

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 96 страниц, 34 рисунка, 23 таблицы, 19 источников.

Ключевые слова: месторождение, надежность, обводненность, осложнения, коррозия, отложения, трубопровод.

Объектом работы являются трубопроводный транспорт Средне-Нюрольского нефтяного месторождения Томской области.

Цель работы – показать существующие осложнения (коррозия, АСПО) в эксплуатации трубопроводного транспорта и методы борьбы с осложнениями в условиях Средне-Нюрольского месторождения.

В результате проведен анализ работы трубопроводного транспорта, выявлены причины осложнений, приведены методы борьбы с осложнениями (ингибирование, удаление АСПО).

Разработаны рекомендации по увеличению надежности в эксплуатации трубопроводного транспорта.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологий строительства и эксплуатации трубопроводного транспорта.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

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;
ППД – поддержание пластового давления;
ГТМ – геолого-технические мероприятия;
ФОЖ – форсированный отбор жидкости;
ВНФ – водонефтяной фктор;
АСПО – асфальто-смоло-парафиновые отложения;
ППТ – труба с полимерным покрытием;
УПН – установка подготовки нефти;
ПСН – пункт сбора нефти;
ДНС – дожимная насосная станция

СОДЕРЖАНИЕ

	С.
ВВЕДЕНИЕ	8
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	10
1.1 Физико-географическая характеристика района	10
1.2 История освоения лицензионного участка	12
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	15
2.1 Краткая стратиграфическая характеристика разреза	15
2.2 Тектоническая характеристика продуктивных пластов	21
2.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов	23
2.4 Геолого-физические характеристики пластов	26
2.5 Состав и свойства пластовых флюидов	28
2.5 Запасы нефти и газа	31
3 ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	34
3.1 Текущее состояние разработки разработки	34
3.2 Характеристика энергетического состояния	37
3.3 Выработки запасов	41
4 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НА СРЕДНЕ - НЮРОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	48
4.1 Структура трубопроводного транспорта	48
4.1.1 Технический уровень	48
4.1.2 Технология сбора и транспорта продукции	48
4.1.3 Основные технологические параметры	49
4.1.4 Физико-химические свойства транспортируемой продукции	51
4.2 Особенности эксплуатации трубопроводов	53
4.2.1 Внутренняя коррозия трубопроводов	53
4.2.2 Механизм коррозионного износа	55
4.2.3 Защита трубопроводов от коррозии	58
4.2.4 Применение труб ППТ	59
4.2.5 Использование ингибитора коррозии	60

4.2.6	Отложение АСПО	62
4.2.7	Методы борьбы с АСПО	63
4.2.8	Механический метод очистки	67
5	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	71
5.1	Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов	71
5.2	Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта	71
5.3	Технико-экономическая характеристика рекомендуемого варианта	76
5.4	Анализ чувствительности рекомендуемого варианта	80
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	83
6.1	Производственная безопасность	83
6.1.1	Анализ вредных факторов	83
6.1.2	Анализ опасных факторов	87
6.2	Экологическая безопасность	88
6.2.1	Мероприятия по защите окружающей среды от воздействия ингибиторов коррозии	89
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
6.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	93
6.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	95
	Заключение	97
	Список используемой литературы	99

ВВЕДЕНИЕ

Одним из важнейших и дорогостоящих элементов системы разработки нефтяных месторождений является система нефтегазосбора.

Проектными и научно – исследовательскими организациями нашей страны проведена большая работа в области изыскания наилучших и более экономичных вариантов сбора и транспорта нефти и газа применительно к различным условиям нефтяных месторождений.

Наибольшее распространение получили герметизированные системы нефтегазосбора, в основу которых положен прогрессивный метод совместного транспорта нефти и газа, как в двухфазном, так и однофазном состояниях на большие расстояния, измеряемые десятками километров, под давлением, достигающих порой 7МПа. Это позволило значительно улучшить технико-экономические показатели нефтепромыслового хозяйства в целом.

Данные системы нефтегазосбора должны обеспечивать безопасность и надежность.

Надежность – комплексное свойство, сочетающее в себе свойства безотказности, работоспособности, ремонтпригодности.

Надежность трубопроводов как комплексное свойство формируется в ходе выполнения этапов проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов. В современной России выросло число месторождений с высокой обводненностью и выработанностью запасов. Высокая обводненность сопутствует процессу коррозии, что в большей степени снижает надежность эксплуатации трубопровода. Твердые метановые углеводороды – парафины, присутствуют практически во всех нефтях. Их содержание может колебаться от единиц до 28%. Отложение парафина в трубопроводах приводит к снижению пропускной способности, а в дальнейшем и к их отказу.

В данной работе представлен комплекс решений задач связанных с осложнениями на трубопроводном транспорте, применяемом на Средне-Нюрольском месторождении нефти и газа Томской области и состоящий из:

- технологических и специальных методов борьбы с коррозией с использованием трубы с внутренним полимерным антикоррозионным и антиэрозионным покрытием, применение ингибитора коррозии марки СОНКОР-9022Б;
- использование смешенного метода удаления АСПО термическим и химическим способом;
- применение полиуретановых поршней Семигор-5Д1М-219 для механической очистки полости трубопровода от АСПО.

Данные методы борьбы с осложнениями направлены на повышение надежности трубопроводного транспорта.

Преждевременные отказы трубопроводов приводят к значительным экономическим затратам, связанные как с восстановлением работоспособности так и с ликвидацией последствий аварии.

В будущем планируется повысить наработку на отказ, применяя разработанные рекомендации направленные на превентивные средства защиты.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

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 «ННК-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.

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.

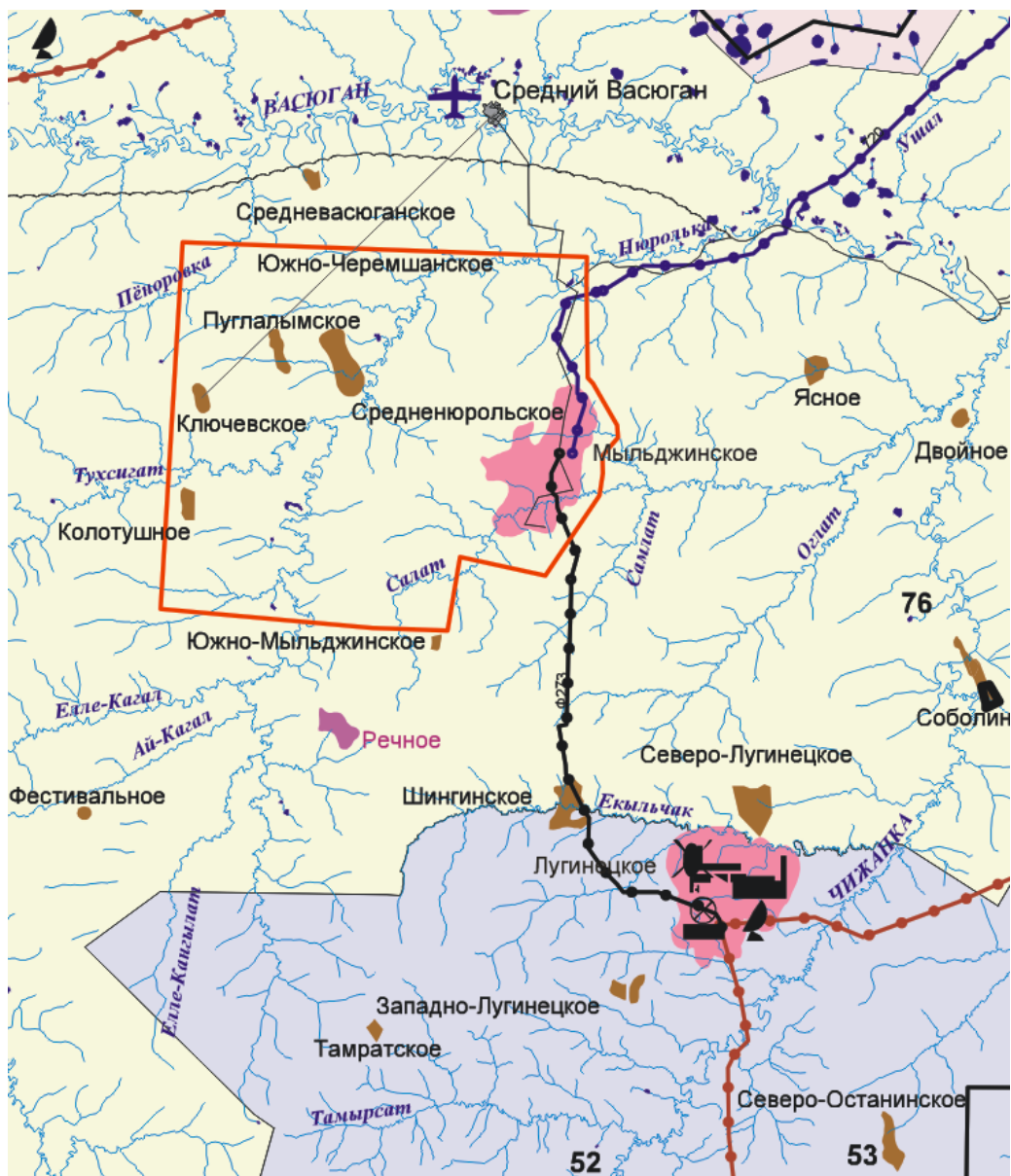


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ

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 История освоения лицензионного участка

Средне-Нюрольское нефтяное месторождение открыто в 1965 г. в результате бурения поисковой скважины № 41Р, при испытании которой получен промышленный приток нефти из отложений васюганской свиты (горизонт Ю₁)[1].

Площадные сейсморазведочные работы МОВ на Средне-Нюрольской площади выполнены в 1960 г. Средне-Нюрольское поднятие выявлено по результатам работ с/п 12,15,18/60-61, детализировано работами с/п № 6,7/61-62.

В 1997-1998 гг. на поднятии выполнены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-2Д (с/п 16, Желваков Л.П.), позволившие значительно уточнить структурный план по основным отражающим горизонтам, построить прогнозные карты по продуктивным отложениям.

В 2001 г. фирмой «ТРОЙ-ИКОДА» (Англия) выполнена переинтерпретация сейсмического материала с/п 16/97-98 и построена структурная карта по кровле пласта Ю₁³⁻⁴. На основании данных материалов начато эксплуатационное бурение.

В дальнейшем полевые сейсморазведочные работы выполнены в период 2004-2005 гг. с/п № 4/04-05 ОАО «Ставропольнефтегеофизика». Применена методика высокоразрешающей сейсморазведки МОГТ-2Д-ВРС. Площадь работ включала, кроме Средне-Нюрольского поднятия, ранее закартированные Пуглалымскую и Ключевскую структуры, входящие в состав Средненюрольского лицензионного участка.

Общий объём сейсмических профилей составил 1360 пог. км., что обеспечило плотность наблюдений 3.6 пог.км/км².

В таблице 1.1 приведён перечень основных структурных исследований, проведенных в пределах Средневасюганского мегавала и обеспечивающий

возможность проследить историю открытия Средненюрольского месторождения.

Таблица 1.1 – Геолого-геофизическая изученность месторождения

Вид работ, масштаб съемки	Место и год проведения работ	Наименование организаций, номера партий	Краткие результаты работ
1	2	3	4
Геологическая съемка, М 1:1 000 000	Томская обл. 1947-1952 гг.	ЗСГУ	Установлено повсеместное распространение антропогенных отложений
Аэромагнитная съемка, М 1: 1 000 000 М 1: 200 000	Обь-Иртышское междуречье 1952 - 1956 гг.	Васюганская аэромагнитная партия СГТ	Сделан вывод о сложности строения фундамента. Составлена структурно-тектоническая карта фундамента
Гравиметрическая съемка, М 1: 1 000 000	Бассейн среднего течения р.Васюган 1954-1961 гг.	Партия ККГЭ и СОКГЭ	Установлено соответствие простираения гравитационных аномалий простираению крупных тектонических элементов фундамента
Структурно-поисковое, колонковое бурение до 500 м	Маршрут вдоль р.Васюган 1956-1957 гг.	Новосибирская структурно-поисковая партия	По верхним горизонтам выявлен антиклинальный перегиб, соответствующий Средневасюганскому мегавалу
Маршрутные сейсмо-зондирования МОВ, М 1: 200 000	Маршрут по рр. Васюган, Нюролька 1958-1960 гг.	СОКГЭ партии 31/57, 23/58, 1/60	Составлен сводный сейсмический разрез. Установлено погружение юрких горизонтов в западном и восточном направлениях от с.Средний Васюган и подъем их у с.Новый Васюган
Сейсморазведка МОВ, М 1: 500 000	Среднее течение р.Васюган 1959-1960 гг.	СОКГЭ партия 4/59-60	Уточнены контуры Среднева-сюганского мегавала по опорному отражающему горизонту Па
Площадные, поисковые, детальные работы МОВ, М 1: 100 000	Средневасюганский мегавал, северная часть Нюрольской впадины 1959-1970 г.	СОКГЭ партии 32/58-59, 32/59-60, 31-37/59-60, 12-15/60-61, 6,7/61-62, 9-11/63-64, 13/64-65, 3,9,13/65-66, 9/66-67, 28/69-70	Выявлены, детализированы и сданы под глубокое бурение по горизонту Па Зап.-Красноярское, Красноярское, Рагозинское, Средне-Нюрольское, Пуглалымское, Ключевское, Тухсигатское, Гужихинское, Колотушное, Чарымовское, Лучистое, Юж.-Мыльдзинское, Фестивальное поднятия. Выявлены: Провальное, Вост.-Рагозинское, Перкатское, По-логое, Сев.-Пуглалымское, Бабушкинское, Коленсальское поднятия, Клайский, Усть-Пуглалымский перегибы
Детальные исследования МОГТ, М 1: 100 000	Центральная часть Среднева-сюганского мегавала 1977 г.	ТГТ с/п 8/76-77	Уточнено строение Красноярского, Рагозинского, Вост.-Рагозинского, Провального и Перкатского поднятий. Получены данные по геологическому строению поверхности доюрских образований

Продолжение таблицы 1.1

Площадные исследования МОГТ, М 1:100 000	Западный склон центральной части Средне-васюганского мегавала 1978 г.	ТГТ с/п 8/77-78	Уточнено строение Средне-Нюрольского, Гужихинского, Тухсигатского, Ключевского, Пуглалымского, Колотушного, Коленсальского поднятий. По поверхности доюрских образований выявлено Глухаринское локальное поднятие
Площадные и детальные исследования МОГТ, М 1:50 000	Центральная часть Средне-васюганского мегавала 1985 г.	ТГТ с/п 8,17/84-85	По мезозойским отложениям подготовлены под глубокое бурение Бабушкинское поднятие, Коленсальская, Клайская структуры, выделена АТЗ, детализированы Пологое, Торфяное, Усть-Пуглалымское, Юж.-Ельцовое поднятия. Выявлены Рельефный перегиб, Кумьльсинское поднятие
Площадные и детальные исследования МОГТ, М 1: 50 000	Западный склон Средне-васюганского мегавала 1987 г.	ТГТ с/п 8,17/86-87	Детализированы Ключевское, Средне-Нюрольское, Пуглалымское поднятия. По мезозойским отложениям подготовлены к глубокому бурению Юж.-Пионерское, Малоколенсальское, Рельефное поднятия
Площадные детальные исследования МОГТ, М 1: 50 000	Центральная часть Средне-васюганского мегавала 1998 г.	ТГТ с/п 16/97-98	Детализированы Средне-Нюрольское и Пуглалымское поднятия. Уточнено их геологическое строение. Построены структурные и прогнозные карты на основные нефтепродуктивные горизонты
Глубокое поисково-разведочное бурение. Геофизические исследования скважин.	Средне-васюганский мегавал 1964-1989 гг.	ОАО «Томскнефтегазгеология»	Изучен разрез отложений платформенного чехла и верхней части фундамента. Отмечены нефтегазопоявления в большом стратиграфическом диапазоне. Открыто десять месторождений. Во всех скважинах проведены комплексы ГИС, в отдельных скважинах СК и ВСП
Площадные детальные исследования МОГТ, М 1: 50 000	Лицензионный участок № 39	ОАО «Ставропольнефтегеофизика» с/п 4/04-05	Детализировано геологическое строение Средне-Нюрольского, Ключевского и Пуглалымского месторождений

ОАО «Ставропольнефтегеофизика» в сезон 2004-2005 гг. выполнило обработку сейсмических материалов и провела интерпретацию результатов МСК. Переобработка сейсмических материалов прошлых лет, обобщение и интерпретация результатов осуществлялись ООО «ТНПЦ ИПР» (г. Томск) по договору субподряда с ОАО «Ставропольнефтегеофизика».

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДНЕ - НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 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 2.1.

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 Средненюрольском 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.

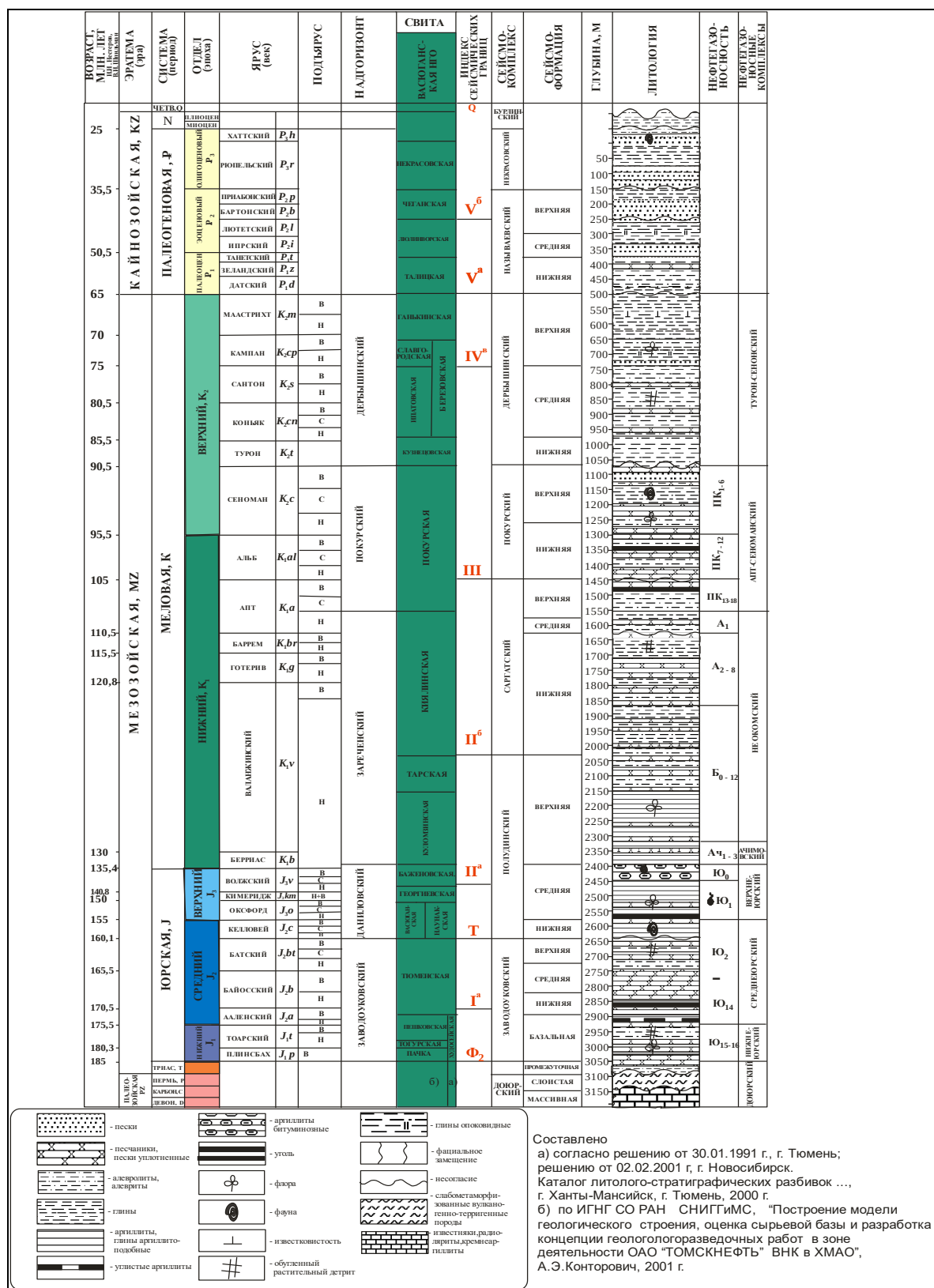


Рисунок 2.2 – Сводный формационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области

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.

Верхневасюганская подсвита отождествляется с регионально-продуктивным горизонтом Ю₁. Горизонт Ю₁ разделяется повсеместно выдержанным углисто-глинистым пластом У₁ на подугольную, межугольную и надугольную толщи. На ряде площадей в отложениях свиты отмечается наличие двух углистых пропластков, разделенных 10-15 метровой толщиной пород, сформировавшихся в континентальных условиях. Последние выделяются под названием - межугольная пачка. В составе горизонта Ю₁ выделяются песчаные пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴.

Нижняя подугольная толща, сформированная в условиях келловей-оксфордской регрессии, включает в себя распространённые по латерали пласты Ю₁³ и Ю₁⁴. В процессе регрессии происходило скольжение границ существующих фациальных обстановок, отразившееся в напользании покровных песков прибрежной зоны на мелководно-морские отложения нижневасюганской подсвиты. Пульсационный характер воздымания, обусловивший возвратно-поступательное перемещение береговой линии, способствовал развитию кулисообразного залегания пластов Ю₁³ и Ю₁⁴, которые часто объединяются, образуя единый резервуар. На Средне-Нюрольском месторождении пласты Ю₁³ и Ю₁⁴ сливаются, на соседних Пуглалымском и Ключевском месторождениях – разделены глинистыми породами[3].

Межугольная толща, сформированная в переходный регрессивно-трансгрессивный этап седиментации, сложена алевролито-аргиллитовой

толщей с пластами песчаников глинистых, карбонатизированных, индексируемых как Ю₁^м.

Верхняя надугольная толща сформировалась в условиях начала трансгрессии и включает в себя пласты Ю₁¹ и Ю₁², относящиеся к стратиграфическому диапазону оксфорд-кимериджа. Условия формирования пласта Ю₁² разнообразные – от континентальных до прибрежно-морских. Пласт преимущественно имеет алевролитно-аргиллитовый состав или полностью заглинизирован. Пласт Ю₁¹ формировался во время стабилизации морского побережья и в морфологическом отношении представляет собой плащеобразные или линзовидные песчаные тела. В центральной части Средневасюганского мегавала, как и на других структурах I-го порядка Томской области, отмечаются участки денудационного среза пласта Ю₁¹, что создает благоприятные условия для формирования ловушек структурно-стратиграфического типа. С пластами надугольной толщи Ю₁¹ и Ю₁² связаны залежи нефти на соседних Пуглалымском и Ключевском месторождениях. На Средненюрольском месторождении надугольная толща практически повсеместно сложена неколлекторскими фациями.

Георгиевская свита (кимеридж) представлена маломощными (от 0.2 до 2м) сине-зелеными хрупкими аргиллитами, фациальная природа формирования которых может быть связана с шельфовыми илами.

Баженовская свита (волжский-берриас) сложена глубокоководно-морскими битуминозными аргиллитами, темно-серыми с коричневым оттенком, плотными, плитчатыми, участками с обильными включениями раковин морской фауны – аммонитов, пелеципод и др. Высокобитуминозные отложения свиты относятся к фациям доманикового типа и, по представлению большинства ученых, являются нефтематеринскими. Свита является наиболее устойчивым реперным горизонтом на территории Томской области, четко выделяется в разрезах скважин по данным ГИС. С подошвой свиты связан основной отражающий сейсмический горизонт Па. Мощность свиты на месторождении 8 – 10 м.

Меловая система

Баженовская свита перекрывается клиноформно залегающими нижнемеловыми глинистыми отложениями куломзинской свиты (морского генезиса). В отложениях верхней части куломзинской свиты выделяются песчаные пласты B_{15} - B_{13} . 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 Средненюрольском около 120 м. Соответственно в этом же направлении увеличиваются число песчаных пластов и их толщины.

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.

Выше по разрезу меловые отложения представлены континентальными пестроцветными песчано-алевритовыми и глинистыми породами киялинской свиты, морскими отложениями алымской свиты, континентальными отложениями покурской свиты и морскими зеленовато-серыми глинами кузнецовской, ипатовской, славгородской, ганькинской свит, с подчиненным присутствием песчаников.

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.

Четвертичные отложения с размывом залегают на подстилающих породах и представлены суглинками, супесями, песками и глинами.

2.2 Тектоническая характеристика продуктивных пластов

Лицензионный участок расположен (по доюрскому фундаменту) в пределах южной части Центрально-Западносибирской складчатой системы, которая представлена рядом субмеридиональных антиклинорных зон, разделенных межгорными прогибами и внутренними впадинами[3].

Крупнейшей структурой Центрально-Западносибирской складчатой системы, проходящей непосредственно через район работ, является положительная мегаструктура, представленная Васюган-Пудинским антиклинорием. С северо-запада и юго-востока Васюган-Пудинский антиклинорий ограничивают Колтогорский и Усть-Тымский грабен-рифты.

Согласно карте тектонического районирования, исследуемая территория расположена в центральной части Средне-Васюганского мегавала, который представляет собой одну из положительных структур I порядка. С юга и юго-востока мегавал граничит с однопорядковой отрицательной структурой - Нюрольской впадиной. На западе он ограничивается Колтогорским мегапрогибом, с востока и северо-востока - Усть-Тымской впадиной.

Средне-Васюганский мегавал осложнен структурами II порядка: Новотевризским валом и Мыльджинским куполовидным поднятием.

Средненюрольский участок расположен в пределах юго-западной части Новотевризского вала и непосредственно включает Средне-Нюрольское, Пуглалымское и Ключевское локальные поднятия (рисунок 2.2).

Существенную роль в формировании тектонического облика района исследований играют дизъюнктивные нарушения. Здесь, как и на всей территории мегавала, можно выделить две основные системы их простирания: северо-западного и северо-восточного направлений.

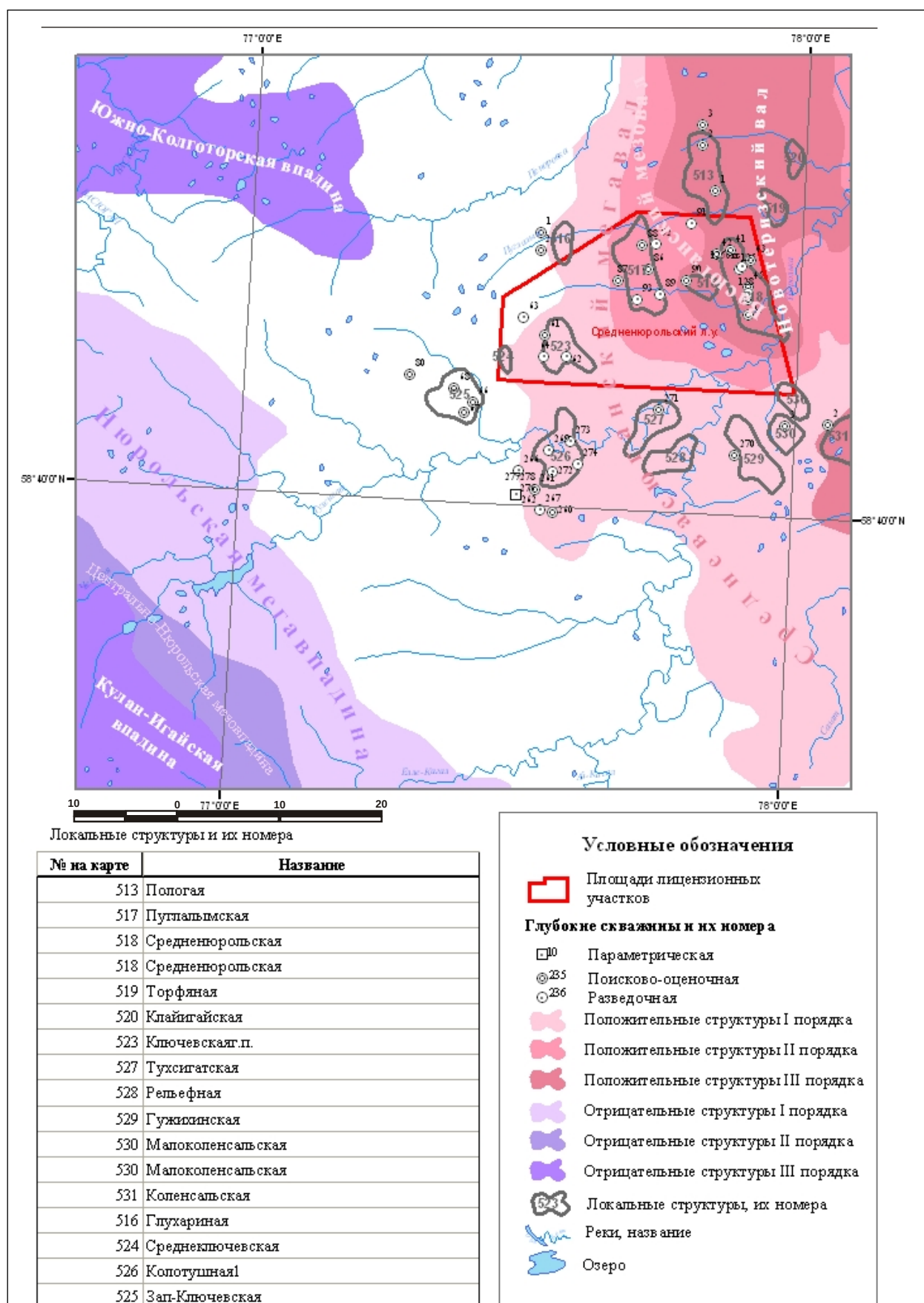


Рисунок 2.2 – Схема тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла

2.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов

Промышленная нефтеносность на Средненюрольском месторождении установлена в отложениях васюганской свиты верхней юры (горизонт Ю₁). Продуктивными являются отложения пластов Ю₁³⁻⁴, Ю₁^м и Ю₁¹⁻².

По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождении пробурено семь разведочных (№№ 41Р-45Р, 125Р и 131Р), а также 34 эксплуатационные скважины, 16 скважин - с горизонтальным окончанием по пласту Ю₁³⁻⁴ (на северном куполе - №№ G1, G2, G3, 104, 105 и на южном куполе - №№ 121, 123, 126, 127, 128, 130, 136, 140, 141).

В таблице 2.1 приведена характеристика толщин и макронеоднородности продуктивных пластов.

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

Пласт Ю₁³⁻⁴

Общая толщина пласта, как видно из табл. 2.3, 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.

Пласт Ю₁³⁻⁴ содержит одну залежь нефти, которая вскрыта скважиной № 31. Залежь нефти пласта достаточно освещена фактическими данными (керна, ГИС, пробы нефти, опробования и результаты эксплуатации), подтверждающими ее промышленную значимость[4].

ВНК залежи принят на отметке -2345 м на основе комплексного анализа данных ГИС, результатов опробования и эксплуатации скважин вертикальных и с небольшим искривлением по стволу.

Таблица 2.1 – 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
	Кэф-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
	Кэф-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
	Кэф-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
	Кэф-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
	Кэф-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
	Кэф-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
	Кэф-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
	Кэф-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 крыши 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 Средненюрольской структуры. Целым рядом скважин зафиксирована обширная зона глинизации пласта, протягивающаяся в меридиональном направлении. В районе скважины № 42Р выделена небольшая по размеру песчаная линза.

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 x 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.

2.4 Геолого-физические характеристики пластов

Промышленная нефтеносность на Средне-Нюрольском месторождении установлена в отложениях васюганской свиты верхней юры (горизонт Ю₁). Однако, по данным ГИС, в горизонте Ю₁ прослеживаются отдельные пласты

значительно отличающиеся по коллекторским характеристикам. 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 2.2.

Таблица 2.2 – 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.	литологически огранич.
Тип коллектора	терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	23 041	9 889	1 148

Продолжение таблицы 2.2

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

2.5 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 2.3).

Таблица 2.3 – 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-нафтенно-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.

Пластовые воды

В разрезе выделяются пять гидрогеологических комплексов, отличающихся между собой источниками питания, режимами циркуляции, водообильностью, химическим составом пластовых вод и растворенных газов, минерализацией. Это юрский (тюменская и васюганская свиты), валанжинский (куломзинская свита), валанжин-готерив-барремский (тарская и киялинская свиты), апт-альб-сеноманский (покурская свита), палеоген-четвертичный комплексы. Каждый из выделенных комплексов состоит из ряда водоносных и водоупорных горизонтов.

Температура пластовой воды составляет 85-89 °С, что позволяет отнести воды к термальным, весьма горячим.

Воды пластов горизонта Ю₁ хлоркальциевого типа (по В.А.Сулину), солёные. Минерализация их по данным анализов из скв. №№ 42, 44, 45 изменяется в пределах 26.85-36.78 г/л. Преобладает в водах ион хлора (до 21614 мг/л), в меньшем количестве присутствует натрий (до 13040 мг/л). Гидрокарбонатов содержится от 981 до 1525 мг/л. Из группы щелочно-земельных металлов отмечается кальций (686-985 мг/л) и магний (96-123 мг/л). Сульфаты практически отсутствуют, что является характерным признаком вод нефтяных и газовых месторождений[6].

Кроме отмеченных, в водах горизонта Ю₁ содержатся в небольшом количестве такие микроэлементы как бром, йод и бор, которые не превышают кондиционных значений.

В водах содержится растворенный газ преимущественно углеводородного состава.

Газовый фактор нижней части отложений тюменской свиты по данным скважины № 45 равен 0.47. Преобладает в газе метан (до 45 %), азота не обнаружено, отсутствует и сероводород. Гелий не определялся.

Принимая во внимание высокую степень метаморфизации и химический состав, можно сказать, что отмеченные водоносные комплексы юрских и меловых отложений содержат застойные воды, характерные для закрытых водоемов.

2.6 Запасы нефти и газа

Впервые подсчет запасов нефти и растворенного газа был выполнен в 1968 г. (утверждён ГКЗ СССР, протокол № 5533 от 22 ноября 1968 г.) Новосибирским территориальным геологическим управлением (НТГУ) по материалам бурения пяти разведочных скважин (№№ 41Р-45Р) и материалам

площадных сейсморазведочных работ МОВ масштаба 1:100000. Выделена одна залежь нефти в пласте Ю₁[1].

Начальные запасы нефти утверждены в количестве 14 107 тыс. т геологических, 4937 тыс.т извлекаемых, растворенного газа 820 млн м³ геологических и 198 млн м³ извлекаемых. Все запасы были отнесены к категории С₁.

Начиная с 1987 г. продолжились работы по изучению геологического строения залежи верхнеюрских отложений. Выполнены детальные сейморазведочные исследования МОГТ масштаба 1:1:50000, глубокое поисково-разведочное бурение, эксплуатационное бурение, геофизические исследования скважин, опробования и ГДИ продуктивных пластов, отбирался и исследовался керновый материал и пробы пластовых флюидов. Полученная в результате этих работ новая геолого-геофизическая информация привела к уточнению геологического строения месторождения. При этом в оперативном порядке запасы УВ на рассмотрение не представлялись.

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.

По состоянию на 01.01.2014 г запасы Средненюрольского 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 2.4);

- запасы растворенного газа (геологические/извлекаемые) по сумме категорий В+С₁ составляют 690/276 млн м³, по категории С₂ –14/3 млн м³ (таблица 2.5).

Таблица 2.4 – Состояние запасов нефти Средненюрольского 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 2.5 – Состояние запасов растворенного газа Средненюрольского 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

3 ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕ - НЮРОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Текущее состояние разработки

Месторождение находится в разработке с 2000 г. 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 3.1, динамика показателей разработки представлена на рисунках 3.1-3.3.

Таблица 3.1 – 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.

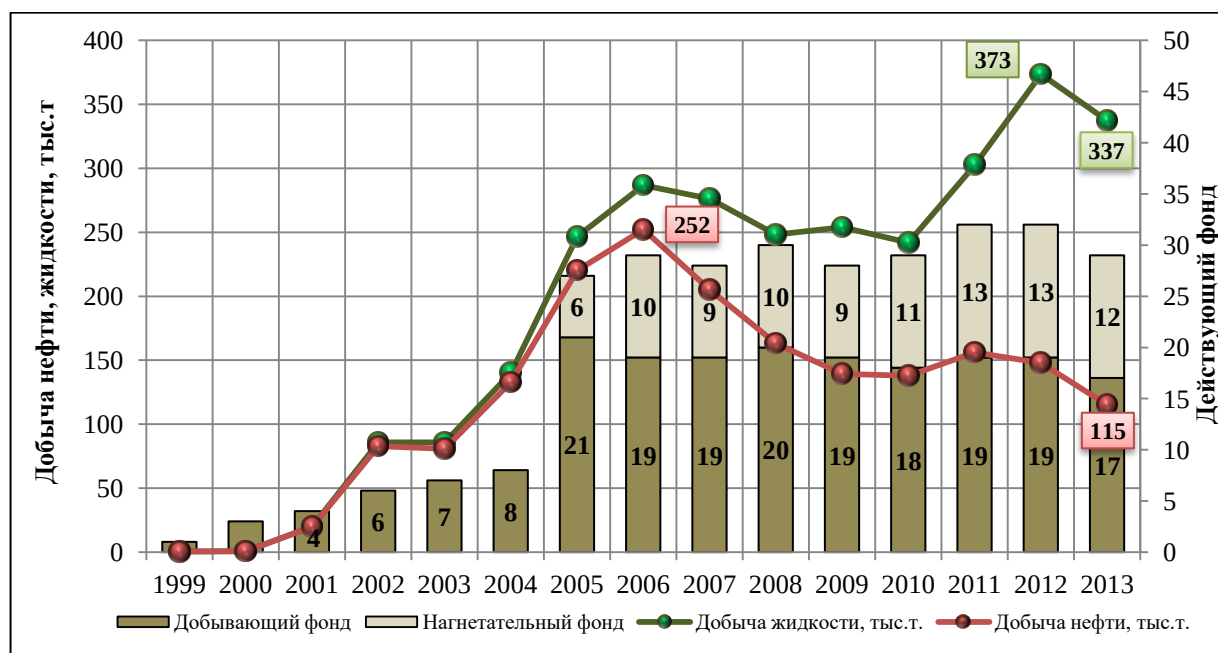


Рисунок 3.1 – Динамика фонда скважин и добычи жидкости и нефти

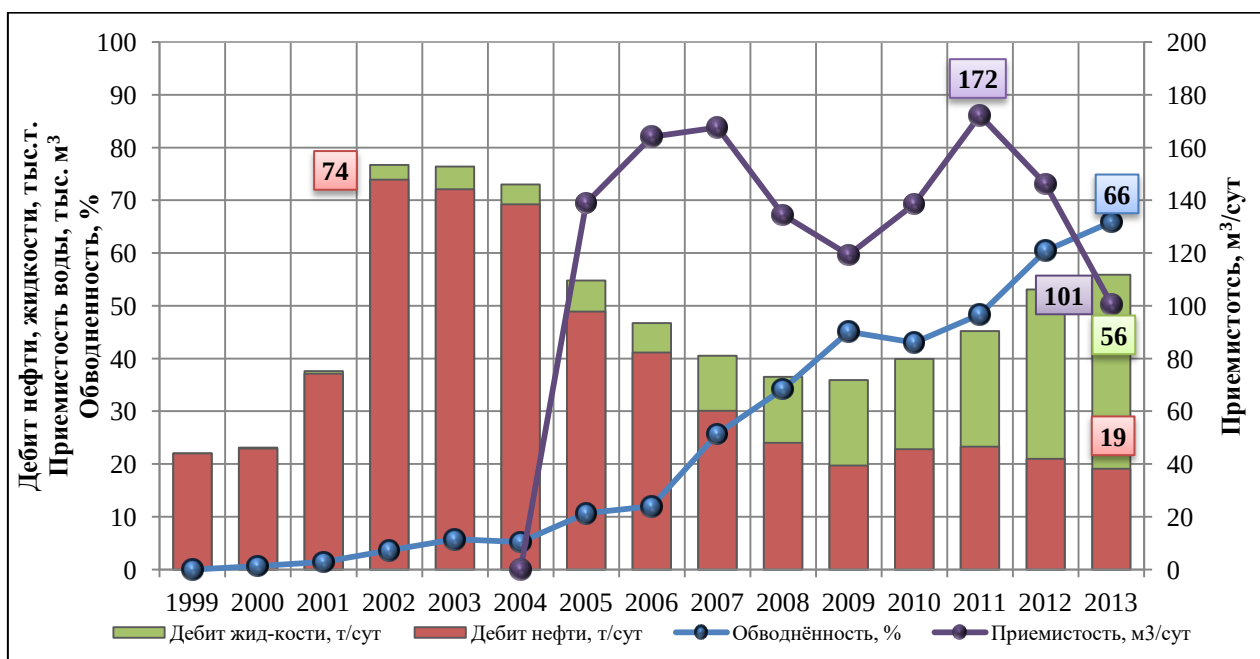


Рисунок 3.2 – Динамика суточной добычи жидкости, нефти, обводненности и приемистости

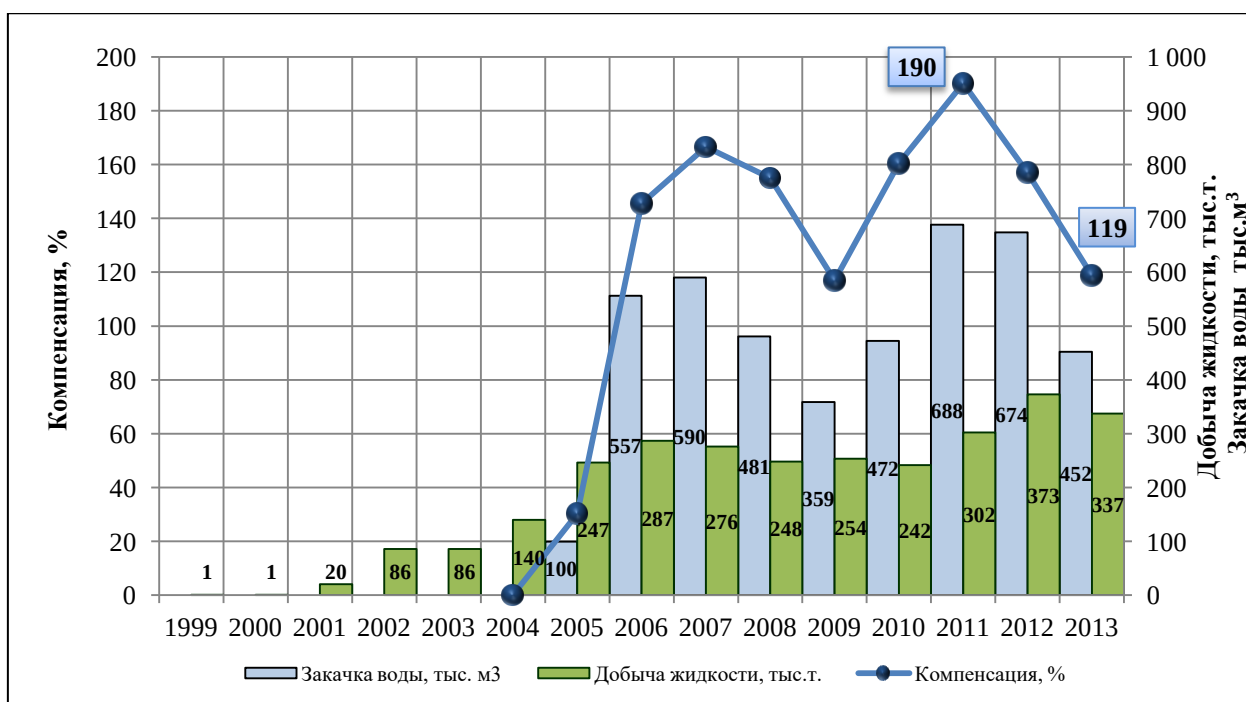


Рисунок 3.3 – Динамика основных технологических показателей разработки

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.

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).

3.2 Характеристика энергетического состояния

Начальное пластовое давление по объекту Ю₁ обосновано по результатам гидродинамических исследований, проведенных в период опробования и испытания разведочных скважин и составило 245 атм. Давление насыщения составляет 80 атм.

До 2005 г. Средне-Нюрольское месторождение разрабатывалось в условиях естественного упруговодонапорного режима.

Проектными решениями («Технологическая схема разработки», 2004 г.) по объекту Ю₁ с целью сохранения энергетического баланса залежи предусматривалось формирование приконтурной системы заводнения с отдельными очагами закачки.

Освоение системы ППД на месторождении началось в июне 2005 г. переводом под закачку скважины № 41Р и вводом в эксплуатацию нагнетательных скважин №№ 142 и 44Р. В том же году пробурены еще две нагнетательные скважины (№№ 107 и 135) и одна переведена из добывающего фонда (№ 124). В 2006 году введены в эксплуатацию две нагнетательные скважины (№№ 101, 112) и три переведены под закачку из добывающего фонда (№№ 45, 113, 122).

В 2010 г. пробурена нагнетательная скважина № 132 и две скважины переведены под закачку №№ 115, 131. В 2011 г. введены в эксплуатацию нагнетательная скважина № 138 и две переведены под закачку №№ 3G, 105.

В настоящее время нагнетательный фонд на объекте представлен 12 действующими нагнетательными скважинами и тремя бездействующими (№№ 113, 124, 132). Приемистость скважин изменяется от 54 до 149 м³/сут при среднем значении 101 м³/сут. Текущее соотношение числа действующих добывающих и нагнетательных скважин составляет 1,4 : 1.

На 01.01.2014 г. значение текущей компенсации отборов закачкой находится на уровне 119%, накопленная компенсация составила – 121%. Всего за весь период разработки в пласт закачано 4372,4 тыс. м³ воды.

Проведенные трассерные исследования, а также исследования профиля приемистости и оценка технического состояния нагнетательных скважин в 2012-2013 гг. позволили определить эффективность закачки.

За период 2005-2012 гг. отмечается значительная величина перекомпенсации отборов жидкости закачкой. Причиной тому является отток 34% объема закачиваемой воды за контур нефтеносности и неэффективная фильтрация по системе техногенных трещин от нагнетательных скважин к добывающим. По трем нагнетательным скважинам отмечается поглощение жидкости в непроектные интервалы пласта, в связи с неудовлетворительным состоянием эксплуатационных колонн.

Изменение пластового давления в среднем по скважинам, в динамике с начала разработки по 2014 г. приведено на рисунке 3.4.

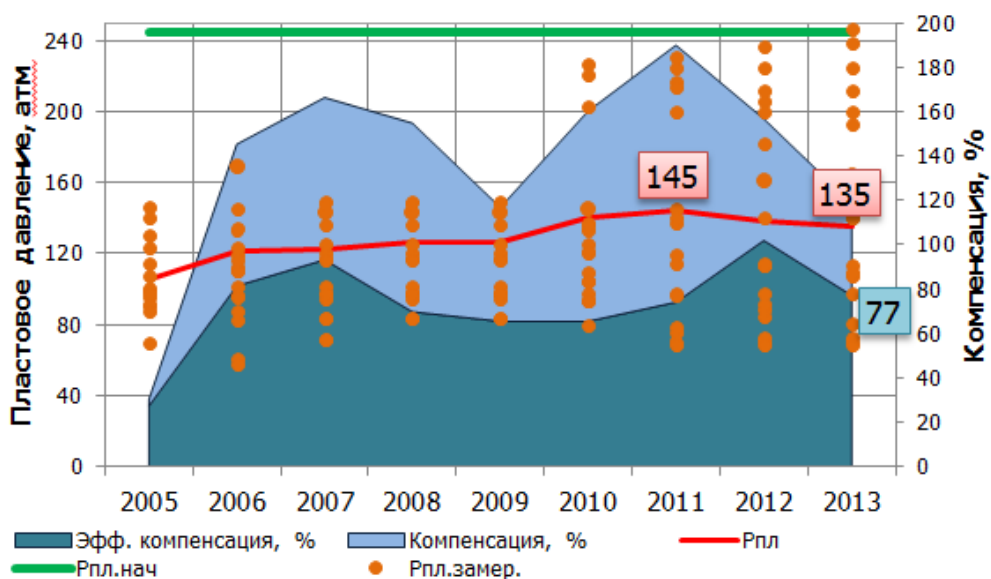


Рисунок 3.4 – Динамика изменения пластового давления по объекту Ю₁

Как видно из графика, пластовое давление за период 2011-2014 гг. имеет тенденцию к снижению в связи с неэффективностью системы ППД. По состоянию на 01.01.2014 г. оно находится на уровне 13,5 МПа, что ниже начальной величины на 11,0 МПа и выше давления насыщения на 5,5 МПа.

В графическом приложении и на рисунке 3.5 представлена карта изобар объекта Ю₁ на 01.01.2014 г.

Таблица 3.2 – Значения пластового давления по участкам разработки на 01.01.2014 г.

Название расчетной области	Начальное значение, атм	Средневзв. значение, атм
Зона нагнетания	245	300
Зона отбора		135

Зоны, характеризующиеся пониженным пластовым давлением, выделяются в центральных участках северной и южной частей залежи (рисунок 3.5). На северной части залежи в районе скважин №№ 109Р и 2G пластовое давление снижено до 80 атм. В районе скважин №№ 140G, 133, 121G, 127G пластовое давление снижено до 70 атм. В краевых участках залежи пластовое давление также снижено относительно начального незначительно (до 200 атм.). Средневзвешенное по залежи текущее пластовое давление характеризуется значением в 21,8 МПа, т.е. ниже первоначального на 2,7 МПа или на 11 %.

Снижение пластового давления связано с тем, что центральные участки залежи являются основной зоной отбора, и добывающие скважины расположены на значительном удалении от нагнетательных. Кроме того, большинство добывающих скважин являются горизонтальными и характеризуются высокими темпами отбора жидкости (4 - 27 тыс.т в год).

Местоположение нагнетательных скважин вблизи тектонических нарушений негативно сказывается на продвижении нагнетаемой воды к зонам отбора. Наличие разломов вблизи нагнетательных скважин осложняет

продвижение закачиваемой воды в направлении следующих добывающих скважин:

- от нагнетательных скважин №№ 101 и 3GB – к добывающим скважинам №№ 100, 106G1, 2G,
- от нагнетательной скважины № 124 – к добывающим скважинам № 128, 133.

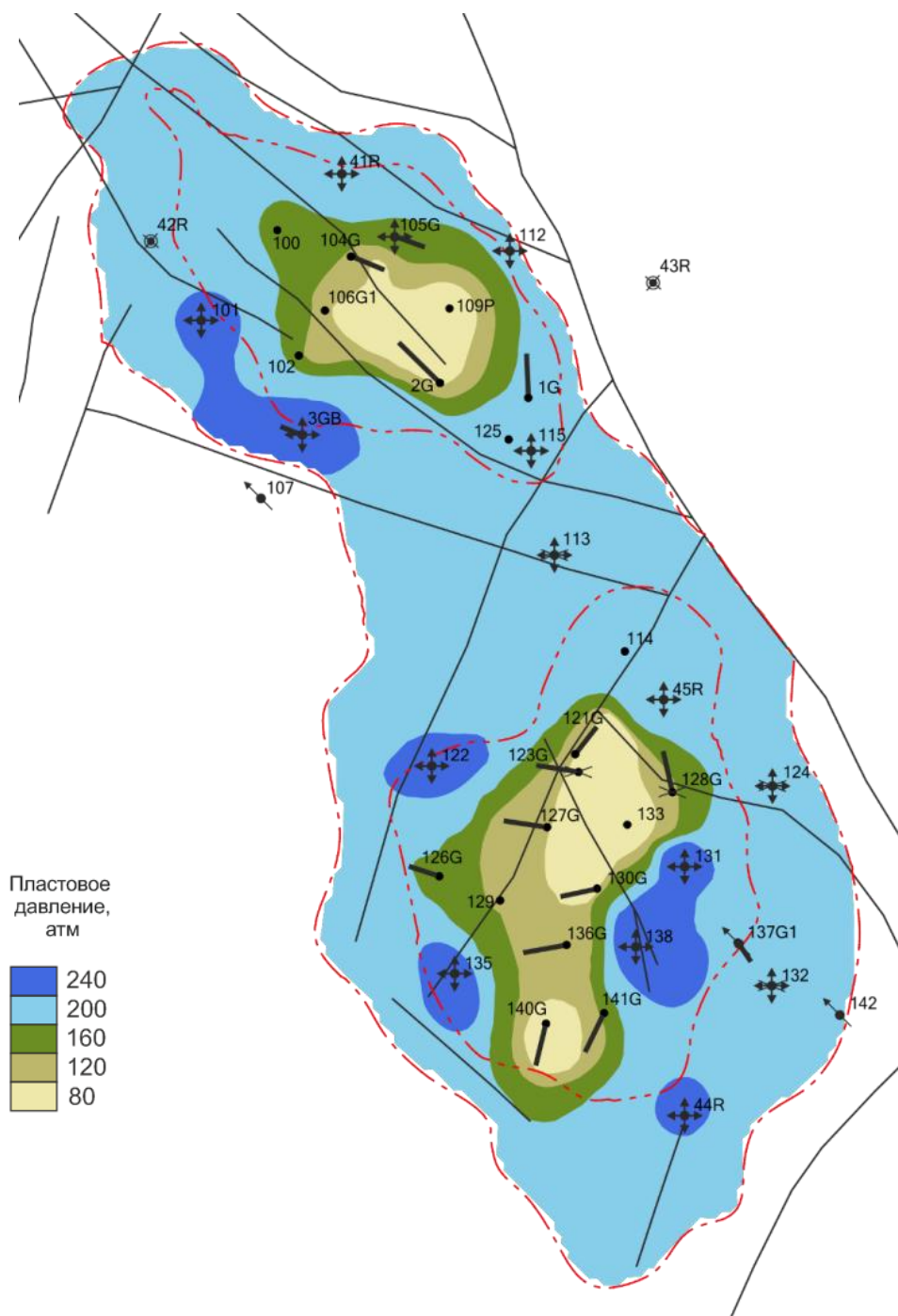


Рисунок 3.5 – Карта изобар по состоянию на 01.01.2014 г. Объект Ю₁

Таким образом, проведенный анализ значений текущего пластового давления показал следующее:

- зоны наиболее пониженного пластового давления, отмечаются на центральных участках залежи – районы скважин №№ 2G, 109P, 140G, 133, 121G, 127G (снижение до 70-80 атм.);

- низкая эффективность реализуемой системы заводнения связана в первую очередь с наличием техногенной трещиноватости. Что снижает эффективность закачки и приводит к прорыву нагнетаемой воды через систему трещин от нагнетательных скважин к добывающим. Также неэффективность сформированной системы ППД связана с оттоком части закачиваемой воды за контур нефтеносности (что неизбежно в случае приконтурной системы ППД) и нарушением эксплуатационных колонн нагнетательных скважин, подтвержденных по результатам ПГИ;

- перспективы оптимизации системы заводнения связаны с проведением оптимизации режимов работы нагнетательных скважин, ремонтно-изоляционных работ по восстановлению герметичности цементного камня, завершением формирования приконтурной системы ППД в процессе бурения новых нагнетательных скважин, перевода под закачку добывающих скважин, выполнивших своё проектное назначение, применение ФХМ и проведение ВПП.

3.3 Выработка запасов нефти

Начальные извлекаемые запасы нефти категорий В+С₁ по состоянию на 01.01.2014 г. составляют 5 606 тыс. т. Утвержденный КИН (протокол ЗС нефтегазовой секции ЦКР Роснедра № 39-12 от 07.11.2012 г.) равен 0.406 д. ед.

За период разработки объекта Ю₁ накопленная добыча нефти составила 1 855 тыс. т., жидкости - 2 899.6 тыс. т. Отбор от НИЗ составляет 33 %, при средней обводненности добываемой продукции 66 %. Значение текущего КИН составляет 0.132.

С начала освоения системы ППД (2005 г.) в объект закачано 4 372 тыс. м³ воды, что обеспечило накопленную компенсацию отборов жидкости закачкой 121 %.

Основные технологические показатели, характеризующие состояние выработки объекта в целом представлены в таблице 3.3 и рисунке 3.5.

Таблица 3.3 – Состояние выработки запасов. Объект Ю₁. Средне-Нюрольское месторождение

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Ю ₁
Запасы нефти и КИН, числящиеся на государственном балансе (категория В+С₁)			
1	Геологические запасы нефти	тыс. т	14 021
2	Извлекаемые запасы нефти	тыс. т	5 606
3	КИН	доли ед.	0,400
4	Начальная нефтенасыщенная толщина	м	10,1
Накопленные показатели разработки на 01.01.2014 г.			
5	Накопленная добыча нефти	тыс. т	1 855
6	Накопленная добыча жидкости	тыс. т	2 900
7	Накопленная добыча растворённого газа	млн. м ³	83
8	Накопленная закачка воды	тыс. м ³	4 372
9	Накопленный ВНФ	ед.	0,6
10	Накопленная компенсация	%	121
11	КИН текущий	доли ед.	0,132
12	ТИЗ	тыс. т	3 751
13	Отбор от НИЗ	%	33
Показатели за 2013 г.			
14	Добыча нефти	тыс. т	115,0
15	Добыча жидкости	тыс. т	337,2
16	Обводненность	%	66
17	Средний дебит нефти	т/сут	19,1
18	Средний дебит жидкости	т/сут	55,9
19	Закачка воды	тыс. м ³	452,2
20	Приёмистость	м ³ /сут	101
21	Компенсация отборов	%	119
22	Темп отбора от НИЗ	%	2,1
23	Темп отбора от ТИЗ	%	3,1
24	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	19
25	в т.ч. действующий	ед.	17
26	Фонд добывающих скважин, перебивавших в эксплуатации	ед.	32
27	Накопленная добыча нефти на 1 скважину	тыс. т	58
28	Кратность извлекаемых запасов нефти	лет	33
29	ТИЗ на одну действующую доб. скважину	тыс. т	221

Выработка запасов протекает не так как положено по проекту, темпы отбора от ТИЗ низкие и это критично. Высокая кратность запасов при отборе от НИЗ 33 %, это создаёт угрозу недостижения КИН. В этой связи необходимо обязательно выходить на проектные темпы отбора, нужны дополнительные мероприятия по оптимизации системы разработки.

Обращает на себя внимание то, что на протяжении длительного периода 2012-2013 гг. проектные показатели по добыче нефти соответствовали проектным (рисунок 3.5). На 2014 г. проектные уровни добычи нефти не выполняются, сегодняшнее расхождение достигло практически 30 %.

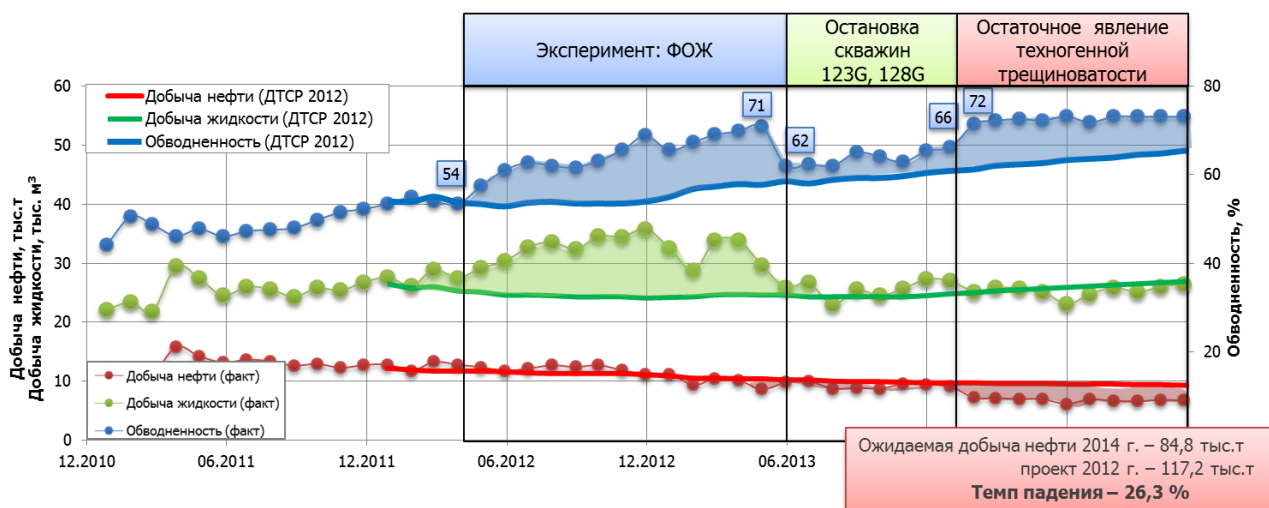


Рисунок 3.5 – Сопоставление фактических и проектных показателей за 2012-2014 гг.
Объект Ю₁

Несмотря на программу ГТМ в проектном документе во главу была поставлена задача попытаться увеличить объемы добычи нефти путем организации форсированного отбора из высокообводненных скважин (эксперимент ФОЖ 2012-2013 гг., рисунок 3.6).

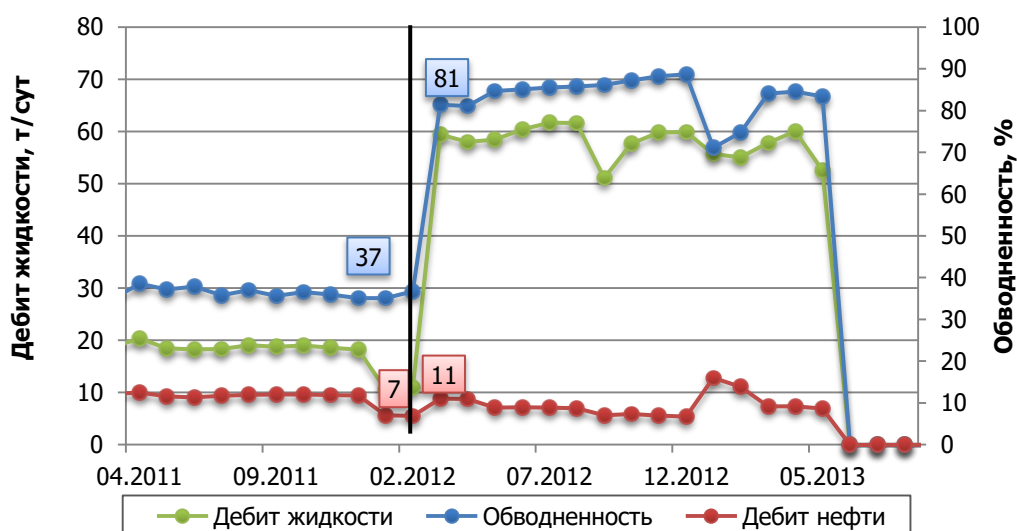


Рисунок 3.6 – Показатели эксплуатации скважины № 123G. Эксперимент ФОЖ

Форсированный отбор жидкости привел лишь к увеличению обводненности и сохранению добычи нефти. В 2013 г. отказались от ФОЖ и пришли к выводу, что все таки необходима реализация программы работ. Сегодня многое сделано: проведены трассерные исследования, проведены геофизические исследования для актуализации мест ЗКЦ, фактическая приёмистость нагнетательных скважин соответствует проектной.

Добыча нефти и ТИЗ на одну скважину составляют 58 тыс. т и 221 тыс. т соответственно, что свидетельствует о необходимости уплотнения реализуемой системы размещения скважин.

Обводненность продукции добывающего фонда по объекту Ю₁ в 2013 г. – 66 %, накопленный ВНФ – 0.56. Зависимость накопленных отборов нефти от отборов воды приведена на рисунке 3.7.

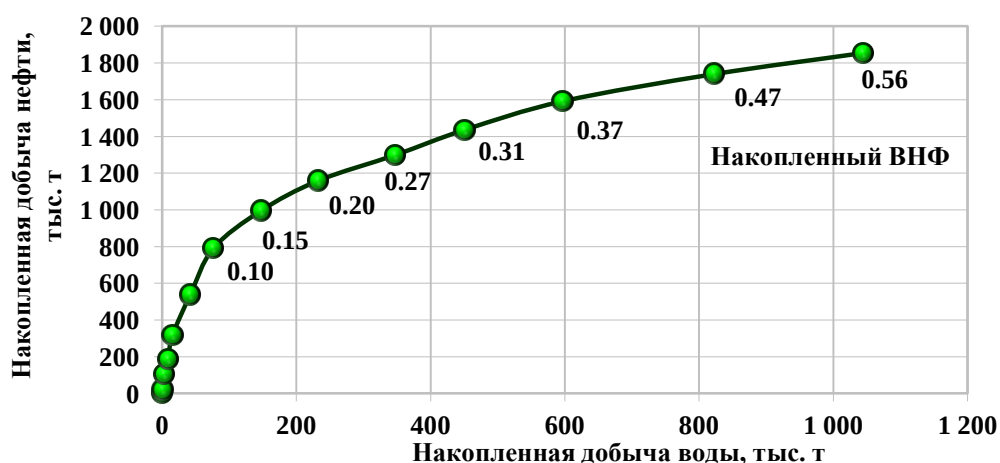


Рисунок 3.7 – Накопленный ВНФ. Объект Ю₁

Для оценки сложившейся динамики показателей разработки построена характеристика вытеснения “КИН – Обводненность” (рисунок 3.8). Пролонгация сложившейся тенденции в разработке объекта Ю₁ отражает неизбежные потери, порядка 2,2 млн т нефти.

В разрезе горизонта Ю₁ выделяются пласты Ю₁³⁻⁴, Ю₁^м, Ю₁¹⁻², которые отличаются по геолого-физическим характеристикам и разделены между собой глинистыми перемычками.

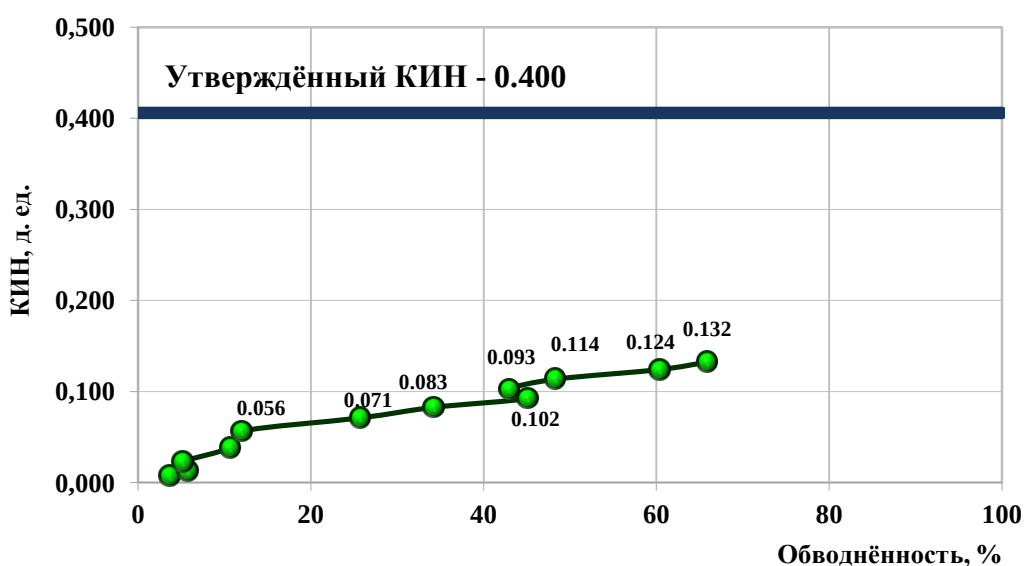


Рисунок 3.8 – характеристики вытеснения КИН – Обводненность

Необходимы мероприятия на пласте Ю₁¹⁻² по переводу запасов в промышленную категорию.

Основной интерес на Средненюрольском месторождении представляют пласты Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴.

Фильтрационно-емкостные свойства по пластам объекта Ю₁ представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Геолого-физическая характеристика зональных интервалов объекта Ю₁

Зональный интервал	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент песчанистости, д. ед.	Расчлененность, д. ед.	Проницаемость, мД
Ю ₁ ¹⁻²	1,7	0,50	1,0	10,1
Ю ₁ ^М	1,6	0,44	1,3	7,8
Ю ₁ ³⁻⁴	9,9	0,83	2,2	28,9

Из представленных данных, видно, что наиболее привлекательными с позиций разработки ФЕС характеризуется зональный интервал Ю₁³⁻⁴, среднее значение проницаемости составляет 28,9 мД. Пласты Ю₁¹⁻² и Ю₁^М не выдержаны по площади, имеют линзовидное строение и ухудшенные фильтрационные свойства.

Согласно распределению геологических запасов объекта основная доля (96 %) содержится в интервале пласта Ю₁³⁻⁴, расположенном в подошвенной части горизонта Ю₁.

Распределение начальных геологических запасов нефти по зональным интервалам объекта представлено на рисунке 3.9.

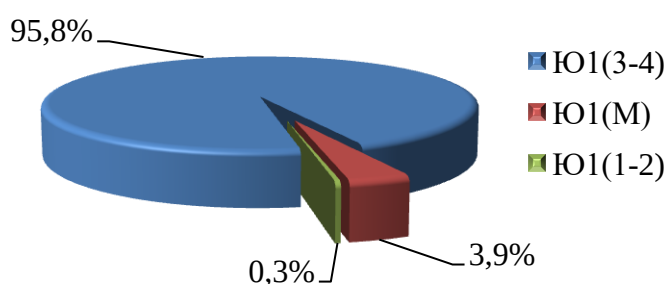


Рисунок 3.9 – Распределение начальных геологических запасов по зональным интервалам. Объект Ю₁

Распределение выработки запасов по пластам согласно официальной отчетности приведено в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Выработки запасов по пластам на 01.01.2014 г. Объект Ю₁

Пласт	Начальные запасы нефти, тыс т				Текущие запасы нефти, тыс. т					Нак. добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %
	Геологические		Извлекаемые		Геологические		Извлекаемые		Текущий КИН (В+С ₁)		
	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂			
Ю ₁ ¹⁻²	-	49	-	10	-	49	-	10	-	-	-
Ю ₁ ^м	543	231	161	67	519	231	137	67	0,044	53,1	32,9
Ю ₁ ³⁻⁴	13478	-	5445	-	11647	-	3614	-	0,136	1801,8	33,1

Оценка текущего состояния выработки запасов объекта Ю₁ Средненюрольского месторождения, осуществлялась на основе имеющегося геолого-промыслового материала с учетом особенностей его геологического строения.

4 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НА СРЕДНЕ - НЮРОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

4.1 Структура трубопроводного транспорта

4.1.1. Технический уровень

Конструктивные особенности промысловых трубопроводов, способ прокладки и материал для изготовления определены проектной организацией ФГУП «СНИИГГиМС», г. Томска на основании отчета "ОБ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОДЕЗИЧЕСКИХ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЯХ" проведенных ООО «ТОМСКИЕ МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ» и должны обеспечивать:

- надежную и безопасную эксплуатацию трубопровода;
- соблюдение технологии промыслового сбора и транспортировки продукции скважин в соответствии с проектными параметрами;
- возможность производства монтажных и демонтажных работ;
- возможность надзора за техническим состоянием трубопроводов;
- защиту от коррозии, влияния молний и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных пробок.

4.1.2 Технология сбора и транспорта продукции

Продукция от нефтедобывающих скважин, кустовых площадок №1,2,2бис,3,4 по индивидуальным трубопроводам поступает на замерную установку. После замерных установок кустовых площадок нефтегазоводяная смесь поступает во внутрипромысловый нефтепровод для транспортирования на УПН, где подвергается дальнейшей сепарации и товарной подготовке. Подготовленная продукция перекачивается по напорному внутрипромысловому трубопроводу УПН Средне - Нюрольское-

Лугинецкое на пункт сдачи нефти. Ведомость трубопроводов представлена в таблице 4.1. [11].

Таблица 4.1 – Ведомость трубопроводов

№ п/п	Трубопроводы по месторождениям	Протяженность в км.					
		Всего	Со сроком службы (лет)				
			до 5	от 5 до 10	от 10 до 15	от 15 до 20	свыше 20
1	2	3	4	5	6	7	8
	Месторождение Средне-Нюрольское, всего из них:	162,27	12,04	150,23			
1.	Внутриплощадочные (технологические) на кустовых площадках и одиночных скважинах (от скважины до АГЗУ или до точки врезки в коллектор)	2,08	0,98	1,1			
2.	Внутриплощадочные (технологические) на объектах сбора и подготовки	2,52		2,52			
3.	Линейные (промысловые) от АГЗУ или точки врезки в коллектор до пунктов сбора и подготовки и далее до сооружений магистрального транспорта	146,61		146,61			
4.	Водоводы ВД	10,16	10,16				
5.	Водоводы НД	0,9	0,9				

4.1.3. Основные технологические параметры.

Рабочее давление в системах сбора жидкости (нефти, газа и воды) приведены в таблице 4.2. [11].

Таблица 4.2 – Рабочее давление в системе сбора

№ п/п	Назначение трубопровода	Рабочее давление Р, МПа
1	Выкидные линии скважин	0,5-4,0
2	Нефтесборные коллектора	0,5-4,0
3	Напорные нефтепроводы	До 4,9

Основные показатели площадок скважин представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3. - Показатели по кустовым площадкам скважин

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Кустовая площадка №1	Кустовая площадка №2	Кустовая площадка №2б	Кустовая площадка №3	Кустовая площадка №4
1	Средний дебит нефтедобывающих скважин по жидкости:	м ³ /сут.	135	126	150	390	130
2	Средний дебит нефтедобывающих скважин по нефти:	т/сут.	34	40	7	80	38
3	Суммарная максимальная добыча нефти в 2014 году	т/сут.	200				
5	Максимальный объем закачки в систему ППД	м ³ /сут	1500				
6	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /сут	210	84	236	290	244
7	Давление на устье водозаборной скважины	МПа	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8

Допустимое превышение рабочих параметров составляет 15%.

Если давление превышает установленное более чем на 15% , то это свидетельствует о не предусмотренных произведенных переключениях, или о дополнительных сопротивлениях в трубопроводах, появившихся в результате отложений парафина, песка неисправности или перекрытия запорной арматуры.

Если давление менее установленного для данной системы, то это свидетельствует также о выполнении не предусмотренных произведенных переключений, или следствием потери герметичности трубопровода. [9].

4.1.4. Физико-химические свойства транспортируемой продукции.

Основные физико-химические характеристики продукции скважин Средне-Нюрольского нефтяного месторождения приведены в таблицах. 4.4, 4.5, 4.6. Нефть Средне-Нюрольского месторождения характеризуется как легкая, малосернистая, парафинистая.

Таблица 4.4 - Характеристика нефти Средне-Нюрольского нефтяного месторождения

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Количество
1	2	3	4
1	Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	826
2	Вязкость нефти в стандартных условиях при 20°C при 50°C	мПа*с	5,2 2,9
3	Массовое содержание (среднее значение) серы смол силикагеливых асфальтенов парафинов	% масс. % масс. % масс. % масс.	0,335 6,63 0,545 3,7
4	Объемный выход фракции Н.К. до 150°C до 200°C до 250°C до 300°C остаток	°C %	52,5 17,8 31,8 45,2 58,5 41,5
5	Газовый фактор	м ³ /т	49,2
6	Давление насыщенных паров	КПа	50
7	Температура вспышки	°C	-18

Минерализация пластовой воды (Ю13-4) Средне-Нюрольского месторождения составляет ~30,9 г/л, плотность ~ 1,019 г/см³.

По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава тип пластовых вод хлоридно-кальциевый. Состав и плотность пластовой воды представлены в таблице 4.5

Таблица 4.5 - Химические и физические свойства пластовой воды

№ п/п	Наименования	Ед.изм.	Количество
1	2	3	4
1	Содержание ионов и примесей:	мг-экв/л	
	Ca ⁺²		39,5
	Mg ⁺²		9,23
	Na+		475,8
	Cl-		504,6
	SO4 ⁺²		0,06
	HCO3-		-
2	Минерализация	г/л	30,9
3	Плотность в стандартных условиях,	г/см ³	1,019
4	Тип воды	Хлоридно-кальциевый	

Таблица 4.6 - Компонентный состав газа

Компонентный состав	%моль
Метан	65,4
Этан	6,7
Пропан	11,6
Бутаны	7,8
Пентан	2,6
Диоксид углерода	1,85
Азот	3,61

В качестве рабочего агента в системе поддержания пластового давления используются воды апт-альб-сеноманского горизонта. Из водозаборных скважин кустовых площадок добывается вода сеноманского водоносного пласта с содержанием газа $\sim 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Сеноманская вода характеризуется как хлоридно-натриевая с минерализацией от 17,9 г/л. В составе растворенного газа в сеноманской воде преобладает метан (до 98%). Содержание углекислого газа от 0,2 до 0,4%, азота 2-3%, тяжелых углеводородов – до 1%. Сероводород отсутствует. Физико-химические свойства сеноманской воды приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Химические и физические свойства сеноманской воды

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Значение показателя
1	Плотность	г/см ³	1,013
2	рН		7,3
3	Газонасыщенность воды	л/л	0,9-1,20
4	Ионный состав воды Na ⁺ ,K ⁺ Ca ²⁺ Mg ²⁺ Cl- HCO-3 Fe ²⁺ Fe ³⁺	мг/л	272,4 – 6265,2 31,0 – 621,0 15,0 – 182,4 315,0 – 11166,8 3,4 – 207,5 отс. 0,16 – 3,0
5	Жесткость: Общ. Карб.	мг-экв/л	46,0 3,4

Коррозионная агрессивность продукции скважин обусловлена растворенными в пластовой и сеноманской воде солями (ионы [Cl-], [HCO3-]), углекислым газом, рН воды (ионы[H+]). [11].

4.2 Особенности эксплуатации трубопроводов

4.2.1 Внутренняя коррозия трубопроводов

В период с 2012 г по 2014 г зафиксировано 45 отказов трубопроводов по причине коррозионного износа.

В основном преобладает ручейковая и очаговая коррозия рисунок 4.1



Рисунок 4.1 - Ручейковая коррозия вид изнутри и снаружи, очаговая коррозия вид снаружи

4.2.2 Механизм коррозионного износа

По механизму процесса:

- химическая
- электрохимическая

По виду коррозионной среды и условиям протекания:

- газовая, атмосферная, жидкостная, подземная, радиационная
- биокоррозия (под действием микроорганизмов)
- контактная (при контакте разнородных металлов в электролите)
- коррозионная эрозия (при воздействии агрессивной среды и механического износа)
- структурная (обусловлена структурой неоднородностью сплава)
- электрокоррозия (коррозия внешними и блуждающими токами)
- коррозия под напряжением (при воздействии среды и механических напряжений)
- коррозионная кавитация (при одновременном коррозионном и ударном воздействии)

По характеру изменения поверхности металла:

- сплошная
- избирательная
- местная
- подповерхностная
- межкристаллитная
- щелевая

Общая коррозия – это процесс, протекающий на всей или на какой-либо части

поверхности металла со скоростью 0,1-0,5 мм/год.

Результатом общей (неравномерной) коррозии является сплошное разрушение поверхности металла или какой-либо части его поверхности, при этом глубина проникновения коррозии на одних участках может быть несколько больше, чем на других рисунок 4.2.



Рисунок 4.2 - Коррозия

Коррозия пятнами

Коррозия пятнами характеризуется образованием на поверхности металла повреждений в виде отдельных пятен, площадь которых значительно превышает глубину проникновения коррозии.

Глубина повреждений обычно составляет 0,5-1,0 мм, поэтому данный вид коррозии, хотя и относится к локальным, является менее опасным, чем другие ее виды рисунок 4.3.



Рисунок 4.3 - Коррозия пятнами

Язвенная коррозия

Язвенная коррозия характеризуется образованием язв (каверн), которые определяются как полости в металле, начиная с поверхности. В ряде случаев

ее протекание приводит к полному разрушению стенок труб и образованию в них сквозных повреждений.

Скорость язвенной коррозии можно определить по глубине образовавшихся повреждений, которые замеряются инструментально (глубиномер, штангенциркуль). Далее устанавливается временной период работы оборудования и рассчитывается скорость локальной коррозии.

Например, замеренная глубина язвенного повреждения – 3 мм, срок эксплуатации оборудования – 8 месяцев. В пересчете на год, скорость коррозии составит: $3 \times 12 / 8 = 4,5$ мм/год рисунок 4.4.



Рисунок 4.4 - Язвенная коррозия

Коррозия бороздками

Коррозия бороздками (канавками) характеризуется образованием на поверхности металла протяженных локальных повреждений в виде бороздок, представляющих собой небольшие углубления в металле, расположенных в продольном направлении.

Для такого вида повреждений характерна протяженность 2-5 м, которая значительно превышает его ширину 10-30 мм. Борозды (канавки) могут быть одиночными или параллельно расположенными.

Коррозия в виде борозд (канавок) локализуется преимущественно в местах повреждения (царапин) лакокрасочного или другого покрытия на металле.

Скорость коррозии может достигать 1-3 мм/год рисунок 4.5.



Рисунок 4.5 - Коррозия бороздками

Мейза - коррозия

Мейза - коррозия (mesa corrosion) означает протекание коррозии с распространением ее очага, как в глубину, так и по плоскости. Поверхность металла при этом приобретает характерный ступенчатый или ребристый вид, часто наблюдается развитие одной язвы в другой, т.е. «язвы в язве».

По литературным данным очаги мейза-коррозии развиваются в средах преимущественно с высоким содержанием CO_2 , при этом ее скорость может достигать 8-10 мм/год рисунок 4.6. [8].



Рисунок 4.6 - Мейза - коррозия

4.2.3. Защита трубопроводов от коррозии.

Комплекс мероприятий по защите трубопроводов от внутренней и внешней коррозии включает в себя:

а) технологические методы:

- поддержание в трубопроводах гидродинамического (турбулентного) режима течения продукции, препятствующего выделению свободной воды из потока водогазонефтяной эмульсии;

- очистку трубопроводов в застойных зонах от механических примесей, продуктов коррозии, воды;

- б) специальные методы защиты трубопроводов включают применение покрытий, футеровок, химических реагентов;

- в) постоянный контроль коррозионной активности и изменения физико-химических свойств перекачиваемой продукции.

Защита трубопроводов от внешней коррозии осуществляется с помощью изоляционных покрытий, которые предусматриваются проектом и монтируются на трубопроводах до сдачи их в эксплуатацию.

В процессе эксплуатации трубопроводов, необходим постоянный контроль состояния изоляционного покрытия трубопровода (контрольный осмотр)

4.2.4. Применение труб ППТ

ППТ - это стальная труба, имеющая внутреннее полимерное антикоррозионное и антиэрозионное покрытие и наружную защитную полимерную изоляцию.

Торцы труб ППТ оборудованы соединительными элементами с протекторами (втулками), позволяющими соединять трубы при сооружении трубопроводов методом сварки рисунок 4.7.

ППТ предназначены для сооружения технологических трубопроводов обустройства нефтяных месторождений, для транспортирования нефти, газа, агрессивных сточных вод и их смесей, транспортировки пресной воды в системах водоснабжения, транспортировки различных сред химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей отраслей промышленности, к воздействию которых покрытие химически устойчиво.



Рисунок 4.7 – Труба ППТ

В период с 2014г по 2015г произведены ремонтные работы с заменой более чем 3000м стальных труб на трубы ППТ соответствующего диаметра.

Преимущества и недостатки защитных покрытий представлены в таблице 4.8 [12].

Таблица 4.8 – Преимущества и недостатки труб с защитным покрытием

Защитное покрытие	Преимущества	Недостатки
Полимерное антикоррозионное и антиэрозионное покрытие	Стойкость к агрессивным средам, снижение отложений солей и АСПО. Увеличение скорости потока, за счет этого увеличивается пропускная способность трубы.	Высокая степень зависимости прочности и долговечности покрытия от качества применяемого состава, высокая стоимость

4.2.5 Использование ингибитора коррозии

В активную основу ингибиторов коррозии входят:

- производные жирных кислот;
- первичные амины;
- вторичные амины;
- амиды;
- имидазолины и их производные;

- соли четвертичных аммониевых оснований;
- ацетаты, бензоаты, нафтенаты и другие соли органических кислот;
- фосфонаты, сульфонаты.

Механизм действия ингибиторов коррозии в водных средах

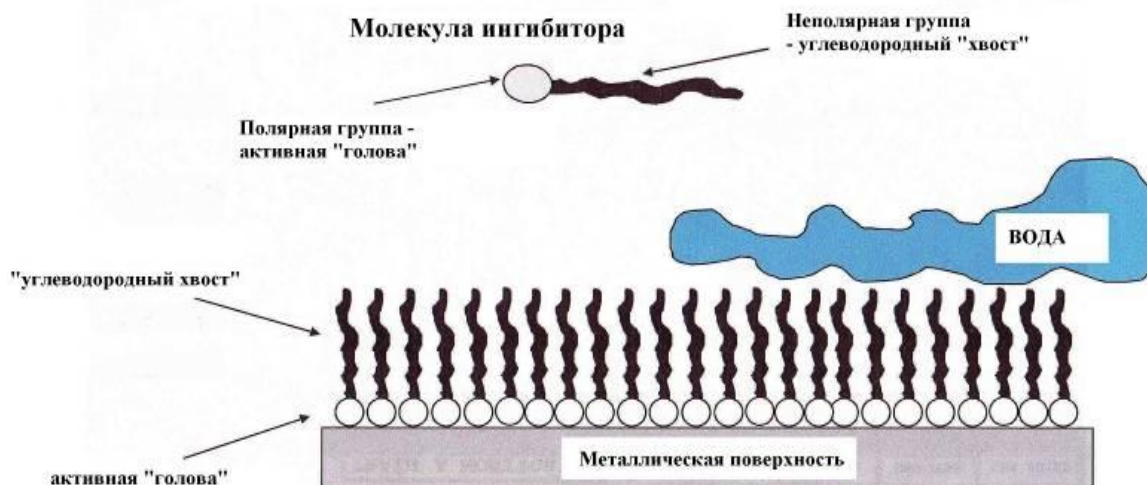


Рисунок 4.8 – Действие ингибитора

Ингибитор адсорбируется на металлической поверхности с образованием защитной пленки – барьера по отношению к агрессивному электролиту, механизм действия ингибитора показан на рисунке 4.8

Чем прочнее прикреплена пленка, тем выше защитная способность ингибитора коррозии.

Для защиты нефтепроводов от коррозии предусматривается подача ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин каждой кустовой площадки. В качестве ингибитора коррозии применяется ингибитор марки СОНКОР-9022Б, успешно зарекомендовавшего себя во время ОПИ на объектах ООО «ННК-ВТК» в 2013г.

В таблице 4.9 указаны физико-химические свойства и рекомендуемая дозировка ингибитора. Требуемая дозировка уточняется с изменением состава продукции скважин (обводненности) во время работы и мониторинга за состоянием защищаемых трубопроводов. [7].

Таблица 4.9. Характеристика ингибитора коррозии СОНКОР-9022Б

№п/п	Наименование	Показатель	Примечание
1.	Назначение реагента	Предназначен для защиты выкидных линий, систем нефтесбора, ППД и утилизации воды, ингибирования ГНО и трубопроводов.	СОНКОР-9022 марки «Б»
2.	Рекомендуемая дозировка	20-30 г/м ³ постоянное дозирование	При помощи блока подачи реагента
3.	Агрегатное состояние и однородность	Однородная жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета	
4.	Растворимость	Самодиспергируемый	
5.	Плотность при 20°С, г/см ³	0,970	

4.2.6 Отложение АСПО

Отложение АСПО в трубопроводе приводит к снижению пропускной способности, возрастанию гидравлических сопротивлений, увеличению стойкости водонефтяной эмульсии, для разрушения которой понадобятся более высокие температуры и больший расход деэмульгатора.

Механизм формирования отложений

Формирование отложений на поверхности металла состоит в возникновении и росте кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности, а затем на образовавшейся смоло-парафиновой подкладке.

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный перепад температуры. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина. За счет этого происходит движение растворенных частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. [8].

На рисунке 4.9 представлено отложения АСПО в трубопроводе диаметром 159мм ДНС-УПН Средне-Нюрольского месторождения



Рисунок 4.9 – Отложение АСПО в трубе диаметром 159 мм.

4.2.7 Методы борьбы с АСПО

Основными методами борьбы с АСПО являются:

- а) предупреждение (замедление) образования отложений
 - применение гладких (защитных) покрытий;
 - химические методы (смачивающие диспергаторы, модификаторы, депрессаторы,);
 - физические методы (ультразвуковые, вибрационные воздействие электрических и электромагнитных полей).
- б) удаление АСПО

- тепловые методы (индукционные подогреватели, острый пар, электропечи, промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции);
- механические методы (скребки, шары);
- химические (растворители и удалители). [9].

Очистка от АСПО различными способами отличается затратами, полнотой очистки и эффективностью. Таким образом, основной задачей является выявление наиболее эффективного и экономически выгодного способа удаления АСПО.

В кустарных условиях службой главного механика ООО "ННК-ВТК" проведен опыт по выявлению наиболее подходящего растворителя АСПО.

Образец отложений был помещен в колбы с тремя разными средами, такие как

нефрас, ацетон, толуол и оставлен под наблюдение рисунок 4.10.

По прошествии сорока минут обнаружилось значительное растворение образца в колбе с толуолом рисунок 4.11.



Рисунок 4.10 – Образец отложений



Рисунок 4.11 – Растворение образца отложений.

В качестве моющего средства для растворения АСПО на основе ароматических углеводородов было принято использовать доступный прямогонный бензин или газоконденсат с добавлением толуола.

Наиболее оптимальная концентрация толуола была определена в лабораторных условиях. Использовались следующие процентные концентрации толуола в масле: 5%, 15%, 25% при температуре 20 и 40 °С. На рисунках 4.12, 4.13 представлены совмещенные графики, показывающие эффективность растворения парафина при температурах 20 и 40 °С соответственно при разных концентрациях толуола.

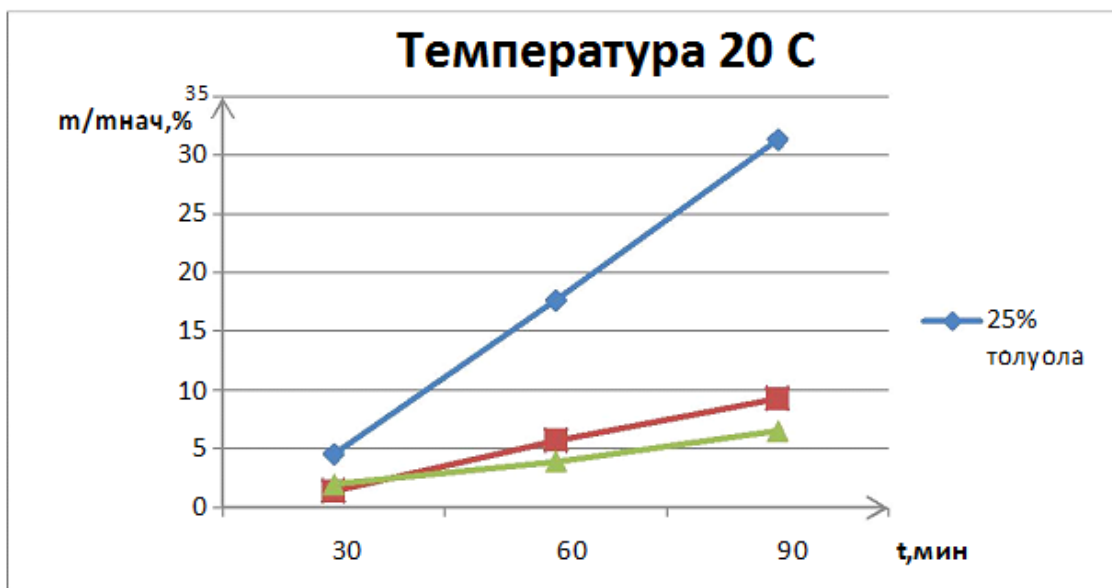


Рисунок 4.12 - Эффективность удаления парафина при концентрации толуола 5%, 15%, 25% и температуре испытания 20⁰С

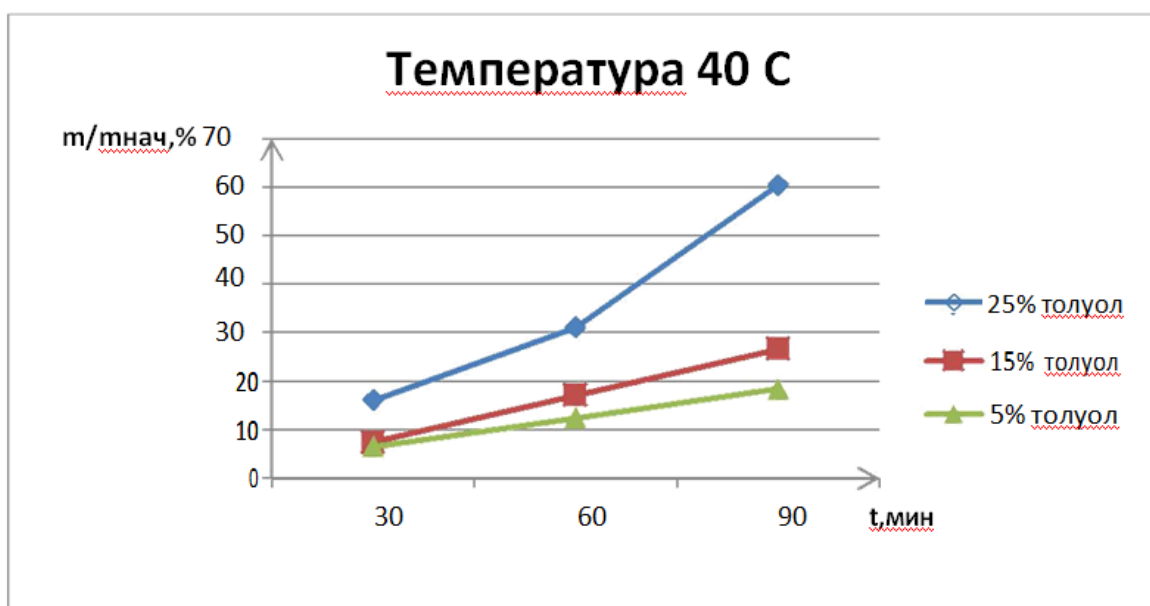


Рисунок 4.13 - Эффективность удаления парафина при концентрации толуола 5%, 15%, 25% и температуре испытания 40⁰С

Из сравнительного анализа графиков, представленных на рисунках 4.12, 4.13 видно, что наиболее эффективное растворение парафина происходит при температуре 40⁰С и содержании толуола 25%. Но так как толуол является достаточно дорогим растворителем для применения его в больших количествах, то принято использовать 5% раствор толуола в прямогонном бензине или газоконденсате.

Технология промывки

Для увеличения эффективности удаления АСПО применяется смешанный метод удаления термический и химический.

В качестве жидкости теплоносителя применяют пластовую воду апт-альб-сеноманского горизонта предварительно подогрев до температуры 60°C (температура плавления парафина). После промывки трубопровода пластовой водой запускают моющее средство на основе ароматических углеводородов с добавлением толуола.

Периодичность промывки определяется по мере увеличения гидравлических сопротивлений и уменьшения пропускной способности.

4.2.8 Механический метод очистки

Для очистки полости внутрипромыслового трубопровода УПН Средне - Ньюрольское - ПСН Лугинецкое проектом предусмотрены камеры приема и пуска очистных устройств рисунок 4.14.



Рисунок 4.14 – Камера запуска очистного устройства

Для оптимальной очистки подобрано очистное устройство "Семигор-5Д1М-219" показанное на рисунке 4.15.

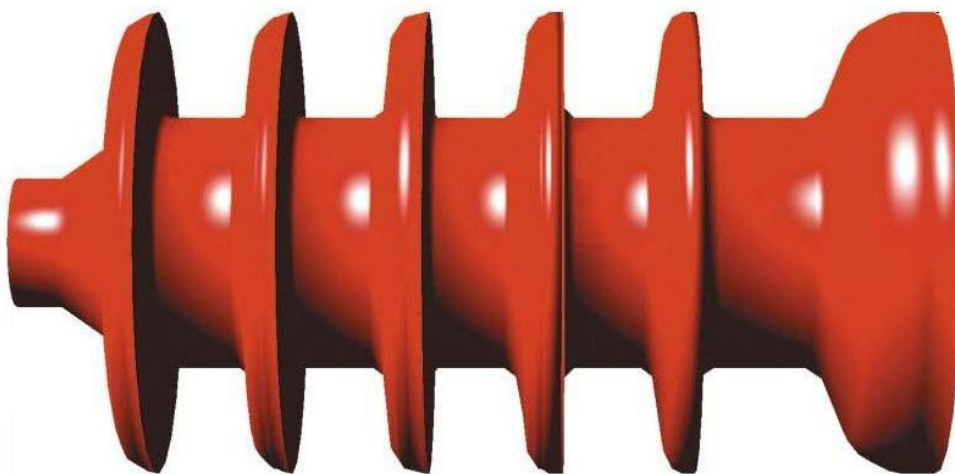


Рисунок 4.15 - Поршень Семигор-5Д1М-219

Цельнолитые поршни изготовлены только из полиуретана. Они не имеют металлических деталей, имеют неразборную конструкцию и оснащены большим количеством дисков. Все это делает такие поршни очень надежными и эффективными.

Результаты работы очистного устройства показаны на рисунках 4.16; 4.17 и 4.18.



Рисунок 4.16 - Вскрытие камеры приема очистного устройства



Рисунок 4.16 - Прием очистного устройства



Рисунок 4.17 - Очистное устройство поршень Семигор-5Д1М-219 извлеченное из камеры приема

Периодичность механической очистки трубопровода определено опытным путем и зафиксировано в графике очистки трубопровода.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов

Средне-Нюрольское месторождение открыто в 1965 г. 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 Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта

Месторождение находится в разработке с 2000 г. 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 разработки.

Вариант 0 предусматривает дальнейшую разработку месторождения существующим фондом скважин в количестве 19 добывающих и 13 нагнетательных скважин с подключением в работу вышележащих продуктивных пластов $Ю_1^м$ и $Ю_1^{1-2}$.

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.

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 боковых стволов.

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.

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

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

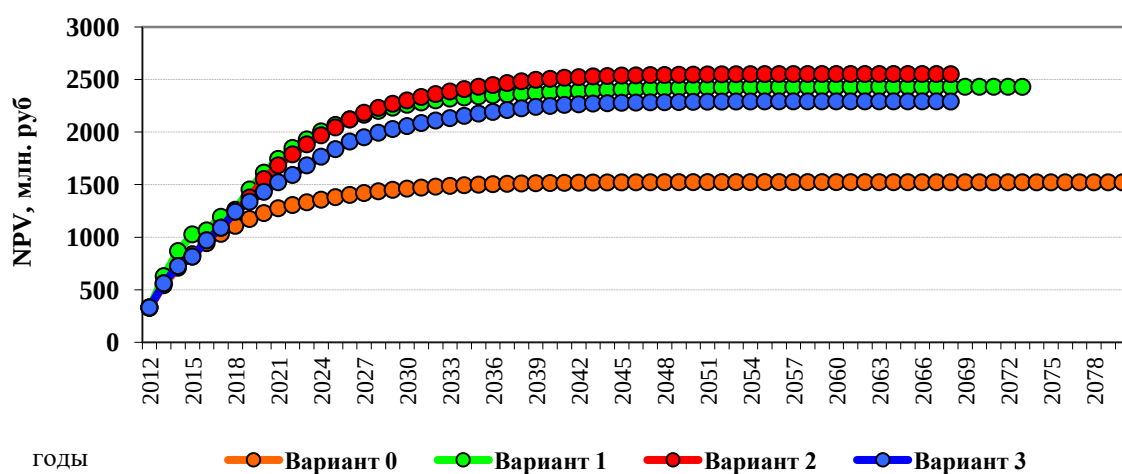


Рисунок 5.1 – Динамика чистого дисконтированного дохода.
Средне-Нюрольское месторождение

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 рисунок 5.2.

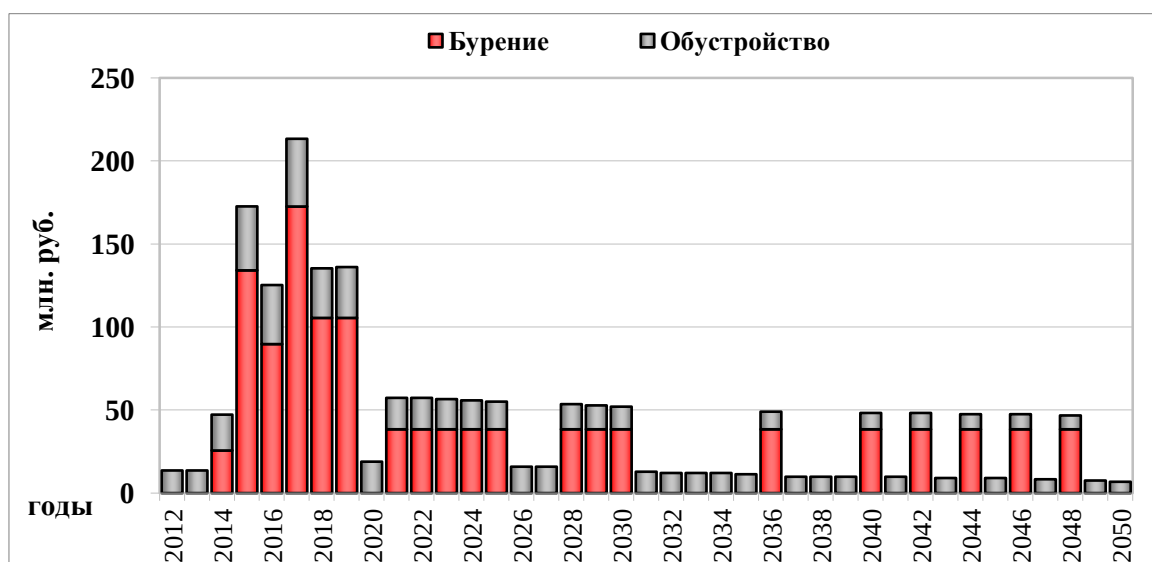


Рисунок 5.2 – Освоение капитальных вложений. Средне-Нюрольское месторождение. Рекомендуемый вариант

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).

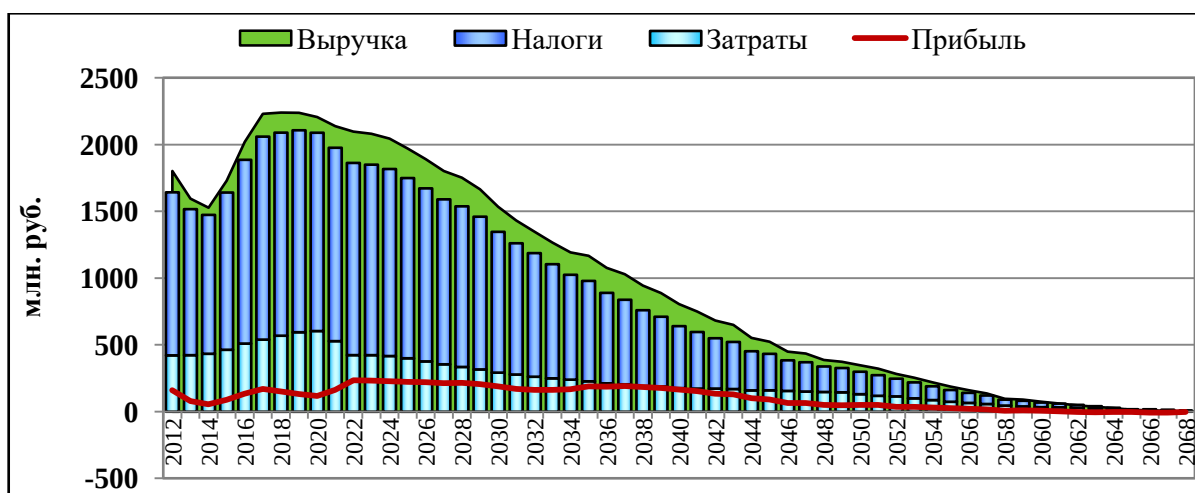


Рисунок 5.3 – Основные экономические показатели. Средне-Нюрольское месторождение. Рекомендуемый вариант

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.

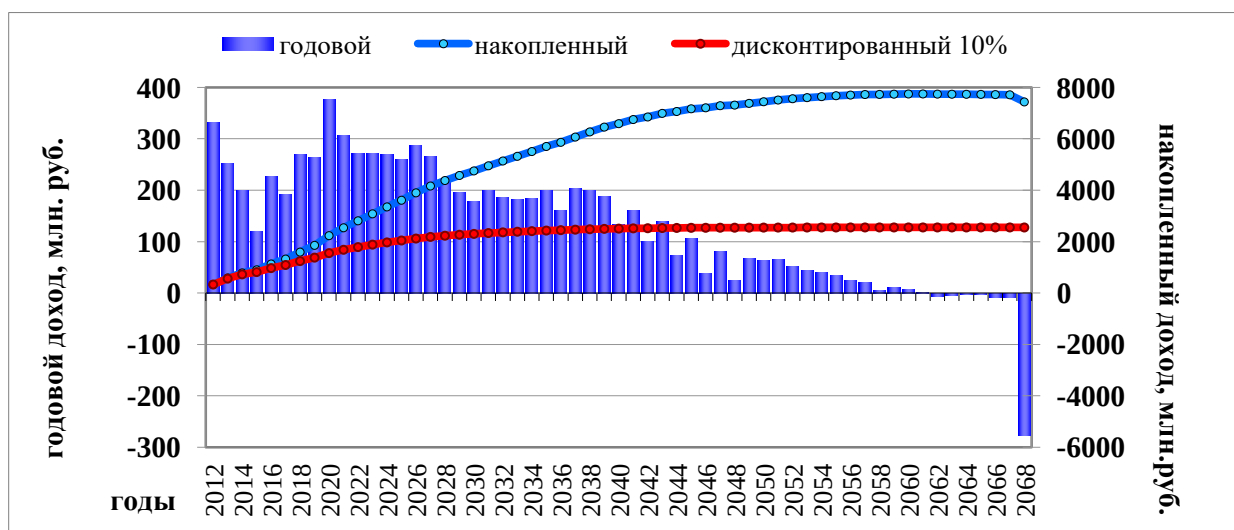


Рисунок 5.4 – Чистый денежный доход. Средне-Нюрольское месторождение. Рекомендуемый вариант

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.

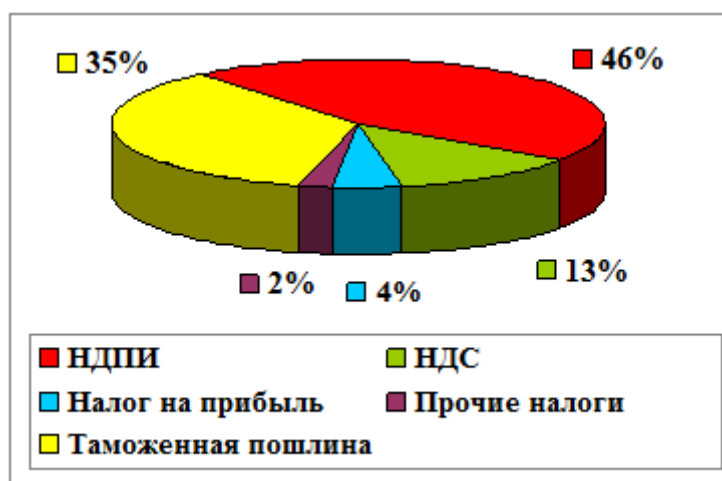


Рисунок 5.5 – Средне-Нюрольское месторождение.
Доход государства. Рекомендуемый вариант

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

Показатели	Ед. изм.	Рекомендуемый вариант
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

Продолжение таблицы 8.2

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;
- 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 %.

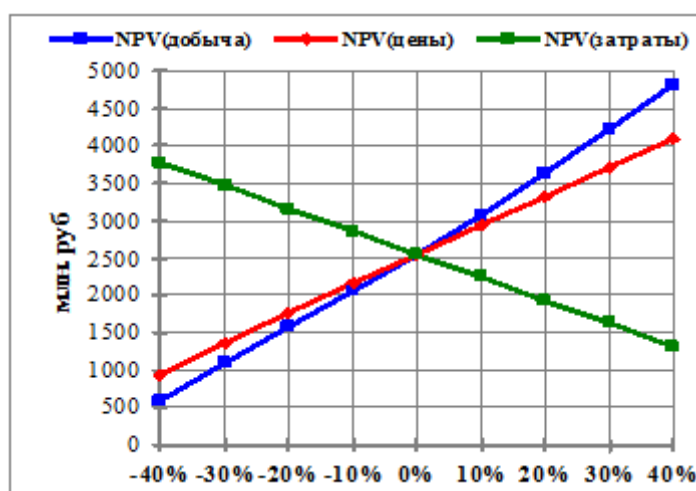


Рисунок 5.6 – Средне-Нюрольское месторождение.
Оценка чувствительности NPV. Рекомендуемый вариант

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

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

Объектом исследования данной работы является трубопроводный транспорт Средне-Нюрольского месторождения.

6.1. Производственная безопасность

При выполнении работ по эксплуатации трубопроводного транспорта возникают вредные и опасные факторы.

6.1.1 Анализ вредных факторов

Погодные условия

При выполнении работ на открытом воздухе каждый сотрудник должен руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях», а также инструкцией общества (Инструкция по охране труда при выполнении работ в холодное время года на открытом воздухе на объектах ООО «ННК-ВТК»).

Все работники, осуществляющие работы на открытом воздухе должны быть обеспечены комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона в соответствии с ГОСТ 12.4.011-75.ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» и ст.221 Трудового кодекса РФ.

Во избежание локального охлаждения работники обеспечиваются рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую

теплоизоляцию. При температуре ниже $-40,0^{\circ}\text{C}$ должна обеспечиваться защита лица и верхних дыхательных путей.

Доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10°C .

Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне $21-25^{\circ}\text{C}$.

При отсутствии защиты лица и органов дыхания работы на открытой территории не должны проводиться при сочетаниях температуры воздуха и скорости ветра, представляющих опасность обморожения через 1 мин.

Работа с ингибиторами коррозии

Ингибитор коррозии применяют для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования. [15].

Ингибитор коррозии - малоопасное либо умеренно опасное вещество (4-3 класс опасности), является легковоспламеняющейся жидкостью.

В процессе работы персонала возможно поступление ингибитора коррозии в организм человека.

Пути возможного поступления в организм человека: при вдыхании паров и аэрозолей, при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, при попадании внутрь.

Поражаемые органы, ткани и системы человека: глаза, кожные покровы, нервная и дыхательная системы. Низкомолекулярные спирты (по метанолу) поражают также сосудистую систему и печень.

Наблюдаемые симптомы

при вдыхании - двигательное беспокойство, вялость;

при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;

при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

при проглатывании - понос, потеря аппетита, вялость, малая подвижность, ослабление реакции на внешние раздражители.

Содержащиеся в композиции ПАВ могут способствовать процессу всасывания растворов, т.к. все ПАВ хорошо проникают через кожу, вызывая в равной степени токсический и аллергенный эффект. При возгорании продукции возможны ожоги. При многократном воздействии на кожу обладает умеренным раздражающим действием, раздражает оболочки глаз.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- костюм;
- очки защитные;
- резиновые перчатки;
- противогаз.

Запрещается производить любые технологические операции с ингибитором вблизи источников нагрева или открытого пламени. Запрещается использовать при работе инструмент, дающий искру при ударе. Для тушения небольших очагов горения принимают ручные порошковые или углекислотные огнетушители. Можно использовать песок и другие инертные материалы. Нельзя тушить струей воды.

При отравлении ингаляционным путем - пострадавшему необходимо обеспечить свежий воздух, покой, тепло.

При воздействии на кожу - быстро удалить попавшее вещество ватным тампоном, а затем тщательно промыть загрязненный участок кожи большим количеством воды с мылом, в последующем рекомендуется применение противовоспалительных кремов.

При попадании в глаза - провести обильное промывание водой, применить глазные капли. Обязательно наблюдение офтальмолога и терапевта.

Хранение и прием пищи в местах работы с ингибиторами категорически запрещается.

Применение ингибитора для мытья рук, чистки одежды и других бытовых нужд запрещается.

Категорически запрещается наклоняться над люком емкости с ингибитором.

Перемешивание ингибиторов производится только механическим путем.

Во избежание вдыхания паров ингибитора во время замера, отбора проб, открывания люков емкостей и других операций необходимо становиться с наветренной стороны. Отбор проб производить только в противогазах.

Работу внутри емкостей аппаратов, предназначенных для ингибиторов, необходимо производить в шланговых противогазах ПШ-1, ПШ-2 после специальной промывки и пропаривания емкостей аппаратов инертным газом (азотом) или водяным паром до достижения предельно допустимой концентрации паров ингибитора в воздухе 0,001 мг/л. [14].

Фильтрующие противогазы применяются, когда в воздушной среде содержится не менее 16 % кислорода, а содержание вредных газов не превышает пределов, допустимых для данного типа и марки противогаза.

Продолжительность непрерывной работы в шланговом противогазе не должна превышать 15 мин с последующим отдыхом на свежем воздухе не менее 15 мин.

Противопоказаниями для допуска к работе с ингибиторами следует считать имевшиеся в анамнезе поражения кожи (дерматит, экзема, каратоз), заболевания печени и почек, а также беременность.

6.1.2 Анализ опасных факторов

Электрический ток

Опасность поражения людей электрическим током на производстве появляется при несоблюдении мер безопасности, а также при отказе или неисправности электрического оборудования. По сравнению с другими видами производственного травматизма электротравматизм составляет небольшой процент, однако по числу травм с тяжелым и особенно летальным исходом занимает одно из первых мест. На производстве из-за несоблюдения правил электробезопасности происходит 75% электропоражений.

Действие электрического тока на живую ткань носит разносторонний и своеобразный характер. Проходя через организм человека, электроток производит термическое, электролитическое, механическое, биологическое, световое воздействие.

Термическое воздействие тока характеризуется нагревом кожи и тканей до высокой температуры вплоть до ожогов.

Электролитическое воздействие заключается в разложении органической жидкости, в том числе крови, и нарушении ее физико-химического состава.

Механическое действие тока приводит к расслоению, разрыву тканей организма в результате электродинамического эффекта, а также мгновенного взрывоподобного образования пара из тканевой жидкости и крови.

Механическое действие связано с сильным сокращением мышц вплоть до их разрыва.

Биологическое действие проявляется в раздражении и возбуждении живых тканей и сопровождается судорожными сокращениями мышц.

Поэтому на любом производстве уделено особое внимание к технике безопасности с электрооборудованием. При работе с электрооборудованием нужно использовать соответствующие средства защиты такие как: использование специального инструмента, использование изолирующих рукавиц, и спецодежды. Не допускается проведение работы во время осадков и в условиях катаклизма. [16].

6.2 Экологическая безопасность

Основные нарушения правил охраны окружающей среды это разливы нефтепродуктов и попадание попутного газа в атмосферу при некатегоричных отказах трубопроводного транспорта, проведении работ по ремонту скважин (смены погружного оборудования), проведении комплекса ГДИС, осуществлении контрольно-измерительных мероприятий. [19].

Пары и продукты горения ингибиторов коррозии опасны для атмосферного воздуха. Сбросы в водоемы негативно сказываются на санитарном состоянии водных объектов, тормозят биологическую очистку сточных вод, отрицательно влияют на жизненные процессы. Не допускается поступление ингибитора коррозии в водоводы, канализационные коллекторы, дренажные системы и водоемы. [15].

6.2.1. Мероприятия по защите окружающей среды от воздействия ингибиторов коррозии

На участках, где предусматривается закачка ингибиторов коррозии, проводят следующие мероприятия:

- обеспечение герметичности системы по закачке ингибитора;
- обваловка площадки, где установлена емкость с ингибитором, для локализации очага в случае его разлива.

При аварийном разливе ингибитора участок обваловывается, верхний слой грунта снимается и вывозится в места уничтожения, согласованные с местными органами санитарного надзора.

Не допускается попадание ингибитора в подземные водоносные горизонты, в подземные водоемы, канализацию, почву.

Анализ содержания реагента в воде осуществляется согласно ТУ. Оценка состояния почвы производится путем отбора проб почвы и приготовления водной вытяжки, где и определяется содержание ингибитора. Контрольные анализы проводятся по стандартной методике зональных агрохимических лабораторий. Отбор проб обеспечивается землепользователем в соответствии с "Временными методическими рекомендациями по контролю за загрязненностью почв" (М., Гидрометеоиздат, 1983, ч. 1, п.12). [15].

Стоки, образующиеся при подготовке оборудования к ремонту, собирают в подземных заглубленных емкостях, откуда они откачиваются в систему ППД. Для очистки стоков может быть использован фильтр-отстойник типа ФЖ-2973.

При работе в лабораторных условиях при проведении испытаний качества ингибиторов, запрещается сливать реагент в канализацию. Сливать отходы в специальные емкости с надписью "Слив", а затем вывозить в специально отведенные места.

Силами лабораторий отраслевых территориальных НИИ, органами по регулированию использования вод, санитарно-эпидемиологическими и геологическими службами проводится оценка возможных изменений качества вод в ближайших скважинах, родниках и колодцах по графику, согласованному с местными организациями государственного надзора и охраны вод. Контрольные анализы состояния почвы проводятся зональными агрохимическими лабораториями совместно с лабораториями экологического мониторинга отраслевых территориальных НИИ. [19].

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В природно-климатических условиях в системе добычи и транспортировки нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- сильные морозы (ниже -40°C)
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

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

Для предотвращения ЧС в результате загазованности используют два метода определения концентрации токсичных газов и взрывоопасных веществ в воздухе рабочей зоны и в воздухе производственных помещений: лабораторный, автоматический.

Лабораторный метод – метод контроля осуществляется лаборантами химического анализа, с применением газоанализаторов МСП-Сигма, отличается высокой точностью но недостаточно оперативно, т.к отбор проб и выполнение анализа требуют время;

Автоматическая система – система анализа состава воздуха и его смеси является наиболее эффективным.

Основным назначением автоматической системы обнаружения утечек горючих газов и паров является проведение непрерывного автоматического контроля за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и рабочей зоне наружных установок с целью оповещения персонала объекта о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывный мониторинг всех производственных участков, где возможно скопления горючих газов и паров;
- сигнализация о наличии, месте расположения и характере загазованности;
- оповещение персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе или по системе аварийной сигнализации.

Места установки и количество сигнализаторов до взрывоопасных концентраций определяются на этапе проектирования, исходя из требования максимально быстрого обнаружения утечек горючих газов и паров.

Датчики системы газового анализа должны располагаться в зависимости от условий на каждом технологическом участке и иметь уставку на уровне не выше 20% и 50% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР).

Система обнаружения утечек горючих газов и паров должна обеспечивать подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при содержании горючих газов и паров в помещении не выше 20% и аварийного – не выше 50% НКПР.

В производственных помещениях аварийные вентиляционные установки должны быть заблокированы с системой обнаружения утечек горючих газов и паров для автоматического включения аварийной вентиляции при подаче предупреждающего сигнала.

В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала предупреждающий и аварийный сигналы должны подаваться по месту установки датчика системы газового анализа и у выхода внутри помещения. В помещениях с периодическим пребыванием персонала - у входа вне помещения. Допускается предусматривать подачу общего звукового сигнала на все помещения. При этом сигналы должны подаваться на пульт оператора (местный диспетчерский пункт).

На открытых площадках должна быть предусмотрена предупреждающая и аварийная световая и звуковая сигнализации от каждого или от группы датчиков по месту установки датчиков в помещения управления, а также аварийная сигнализация на пульт оператора. [18].

Последствия и меры необходимые для предотвращения данных ситуаций предусмотрены «Планом ликвидации возможных аварий на УПТН и ППД».

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуациях на установке УПН предусмотрены средства

пожаротушения. К ним относятся: лафетные стволы, пожарные гидранты, огнетушители ОП, песок, лопаты, ведра, пожарные краны.

Все средства пожаротушения должны быть проверены и постоянно находится в исправном состоянии. [17].

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

6.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Средне - Нюрольское месторождение расположено на территории Томской области в Кургаском районе. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «ННК-ВТК» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.
- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.
- обеспечение СИЗ.
- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные

графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

6.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

- кустовые площадки, установки УПН;
- основного оборудования;
- приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

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

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

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

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

Заключение

В результате проведенной работе можно сделать вывод что Средне-Нюрольское месторождение относится к числу месторождений с высокой обводненностью и выработанностью запасов, средний дебит по нефти (19,2 т/сут), жидкости (54,9 т/сут), обводненность продукции – 65,9 %.

Проблемы существующие на трубопроводном транспорте особенно остры для данного месторождения.

Для решения задач с отложениями АСПО применяется как механическая очистки полости трубопровода «скребком» типа Семигор-5Д1М-219, так и предложено применение смешенного метода удаления термического и химического.

Для борьбы с коррозией предложены технологические и специальные методы, такие как использование трубы с внутренним полимерным антикоррозионным и антиэрозионным покрытием, и применение ингибитора коррозии марки СОНКОР-9022Б;

Для формирования надежности в будущем необходимо выполнять ряд рекомендаций приведенных ниже:

- мониторинг текущего состояния трубопроводов
- мониторинг коррозионно-агрессивных сред, газов и бактерий
- выполнение коррозионного мониторинга
- обязательное в необходимом объеме ингибирование направлений, скорость коррозии на которых превышает 0,1 мм/год
- разработка технологических мер по недопущению транспортирование мех.примесей по трубопроводам
- мониторинг эффективности противокоррозионных мероприятий
- выбор труб на этапе реконструкции трубопроводов
- оборудование нефтепроводов и водоводов современными узлами контроля коррозии, позволяющими вести контроль агрессивности сред и эффективности противокоррозионных мероприятий

- подбор ингибиторов адсорбционного действия
- обеспечение периодической очистки трубопроводов.

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 Обустройство Средне-Нюрольского месторождения нефти «отчет об инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканиях». 2004 г – 71с.
- 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.
- 6 «Исследования проб подтоварной воды Средне-Нюрольского, Ключевского, Хвойного месторождений ООО «ННК-ВТК» на коррозионную активность, определение характера коррозии, рекомендации по выбору ингибиторов». ОАО «НижневартовскНИПИнефть». 2014. – 13 с.
- 7 Отчет о проведении ОПИ. Защита нефтепромыслового оборудования ООО «ННК-Восточная транснациональная компания» ингибитором коррозии СОНКОР – 9022Б, 2014. – 8 с.
- 8 С.А. Шадымухамедов, И.И. Карганов, Н.Н Карпенко Особенности эксплуатации трубопроводов. - Самара.: «РОСИНГ», 2007. – 175с.
- 9 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов (РД 39-132-94)
- 10 Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов Ю.П. – М.: «Недра», 1986. – 333с.
- 11 Технологический регламент на ОПО «Система промысловых трубопроводов» Средне-Нюрольского месторождения (СТП СРН ООО «ННК-ВТК»)

- 12 ИОТПБ 2.36 Инструкция по технологии сооружения, эксплуатации и ремонта трубопроводов из ППТ ООО «ННК-ВТК»
- 13 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: Приказ Федеральной службы безопасности по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 января 2015 г. №1. [Электронный ресурс].- / Консультант Плюс – Электр. Режим доступа [www.URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148963/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148963/), свободный. –
- 14 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом Р Ф 27 апреля 2003 г // Постановление о введении –2003. – 30 апреля. – 201 с.
- 15 ИОТПБ № 2.12 Инструкция по охране труда и промышленной безопасности при работе с ингибиторами коррозии ООО «ННК-ВТК»
- 16 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н, Зарегистрировано в Минюсте России 12.12.2013 N 30593) // Электронная библиотека документов. – 2013. – 57 с.
- 17 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный ресурс].- / Консультант Плюс – Электр. Режим доступа [www.URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148963/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148963/), свободный. – Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 02.07.2013.
- 18 ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения [Текст]. - введ. 01.01.1995.- М.: Издательство стандартов, 1994. – 11 с.
- 19 Третьяков А. Н., Перегудина Е. В., Азарова С. В. Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 560-562.(0)