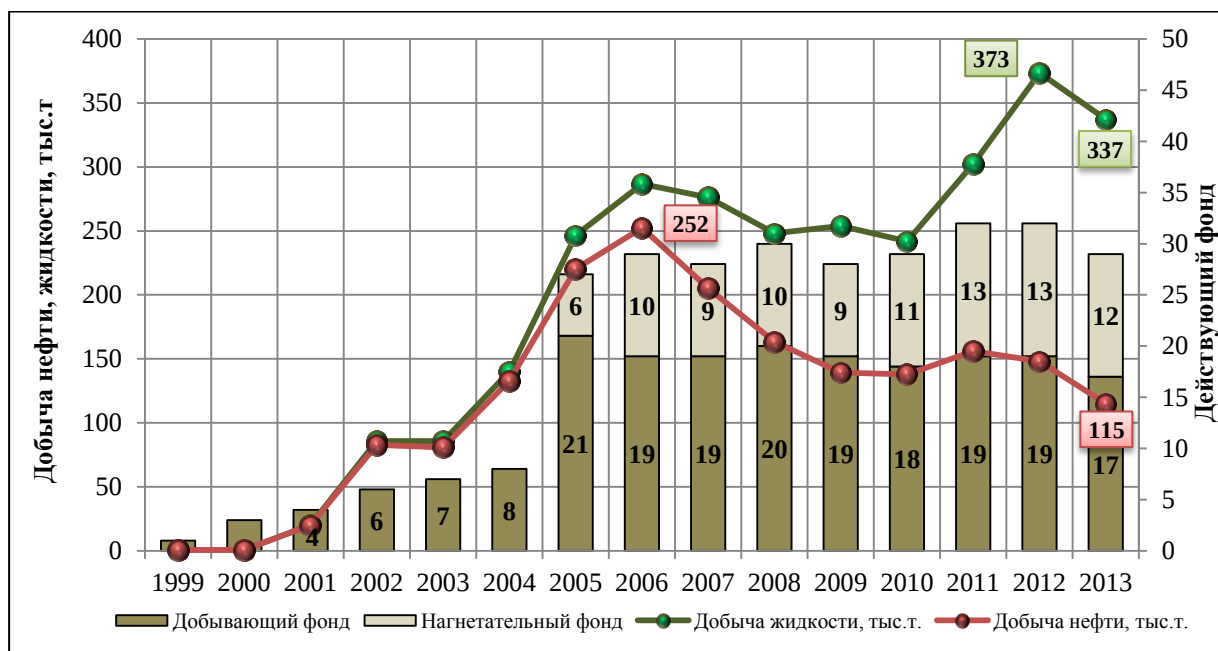


Рисунок 2.1 – Динамика фонда скважин и добычи жидкости и нефти

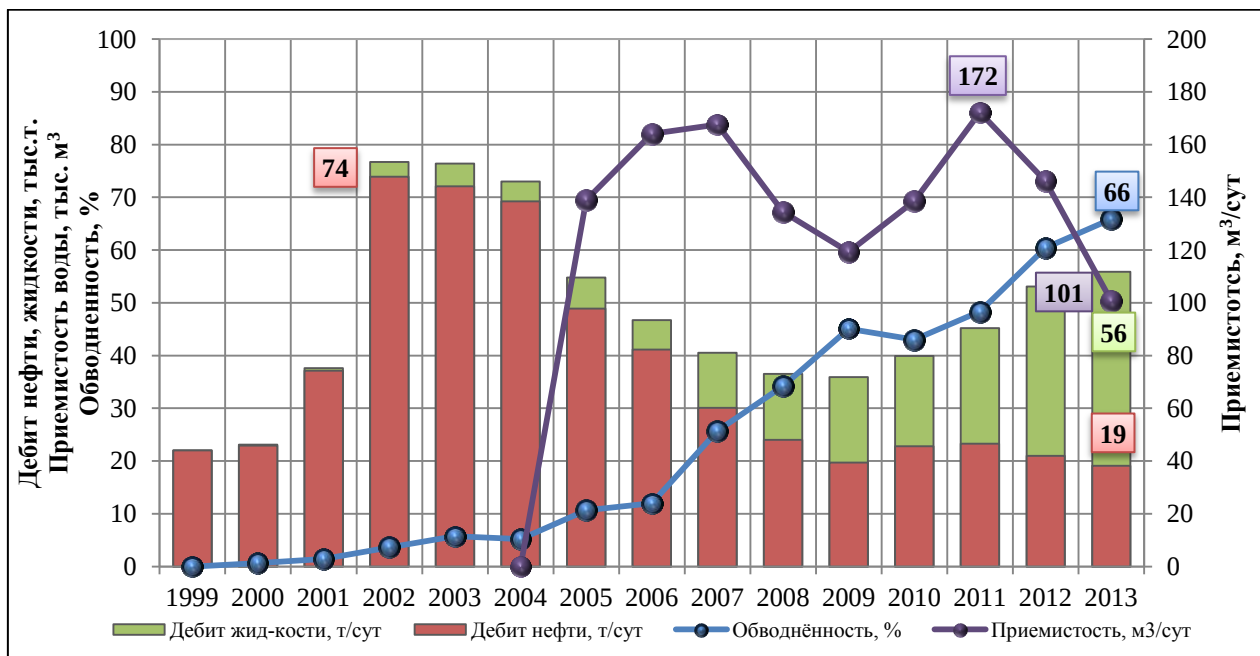


Рисунок 2.2 – Динамика суточной добычи жидкости, нефти, обводненности и приемистости

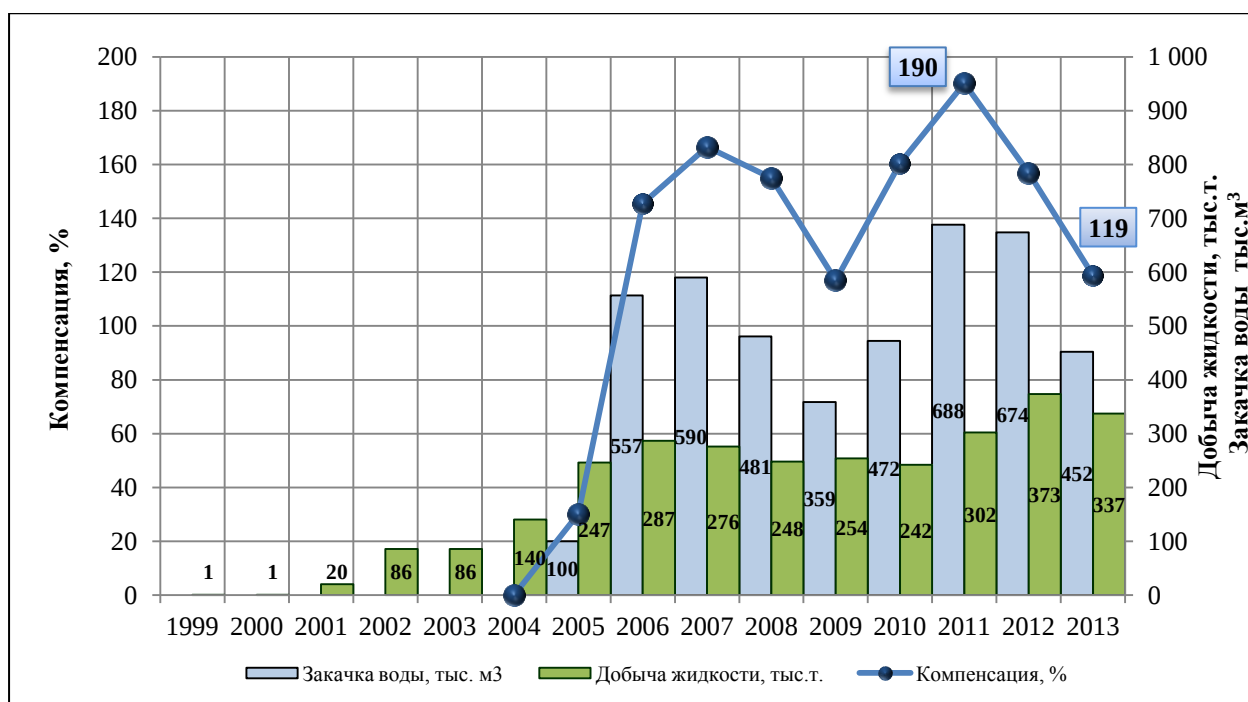


Рисунок 2.3 – Динамика основных технологических показателей разработки

Основная доля добычи нефти на объекте обеспечена скважинами с механизированным способом эксплуатации (оборудованными ЭЦН и ШГН) – 1 773 тыс. т. (95,6 %), в период фонтанирования добыто 82 тыс. т (4,4 %). В настоящее время добыча нефти осуществляется только механизированным фондом, оборудованным ЭЦН[1].

Всего под добычей на объекте перебивали 32 скважины. Накопленный отбор жидкости на 01.01.2014 г. составляет 2 899,6 тыс. т. Накопленный водонефтяной фактор – 0,6. Накопленная добыча нефти на одну добывающую скважину составляет 58 тыс. т.

В начальном периоде (1999-2001 гг.) разработка залежи осуществлялась четырьмя разведочными скважинами (№№ 41Р, 45Р, 125Р). Увеличение добычи и дебитов в 2001-2003 гг. связано с вводом в эксплуатацию высокопродуктивных горизонтальных скважин №№ G1 и G2, характеризующихся высокими входными дебитами нефти (78-225 т/сут) при практически безводной продукции. Рост добычи нефти в 2003-2006 гг. обусловлен увеличением фонда скважин в процессе продолжения разбуривания залежи горизонтальными скважинами (№№ 127, 136, 141), введенными в

эксплуатацию с высокими дебитами (100-150 и более т/сут) практически безводной нефти (3-6 %).

Тем не менее, с 2004 г. на месторождении отмечается тенденция снижения производительности скважинного оборудования. В 2013 г. средний дебит нефти в 3,9 раза ниже своего максимального значения, равного 74 т/сут в 2002 г., аналогичная ситуация с дебитами жидкости (снижение за 2004-2013 гг. - в 1,5 раза).

2.2 Сопоставление проектных и фактических показателей

В период 2009-2013 гг. Средне-Нюрольское месторождение разрабатывалось согласно двум проектным документам[1]:

- период 2009 – 2011 гг. – в соответствии с проектными решениями, утвержденными в рамках «Дополнения к технологической схеме разработки Средне-Нюрольского нефтяного месторождения» (ЗАО «ИНКОНКО», протокол ЦКР Роснедра № 4711 от 22.10.2009 г.);

- период 2012 – 2013 гг. по «Дополнению к технологической схеме разработки Средне-Нюрольского нефтяного месторождения» (ЗАО «ТИНГ», протокол ЦКР Роснедра № 39-12 от 07.11.2012 г.).

Сравнение проектных и фактических показателей разработки за пятилетний период представлено в таблице 2.2 и на рисунке 2.4-2.6.

За период 2010 - 2011 гг. фактические уровни добычи превышают проектные.

Основной причиной допущенного расхождения проектных и фактических показателей (в положительную сторону) является бурение четырех добывающих скважин в 2010 г. (как альтернатива проектных решений по бурению БС).

Таблица 2.2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки. Объект Ю₁

№	ПОКАЗАТЕЛИ	едизм.	"Дополнение к технологической схеме разработки" протокол ЦКР № 4711 от 22.10.2009 г.						"Дополнение к технологической схеме разработки" протокол ЦКР № 39-12 от 07.11.2012 г.			
			2009		2010		2011		2012		2013	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, всего	тыс.т	148,0	139,4	118,7	137,9	106,2	156,1	138,3	148,0	122,4	115,0
2	в т.ч. из переходящих скв.	тыс.т	148,0	139,4	118,7	130,3	106,2	156,1	138,3	148,0	122,4	115,0
3	в т.ч. из новых скв.	тыс.т	0,0	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	в т.ч. из механизир. скв.	тыс.т	148,0	139,4	118,7	137,9	106,2	156,1	138,3	148,0	122,4	115,0
5	Ввод новых скважин	шт	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0
6	в т.ч. из экспл. бурения	шт	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0
7	в т.ч. из разведоч. бурения	шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	в т.ч. перевод с др. объект.	шт	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
9	Дебит новых скважин	т/сут	0,0	0,0	0,0	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Ср.число дн. раб. нов. скв.	дни	0	0	18	165	0	0	0	0	0	0
11	Ср.глубина новой скваж.	м	0	0	0	2595	0	2510	0	0	0	0
12	Эксплуатац. бурение, всего	тыс.м	0,0	0,0	0,0	13,0	0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
13	в т.ч. добывающ.скважины	тыс.м	0,0	0,0	0,0	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	нагнет и вспомог. и спец. скв.	тыс.м	0	0	0	2,6	0	2,5	0	0	0	0
15	Расч.вр.раб.нов.скв.пр.г.в дан.г.	дни	0,0	0,0	0,0	0,0	352,0	1387,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Расч.доб.неф.из нов.скв.пр.г. в д.г.	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,9	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Доб.неф.из перех. скв.пред.года	тыс.т	163,2	163,2	148,0	139,4	118,7	130,3	156,5	156,1	138,3	148,0
18	Расч.доб.неф.из перех.скв.дан.г.	тыс.т	163,2	163,2	148,0	139,4	118,7	146,2	156,5	156,1	138,3	148,0
19	Ожид.доб.неф.из пер.скв.дан.г.	тыс.т	148,0	139,4	118,7	130,3	106,2	156,1	138,3	148,0	122,4	115,0
20	Изменение доб.неф. из пер.скв	тыс.т	-15,2	-23,8	-29,4	-9,1	-12,5	9,9	-18,2	-8,1	-15,9	-32,9
21	Проц.измен.доб.неф. из пер.скв.	%	-10,2	-14,6	-24,7	-6,5	-11,8	6,8	-11,6	-5,2	-11,5	-22,3
22	Мощность новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добывающих скважин	шт	0	0	2	4	0	1	1	0	0	0
24	в т.ч. под закачку	шт	0	0	2	2	0	1	1	0	0	0
25	Фонд добывающих скважин на к.г.	шт	21	20	19	20	19	19	18	19	18	19
26	в т.ч. нагн. в отработке	шт	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
27	Действующий фонд доб.скв. на к.г.	шт	21	19	19	18	19	19	18	19	18	17
28	Перевод скважин на мех. добычу	шт	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0
29	Фонд механизированных скважин	шт	21	19	19	18	19	19	18	19	18	17
30	Ввод нагнетательных скважин	шт	0	0	2	3	1	3	1	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин	шт	2	0	0	0	0	0	0	2	0	0
32	Фонд нагнетательных скв.на к.г.	шт	9	11	11	14	12	17	18	15	18	15
33	Действующий фонд наг.скв. на к.г.	шт	8	9	11	11	12	13	14	13	15	12
34	Фонд введ.рез.скв. на конец года	шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Ср. дебит действ.скв. по жидкости	т/сут	38,3	35,9	31,8	39,9	35,7	45,2	47,5	53,1	46,8	55,9
36	Ср. дебит перех.скв. по жидкости	т/сут	38,3	36,8	31,8	38,3	35,7	45,2	47,5	53,1	46,8	55,9
37	Ср. дебит новой скв. по жидкости	т/сут	0,0	0,0	0,0	64,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Средняя обводнен. продукции	%	39,7	45,1	48,5	43,0	55,5	48,4	53,3	60,4	58,1	65,9
39	Сред. обводнен. прод. перех.скв	%	39,7	45,1	48,5	40,2	55,5	48,4	53,3	60,4	58,1	65,9
40	Сред. обводнен. прод. новой скв	%	0,0	0,0	0,0	68,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит скв. по нефти	т/ут	23,1	19,7	16,4	22,7	15,9	23,3	22,2	21,0	19,6	19,1
42	Средний дебит перех.скв. по нефти	т/сут	23,1	20,2	16,4	22,9	15,9	23,3	22,2	21,0	19,6	19,1
43	Средняя приемистость наг.скваж.	м ³ /сут	152,9	119,3	131,2	139,8	112,0	172,1	112,2	146,1	98,0	100,6
44	Добыча жидкости, всего	тыс.т	245,7	253,8	230,3	241,8	238,7	302,4	296,1	373,4	292,1	337,2
45	в т.ч. из переходящих скв.	тыс.т	245,7	253,8	230,3	218,0	238,7	302,4	296,1	373,4	292,1	337,2
46	в т.ч. из новых скв.	тыс.т	0,0	0,0	0,0	23,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	в т.ч. механизированным способом	тыс.т	245,7	253,8	230,3	241,8	238,7	302,4	296,1	373,4	292,1	337,2
48	Добыча жидкости с нач. разработки	тыс.т	1 646,5	1 644,8	1 876,8	1 886,6	2 115,5	2 189,0	2 485,5	2 562,4	2 777,7	2 899,6
49	Добыча нефти с нач. разработки	тыс.т	1306,8	1298,2	1425,5	1436,0	1531,7	1592,1	1731,0	1740,1	1853,0	1855,2
50	Коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,091	0,093	0,100	0,102	0,107	0,114	0,121	0,124	0,130	0,132
51	Отбор от НИЗ	%	22,9	23,2	25,0	25,6	26,8	28,4	29,8	31,0	31,9	33,1
52	Темп отбора от НИЗ	%	2,6	2,5	2,1	2,5	1,9	2,8	2,4	2,6	2,1	2,1
53	Темп отбора от ТИЗ	%	3,3	3,2	2,7	3,3	2,5	3,9	3,3	3,8	3,0	3,1
54	Закачка воды	тыс.м ³	397,3	358,8	410,7	472,1	421,0	688,1	523,0	674,2	475,7	452,2
55	Закачка воды с начала разработки	тыс.м ³	2123,5	2085,6	2534,2	2557,7	2955,1	3245,8	3769,0	3920,0	4244,8	4372,2
56	Компенсация отбора: текущая	%	132,8	117	150,9	160,5	153,0	190,2	150,0	156,9	140,0	118,7
57	с начала разработки	%	99,1	97,5	104,8	105,2	109,5	116,2	119,9	121,6	121,9	121,3
58	Добыча растворенного газа	млн.м ³	8,0	6,6	6,5	6,3	5,9	5,4	6,5	5,2	5,7	4,9
59	Добыча раств.газа с нач.разработки	млн.м ³	72,8	61,3	79,3	67,6	85,2	73,0	13,8	78,2	19,5	83,1
60	Использование растворенного газа	млн.м ³	6,6	4,6	5,7	4,6	5,6	5,3	6,0	5,2	5,4	4,9
61	Использование растворенного газа	%	82,9	70,0	87,7	73,5	95,6	99,0	95,0	99,7	95,0	99,8

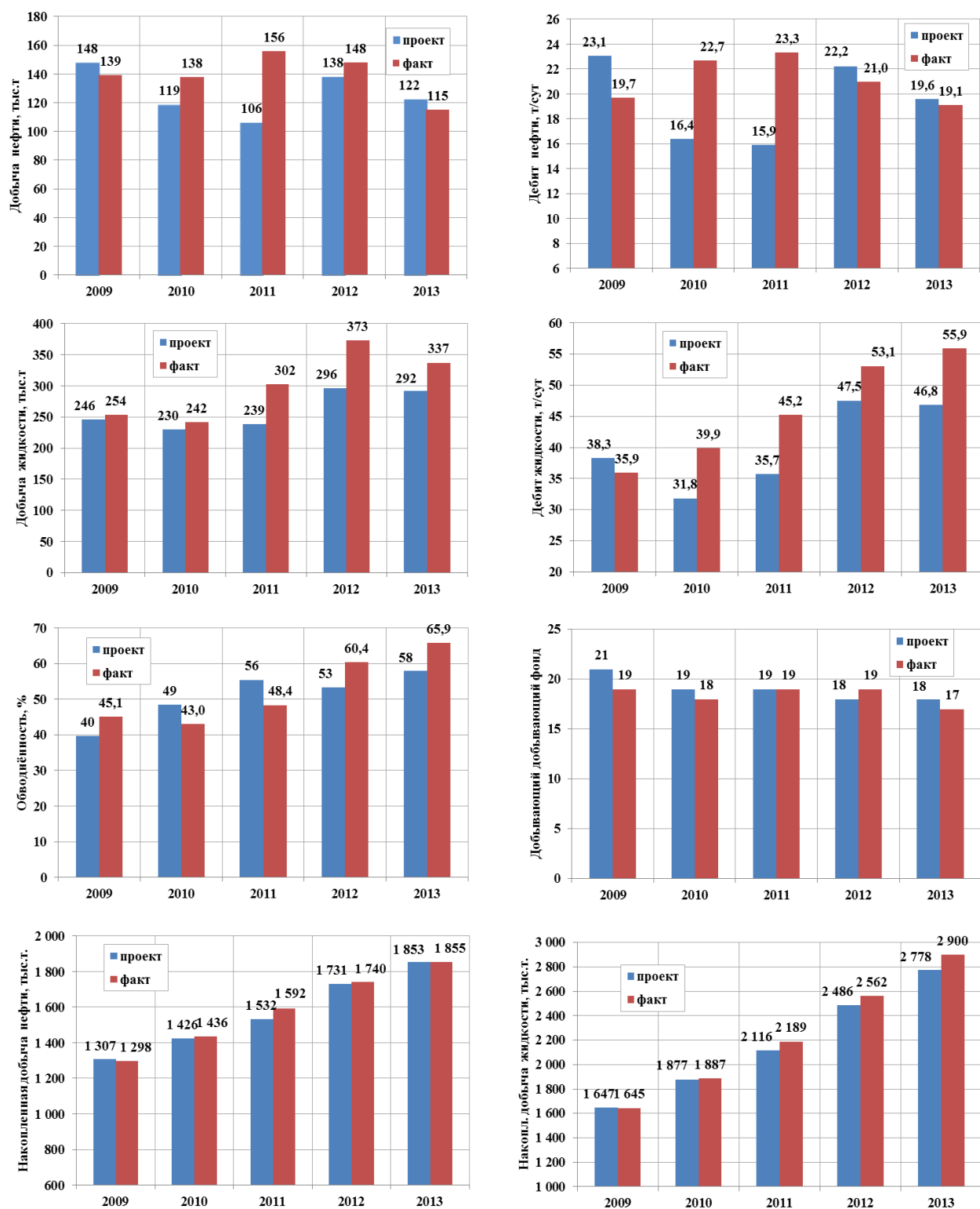


Рисунок 2.4 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки (добывающий фонд). Объект Ю₁

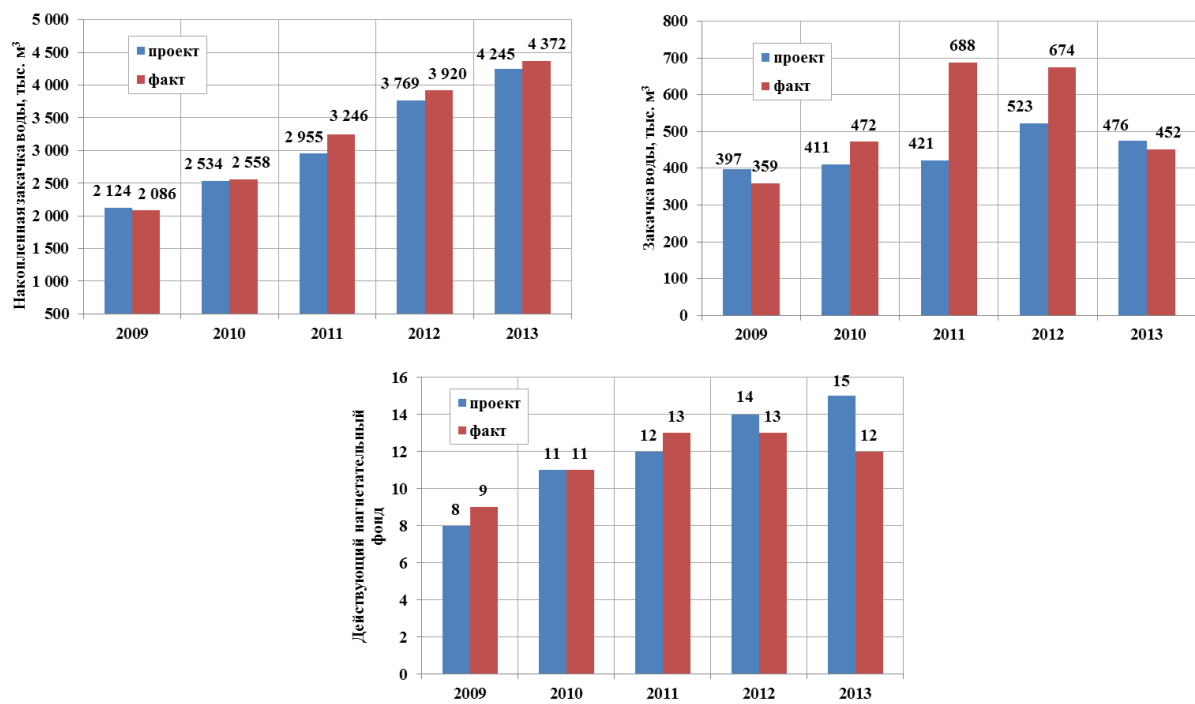


Рисунок 2.5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки (нагнетательный фонд). Объект Ю₁

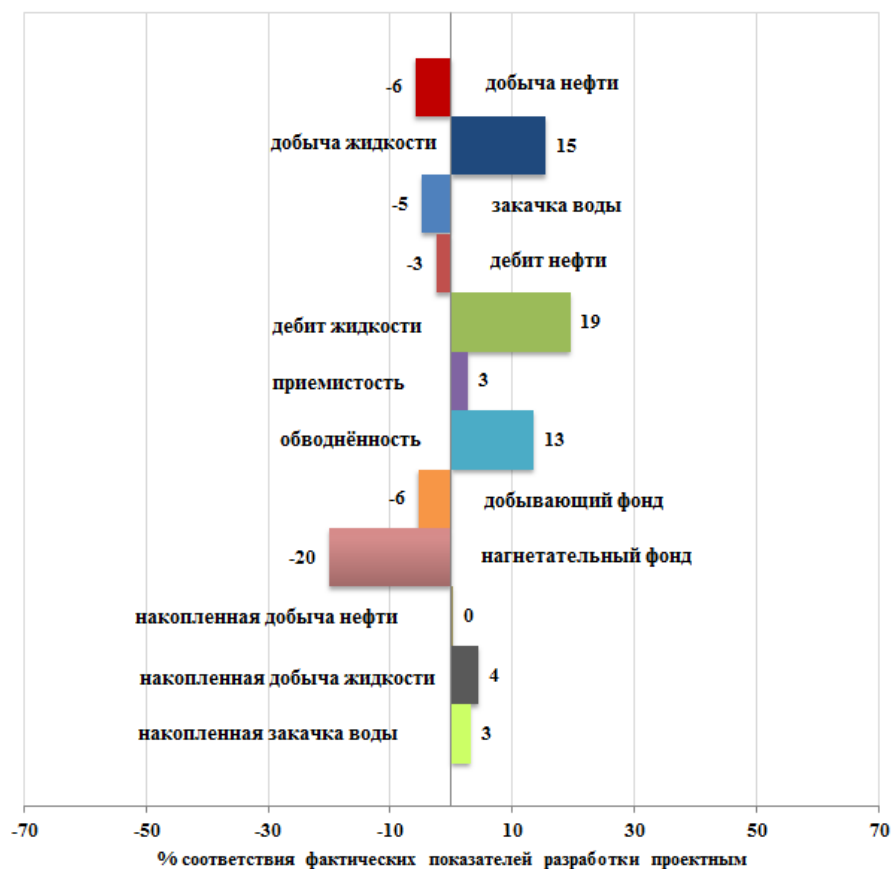


Рисунок 2.6 – Диаграмма сравнения проектных и фактических показателей разработки. Объект Ю₁

Максимальное отклонение от проектных уровней по добыче нефти допущено в 2011 г. и составило 47 %, в сторону превышения. Годовой уровень добычи нефти по объекту составил 156,1 тыс. т (проект – 106,2 тыс. т). Относительно 2010 г. добыча выросла на 18,6 тыс. т или 14 %. Добыча жидкости выше проектной на 26,9 %, 302,8 тыс. т против проектных 238,7 тыс. т.

Перевыполнение плана по добыче нефти в 2010-2011 гг. было связано с вводом из бурения четырех добывающих скважин (в 2010 г.), а так же мероприятиями по повышению потенциала добычи нефти (проведение ГРП в восьми скважинах)[2].

В связи с новым бурением и проведенными 11 операциями ГРП в 2010-2011 гг. уровень добычи (148,0 тыс. т) в 2012 г. превышал проектный на 7,0 % (138,3 тыс. т). Добыча жидкости при этом выросла на 26,0 %.

Фактические / проектные дебиты жидкости составили в 2011 году – 45,2/35,7 т/сут, в 2012 г. – 53,1/47,5 т/сут, в 2013 г. – 55,9/46,8 т/сут.

Обводненность продукции скважин в 2012-2013 гг. увеличивается более высокими темпами, чем запроектировано: отклонение фактической обводненности продукции новых скважин зафиксировано в 2012 году – 60,4% по факту против 53,3% по проекту; в 2013 г. обводненность продукции увеличилась до 65,9% при проектном значении 58,1%.

Закачка рабочего агента на дату анализа (01.01.2014 г.) имеет тенденцию к снижению перекомпенсации отборов (до 119 %). Приемистость скважин по факту (100,6 м³/сут) близка к проектной – 98,0 м³/сут, при этом фактический фонд действующих нагнетательных скважин ниже проектного на 20% (12 скважин по факту против 15 проектных). Текущая фактическая компенсация отборов в 2013 г. составила 119%, что ниже проектной на 15% (140%). С начала разработки компенсация (121 %) близка к проектной (122 %).

3 АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН НА СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Структура фонда скважин

Согласно промысловой отчетности, на 01.01.2014 г. на Средне-Нюрольском месторождении пробурено 32 добывающие, восемь нагнетательных и одна водозаборная скважины[5].

Структура фонда скважин на 01.01.2014 г. представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект Ю ₁
Фонд добывающих скважин	Пробурено	32
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего:	32
	в т.ч. действующие	17
	из них: фонтанные	-
	ЭЦН	17
	ШГН	-
	Бездействующие	2
	В освоении после бурения	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	1
	Переведены под закачку	9
	Переведены под водозабор	1
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	2
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	8
	Возвращено с других горизонтов	-
	Переведены из добывающих	9
	Всего:	17
	в т.ч. под закачкой	12
	Бездействующие	3
	В освоении	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	2
	В отработке на нефть	-
	Переведены на другие горизонты	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-
Фонд водозаборных скважин	Пробурено	1
	Возвращено с других горизонтов	-
	Переведены из добывающих	1
	Всего:	2
	в т.ч. действующие	1
	Бездействующие	1

К настоящему времени по геологическим причинам ликвидированы две скважины - №№ 42Р, 43Р.

Как видно из таблицы, весь фонд добывающих скважин оборудован УЭЦН[5].

Таким образом, на дату анализа добывающий фонд месторождения представлен 17 действующими скважинами, в нагнетательном фонде числится 17 скважин, в т.ч. 12 - под закачкой, три - в бездействии и две - пьезометрические, специальный фонд состоит из двух водозаборных скважин, в т.ч. одной действующей и одной бездействующей (рисунок 3.1).

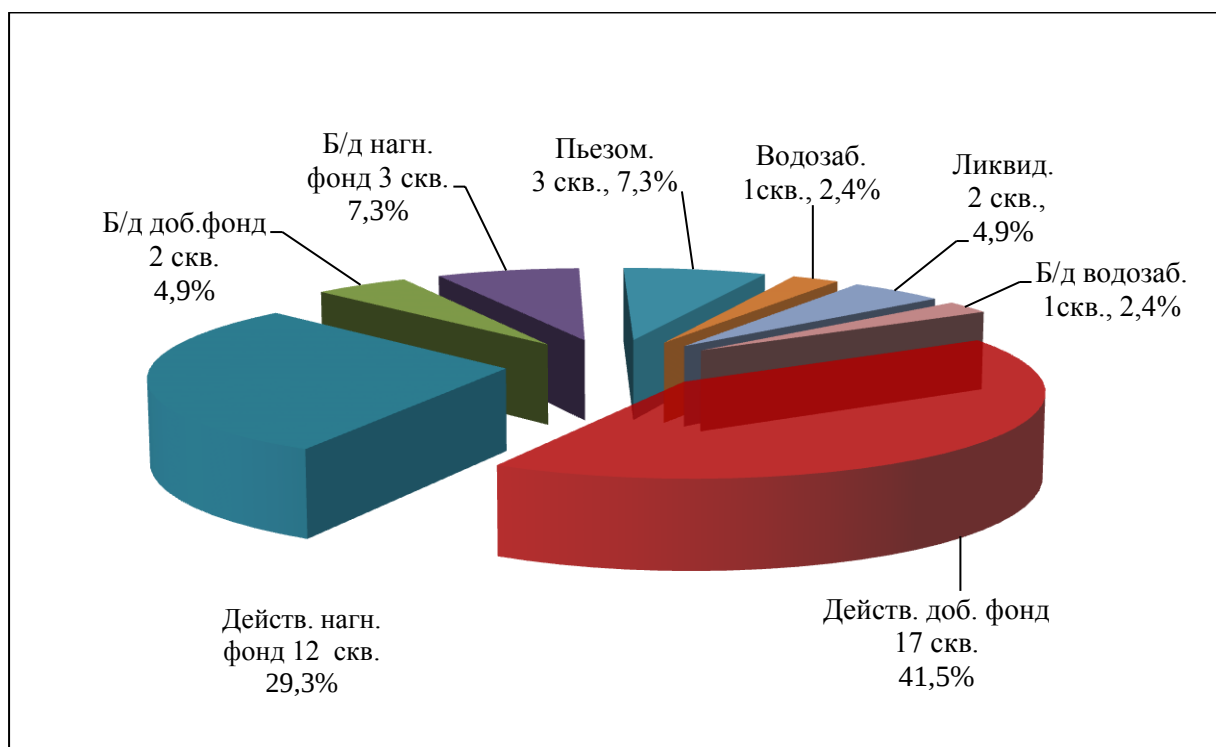


Рисунок 3.1 – Структура пробуренного фонда скважин Средне-Нюрольского месторождения по состоянию на 01.01.2014 г.

3.2 Анализ работы скважин оборудованных УЭЦН

На месторождении используются УЭЦН производительностью от 30 до 160 м³/сут (рисунок 3.2). В основном это установки отечественного производства[5].

Параметры работы скважин охватывают дебиты от 5 до 140 м³/сут, часть скважин работает в периодическом режиме. Другие показатели работы скважин представлены в таблице 3.2.

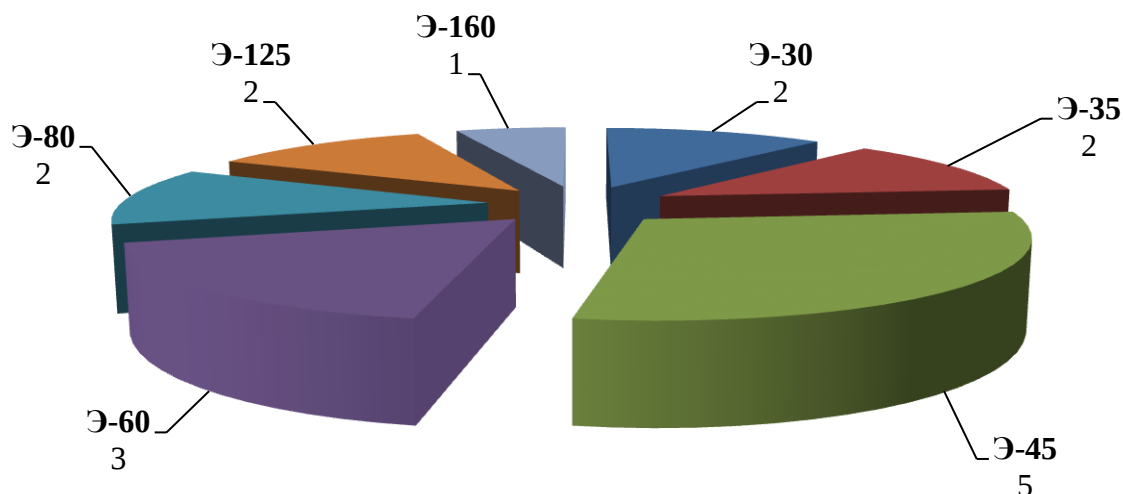


Рисунок 3.2 – Распределение УЭЦН по типоразмеру установки

Таблица 3.2 – Некоторые показатели работы скважин на 1.01.14.

Показатели	Значение
Глубина спуска насосов, м (max- min)	2130-2720
Обводненность, % (max- min)	10-95
Кол-во скважин с МРП:	
до 100 сут	5
до 200 сут	4
более 200	6
средний	234

Динамика добывающего фонда скважин, коэффициентов использования и эксплуатации по месторождению приведена на рисунке 3.3.

Коэффициенты использования и эксплуатации добывающего фонда в 2013 г. составили 0,89 и 0,87 д. ед.

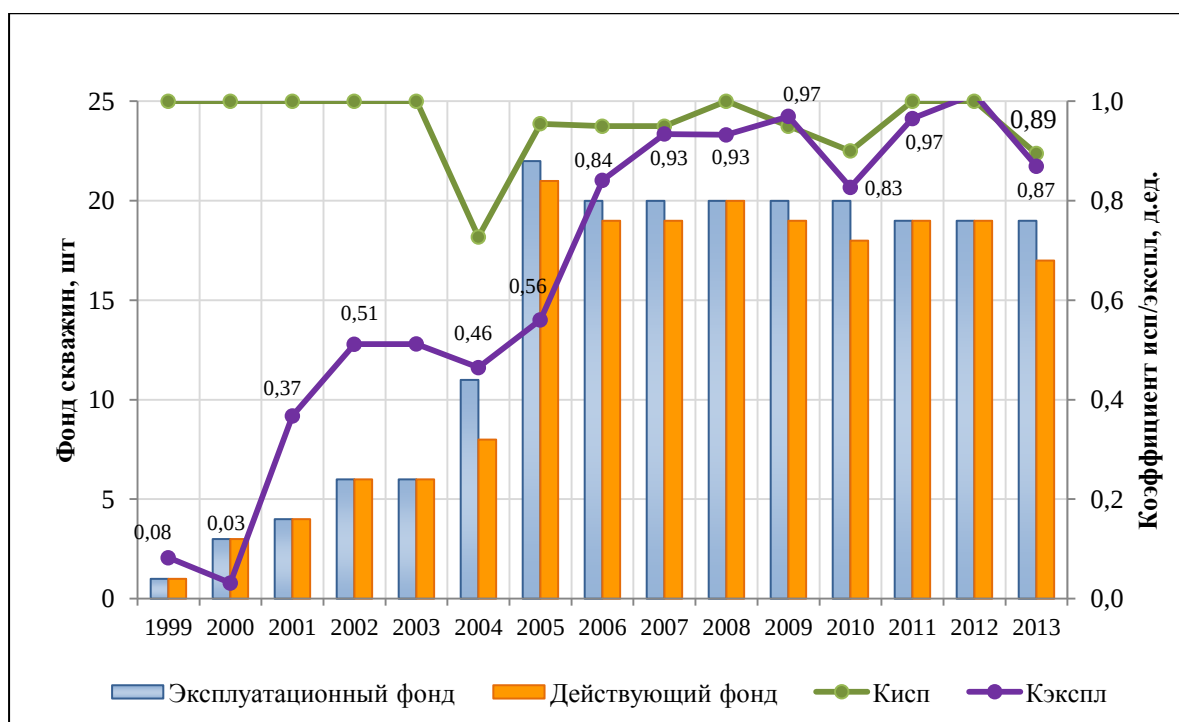


Рисунок 3.3 – Динамика добывающего фонда скважин, коэффициентов использования и эксплуатации

Распределение скважин по дебиту нефти, жидкости и обводненности - в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.3 - Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти, обводненности по состоянию на 01.01.2014 г.

Дебит нефти, т/сут	Обводнённость, %									Итого
	0 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 60	60 - 70	70 - 80	80 - 90	
0 - 10	-	-	-	-	1	-	-	1	2	4
10 - 20	1	-	-	-	-	2	2	1	2	8
20 - 30	-	1	1	-	-	-	-	-	1	3
30 - 40	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
40 - 50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50 - 60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60 - 70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70 - 80	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1
80 - 90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	1	1	1	1	2	2	2	2	5	17

Действующий фонд скважин месторождения характеризуется как среднедебитный по нефти (19,2 т/сут) и жидкости (54,9 т/сут). Средняя обводненность продукции – 56,9 %.

Таблица 3.4 – Распределение действующих добывающих скважин по дебитам жидкости, обводненности по состоянию на 01.01.2014 г.

Дебит жидко- сти, т/сут	Обводнённость, %									Итого
	0 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50	50 - 60	60 - 70	70 - 80	80 - 90	
0 - 10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 - 20	1	-	-	-	1	-	-	-	-	2
20 - 30	-	-	1	-	-	1	-	-	-	2
30 - 40	-	1	-	-	-	1	2	1	-	5
40 - 50	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
50 - 60	-	-	-	1	-	-	-	-	1	2
60 - 70	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
70 - 80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
80 - 90	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
> 90	-	-	-	-	1	-	-	-	2	3
Итого	1	1	1	1	2	2	2	2	5	17

С обводненностью < 50 % эксплуатируются шесть скважин (35 % действующего добывающего фонда), в пяти скважинах (№№ 104G, 109P, 126G, 133, 141G) обводненность продукции более 80 % по причине расположения скважин в ареале воздействия закачки. Скважины №№ 123G, 128G находятся в бездействии по причине высокой обводненности.

Анализ технологических режимов показывает, что эксплуатация добывающих скважин осуществляется при среднем забойном давлении 3,9 МПа, изменяясь в пределах от 1,0 до 8,5 МПа, что существенно ниже давления насыщения (рисунок 3.4).

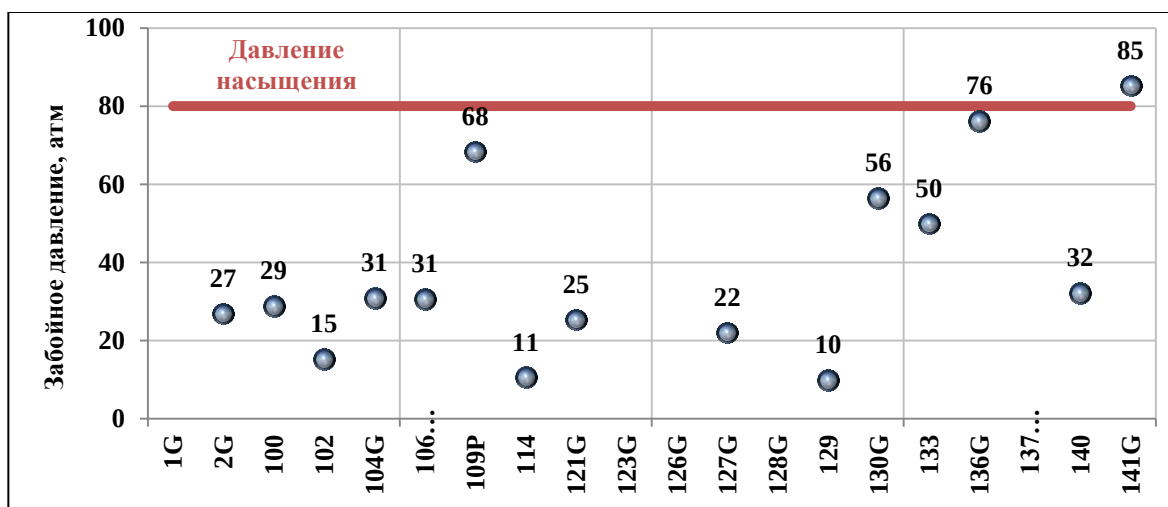


Рисунок 3.4 – Характеристика технологических режимов работы добывающих скважин объекта Ю₁ (по состоянию на 01.01.2014 г.)

3.3 Анализ бездействующего фонда скважин

По данным Заказчика суммарно на скважинах произошло 15 отказов подземного оборудования. На рисунке 3.5 приведены данные по причинам отказов.

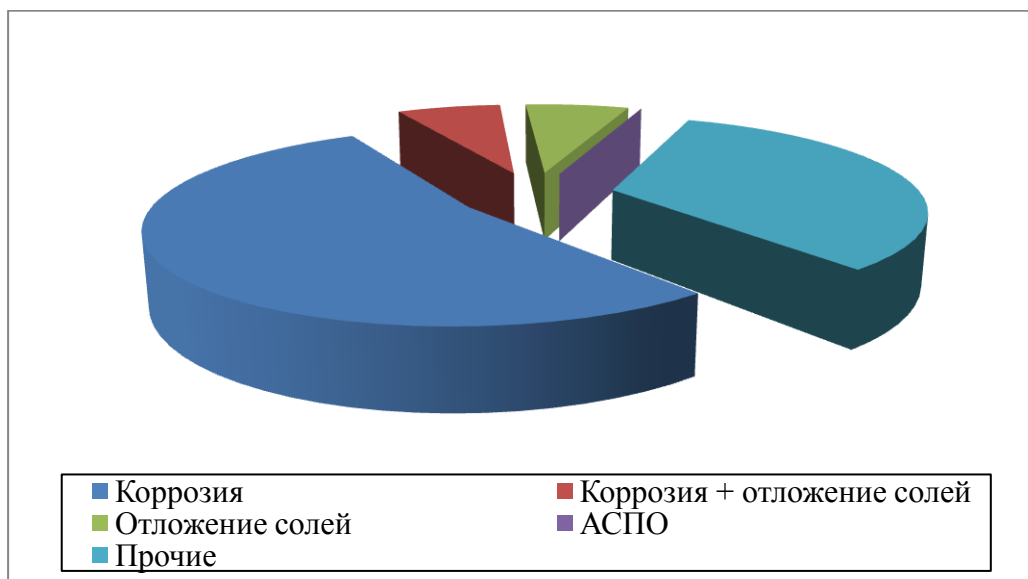


Рисунок 3.5 – Причины отказов подземного оборудования скважин

Как видно, на Средне-Нюрольском месторождении по причине коррозии происходит наибольшее число отказов подземного оборудования скважин. Отказы по причине отложений АСПО в скважинах на всех месторождения отсутствуют, доля отказов по причине солеотложений незначительна[5]. Распределение отказов по коррозии представлено в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Распределение отказов по коррозии подземного оборудования скважин

Наименование подземного оборудования	Значение
ПЭД	0
НКТ (тело/резьба)	3/8
НКТ (полеты)	5
ЭЦН	2
Броня кабеля	5

Как видно, на месторождении полностью отсутствуют повреждения корпусов погружных электродвигателей. Это связано, по-видимому, с

большой глубиной спуска установок и отсутствием выделения свободной воды из ГЖС. В большей степени имеет место на Средне-Нюрольском месторождении коррозия НКТ как по телу, так и по резьбе. Наибольшее количество полетов НКТ происходило при полном разрушении стенки трубы, а также повреждении брони кабеля[5].

На рисунке 3.6 представлены внешний вид коррозионного повреждения НКТ (скважина G-2) и вид внутренней поверхности НКТ (скважина 114), эксплуатация которых проходила на Средне-Нюрольском месторождении.

Как видно, на скважине 114 локальный очаг язвенной коррозии сформировался на внешней стороне НКТ, т.е. в затрубном пространстве, чему способствовал, по-видимому, длительный контакт пластовой воды с поверхностью металла[7].



Рисунок 3.6 – Коррозия наружной поверхности НКТ на скважине G-2 (слева) и вид внутренней поверхности НКТ на скважине №114 (справа)

На скважине G-2 внутренняя поверхность НКТ покрыта твердыми отложениями. Обращает на себя внимание незначительная толщина стенки, визуально 1-2 мм против 5,5 мм по номиналу. Такое утонение стенки говорит о большой потере металла. Последнее есть следствие, а причиной является протекание коррозии под осадком из-за проницаемости образованных отложений для пластовой воды.

Иной вид повреждения секции НКТ, напоминающий механический разрыв металла, имел место на скважине 129 Средне-Нюрольского месторождения (рисунок 3.7).

По данным Заказчика в качестве НКТ используются трубы N-80, которые имеют достаточный запас механической прочности, поэтому разрыв стенки с номинальной толщиной маловероятен. Однако в случае наводороживания металла или локального уменьшения толщины стенки в результате коррозии, разрыв металла возможен[8].



Рисунок 3.7 – Внешний вид повреждения на секции НКТ скважины 129

Характерной особенностью процесса наводороживания металла является наличие специфической сероводородсодержащей среды, что в данном случае не наблюдалось. Более вероятна гипотеза сквозного коррозионного повреждения НКТ изнутри, выход пластовой жидкости на внешнюю сторону трубы, образование промыва и разрыв металла на последней стадии в результате уменьшения толщины стенки.

4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО УЛУЧШЕНИЮ РАБОТЫ УЭЦН

4.1 Анализ химического состава пластовых, сеноманских и смешанных вод

Данные по составу пластовых, сеноманских и смешанных вод Средне-Нюрольского месторождения представлены в таблице 4.1. Пробы были отобраны персоналом нефтепромыслов и доставлены в Нижневартовск автотранспортом[6].

Таблица 4.1 – Химический состав пластовых, сеноманских и смешанных вод Средне-Нюрольского месторождения

№	Место отбора	pH	жест.	Ионный состав воды, мг/л						
				Ca	Mg	Cl	HCO ₃	K+Na	об.мин.	CO ₂
Средне-Нюрольское										
1	2/125 сеноман	6,75	71	1162,3	158,1	15420,8	170,8	8436,4	25348,4	96,8
2	сен+подт.	6,43	87	1242,5	304,0	24106,0	646,6	13882,8	40181,9	167,2
3	2бис/109	6,73	78	1022,0	328,3	26942,0	854	16008	45154,4	167,2

По классификации Сулина рассматриваемые воды относятся к водам хлоридно-кальциевого типа. Минерализация изменяется от 18-25 г/л для сеноманских вод до 35-45 г/л для вод юрских пластов, что соответствует общим представлениям и известному тезису о зависимости минерализации вод от глубины залегания пласта. Водородный показатель сред (pH) находится в нейтральной области (6,7-7,3).

В составе всех проб содержится значительное количество растворенного CO₂ (максимально – 246 мг/л), сероводород отсутствует, что говорит о протекании коррозии по углекислотному механизму. Скорость процесса будет определяться как температурой и парциальным давлением CO₂ в газовой фазе, так и гидродинамическим режимом подъема газожидкостной смеси (ГЖС) по НКТ[9].

Используя известную модель Де Ваарда, Лотца и Дагстада (1995г.), учитывающей влияние растворенного CO₂ и скорость движения ГЖС в НКТ,

рассчитана базовая скорость коррозии применительно к условиям месторождений ОАО «ВТК», которая составила 0,52 мм/год[9].

Исходя из уголекислотной основы коррозии, можно заключить, что одним из компонентов твердых отложений на поверхности металла, будет продукт коррозии - карбонат железа (FeCO_3), дополняемый осадком карбоната кальция (CaCO_3), который будет выделяться из объема пластовой воды.

4.2 Выбор методов защиты от коррозии и солеотложений подземного оборудования

Исходя из вышеприведенных данных, можно сделать вывод об отсутствии отказов подземного оборудования скважин по причинам выпадения АСПО и разрушения корпусов ПЭД и наличии отказов ЭЦН, тела и резьбовых соединений НКТ по причине коррозии или коррозии, протекающей совместно с отложением солей[10].

В нефтепромысловой практике для решения проблем повышения надежности ЭЦН и НКТ нашли применение:

- ингибиторы коррозии и отложения солей;
- диффузионно – цинковые покрытия НКТ;
- полимерные покрытия НКТ;
- НКТ из стеклопластиковых труб.

Ингибиторы коррозии. Массовое применение ингибиторов коррозии для защиты подземного оборудования скважин производилось на ряде месторождений ОАО «ТНК-ВР» (ныне ОАО «НК Роснефть») в период 2008-2012г.г. Результаты внедрения показали ощутимое увеличение МРП регулярно обрабатываемых скважин на 150-200 суток по отношению к начальному значению. В настоящее время регулярная обработка скважин коррозионного фонда ингибиторами КорМастер 1035, Сонкор 9022Б производится на 14 месторождениях Нижневартовского района[9].

Для одновременной защиты скважин от коррозии и солеотложений на Хохряковской группе месторождений опробован реагент Акватек 515Н. По результатам работ за 9 месяцев 2012г на 28 скважинах МРП возрос на 175 суток (интегральный показатель), количество отказов подземного оборудования уменьшилось с 36 до 22. Ранее положительные результаты использования реагента Акватек 515Н отмечены на Верх-Тарском месторождении ООО «ТНК-Уват»[9].

Применяемые технологии:

- периодическая подача порций ингибитора в затрубное пространство скважин 1-2 раза в месяц;
- постоянная подача ингибитора с использованием скважинных установок по дозированию реагентов (СУДР);
- закачка ингибиторов в пласт при проведении ПРС.

Наибольший объем применения приходится на технологии периодической подачи реагента в затрубное пространство и постоянной подачи ингибиторов с использованием СУДР.

Диффузионно-цинковые покрытия НКТ. Данное покрытие по типу является металлизационным, его наносят на секции НКТ в заводских условиях путём химико-термической обработки труб при температуре 450-500⁰С в порошковых смесях на основе цинка[9].

В результате на внешней и внутренней поверхности НКТ (в т.ч. в зоне резьбы) формируется слой диффузионного покрытия, состоящего из цинка и железа толщиной 20-50 мкм, что препятствует развитию коррозии. В то же время операции свинчивания - развинчивания труб происходят без осложнений ввиду небольшой толщины покрытия. Технология диффузионного цинкования освоена ООО «Неоцинк» (г.Москва), трубы, производимые на данном предприятии, успешно прошли испытания в ряде нефтяных компаний Западной Сибири.

Полимерные покрытия НКТ. Внутренние полимерные покрытия используются для защиты НКТ при достаточно высоком уровне коррозии

(более 1 мм/год). Их наносят в заводских условиях, в качестве материалов обычно применяют эпоксидные или полиуретановые краски. Рекомендуется нанесение двухслойных покрытий, применение однослойных покрытий следует избегать из-за их повышенной газопроницаемости, что ведет к отслоению от металла и последующему разрушению покрытия.

Если нанесение полимерных покрытий на тело труб является хорошо отлаженным процессом, то защита зоны резьбового соединения считается одной из проблем при реализации данного способа. Кроме этого, при использовании полимерных покрытий существуют ограничения по температуре транспортируемых сред (обычно плюс 60-80°C).

НКТ из стеклопластиковых труб. Опыт применения НКТ из стеклопластиковых труб имеется на месторождениях ОАО «Татнефть», а также в других предприятиях нефтяной отрасли. В Западно-Сибирском регионе масштабные испытания были проведены на 20-и скважинах покурской свиты Ван-Еганского месторождения, в которых был отмечен высокий уровень выноса песка и коррозионной агрессивности пластовых жидкостей.

Наработка опытной партии стеклопластиковых НКТ превысила наработку ранее используемых стальных труб на 381 сут. Труба, применяемая в данном проекте, обладала следующими характеристиками: диаметр 2⅞ дюйма, рабочее давление 2500 psi (17,2 МПа), резьба 8RD (8 ниток на дюйм), температура рабочей среды +65°C. По данным разработчика граничные пределы по применению стеклопластиковых труб составляют по температуре 104°C, а по давлению 276 атм [10].

Отдельно следует упомянуть сравнительно новый способ защиты зоны резьбового соединения в трубах НКТ, при помощи, так называемых, стриммеров (специальных полимерных вставок), механически закрываемых проблемную зону.

4.3 Определение эффективности ингибиторов коррозии и реагентов

Для определения эффективности ингибиторов коррозии и реагентов комплексного действия в моделях вод месторождений ОАО «ВТК» использовали промышленно-выпускаемые продукты, перечень которых приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Перечень реагентов для проведения работ

Наименование	Тип реагента	Производитель	Номер технических условий
КорМастер 1035	ИК	ООО «Мастер Кемикалз» (г.Казань)	ТУ 2485-002-50622652-2002 изменение 1-3
Сонкор 9022Б	ИК	Опытный завод Нефтехим (г.Уфа)	ТУ 2415-047-00151816-2011
Азол 5034А	ИК	Котласский химический завод	ТУ 2458- 108-00205423-2012
Акватек 515Н	ИК+ИС	ООО «Акватек» (г.Казань)	ТУ 2458-006—70887619-2005
Азол 3020	ИК+ИС	Котласский химический завод	ТУ2458-097-00205423-2011

Данные по защитному эффекту ингибиторов коррозии и реагентов комплексного действия в моделях пластовых вод представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Защитный эффект ингибиторов коррозии и реагентов комплексного действия в моделях пластовых вод

Марка ингибитора	Защитный эффект, % / Концентрация, мг/л	
	20	30
	Средне-Нюрольское	
КорМастер1035	92,9	95,0
Сонкор 9022Б	92,5	93,8
Азол 5034А	96,1	98,0
Акватек 515Н	-	-
Азол 3020	-	-

Анализ данных, представленных в таблице 4.3, показывает, что при дозировке 20 мг/л защитное действие ингибитора Азол 5034А (95,4-96,7%) повыше, чем у ингибиторов КорМастер 1035 и Сонкор 9022Б (92,5-93,0%). При увеличении дозировки до 30 мг/л защитное действие всех ингибиторов возрастает примерно на 1,5-2,8% и составляет[3]:

Азол 5034А – 97,4-98,0%

КорМастер 1035– 94,1-95,0%

Сонкор 9022Б – 94,2-94,8%

Таким образом, все исследованные ингибиторы проявляют защитное действие в моделях вод, при этом эффективность реагента Азол 5034 выше, чем реагентов КорМастер 1035 и Сонкор 9022Б.

Реагенты комплексного действия Акватек 515Н и Азол 3020 по данной методике тестирования незначительно уступают по защитному действию «чистым» ингибиторам коррозии. Однако следует иметь в виду, что комплексные реагенты, для обеспечения их второго полезного действия как ингибиторов солеотложений, как правило, хорошо растворимы в воде. Поэтому их время последействия, т.е. сохранение защитных свойств после прекращения дозировки реагента будет значительно меньше, чем ингибиторов коррозии Азол 5034А, КорМастер 1035, Сонкор 9022Б, относящихся к реагентам, так называемого, вододиспергированного типа.

4.4 Рекомендации по выбору средств защиты подземного оборудования скважин

Для защиты подземного оборудования скважин месторождений ОАО «ВТК» рекомендуются химические средства защиты (таблица 4.4) и выборочное применение НКТ с диффузионно-цинковым покрытием[5].

Таблица 4.4 – Рекомендации по химическим средствам защиты подземного оборудования скважин месторождений ОАО «ВТК»

Месторождение / Фонд скважин	Наименование ингибитора	Технология применения	Дозир овка мг/л
Средне-Нюрольское и Ключевское месторождения. Скважины, осложненные коррозией с дебитом 25 и более м ³ /сут и обводненностью более 70%.	Азол 5034А (КорМастер 1035, Сонкор 9022Б – резерв)	Периодическая закачка ингибитора в виде 10% раствора мобильным БРХ 2 раза в месяц. Контроль закачки – определение выноса ингибитора 2 раза/месяц в аналитической лаборатории. Пилотный проект – 6 месяцев.	30

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов

Средне-Нюрольского месторождение открыто в 1965 г. Геологические и извлекаемые запасы нефти подсчитаны в работе "подсчет запасов нефти и газа и ТЭО КИН по средне-нюрольскому нефтяному месторождению" (протокол ГКЗ № 1813 от 22.10.2009 г.)[1].

По состоянию на 01.01.2012 г. представления о месторождении складываются из материалов сейсморазведочных работ 2D, результатов бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

В рамках настоящей работы рассмотрены три перспективных варианта освоения запасов месторождения, обеспечивающие как достижение утвержденных величин КИН, так и его превышение.

5.2 Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта

Месторождение находится в разработке с 2000г. По состоянию на 01.01.2012 г накопленная добыча нефти составила 1592,5 тыс.т., отбор от НИЗ – 28%. Проектный фонд скважин на месторождении пробурен практически весь: 41 скважина, из них 32 добывающих, 8 нагнетательных и 1 водозаборная.

Показатели экономической эффективности инвестиций определены относительно варианта текущей тенденции.

Для оценки перспектив нефтедобычи на Средне-Нюрольском месторождении рассмотрено 4 варианта работы.

Вариант 0 предусматривает дальнейшую разработку месторождения существующим фондом скважин в количестве 19 добывающих и 13 нагнетательных скважин с подключением в работу вышележащих продуктивных пластов Ю₁^м и Ю₁¹⁻².

За расчетный период объем извлекаемых запасов может составить 2 362,6 тыс. т нефти. Капитальные вложения предусмотрены в размере 464,8 млн. руб. на замену оборудования скважин. Эксплуатационные затраты на осуществление процесса добычи нефти генерируются в сумме 18 541,6 млн. руб. Как показали проведенные расчеты рентабельная разработка месторождения возможна в течение 44 лет, то есть до 2055 г. включительно. Чистый дисконтированный доход составит 1 521,8 млн. руб.

Для достижения утверждённого КИН на площади залежи необходимо размещение дополнительного фонда скважин.

Вариант 1 предусматривает разработку объекта в соответствии с решениями действующего проектного документа, а именно, добуривание оставшегося проектного фонда в количестве 7 добывающих скважин, из них 5 с горизонтальным окончанием ствола и 3 нагнетательных. Кроме того, бурение 13 боковых стволов[1].

Буровые работы планируется провести в период 2015-2018 гг, с объемом освоения инвестиционных вложений с учетом затрат на замену насосного оборудования в размере 1 529,1 млн. руб. За расчетный период может быть извлечено 4 085,3 тыс. т. нефти. Чистый дисконтированный доход составит 2 429,9 млн. руб. При этом КИН достигнет утвержденной величины 0,397. Благоприятные фильтрационно-емкостные свойства, а также формирование компактных зон стягивания, предполагают (предопределяют) возможность увеличения нефтеизвлечения, посредством опробования технологии горизонтального бурения и бурения боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Вариант 2 предусматривает бурение 9 эксплуатационных скважин: из них 7 добывающих, из которых 6 горизонтальных и 2 нагнетательных. Кроме того, реализация варианта предусматривает бурение 18 боковых горизонтальных стволов, осуществление комплекса ГТМ, в количестве 10 ГРП и 30 РИР, 17 оптимизаций и перфорационные методы в количестве 19 операций.

Согласно технологическим решениям за расчетный период объем добычи нефти составит 4 213,6 тыс. т. нефти, что превысит утвержденное значение КИН на 2,3%. Реализация технологических решений предусматривает потребность в инвестиционных вложениях в объеме 1 824,7 млн. руб., что на 19% выше по сравнению с вариантом 1. Эксплуатационные затраты, связанные с процессом добычи нефти генерируются в размере 27 926,1 млн. руб., в том числе 135,2 млн. руб. необходимо для осуществления программы ГТМ. Оптимизация технологических решений способствует росту экономической эффективности разработки месторождения, чистый дисконтированный доход за расчетный период составит 2 550,6 млн. руб. Инвестиционные вложения окупятся за 3 года. Период рентабельной эксплуатации составит 50 лет. Бюджетная эффективность варианта определится на уровне 12 974,5 млн. руб.

Вариант 3 основан на технологических решениях варианта 2 и просматривает возможность увеличения коэффициента охвата залежи за счет бурения дополнительно пяти новых скважин и двух ЗБГС.

Бурение дополнительных скважин и боковых стволов в зоны локализации остаточных запасов позволяет дополнительно добыть 43,61 тыс.т. нефти. За расчетный период добыча нефти составит 4 257,2 тыс.т. Капитальные вложения увеличатся на 29%, в целом потребность в инвестициях составит 2 360,5 млн. руб. Эксплуатационные затраты генерируются в сумме 29 321,3 млн. руб.

Прирост извлекаемых запасов приводит к снижению экономической эффективности реализации варианта разработки. Чистый дисконтированный доход фиксируется на уровне 2 290,4 млн. руб., что на 10% ниже, относительно варианта 2. Снижение экономической эффективности, свидетельствует о том, что дополнительно рассмотренные геолого-технологические мероприятия, являются экономически не рентабельными.

На рисунке 5.1 показана динамика чистого дисконтированного дохода от разработки Средне-Нюрольского месторождения.

Результаты технико-экономических показателей за расчетный период в таблице 5.1.

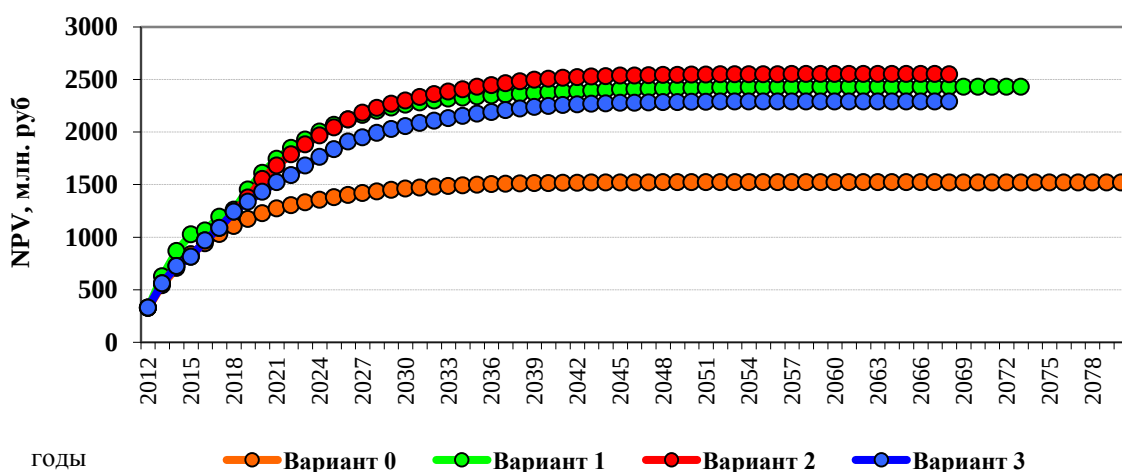


Рисунок 5.1 – Динамика чистого дисконтированного дохода.
Средне-Нюрольское месторождение

Вывод: из рассмотренных вариантов разработки Средне-Нюрольского месторождения рекомендуется к утверждению Вариант 2, так как он обеспечивает превышение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения и характеризуется оптимальными значениями экономической эффективности:

- капитальные вложения – 1 824,7 млн. руб.;
- чистый дисконтированный доход – 2 550,6 млн. руб.;
- бюджетная эффективность – 12 974,5 млн. руб.

Таблица 5.1 – Основные технико-экономические показатели разработки. Средне-Нюрольское месторождение

Показатели	Ед. изм.	Вариант 0	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1. Система разработки					
Вид воздействия		ППД	ППД	ППД	ППД
Плотность сетки скважин	га/скв.	40,4	27,1	25,6	22,6
Проектный уровень добычи: нефти	тыс. т.	138,3	173,3	171,9	173,4
газа	млн. м ³	6,5	7,7	8	8,1
жидкости	тыс. т.	302,1	679,1	682,2	697,9
Проектный уровень закачки воды	тыс. м ³	620,7	890,1	769,2	788,2
Проектный срок разработки	годы	69	62	57	57
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т	2 363	4 085	4 214	4 257
Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс. т	3 955	5 678	5 806	5 850

Продолжение таблицы 5.1

Коэффициент извлечения нефти	д. е.	0,277	0,397	0,406	0,409
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	шт.	41	51	50	55
В том числе: добывающих	шт.	32	39	39	44
нагнетательных	шт.	8	11	10	10
водозаборных	шт.	1	1	1	1
Средняя обводненность продукции (весовая) к концу разработки	%	98	98	98	98
Фонд скважин для бурения, всего	шт.	-	10	9	14
В том числе: добывающих/ГС	шт.	-	7/5	7/6	12/11
нагнетательных	шт.	-	3	2	2
иных (водозаборных, наблюдательных, газовых)	шт.	-	-	-	-
Бурение БС/БГС		-/-	13/-	-/18	-/20
2. Экономические показатели эффективности разработки					
Норма дисконта (10 %)					
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	1521,8	2429,9	2550,6	2290,4
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	-	-	-	-
Индекс доходности затрат	д.е.	1,22	1,21	1,22	1,2
Индекс доходности инвестиций	д.е.	-	2,81	2,72	1,96
Срок окупаемости	лет	-	1	3	3
Норма дисконта (15 %)					
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	1260,0	1849,2	1865,0	1698,8
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	-	-	-	-
Индекс доходности затрат	д.е.	1,23	1,22	1,22	1,2
Индекс доходности инвестиций	д.е.	-	2,45	2,33	1,74
Срок окупаемости	лет	-	1	3	3
3. Оценочные показатели					
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн. руб.	464,8	1529,1	1824,7	2360,5
в т.ч. на бурение скважин	млн. руб.	-	824,5	1171,2	1583,5
Эксплуатационные затраты на добычу	млн. руб.	18541,6	27841,2	27926,1	29321,3
Доход государства	млн. руб.	20887,6	34864,7	35771,1	35916,7
Норма дисконта (10 %)					
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн. руб.	135,8	637,1	737,9	947,0
в т.ч. на бурение скважин	млн. руб.	-	401,7	508,3	678,1
Эксплуатационные затраты на добычу	млн. руб.	6792,2	10098,3	10209,7	10515,9
Доход государства	млн. руб.	7757,0	12646,1	12974,5	13034,0
Норма дисконта (15 %)					
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн. руб.	101,5	505,8	558,8	698,4
в т.ч. на бурение скважин	млн. руб.	-	330,6	386,6	500,8
Эксплуатационные затраты на добычу	млн. руб.	5326,1	7617,6	7587,1	7757,3
Доход государства	млн. руб.	6073,8	9512,9	9546,7	9584,2

5.3 Технико-экономическая характеристика рекомендуемого варианта

Для реализации рекомендуемого варианта разработки Средне-Нюрольского месторождения потребность в капитальных вложениях определена в размере 1 824,7 млн. руб., необходимых для бурения 7 новых скважин, 20 боковых горизонтальных стволов, а так же на замену оборудования скважин в процессе их эксплуатации. Освоение капитальных вложений в части создания основных фондов предполагается в 2014-2019 гг., бурение боковых будет осуществлено в период 2016-2048 гг. Объемы капитальных вложений и динамика их освоения показана на рисунк 5.2[1].

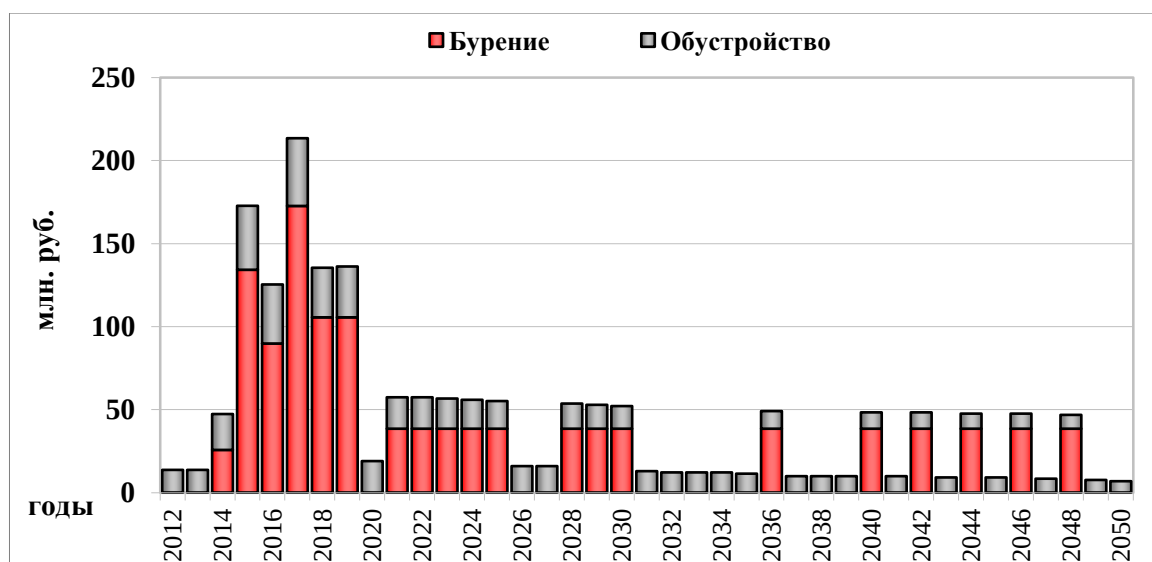


Рисунок 5.2 – Освоение капитальных вложений. Средне-Нюрольское месторождение. Рекомендуемый вариант

В целом за расчетный период по рекомендуемому варианту может быть извлечено 4 213,6 тыс. тонн нефти, выручка от реализации которой оценивается в размере 54 933,6 млн. руб. Совокупные затраты на реализацию рекомендуемого варианта определяются в сумме 48 899,2 млн. руб.

Как показывают проведенные расчеты, получение прибыли возможно в течение 50 лет, то есть до 2061 года (рисунок 5.3).

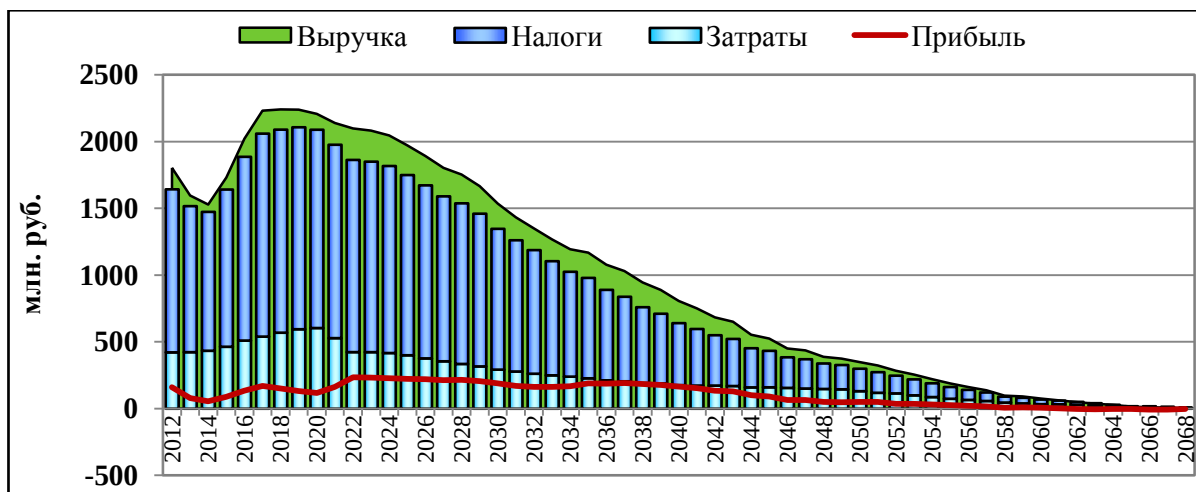


Рисунок 5.3 – Основные экономические показатели. Средне-Нюрольское месторождение. Рекомендуемый вариант

Чистый дисконтированный доход от разработки запасов углеводородного сырья Средне-Нюрольского месторождения при действующих в настоящий период экономических условиях оценивается в размере 2 550,6 млн. руб. Динамика чистого денежного дохода приведена на рисунке 5.4.

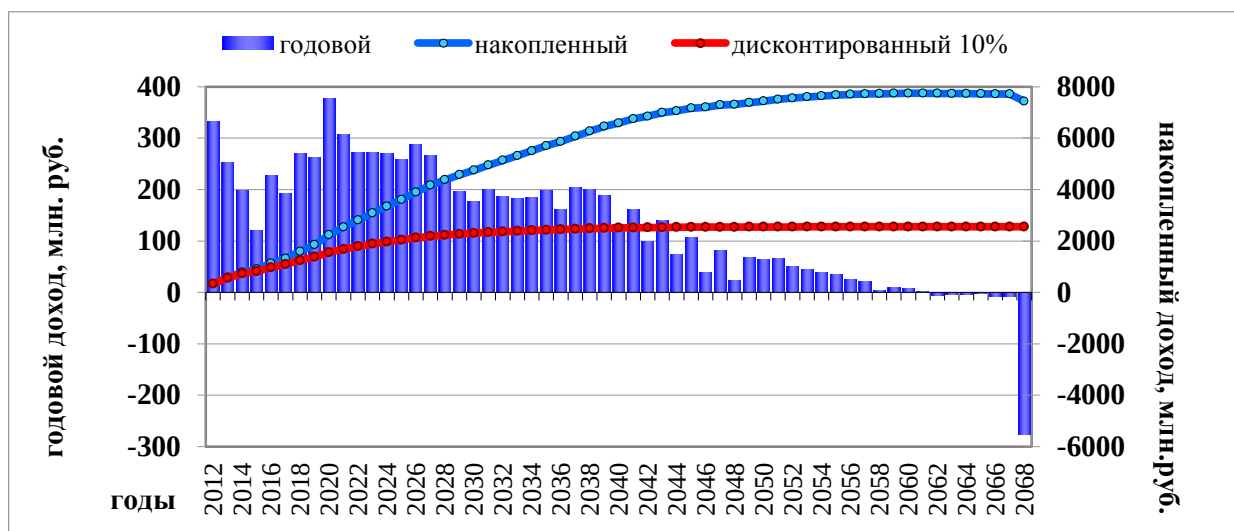


Рисунок 5.4 – Чистый денежный доход. Средне-Нюрольское месторождение. Рекомендуемый вариант

Инвестирование средств в разработку Средне-Нюрольского месторождения является экономически целесообразным.

Выполненные расчеты показали, что финансирование инвестиционной части проекта, возможно за счет собственных источников (прибыли и

амортизационных отчислений), привлечения заемных средств не потребуется. Значения всех технико-экономических показателей, свидетельствуют об экономической эффективности рекомендуемого варианта разработки Средне-Нюрольского месторождения.

Расчетный доход государства при реализации рекомендуемого варианта в условиях действующего налогового законодательства Российской Федерации оценивается на уровне 35 771,1 млн. руб. с учетом дисконтирования – 12 974,5 млн. руб. Структура дохода государства представлена на рисунке 5.5.

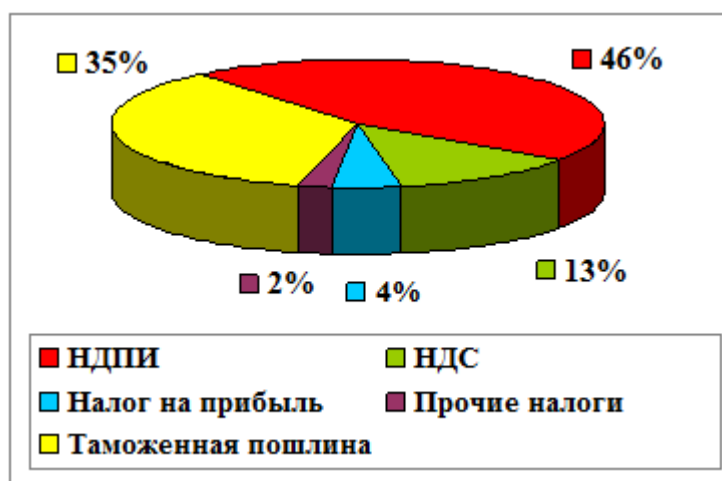


Рисунок 5.5 – Средне-Нюрольское месторождение.
Доход государства. Рекомендуемый вариант

Наибольшие денежные средства в бюджет государства поступят от уплаты: налога на добычу полезных ископаемых – 16 414,7 млн. руб. (46%), таможенной пошлины – 12 493,5 млн. руб. (35%), и налога на добавленную стоимость – 4 489,1 млн. руб. (13%).

Технико-экономические показатели по рекомендуемому варианту разработки Средне-Нюрольского месторождения за расчетный период приведены в таблице 5.2.

Технико-экономический анализ извлечения запасов нефти Средне-Нюрольского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

- потребность в инвестиционных вложениях для реализации рекомендуемого варианта разработки определена в объеме 1 824,7 млн. руб.;
- реализация всех проектных решений позволит получить за расчетный период чистый дисконтированный доход в размере 2 550,6 млн. руб.;
- бюджетная эффективность проекта с учетом фактора времени составит 12 974,5 млн. руб.

Таблица 5.2 – Основные технико-экономические показатели разработки. Месторождение Средне-Нюрольское. Рекомендуемый вариант

<i>Показатели</i>	<i>Ед. изм.</i>	<i>Рекомендуемый вариант</i>
1. Система разработки		
Вид воздействия		ППД
Плотность сетки скважин	га/скв.	25,6
Проектный уровень добычи: нефти	тыс.т.	171,9
газа	млн.м ³	8
жидкости	тыс.т.	682,2
Проектный уровень закачки воды	тыс. м ³	769,2
Проектный срок разработки	годы	57
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т	4 214
Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс. т	5 806
Коэффициент извлечения нефти	д. е.	0,406
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	шт.	50
В том числе: добывающих	шт.	39
нагнетательных	шт.	10
водозаборных	шт.	1
Средняя обводненность продукции (весовая) к концу разработки	%	98
Фонд скважин для бурения, всего	шт.	9
В том числе: добывающих/ГС	шт.	7/6
нагнетательных	шт.	2
иных (водозаборных, наблюдательных, газовых)	шт.	-
Бурение БС/БГС	шт.	-/18
2. Экономические показатели эффективности разработки		
Норма дисконта (10 %)		
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	2550,6
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	-
Индекс доходности затрат	д.е.	1,22
Индекс доходности инвестиций	д.е.	2,72
Срок окупаемости	лет	3
Норма дисконта (15 %)		
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	1865,0

Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	-
Индекс доходности затрат	д.е.	1,22
Индекс доходности инвестиций	д.е.	2,33
Срок окупаемости	лет	3
3.Оценочные показатели		
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн. руб.	1824,7
в т.ч. на бурение скважин	млн. руб.	1171,2
Эксплуатационные затраты на добычу	млн. руб.	27926,1
Доход государства	млн. руб.	35771,1
Норма дисконта (10 %)		
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн. руб.	737,9
в т.ч. на бурение скважин	млн. руб.	508,3
Эксплуатационные затраты на добычу	млн. руб.	10209,7
Доход государства	млн. руб.	12974,5
Норма дисконта (15 %)		
Капитальные затраты на освоение месторождения	млн. руб.	558,8
в т.ч. на бурение скважин	млн. руб.	386,6
Эксплуатационные затраты на добычу	млн. руб.	7587,1
Доход государства	млн. руб.	9546,7

5.4 Анализ чувствительности рекомендуемого варианта

Для рекомендуемого варианта разработки Средне-Нюрольского месторождения выполнен анализ чувствительности с целью определения устойчивости проекта к факторам риска и неопределенности при его реализации. В частности, к факторам риска отнесены:

- ценовые параметры реализации нефти на мировом и внутреннем рынках[1];
- объем извлекаемого углеводородного сырья;
- уровень капитальных и эксплуатационных затрат.

Проведена оценка влияния возможных отклонений анализируемых факторов на основной критерий экономической эффективности – чистый дисконтированный доход (NPV). Диаграмма чувствительности, отражающая степень этого влияния приведена на рисунке 5.6.

Следует отметить, что самое большое влияние на величину чистого дисконтированного дохода оказывает изменение объема добычи нефти. Так, снижение годовых объемов нефти на 40% приведет к уменьшению чистого

дисконтированного дохода до уровня 579,5 млн. руб. Другим существенным фактором, влияющим на NPV, является изменение цены на углеводородное сырье. Так, снижение цены на нефть на 40%, уменьшит дисконтированные денежные поступления на 1 216,1 млн. руб. или на 56 %, отчисления в бюджет государства снизятся при этом на 47%. Менее всего из перечисленных параметров на величину чистого дисконтированного дохода оказывает влияние изменение затрат. Так, рост совокупных затрат только на 40 %, приводит к снижению чистого дисконтированного дохода на 918,3 млн. руб. или 32 %.

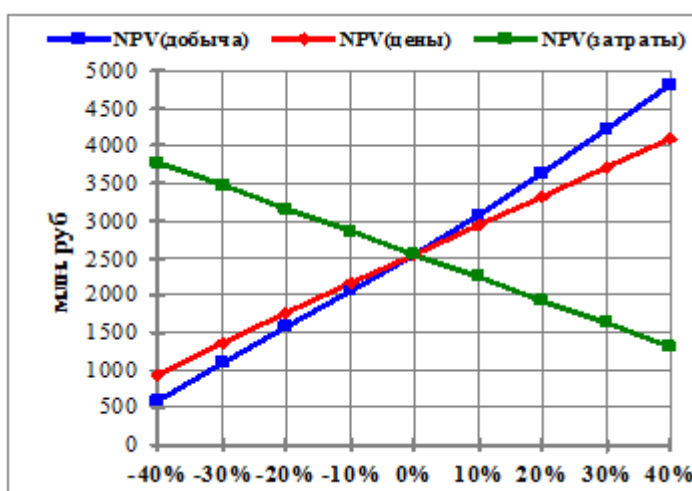


Рисунок 5.6 – Средне-Нюрольское месторождение.
Оценка чувствительности NPV. Рекомендуемый вариант

Предельными значениями изменения факторов риска, ниже которых чистый дисконтированный доход (NPV) становится отрицательным, являются:

- добыча нефти – не подтверждение на 51 %;
- цена на нефть – снижение на 60 %;
- объема затрат – увеличение на 78 %.

Возможность влияния факторов риска на основные экономические показатели разработки Средне-Нюрольского месторождения приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Оценка чувствительности рекомендуемого варианта. Средне-Нюрольское месторождение

№	Показатель	Отклонения			
	Добыча	базовая	-40%	базовая	базовая
	Цена	базовая	базовая	-40%	базовая
	Затраты	базовая	базовая	базовая	40%
1	Капитальные вложения, млн. руб.	1 825	1 825	1 825	2 555
2	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	27 926	21 951	20 202	31 634
3	Чистые денежные поступления, млн. руб.	7 435	559	2 255	3 570
4	Дисконт. денежные поступления (10%), млн. руб.	2 551	580	947	1 316
5	Дисконт. денежные поступления (15%), млн. руб.	1 865	438	698	964
6	Доход государства, млн. руб.	35 771	22 285	18 978	35 019
7	Дисконт. доход государства (10%), млн. руб.	12 975	7 781	6 909	12 751

Проведенный анализ чувствительности показал, что рекомендуемый вариант разработки Средне-Нюрольского месторождения характеризуется высокой степенью устойчивости к изменению внешних и внутренних факторов.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Ответственность (добросовестность, дисциплинированность) – субъективная обязанность руководителя организации (компании, корпорации) отвечать за поступки и действия, а также их последствия.

По субъекту ответственность делят на индивидуальную и коллективную, по виду – на юридическую, моральную, материальную, уголовную, финансовую, родительскую, перед самим собой, общественную ответственность.

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»).

На Средне-Нюрольском нефтяном месторождении были проведены работы по добыче нефти и газа с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Продолжительность работ 96 месяцев.

Средне-Нюрольское нефтяное месторождение относится к зоне деятельности ООО «Восточная транснациональная компания» и непосредственно граничит с такими месторождениями, как Ключевское и Пуглалымское.

Климат района континентальный, характеризуется холодной продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Средняя температура зимой -25°C , в декабре-феврале она может снижаться до -45 -55°C . Снежный покров на открытых участках достигает 30 - 60 см, в лесных массивах - до 180 см. Ледоход начинается в конце апреля - начале мая. Начало ледостава приходится на конец октября - начало ноября. Самая высокая температура $+33^{\circ}\text{C}$ наблюдается в июле и значительная часть осадков, в размере 450 - 500 мм, выпадает летом и осенью.

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах Средне-Нюрольского нефтяного месторождения ООО «Восточная транснациональная компания».

Рабочей зоной оператора по добыче нефти и газа является кустовая площадка, скважина. Основной деятельностью оператора ДНГ является поддержание правильного режима работы добывающих скважин оборудованных УЭЦН; разборка, ремонт и сборка оборудования и арматуры.

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

6.1 Производственная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, представлена ниже «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при закачке жидкости для поддержания пластового давления (ППД)».

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 [13]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены названия характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению

Для анализа вредных факторов рабочей зоны рассмотрим основные элементы производственного процесса, приведенные в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при добыче нефти и газа. [19]

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003—2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов простого нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого для добычи нефти и газа; 2. Контроль параметров насосного оборудования; 4. Расшифровка показаний приборов контроля и автоматики	1. Повышенный уровень шума и вибрации; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Поражение электрическим током;	ГОСТ 12.1.003-83 [11]. ГОСТ 12.1.012-2004 [12]. ГОСТ 12.1.005-88[14]. ГОСТ 12.1.030-81 [15]. ГОСТ 12.4.011-89[16]. ГОСТ 12.2.062-81[17]. ГОСТ 12.2.003-91[18]. ГОСТ 12.1.038-82[20]. ГОСТ 12.1.019-79[21]. ГОСТ 12.1.004-91[22]. ГОСТ 12.1.011-78[23]. ГОСТ 12.1.010-76[24].

Повышенный уровень шума и вибрации

В непосредственной близости от нефтяных скважин находится групповая замерная установка, которая создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-83[11] (1999). При осуществлении сепарации и замера добывающей жидкости создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости. Согласно ГОСТ 12.1.012-90[12] технологическая норма уровня виброскорости составляет 90 дБ, при частоте в 61 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения работ составляет менее 87 дБ, что превышает норму.

Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций на кустовой площадке необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт оборудования, подтягивание ослабевших соединений, а также своевременно смазывать вращающиеся детали.

Если подавить шум в источнике возникновения невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, поронитовые прокладки, обрезиненные втулки);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание).

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в Томской области составляет: в июле плюс 17-23° С, в январе минус 21-32° С.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [13]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);

- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от кровососущих насекомых работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от кровососущих насекомых, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противоэнцефалитные костюмы.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При добыче нефти и газа есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л [13]. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти [34]

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин – сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Через 1 мин – сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин – сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы

должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм [16]:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[14] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов, и должны исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться

определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Электрический ток

Источниками поражения током могут являться: электрические провода, электрические машины (электроприводы вспомогательных устройств, обогревательных элементов, работающих от электричества), выключатели, розетки, ПЭВМ находящиеся на станции управления насосом.

Механизм поражения человека электрическим током чрезвычайно сложен и сопровождается термическим, электролитическим и биологическим воздействиями. При этом возможны необратимые нарушения функциональной деятельности жизненно важных органов человека.

При термическом действии тока возможны ожоги отдельных частей тела, нагрев до высокой температуры кровеносных сосудов, нервов, сердца, мозга и других органов, что может вызывать в них серьезные функциональные расстройства, вплоть до необратимых.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях [16]:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все металлические корпуса электрических машин и аппаратов должны быть надежно заземлены. Осмотр надземной части заземляющих устройств должен производиться одновременно с осмотром электрооборудования, для которого оно предназначено, не реже 1 раза в месяц. Измерение сопротивления заземлений должно производиться перед их пуском в эксплуатацию и далее не реже 1 раза в месяц. Требования по обеспечению электробезопасности с

помощью защитного заземления, зануления устанавливает ГОСТ 12.1.030–81 [30].

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление».

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены и занулены в соответствии с требованиями ПУЭ ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [30].

Проходное отверстие для силового кабеля в планшайбе должно иметь герметичное уплотнение. Силовой кабель от станции управления к устью скважины укладывается на специальных стойках-опорах, прогиб кабеля не должен превышать 50 см. Фланцевые соединения фонтанной арматуры должны быть герметичны. Броня кабеля заземляется с одной стороны шпилькой за нижний фланец колонной головки, с другой – за станцию управления[32].

Двери станции управления и смотровые окна трансформатора должны быть закрыты. Площадка СУ оборудуется перилами и лестницами. Монтаж и демонтаж, осмотр и ремонт наземного электрооборудования, а так же его наладку проводит только электротехнический персонал. Площадка СУ должна быть заземлена.

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см².

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и

т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.51) путем заземления с помощью заземлителей.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.59) электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются СИЗ, плакаты и знаки безопасности.

6.2 Экологическая безопасность

При выполнении проектных работ или эксплуатации оборудования действующим природоохранным законодательством предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды.

Обеспечение экологической безопасности на территории РФ, формирование и укрепление экологического правопорядка основаны на действии Федерального закона «Об охране окружающей среды» [37]. Закон содержит свод правил охраны окружающей природной среды в новых условиях хозяйственного развития и регулирует природоохранные отношения в сфере всей природной среды, не выделяя ее отдельные объекты, охране которых посвящено специальное законодательство.

Перед началом работ должно быть изучено фоновое состояние окружающей среды и произведена оценка воздействия на нее предстоящими работами. По этим результатам определяют наименее устойчивые к техногенному воздействию экосистемы, а также оптимальные сроки проведения полевого периода.

Охрана атмосферы. Цель защиты атмосферы от вредных выбросов и выделений сводится к обеспечению концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны и приземном слое атмосферы равных или менее ПДК.

Основным видом воздействия на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ, тепла, водяного пара, аэрозолей, а также их влияние на микроклимат прилегающей территории при образовании открытых водных пространств и нарушении температурного баланса района их расположения.

Регламентирование предельно допустимых концентраций веществ в воздухе рабочей зоны осуществляется ГН 2.2.5.1313–03 [27] и ГН 2.2.5.2308 – 07 [28]. Требования к обеспечению качества атмосферного воздуха содержатся в СанПиН 2.1.6.1032-01 [31], ГН 2.1.6.1338 – 03 [26], ГН 2.2.5.2309 – 07 [29].

Загрязнение воздушного бассейна происходит в результате поступления в него: - выбросов газообразных веществ во время продувки скважин на кусте.

В группу мероприятий входит комплекс приемов, включающих: правильное взаимное размещение источников выброса и населенных мест с учетом направления ветров; выбор под застройку промышленного предприятия ровного возвышенного места, хорошо продуваемого ветрами; сооружение автомобильных дорог в обход населенных пунктов и др.; организацию санитарно-защитных зон; озеленение населенных мест и др.

Таблица 6.4 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при закачке жидкости для поддержания пластового давления [33]

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламливание лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков

		(канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Не комплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаётся газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьёзного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста; незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;
- в случае возникновения отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;
- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, – герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося газонефтеводопроявления необходимо (согласно «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [РД 08-254-98] [35]с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири):

1) герметизировать устье скважины превенторами, регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

2) систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего плотность и газосодержание; с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

3) перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

4) для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

5) тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

6) тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

7) если при разбуривании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке

опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

8) иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

9) при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

10) в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом - шаровой кран высокого давления;

11) не допускать длительных простоев скважины без промывки.

12) при каждой промывке восстанавливать циркуляцию целесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного.

Пожароопасность и взрывоопасность

Источником пожара на нефтяных кустах может быть: электрическое оборудование, которое работает неправильно и вследствие нагрева происходит воспламенение; неправильное отношение к продуктам отходов (бутылкам и окуркам); искры от сварки и т.д. Взорваться в свою очередь может баллон с газом или кислородом, канистра с горючим материалом и т.д.

Показатели пожаро- и взрывоопасности:

- температура вспышки нефти – 28⁰С;

- температура самовоспламенения нефтяного газа – 450⁰С [32].

Последствия взаимодействия открытого огня и человека приводит к ожогам различных степеней у последнего, не исключение и летальный исход. Взрыв же для человека опасен, если он находится в эпицентре, но взрыв, как правило, сопровождается пожаром, поэтому опасность нельзя недооценивать.

При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) [37].

Кусты скважин, где производятся работы, должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Машины, компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К обслуживанию объектов нефтепромысла допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний.

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проходить проверку знаний правил безопасности не реже одного раза в год.

Результаты проверки должны быть занесены в «Журнал проверки состояния охраны труда».

Полевые работы. Работы в полевых условиях являются сложными, обширными по объему и ведущими по содержанию. Большинство этих работ характеризуется некоторыми общими чертами, которые и определяют особенности правового регулирования труда сотрудников, работающих вахтовым методом, в нефтегазодобывающих организациях.

К таким общим, специфическим для этих работ чертам следует отнести:

- 1) временный характер и обширность районов производства работ;
- 2) разнообразность проводимых работ;
- 3) удаленность районов работ от населенных пунктов, баз снабжения;
- 4) зависимость работ от климатических, погодных и других местных условий;
- 5) проведение подземных и других опасных и, с вредными условиями труда, работ.

Эта специфика определяет особенности правового регулирования труда в геологоразведочных организациях и находит свое отражение в таких институтах трудового права, как трудовой договор, рабочее время и время отдыха, охрана труда, оплата труда и т. д. Особенности правового регулирования такого труда отражаются в специальных нормах отраслевой и региональной дифференциации, которые дополняют общие, путем установления льгот и преимуществ для полевых работников в целях усиления правовых гарантий и компенсации воздействия неблагоприятных условий. Специальные нормы устанавливают также повышенную ответственность и более широкие обязанности работников отдельных производств, специальностей и должностей в интересах охраны труда и безопасности проводимых работ [25].

Право и гарантии права работников на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда изложены в ст. 219 и 220 Трудового кодекса Российской Федерации [40, 41].

Право работников на охрану труда

Каждый работник имеет право:

на рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

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

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

на отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными за-конами, до устранения такой опасности;

на обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

на обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

профессиональную переподготовку за счет средств работо-дателя в случае ликвидации рабочего места вследствие нарушения требований охраны труда;

на запрос о проведении проверки условий труда на его рабочем месте федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного надзора за соблю-дением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудовой права, другими федеральными органами исполнительной

власти, осуществляющими государственный контроль (надзор) в установленной сфере деятельности, органами исполнительной власти, осуществляющими государственную экспертизу условий труда, а также органами профсоюзного контроля за соблюдением трудового законодательства и иных актов, содержащих нормы трудового права;

на обращение в органы государственной власти Российской Федерации, органы государственной власти субъектов Российской Федерации и органы местного самоуправления, к работодателю, в объединения работодателей, а также в профессиональные союзы, их объединения и иные уполномоченные работниками представительные органы по вопросам охраны труда;

на личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

на внеочередной медицинский осмотр (обследование) в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра (обследования);

на компенсации, установленные в соответствии с Трудовым кодексом РФ, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

Гарантии права работника на охрану труда

Гарантии права работников на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда, заключаются в следующем:

Государство гарантирует работникам защиту их права на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда.

Условия труда, предусмотренные трудовым договором (контрактом), должны соответствовать требованиям охраны труда.

На время приостановления работ федеральными органами исполнительной власти в области государственного надзора и контроля за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, вследствие нарушения требований охраны труда не по вине работника за ним сохраняются место работы (должность) и средний заработок. На этот период работник с его согласия может быть переведен работодателем на другую работу с оплатой труда по выполняемой работе, но не ниже среднего заработка по прежней работе.

При отказе работника от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, работодатель обязан предоставить работнику другую работу на время устранения такой опасности. В случае если предоставление другой работы по объективным причинам невозможно, время простоя работника до устранения опасности для его жизни и здоровья оплачивается работодателем в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В случае необеспечения работника средствами индивидуальной и коллективной защиты (в соответствии с нормами) работодатель не вправе требовать от работника выполнения трудовых обязанностей и должен оплатить возникший по этой причине простой в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В случае причинения вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых обязанностей возмещение указанного вреда осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В целях предупреждения и устранения нарушений законодательства об охране труда государство обеспечивает организацию и осуществление государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда и устанавливает ответственность работодателя и должностных лиц за нарушение указанных требований.

Заключение

В результате проведенного анализа разработки можно сделать вывод, что объект разработки Ю₁ характеризуется снижением темпов добычи нефти. По состоянию на 01.01.2014 г. добыча нефти составила 115,2 тыс. т., что меньше проектного показателя на 6 % (по проекту – 122,4 тыс. т), добыча жидкости (337,2 тыс. т) выше проектного уровня на 15 % (проект – 292,1 тыс. т).

Анализ структуры фонда скважин Средне-Нюрольского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

- По состоянию на 01.01.2014 г. добывающий эксплуатационный фонд состоит из 19 скважин (скважины №№ 123G, 128G бездействующие текущего года).

- Нагнетательный фонд представлен 15 скважинами: 12 действующих и три бездействующие. Основной причиной бездействия является удалённость скважин от зоны отбора.

- Весь фонд скважин механизирован.

- Реализуемые технологические режимы работы скважинного оборудования характеризуются забойными давлениями ниже давления насыщения нефти газом.

- На месторождении ведется активная работа с фондом скважин. Уровень использования в 2013 г. имеет высокое значение - коэффициент использования добывающего и нагнетательного фонда составляют 0,89 и 0,80 соответственно. Коэффициент эксплуатации скважин сохраняется на протяжении 2012-2014 гг., 0,87 по добывающему и 0,82 по нагнетательному фонду.

- Действующий фонд месторождения характеризуется как среднедебитный по нефти (19,2 т/сут) и жидкости (54,9 т/сут), обводненность продукции – 56,9 %.

Проведенный анализ бездействующего фонда выявил, что основной причиной бездействия добывающего фонда является коррозия и солеотложение на рабочих элементах подземного оборудования.

Для скважин Средне-Нюрольского месторождения рекомендуется организация закачки ингибитора коррозии по технологии периодической или постоянной подачи. В качестве альтернативного способа защиты зоны резьбового соединения можно рассмотреть применение специальных полимерных вставок, стриммеров, механически закрываемых проблемную зону.

Список используемой литературы

- 1 Дополнение к технологической схеме разработки Средне-Нюрольского нефтяного месторождения" (протокол ЗС нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 39-12 от 07.11.2012 г.).
- 2 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39.0-109-01).
- 3 Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. / Н.С. Гудок М.: «Недра», 1970. – 208 с.
- 4 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39.0-110-01).
- 5 Материалы с фонда скважин Средне-Нюрольского месторождения. Сравнительная наработка на отказ и межремонтный период за 2005-2015г.
- 6 «Исследования проб подтоварной воды Средне-Нюрольского, Ключевского, Хвойного месторождений ОАО «ВТК» на коррозионную активность, определение характера коррозии, рекомендации по выбору ингибиторов». ОАО «НижневартовскНИПИнефть». 2014. – 13 с.
- 7 Отчет о проведении ОПИ. Защита подземного оборудования добывающих скважин ОАО «Восточная транснациональная компания» ингибитором коррозии СОНКОР – 9022Б, 2014. – 8 с.
- 8 Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. / В.И. Щуров - М.: Недра, 1983. – 227с.
- 9 Разработка нефтяных месторождений при заводнении / Ф.Ф. Крейг - М.: «Недра» , 1974. – 189с.
- 10 Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов Ю.П. – М.: «Недра», 1986. – 333с.
- 11 ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности

12 ГОСТ 12.1.012-2004 - Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

13 Инструкция по охране труда при работе при низких температурах на открытом воздухе и в не отапливаемых помещениях

14 ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

15 ПУЭ ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»

16 ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

17 ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

18 ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

19 ГОСТ 12.0.003-2015 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

20 ГОСТ 12.1.038-82 – Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

21 ГОСТ 12.1.019-2009 – Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

22 ГОСТ 12.1.004-91 – Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.

23 ГОСТ 12.1.011-78 – Система стандартов безопасности труда. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.

24 ГОСТ 12.1.010-76 - Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123

25 Левин В. И. Вопросы правового регулирования труда работников геологоразведочных организаций :Автореферат диссертации на соискание

ученой степени кандидата юридических наук. Специальность 713 - Трудовое право /Министерство высшего и среднего специального образования РСФСР. Всесоюзный юридический заочный институт. Кафедра трудового, колхозного и земельного права. -М.,1970. -16 с.

26 ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

27 ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

28 ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

29 ГН 2.2.5.2309 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

30 ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

31 СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.

32 ПТЭ и ПТБ электроустановок потребителей (издание 3) Авторы: Л.И. Ванштейн, А.В. Михалков, П.В. Филимонов

33 О. А. Тучкова, Л. И. Хайруллина, М. А. Чижова ВОЗДЕЙСТВИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.

34 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

35 ГОСТ 12.1.012-2004 - ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

36 ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

37 Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

38 Статья 219 ТК РФ. Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда

39 Статья 220 ТК РФ. Гарантии права работников на труд в условиях, соответствующих требованиям охраны труда

40 Постановление Правительства РФ от 10 января 2009 г. № 17 «Об утверждении Правил установления на местности границ водоохранных зон и границ прибрежных защитных полос водных объектов».

41 Федеральный закон от 24 апреля 1995 г. N 52-ФЗ "О животном мире"

Приложение А

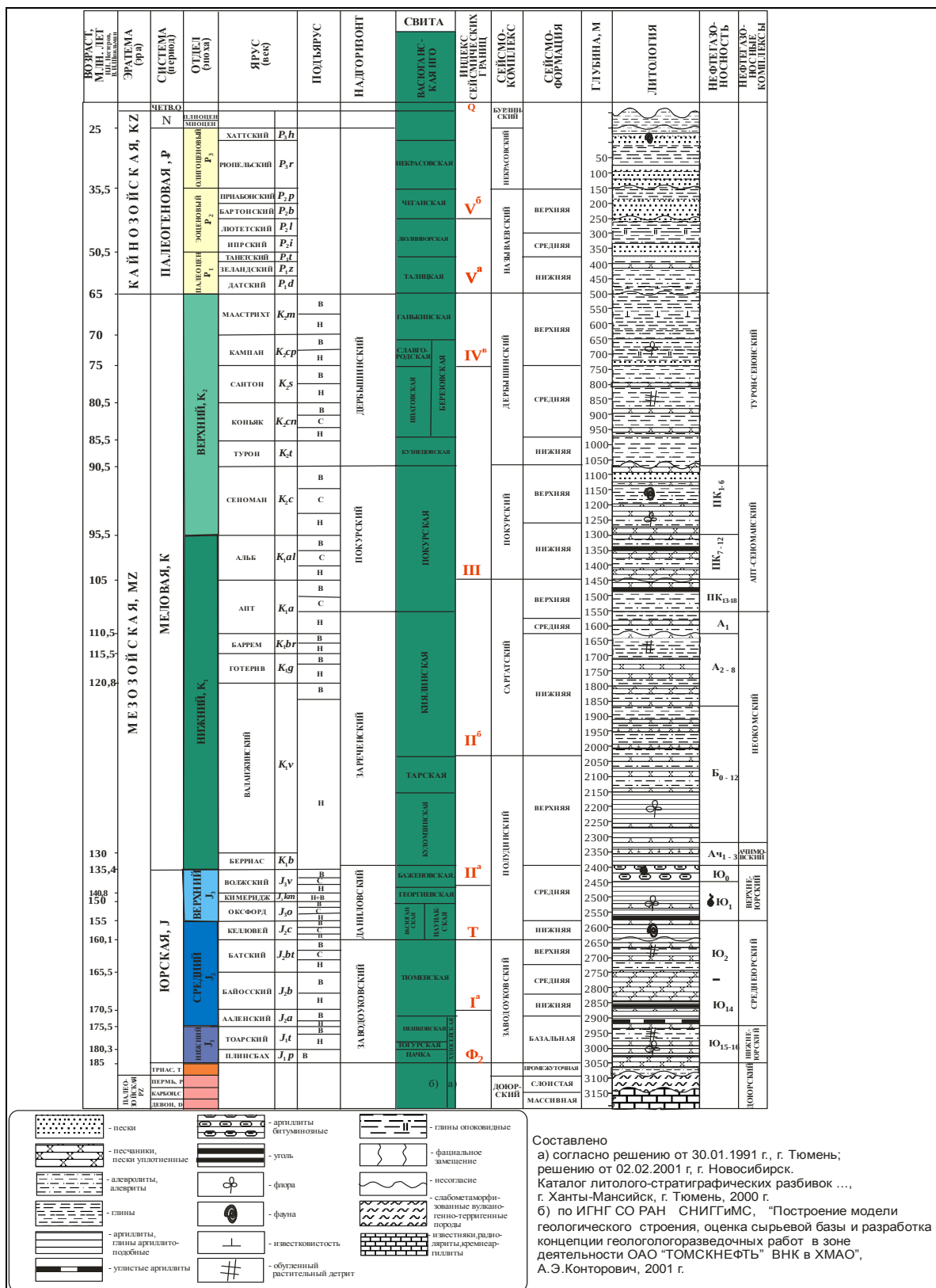


Рисунок 1.2 – Сводный формационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области

Приложение Б

Таблица 1.4 – Состояние запасов нефти Средне-Нюрольского месторождения на 01.01.2014 г.

Пласты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т												Текущие запасы нефти, тыс.т				Текущий КИН, д. ед.
	Утвержденные ГКЗ Роснедра						На государственном балансе										
	геологические		извлекаемые		КИН, доли ед.		геологические		извлекаемые		КИН, доли ед.		геологические		извлекаемые		
	BC ₁	C ₂	BC ₁	C ₂	BC ₁	C ₂	BC ₁	C ₂	BC ₁	C ₂	BC ₁	C ₂	BC ₁	C ₂	BC ₁	C ₂	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ю ₁ ³⁻⁴	13 478	-	5 445	-	0,404		13 478	-	5 445	-	0,404		11 647	-	3 614	-	0,136
Ю ₁ ^М	543	231	161	67	0,297	0,290	543	231	161	67	0,297	0,290	519	231	137	67	0,044
Ю ₁ ¹⁻²	-	49	-	10		0,204	-	49	-	10		0,204	-	49	-	10	-
ИТОГО	14 021	280	5 606	77	0,400	0,275	14 021	280	5 606	77	0,400	0,275	12 166	280	3 751	77	0,132

Таблица 1.5 – Состояние запасов растворенного газа Средне-Нюрольского месторождения на 01.01.2014 г.

Пласты, месторождение в целом	Начальные запасы растворенного газа, млн м ³				Текущие запасы растворенного газа, млн м ³	
	Утвержденные ГКЗ Роснедра		На государственном балансе			
	извлекаемые		извлекаемые		извлекаемые	
	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂
Ю ₁ ³⁻⁴	268	-	268	-	185	-
Ю ₁ ^М	8	3	8	3	8	3
Ю ₁ ¹⁻²	-	-	-	-	-	-
ИТОГО	276	3	276	3	193	3

