

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности разработки Львовского нефтяного месторождения (Республика Башкортостан)

УДК 633.276-027.236(470.57)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Ушаков Евгений Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			14.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.э.н.		15.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			15.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			15.06.2022

Томск – 2022 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Ушаков Евгений Андреевич

Тема работы:

Анализ эффективности разработки Львовского нефтяного месторождения (Республика Башкортостан)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.05.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Комплексное обобщение имеющейся по месторождению информации, выбор рационального варианта разработки месторождения по совокупности технико-экономических показателей, формирования адресной программы геолого-технических мероприятий, направленной на достижение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Гасанов Магеррам Али оглы
«Социальная ответственность»	Авдеева Ирина Ивановна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Ушаков Евгений Андреевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения весенний 2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.05.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.04.2022	Географическая характеристика объекта разработки	25
01.05.2022	Анализ текущего состояния разработки месторождения	15
15.05.2022	Методы интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициента извлечения УВС пластов. Рекомендации по регулированию процессом разработки	25
22.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2022	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать <i>выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях;</i>	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б7Г2		ФИО Ушаков Евгений Андреевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности разработки Львовского нефтяного месторождения (Республика Башкортостан)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p>Объект исследования: кустовая площадка; Область применения: опасно производственные объекты, нефтедобывающие предприятия; Рабочая зона: полевые условия – кустовая площадка; Размеры рабочей зоны: 80*160 м; Количество и наименование оборудования рабочей зоны: фонтанная арматура, автоматизированные групповые замерные установки, агрегат, фланцевые соединения; Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: геолого-технологические мероприятия</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия; 2. № 197-ФЗ Трудовой кодекс Российской Федерации от 1 марта 2002 года; 3. ГОСТ 31378-2009 Нефть. Общие технические условия; 4. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки 5. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования; 6. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; 7. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
2. Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения	<p>Вредные факторы: – параметры климата на открытом воздухе; – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – напряжение органов чувств; – отсутствие искусственного освещения; – вредные вещества</p> <p>Опасные факторы: – электрический ток;</p>

	<ul style="list-style-type: none"> – движущиеся части механизмов; – укусы животных; – короткое замыкание; – статическое электричество; <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: зажимы, спецодежда, глушители шума, очки, маски, противогаз, нарукавники, таблички безопасности, оградительная лента, вывески, репелленты, сетки</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения	<p>Воздействие на селитебную зону: взрыв реагентов при возникновении аварии на расстоянии 150 м</p> <p>Воздействие на литосферу: утечка химических реагентов при проведении ГРП и ППД, утилизация отработавшего оборудования</p> <p>Воздействие на гидросферу: просачивание растворов в грунтовые воды, хозяйственно-бытовые отходы</p> <p>Воздействие на атмосферу: разрушение озонового слоя при проведении мероприятий МУН</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения	<p>Возможные ЧС</p> <p>Природные: паводки, вулканы, лесные пожары, град, эрозия;</p> <p>Техногенные: радиация, обрушение зданий, порыв, взрыв;</p> <p>Биологические: эпидемия, пандемия, эпизоотия, эпифитотия;</p> <p>Экологические: наличие тяжелых металлов в почве, истощение водных источников, исчезновение животных и растений, кислотные осадки;</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Ушаков Евгений Андреевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 100 страницы, 16 рисунков, 31 таблиц и 35 источника литературы.

Ключевые слова: методы добычи интенсификации нефти, методы увеличения нефтеотдачи, коэффициент извлечения нефти, Львовское месторождение, гидравлический разрыв пласта.

Объектом исследования являются продуктивные пласты Львовского нефтяного месторождения.

Целью работы является анализ эффективности разработки Львовского нефтяного месторождения.

Для достижения данной цели необходимо рассмотреть ряд задач:

- изучить геологическую характеристику данного месторождения;
- рассмотреть применяемые методы увеличения нефтеотдачи на Львовском месторождении;
- представить рекомендации по регулированию процессом разработки.

В данной работе проанализированы применяемые методы увеличения нефтеотдачи на Львовском нефтяном месторождении и дана рекомендация по дальнейшему регулированию процесса разработки.

Область применения: карбонатные и терригенные продуктивные пласты для месторождений с аналогичными геологическими строениями.

Экономическая эффективность направлена на получение экономической выгоды от проведения операции по дополнительной добыче нефти (кислотного гидроразрыва пласта).

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж;

АСПО – асфальто-смоло-парафиновых отложения;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГДИ – гидродинамические исследования скважин;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГДМ – гидродинамическая модель;

ГМ – геологическая модель;

ГОСТ – государственный стандарт;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГС – горизонтальная скважина;

ЗВ – Загрязняющие вещества;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КТП – Комплектная трансформаторная подстанция;

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

МИДН – методы интенсификации добычи нефти;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ННТ – нефтенасыщенная толщина;

ПЗП – Призабойная зона пласта;

ПНГ – Попутный нефтяной газ;

ППД – поддержание пластового давления;

УВ – углеводороды;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ.....	8
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	9
ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	12
1.1 Географическая характеристика.....	12
1.2 Краткая литологическая характеристика	13
1.3 Характеристика продуктивных пластов.....	16
1.4 Свойства и состав нефти и газа.....	24
1.5 Анализ выработки запасов	28
2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЛЬВОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	31
2.1 Характеристика фонда скважин.....	34
2.2 Анализ основных технологических показателей разработки	40
3 МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УВС ПЛАСТОВ	46
3.1 Применение МИДН пласта в условиях объекта C2vr+C2b.....	46
3.2 Применение МИДН пласта в условиях объекта C1rd-bb-tl.....	49
3.3 Анализ эффективности применяемых методов.....	52
4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ.....	55
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	57
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	57
5.1.1 Цели и актуальность проекта	58
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	58
5.1.3 SWOT-анализ	60
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	64
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	64
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	65
5.3. Бюджет научно-технического исследования	68
5.3.1 Материальные затраты.....	68
5.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ.....	68
5.3.3 Основная заработная плата исполнителей.....	70
5.3.4 Дополнительная заработная плата.....	71
5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	72
5.3.6 Накладные расходы.....	72
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	74
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
6.2 Производственная безопасность	79
6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	82
6.4 Экологическая безопасность	89
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95

ВВЕДЕНИЕ

В процессе эксплуатации месторождения самым важным показателем разработки является коэффициент извлечения нефти. Значения нефтеотдачи во многом зависят от геологических характеристик продуктивного пласта, его энергетической характеристики и методов эксплуатации. Для поддержания и увеличения показателя применяются различные геолого-технические мероприятия, которые способны влиять как на одиночный продуктивный пласт, так и на пачки всего месторождения.

В данной работе рассматриваются методы интенсификации добычи нефти, применяемые на Львовском нефтяном месторождении.

Целью работы является анализ эффективности разработки Львовского нефтяного месторождения.

Для достижения данной цели, поставлены следующие задачи:

1. Изучить географическую характеристику объекта разработки и характеристику продуктивных пластов;
2. Проанализировать текущее состояние разработки месторождения;
3. Выявить методы интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициента извлечения;
4. Представить рекомендации по регулированию процессом разработки.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Географическая характеристика

В административном отношении Львовское месторождение расположено в Янаульском районе Республики Башкортостан, в 12 км к юго-западу от г. Янаула. Ближайшим населенным пунктами являются: дд. Айбуляк, Старокудашево, Ст. и Нов. Орья, Байгузино и г. Янаул. Населенные пункты расположены на расстоянии 2-5 км друг от друга.

Наиболее крупными населенными пунктами района являются Янаул и Краснохолмский.

К месторождению ближайшая железнодорожная станция расположена в г. Янаул. Небольшие железнодорожные станции имеются также в населенных пунктах в г. Янаул и п. Карманово (16 км до обеих станций).

В непосредственной близости к месторождению в промышленной разработке находятся на востоке Игровское, на юге Орьебашское, на западе Гарное месторождения. Согласно тектонического районирования месторождения находится в области башкирского свода.

Геология месторождения сложена четвертичными, неогеновыми, пермскими, каменноугольными, девонскими и допалеозойскими (вендскими) отложениями [1].

На территории данного месторождения протекает река Шады. Имеются редкие источники подземных вод. Лесные массивы представлены хвойными и лиственными деревьями. Климат на участке работы континентальный, характерно короткое лето и длительная зима. Температура в январе достигает -40 °С, в июле +45°. Длительность зимы – пять месяцев.

Население представлено представителями восточных культур, а именно татарами и башкирами. Район является одним из экономически промышленных территорий Башкортостана.

Охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия на территории месторождения отсутствуют. Устья проектируемых

скважин расположены вне водоохранных зон рек. В ориентировочный размер санитарно-защитной зоны СЗЗ (300 м) проектируемых скважин населенные пункты не попадают.

Обзорная карта района месторождения представлена на рисунке 1.

Месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой.

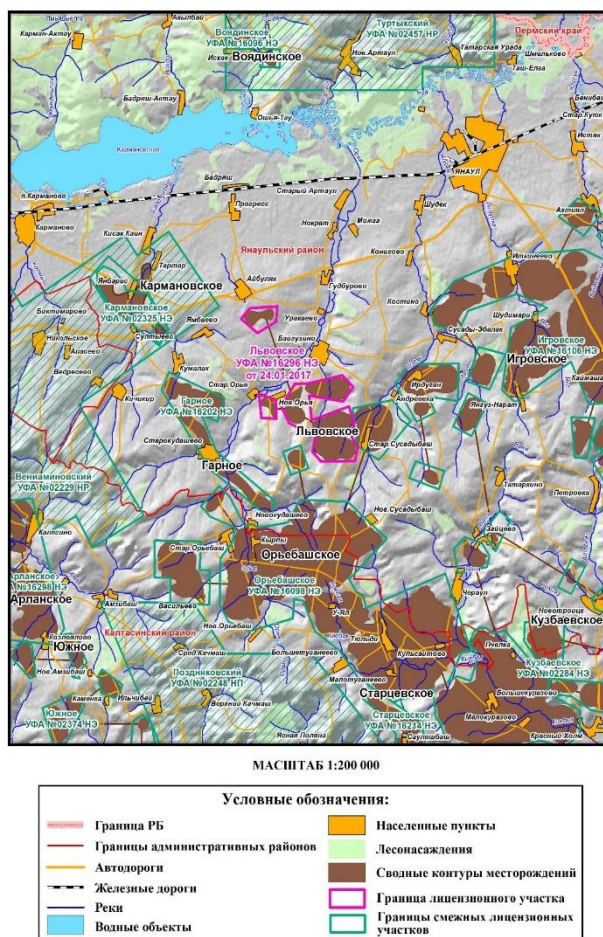


Рисунок 1 – Обзорная карта района Львовского нефтяного месторождения

1.2 Краткая литологическая характеристика

Пачка C_2v_3 представлена органогенными известняками, с редкими прослоями аргиллитов. По микроописанию шлифов органогенные известняки сложены, преимущественно, раковинками фораминифер и члениками криноидей. Органический материал сцементирован пелитоморфным кальцитом, участками раскристаллизованный до зерен, размером 0,02-0,03 мм. Известняки участками доломитизированы, местами слабо окремнены. Зерна доломита ромбовидной формы, размером 0,01-0,03 мм. Кремнистый материал представлен

халцедоном бесцветным с буроватым оттенком, радиально-лучистого строения. Встречаются зерна пирита черного цвета, неправильной формы, размером 0,02-0,14 мм. Экранирующие породы представлены глинистыми отложениями, чаще всего аргиллитами [2].

Пачка C_{2v_4} залегает ниже пачки C_{2v_3} через прослой плотных, темно-серых, тонкослоистых аргиллитов. По литолого-петрографической характеристике пачки C_{v_4} и C_{v_3} идентичны.

Пачка C_{2b} . Породы-коллекторы представлены известняками органогенно-обломочными, реже пелитоморфными, полидетритовыми, доломитизированными. Порода сложена органическими остатками, представленными фораминиферами, члениками криноидей, остракодами и их створками, обломками раковин брахиопод и другими неопределенными обломками, выполненными разномасштабным кальцитом, редко доломитом, местами окатанные. Нередко органические остатки имеют крустификационную кайму, сложенную тонкозернистым кальцитом. Цементированы органические остатки и их обломки разномасштабным кальцитом. Пирит присутствует в виде отдельных зерен. Сульфатизация проявляется в метасоматическом замещении зерен кальцита гипсом, редко частичном заполнении вторичных пор. Установлены открытые вторичные поры выщелачивания цементирующей массы и органических остатков, составляют около 1 % площади шлифа. Форма пор изометричная, удлиненная, причудливо изогнутая, на стенках участками видны примазки глинисто-битуминозного материала. Встречаются редкие стилолитизированные трещины, заполненные битуминозным материалом, местами открытые. Ёмкостью такие трещины не являются, а могут быть лишь путями фильтрации для углеводородов.

Пласт C_{1t_2} – основной продуктивный пласт месторождения. Песчаники пласта C_{II} мелкозернистые, алевролитистые, сульфатизированные, участками пропитанные нефтью. Обломочный материал представлен угловато-полуокатанными и полуокатанными, редко окатанными зернами кварца, единично полевых шпатов размером от 0,035 до 0,026 мм преобладает фракция

0,1-0,16 мм. Форма зерен изометричная, реже удлиненная.

Алевритовый материал составляет от 5 до 7 % обломочной фракции. Часть кварцевых зерен имеет неполную регенерированную кайму и шипики шириной до 0,045 мм, редко наблюдается частичное восстановление кристаллографических граней. Текстура породы беспорядочная, ориентировка каких-либо составных частей не наблюдается. Цемент поровый, пленочно-поровый, сульфатного (ангидрит, редко гипс), кальцитового (участками пойкилитового типа), глинисто-гидрослюдистого, битумного и глинисто-битуминозного состава. Кальцит слабо корродирует обломочные зерна. Пирит присутствует в виде скоплений и отдельных зерен, редко выполняет роль цемента. В аксессуориях – циркон, турмалин, лейкоксен.

По разрезу и площади песчаники часто замещаются алевролитами. Алевролиты темно-серые, слоистые, плотные, крепкие.

Подстилают и перекрывают пласт СII аргиллиты темно-серые до черных, слоистые, редко слюдистые.

Пласт С1tl₄ выполнен тонко-мелкозернистыми, алевритистыми песчаниками, пропитанными нефтью. Обломочный материал представлен угловатыми, угловато-полуокатанными и полуокатанными зернами кварца, редко полевых шпатов размером 0,02-0,12 мм, редко до 0,20 мм, преобладает фракция 0,05-0,08 мм. Полевые шпаты представлены плагиоклазами пелитизированными в различной степени. Алевритовый материал составляет 10-15 % обломочной фракции. Сортировка хорошая. Форма зерен изометричная, в меньшей степени удлиненная. Текстура породы беспорядочная, ориентировки каких-либо составных частей не наблюдается. Цемент поровый, пленочно-поровый, глинисто-органического, битумного состава. Пирит встречается в виде отдельных зерен и скоплений различной формы размером до 0,08мм. В аксессуориях – циркон, турмалин, лейкоксен.

Пласт С1tl₅ представлен песчаниками коричневато-серыми, бурыми за счет нефти, мелкозернистыми, слабосцементированными и алевролитами темно-серыми, слабопесчанистыми, участками коричневато-серыми за счет нефти.

Пласт C1rd-bb₂ представлен переслаиванием песчаника и алевролита. Песчаник кварцевый, отсортированный, мелкозернистый, слабоглинистый. Кварцевые зерна полуокатанные, окатанные, размером до 0,44 мм. Преобладающий размер 0,18-0,25 мм. Из акцессорных минералов наблюдается циркон и турмалин. Цемент тонко дисперсное глинистое вещество. Тип цемента – контактовый. Участками этот же по составу цемент выполняет пространство между соприкасающимися кварцевыми зернами. Алевролит кварцевый, не отсортированный, глинистый. Наряду с преобладающей алевролитистой фракцией (0,04-0,08 мм) наблюдаются скопления и в одиночку зерна кварца песчанистой фракции, размером до 0,4 мм. Форма зерен угловатая, полуокатанная, реже окатанная. Из акцессорных минералов наблюдается циркон и турмалин. Цемент глинистый контактового типа, участками порового типа.

1.3 Характеристика продуктивных пластов

Львовское нефтяное месторождение расположено в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Пермско-Башкирской НГО (рисунок 2).

Нефтеносность установлено в разрезе карбонатных пластов C₂vr₃₋₄ и терригенных пачек C1tl₂, C1tl₄, C1tl₅ тувальского горизонта и пласта C1rd-bb₂ бобриковского горизонта.

Карбонатная толща среднего карбона (КТСК)

Пачка C₂vr₃ верейского горизонта

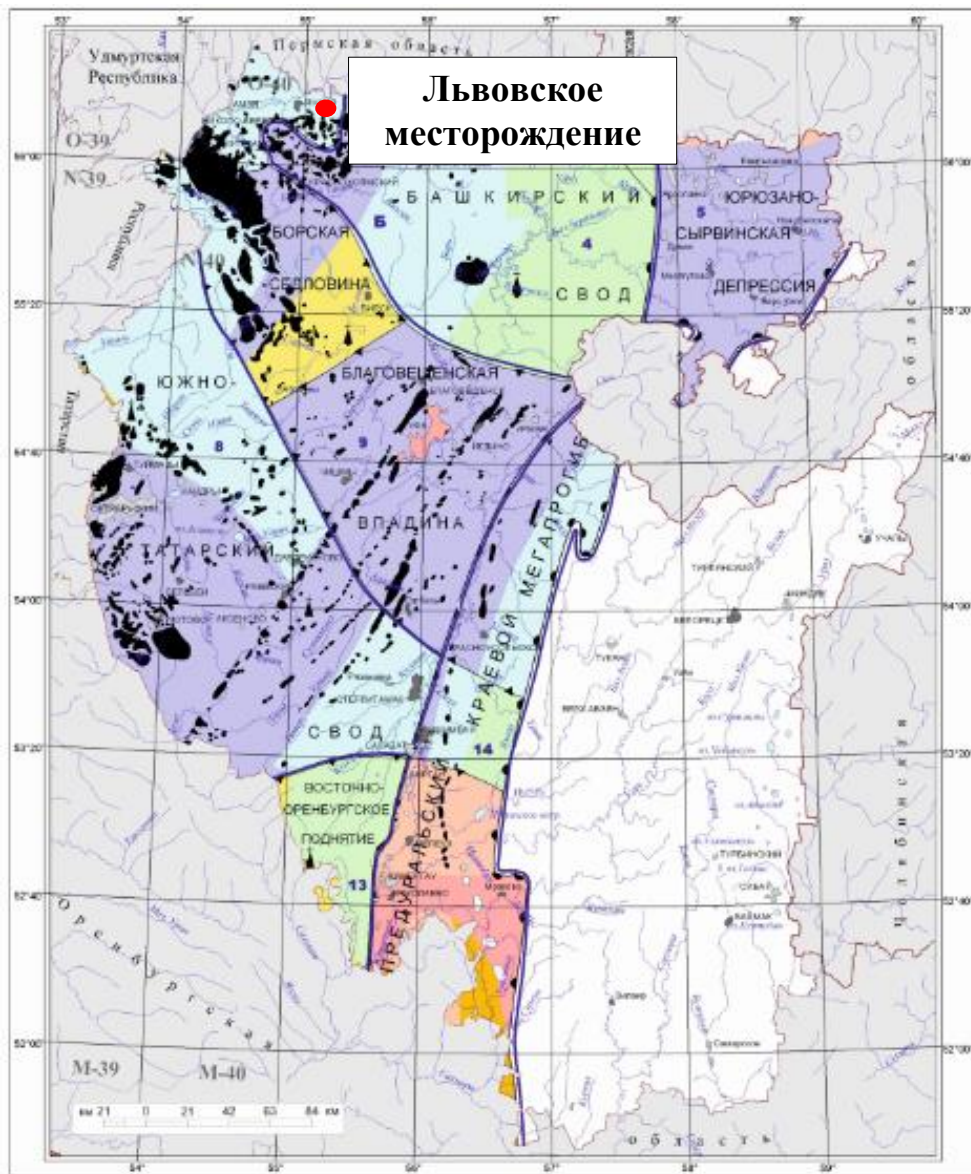
Пачка C₂vr₃ представлена в кровле верейских отложений. Сформирована органическими известняками, наблюдается прослойки аргиллитов, перекрывается и подстилается глинистыми, глинисто-карбонатными прослоями.

Глубина залегания пласта в своде залежи 1289 м (-861 м), средняя глубина залегания 1150,2 (-867,1 м). Общая толщина пласта в залежи колеблется в интервале от 4,7 до 7,6 м, со средним значением по залежи 6,5 м [3].

В разрезе пласта C₂vr₃ выделяется от 1-2, реже до 3-5 проницаемых прослоев коллектора. Доля коллектора в среднем равна 0,49 д. ед., расчлененность составляет 2,2 д. ед. Прослойки коллектора в большинстве случаев

приурочены к верхней половине пачки. Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют в интервале 0,5-4,6 м, составляя, в среднем 2,5 м.

ВНК залежи пласта C_2vr_3 принят на отметке -873,2 м по данным ГИС и опробования. Самая низкая подошва нефтенасыщенного пропластка отбивается на отметке -873,2 м в скв. 260БАД. Залежь пластовая сводовая. Размеры 2,3×1-1,6 км, высота залежи 12,2 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 2,5 м.



Условные обозначения

- административный центр республики
- районный центр
- прочие населенные пункты
- Населенные пункты, изображение которых не выражается в масштабе:
 - реки, водохранилища, озера
 - районный центр
 - реки
 - граница федерального округа
 - границы субъектов Российской Федерации
- Границы элементов нефтегазогеологического районирования
 - Б – Волго-Уральская НГП
 - 4 – Верхне-Башкирская НГО
 - 5 – Средне-Предуральская НГО
 - 8 – Южно-Татарская НГО
 - 9 – Уфимская НГО
 - 13 – Оренбургская НГО
 - 14 – Южно-Предуральская НГО
- Границы элементов тектонического районирования
 - крупнейших
 - крупных
- Месторождения, открытые до 1999 года
 - газовые, газоконденсатные
 - газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные
 - нефтяные
- Месторождения, открытые в 1999-2002 г.
 - нефтяные
- Земли с удельными плотностями прогнозные извлекаемых ресурсов УВ в тыс. т/км² (по оценке на 01.01.1993 г.)
 - 50-100
 - 30-50
 - 15-30
 - 10-15
 - 5-10
 - 3-5
 - 1-3
 - бесперспективные земли

Рисунок 2 – Карта районирования нефтегазоносности Республики Башкортостан (Орешкин И.В., Постнова Е.В., Трофимов В.А., Проворов В.М., 2002 г.)

Пачка C₂v_{r4} верейского горизонта КТСК

Пласт C₂v_{r4} также залегает в нижней части верейского горизонта. Представлен пласт C₂v_{r4} также известняками и отделяется от пласта C₂v_{r3} прослоем аргиллитов толщиной до 4-5 м, которые служат крышкой. От башкирского яруса отделяется пачкой глинисто-карбонатных пород.

Общая толщина пласта в среднем составляет 5,5 м, и колеблется в интервале от 4,5 до 6,5 м. Проницаемые прослои коллектора приурочены к верхней части пласта, их количество колеблется от 1 до 3. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют в среднем 1,3 м, варьируя в интервале 0,4-2,6 м. Доля коллектора в среднем составляет 0,25; расчлененности 1,3 д. ед.

Глубина залегания пласта в сводовой части залежи 1298,8 м (-869,6) м, средняя глубина залегания пласта по залежи 1168,9 м (-875,1 м).

Установлена одна залежь нефти пласта C₂v_{r4}. Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи 1,8×0,5-1,4 км, высота составляет 8,9 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 1,0 м. ВНК вскрыт в скв. 5414 и принят на отметке -878,5 м.

Пачка C₂b башкирского яруса КТСК

Башкирский ярус сложен двумя залежами.

Залежь №1 вскрыта на глубине -898,4 м. Для залежи водонефтяной контакт вскрыт на отметке -900,5 м, подтвержденной опробованием в интервале глубин 1010,8-1013 м из которого получен приток нефти с водой (рисунок 3). Дебит составил: нефти 3,6 м³/сут, воды 3,9 м³/сут.

По типу залежь 1 относится к пластовой сводовой. Размеры ее составляют 0,4×0,5 км, высота залежи равна 2,1 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 1,5 м.

Залежь 2 пласта C₂b приурочена к Муллаяровской структуре (район скв. 222БАД) и выявлена по данным ГИС 26 скважин, в 10 из которых проведено опробование пласта. ВНК залежи принят на отметке -897 м.

Залежь 2 по типу является пластовой сводовой. Высота залежи 16,9 м, размеры 2,2×1,9 км. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи

составляет 2,9 м.

Терригенная толща нижнего карбона

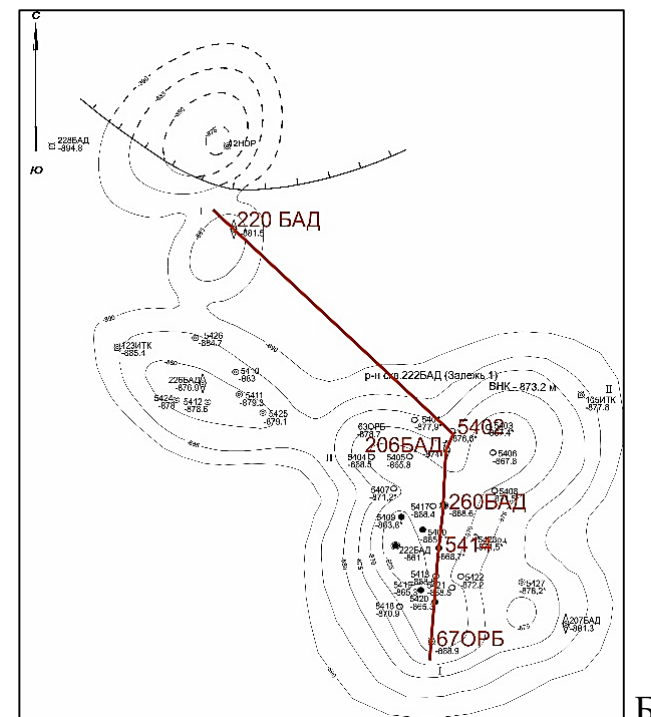
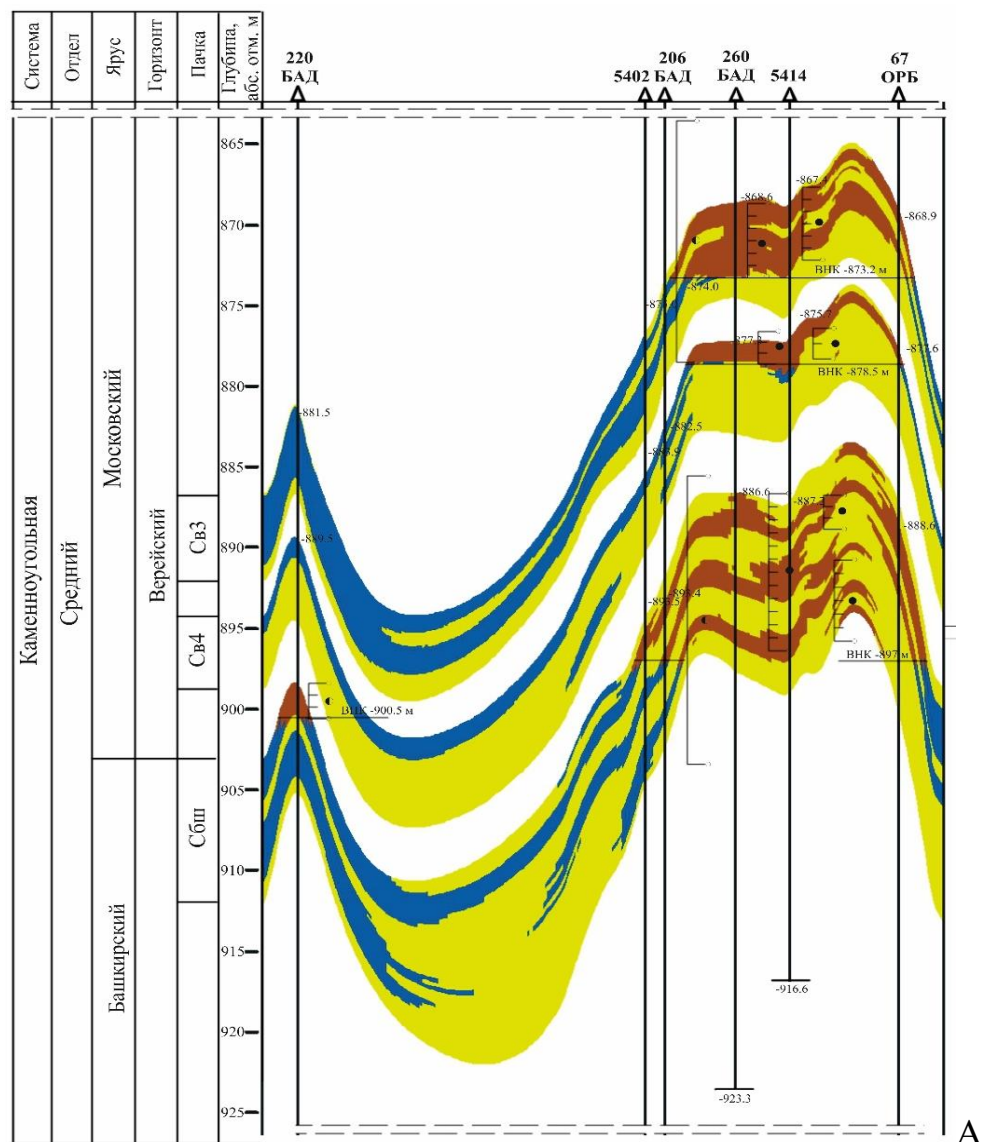
Терригенные отложения представлены пластами тульских $C1tl_{2,4-5}$, и бобриковских горизонтов $C1rd-bb_2$ [4].

Пачка $C1tl_2$

Пласт расположен чуть ниже кровли тульского горизонта. Имеет мощное повсеместное распространение и представлен единым прослоем продуктивных пород. Общая толщина пласта в среднем составляет 2,7 м при изменении в интервале 1,8-3,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,9 м при изменении в интервале от 0,9 до 2,9 м. Песчаность пласта составляет 0,79 д. ед.

Залежь 1 пласта $C1tl_2$ выявлена по данным одной единственной скважины на отметке -1218,8 м. На отметке -1220,1 м по данным ГИС вскрыт водонефтяной контакт, при опробовании скв. 240БАД в интервале отметок -1219-1221,2 м получен приток нефти. По типу залежь относится к пластовой сводовой с размерами 0,75-1,2×2,4 км и высотой 2,2 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 1,3 м.

Залежь 2 принята на отметке -1214,1 м. На глубине -1216,1 представлен водонефтяной контакт. Получен приток нефти из интервала глубин 1432,2-1434 м (-1215,3-1217,1 м). Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная, высота 1,8 м, размеры 0,9×0,4 км. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 0,7 м.



Условные обозначения

- нефтенасыщенные породы
- водонасыщенные породы
- плотные карбонатные породы
- интервал перфорации
- испытатель пласта
- устье скважины
- забой скважины
- линия разрыва
- нефть
- нефть с водой

Рисунок 3 – Геологический разрез (А) башкирско-верейских отложений по линии скважин 220БАД–5402–206БАД–260БАД–5414–67ОРБ и Структурная карта (Б) по кровле верейского горизонта с линией разреза

Залежь 3 выявлена пятью скважинами. ВНК принят условно на отметке -1218,6 м, по подошве гипсометрически самого низкого нефтенасыщенного коллектора в скв. 5426. Опробование залежи проведено во всех пяти скважинах. По типу залежь относится к пластовой сводовой. Размеры залежи 1,8×0,9 км, высота 8,6 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 1,5 м.

Залежь 4 вскрыта 17 скважинами. Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта по залежи изменяются от 0,9 и до 2,9 м и в среднем по залежи составляют 1,84 м. На глубине -1218,2 принята отметка водонефтяного контакта. Согласно данным ГИС, для данной залежи размеры составляют 1,8-2,5×2,2, высота 12,3 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 1,7 м [5].

Пласт C1tl₄ тульского горизонта ТТНК

Пласт C1tl₄ залегает также в средней части тульского горизонта, от пласта C1tl₂ отделен прослоем аргиллитов. Общая толщина пласта в среднем составляет 2,9 м при изменении в интервале 4,1-7,1 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,5 м при изменении в интервале от 0,7 до 2,7 м. Песчанистость пласта составляет 0,33 д. ед., расчлененность в среднем равна 1,5 д. ед.

В песчаниках пласта C1tl₄ выявлено три залежи.

Залежь 1 (район скв. 217БАД) выявлена четырьмя скважинами. Непосредственный контакт нефти и воды в скважинах не выявлен, поэтому ВНК принят -1247,6 м. Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная с запада. Размеры ее 1,5×0,75 км, высота 4,3 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 1,3 м.

Залежь 2 выявлена тремя скважинами. На глубине -1225,6 м принята отметка водонефтяного контакта. Строение залежи представлено пластово-сводовой структурой, с запада и востока литологически экранирована зонами отсутствия коллекторов, выявленных скв. 5424, 5410, 5411. Высота залежи равна 12,1 м, размеры 1,6×0,6 км. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина

залежи составляет 1,2 м.

Залежь 3 вскрыта 11 скважинами. На глубине -1223,4 м наблюдается отметка водонефтяного контакта. Строение залежи – пластово-сводовое. Согласно данным ГИС, высота залежи составляет 10,6 м, а её размеры – 2*2 км. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 1,2 м.

Пласт C1tl₅ тульского горизонта ТТНК

В песчаниках пласта C1tl₅ выявлена одна залежь. Пласт C1tl₅ представлен в подошвенной части тульского горизонта. Продуктивные пласты породы отделены незначительным слоем аргиллитов. Общая толщина пласта составляет 2,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 1,3 м. Песчанистость пласта равна 0,65 д. ед., расчлененность в среднем равна 1,0 д. ед.

Всего лишь в 20 скважинах из 45 вскрытых, наблюдается проявление продуктивных пород. А в скважине 239БАД наблюдается насыщение продуктивного пласта нефтью. Значение эффективной нефтенасыщенной толщины по единственной скв. 239БАД составляет 1,3 м. ВНК принят на отметке -1230,1 м по подошве нефтенасыщенного прослоя в скв. 239БАД. В этой скважине проведено опробование пласта совместно с пластами C1tl₂ и C1tl₄ по результатам которого был получен приток нефти из интервала 1446-1447,6 м (-1228,6-1230,1 м). Строение залежи – пластово-сводовое, экранированное. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 0,7 м.

Пласт C1rd-bb₂ бобриковского горизонта ТТНК

Пласт C1rd-bb₂ залегает в бобриковском горизонте. От вышележащего пласта C1tl₅ отделен мощной толщей аргиллитов. Общая толщина пласта в среднем составляет 10,7 м при изменении в интервале 8,1-12,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,7 м при изменении в интервале от 1,5 до 8,4 м. Песчанистость пласта составляет 0,78 д. ед., расчлененность в среднем равна 1,0 д. ед.

В 42 скважинах из 43, разбуренные пласты являются продуктивными, лишь в 4 наблюдается насыщение нефтью. В скв. 5407 коллектор замещен плотными породами.

В песчаниках пласта C1rd-bb₂ выявлена одна залежь нефти. ВНК залежи принят на отметке -1238,7 м как округленная средняя арифметическая отметка ВНК в скв. 226БАД, 5410, 511, 5424. Залежь является неполно пластовой сводовой. Размеры 0,7×0,9 км, высота 8,7 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежи составляет 3,8 м.

1.4 Свойства и состав нефти и газа

Пачка Св3

Глубинные пробы непосредственно из данного пласта не отбирались. Параметры нефти и газа приняты по результатам исследования одной глубинной пробы из скв. 260БАД совместно перфорированных пачек Св3+Св4. Товарная характеристика дана по результатам исследования 3 поверхностных проб из скв. 220БАД, 260БАД [6].

По результатам исследований плотность пластовой нефти 841,0 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 4,41 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 17,9 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 6,34 мПа·с, объёмный коэффициент 1,051, плотность нефти в стандартных условиях 865,0 кг/м³, вязкость разгазированной нефти по поверхностным пробам 16,36 мПа·с.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 1,86 %), высокосмолистая (20,10 %), парафинистая (2,38 %). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 21,3 %.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при стандартном разгазировании пластовой нефти: сероводорода нет, азота 21,71 %, метана 3,67 %, этана 29,92 %, пропана 28,23 %. Плотность газа 1,58 кг/м³.

Пачка Св4

Свойства нефти и газа даны по результатам исследования одной глубинной пробы из скв. 260БАД и 2 поверхностных проб из скв. 220БАД,

260БАД.

По результатам исследований плотность пластовой нефти 841,0 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 4,41 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 17,9 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 6,34 мПа·с, объёмный коэффициент 1,051, плотность нефти в стандартных условиях 866,0 кг/м³, вязкость разгазированной нефти по поверхностным пробам 23,23 мПа·с.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 1,97 %), смолистая (14,81 %), парафинистая (5,15 %). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 18 %.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при стандартном разгазировании пластовой нефти: сероводорода нет, азота 21,71 %, метана 3,67 %, этана 29,92 %, пропана 28,23 %. Плотность газа 1,580 кг/м³.

Пачка Сбш

По залежи изучены одна глубинная проба из скв. 260БАД и 11 поверхностных проб из 9 скважин [7].

По результатам исследований плотность пластовой нефти 848,0 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 4,22 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 15,9 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 8,67 мПа·с, объёмный коэффициент 1,043, плотность нефти в стандартных условиях 866,0 кг/м³, вязкость разгазированной нефти по поверхностным пробам 14,64 мПа·с.

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 1,76 %), смолистая (11,86 %), парафинистая (3,03 %). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 21 %.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при стандартном разгазировании пластовой нефти: сероводорода, нет., азота 24,65 %, метана 2,92 %, этана 21,59 %, пропана 30,15 %. Плотность газа 1,670 кг/м³.

Пласт СII

Характеристика нефти и газа составлена по результатам исследования 4 глубинных проб из скв. 206БАД, 222БАД, 240БАД, 5427 и 20 поверхностных проб из 14 скважин.

По результатам исследований плотность пластовой нефти 876,0 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 6,98 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 11,7 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 24,01 мПа·с, объёмный коэффициент 1,033, плотность нефти в стандартных условиях 890,0 кг/м³, вязкость разгазированной нефти по поверхностным пробам 79,58 мПа·с.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 2,61 %), высокосмолистая (17,35 %), парафинистая (2,54 %). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 22,7 %.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при стандартном разгазировании пластовой нефти: сероводорода нет, азота 41,83 %, метана 15,02 %, этана 8,76 %, пропана 18,18 %. Плотность газа 1,420 кг/м³.

Пласт СIV

Физико-химические свойства нефти и газа изучены по данным исследований 1 глубинной пробы из скв. 217БАД и 9 поверхностных проб из 5 скважин [8].

По результатам исследований плотность пластовой нефти 874,0 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 5,1 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 11,7 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 37,58 мПа·с, объёмный коэффициент 1,027, плотность нефти в стандартных условиях 892,0 кг/м³, вязкость разгазированной нефти по поверхностным пробам 81,89 мПа·с.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 2,33 %), высокосмолистая (18,8 %), парафинистая (1,90 %).

Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 22,3 %.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при стандартном разгазировании пластовой нефти: сероводорода нет, азота 56,92 %, метана 25,20 %, этана 2,99 %, пропана 5,86 %.

Пласт CV

Глубинные пробы из данного пласта не отбирались. Параметры нефти и газа приняты средние по ТТНК, как и было принято ранее. Товарная характеристика дана по результатам исследования одной поверхностной пробы из скв. 239БАД.

По результатам исследований плотность пластовой нефти 875,0 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 6,35 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 11,7 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 28,53 мПа·с, объёмный коэффициент 1,031, плотность нефти в стандартных условиях 891,0 кг/м³, вязкость разгазированной нефти по поверхностным пробам 76,48 мПа·с.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 2,77 %), высокосмолистая (21,79 %), парафинистая (1,94 %). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 26 %.

Пласт CVI.2

Глубинные пробы из данного пласта не отбирались. Параметры нефти и газа приняты средние по ТТНК, как и было принято ранее. Товарная характеристика дана по результатам исследования одной поверхностной пробы из скв. 226БАД.

По результатам исследований плотность пластовой нефти 875,0 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 6,35 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 11,7 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 28,53 мПа·с, объёмный коэффициент 1,031, плотность нефти в стандартных условиях 891,0 кг/м³.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 2,64 %), высокосмолистая (45,63 %), малопарафинистая (1,11 %).

1.5 Анализ выработки запасов

На 01.01.2020 г. в разработке перебивались все залежи нефти, в настоящее время разрабатываются 12 залежей нефти, накопленная добыча нефти составляет 673 тыс. т, текущий КИН – 0,167 д. ед.

Основная часть залежей разрабатывается на естественном упруговодонапорном режиме. С ППД в настоящее время разрабатываются пять залежей нефти – залежи пласта C_{2vr3} (залежь 1), C_{2vr4} (залежь 1), C_{2b} (залежь 2), C_{1tl2} (залежи 3, 4).

Начальные геологические запасы по месторождению в целом на ГБ по категории AB_1/B_2 составляют 3927/212 тыс. т. Вновь подсчитанные начальные геологические запасы нефти по месторождению по категории AB_1/B_2 составляют 4024/193 тыс. т. Терригенные отложения тульско-бобриковско горизонта являются основным объектом по начальным геологическим запасам нефти категории AB_1+B_2 , его доля составляет 68 % от всех запасов месторождения. Доля НГЗ по $C_{2vr}+C_{2b}$ составляет 32 %. Месторождение достаточно изучено, начальные геологические запасы категории B_2 незначительные и составляют 5 % от всех НГЗ месторождения, приурочены к двум залежам в пластах C_{1tl2} , C_{1tl4} – менее 6,8 % от НГЗ объекта $C_{1rd-bb-tl}$ [9].

Ниже представлено распределение текущих геологических запасов категории AB_1 (рисунок 4) и выработанность запасов нефти по объектам (категория запасов AB_1) (рисунок 5).

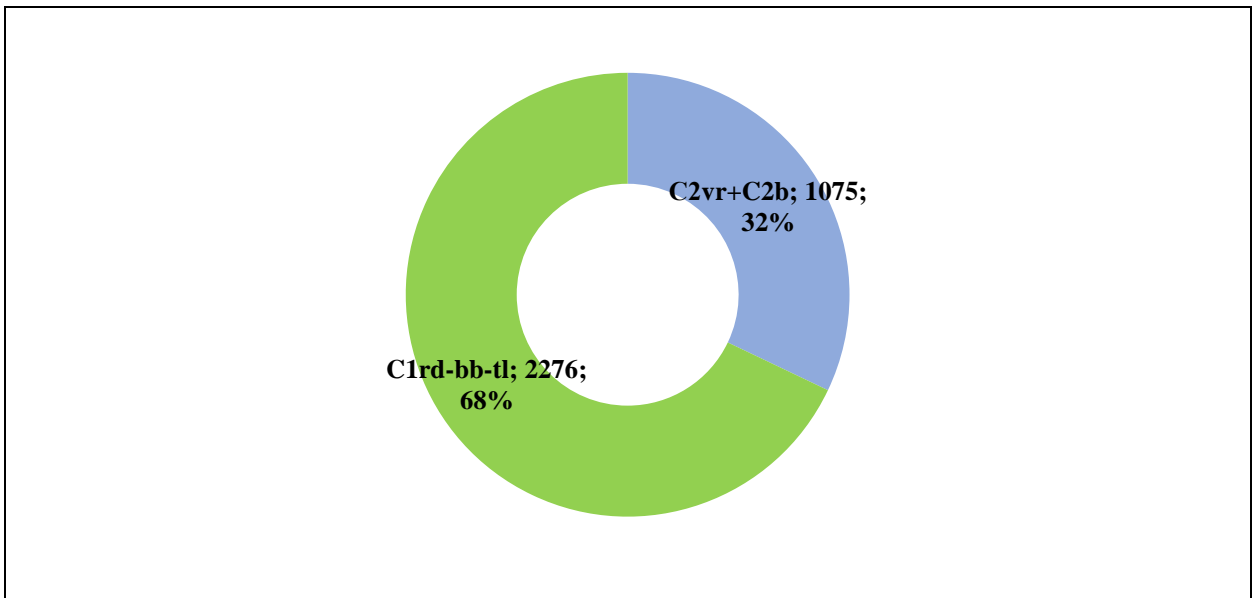


Рисунок 4 – Распределение ТГЗ по объектам разработки

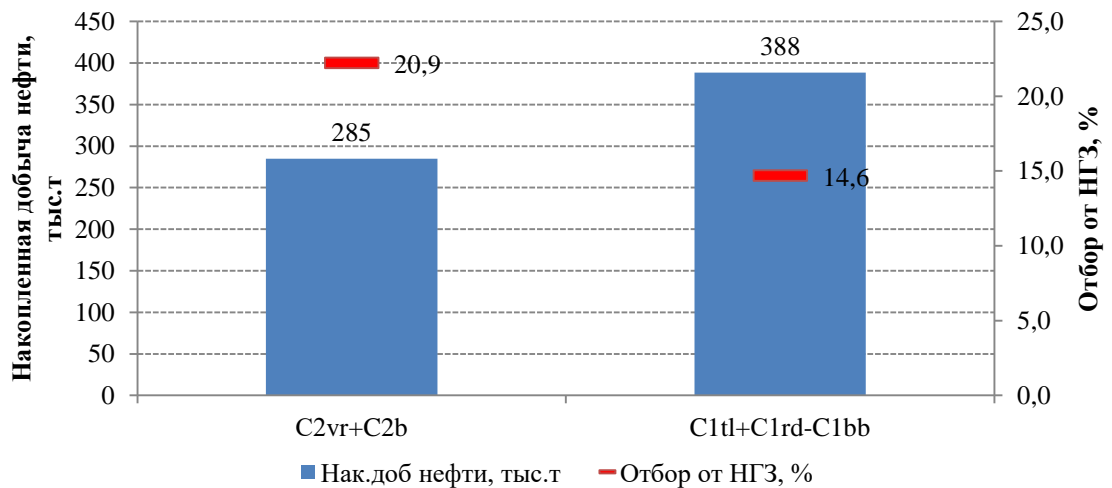


Рисунок 5 – Выработка запасов нефти по объектам разработки

В настоящее время оба объекта вовлечены в разработку и характеризуются различной степенью выработки (рисунок 6). Наиболее выработанным является $C_{2vr}+C_{2b}$ (текущий КИН составляет 0,209) хотя основным по накопленной добыче нефти является объект $C_{1rd-bb-tl}$ (58,0 % от добычи по месторождению), текущий КИН составляет 0,146. В 2019 г. основную часть годовой добычи нефти по месторождению обеспечил объект $C_{2vr}+C_{2b}$ (51,6 % от годовой добычи нефти по месторождению).

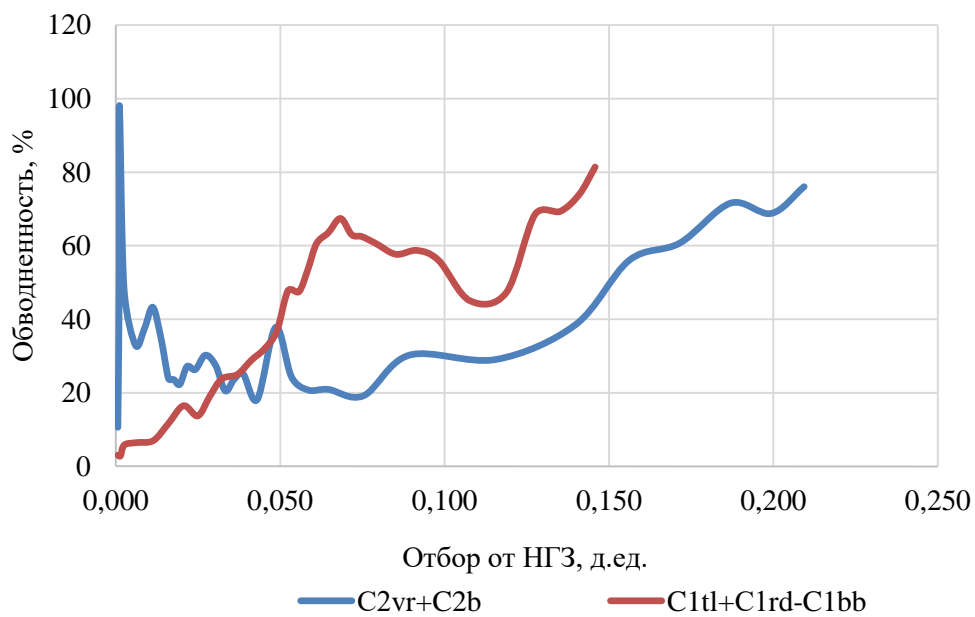


Рисунок 6 – Зависимости «отбор от НГЗ – обводненность» по объектам

2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ЛЬВОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Промышленно нефтеносными в разрезе Львовского месторождения являются карбонатные пласты C_{2vr3} , C_{2vr4} верейского горизонта, пласт C_{2b} башкирского яруса среднего карбона, а также терригенные отложения нижнего карбона: пласты C_{1tl2} , C_{1tl4} , C_{1tl5} тульского горизонта и пласт $C_{1rd-bb2}$ радаевско-бобриковского горизонта [11].

Эксплуатационными объектами на месторождении являются $C_{2vr}+C_{2b}$ и $C_{1rd-bb-tl}$.

В объект $C_{2vr}+C_{2b}$ объединены залежи верейского горизонта и башкирского яруса.

Объект $C_{1rd-bb-tl}$ содержит залежи нефти в тульском и бобриковском горизонтах.

Всего на месторождении выделено семь продуктивных пластов. Львовское месторождение объединяет в себе 7 мелких куполов, к которым приурочено 13 залежей нефти: две залежи в верейском горизонте, две залежи в башкирском ярусе, восемь залежей в тульском горизонте, одна залежь в радаевско-бобриковском горизонте. Карта расположения сводных контуров нефтеносности Львовского месторождения представлена на рисунке 7.

На 01.01.2020 г. в разработке пребывали все объекты. На государственном балансе стоят следующие запасы нефти: геологические запасы нефти по месторождению в целом категории AB_1 составляют 3927 тыс. т, по категории B_2 – 212 тыс. т, начальные извлекаемые запасы по категории AB_1 составляют 1752 тыс. т, по категории B_2 – 107 тыс. т.

Вновь подсчитанные запасы нефти: геологические запасы нефти по месторождению в целом категории AB_1 составляют 4024 тыс. т, по категории B_2 – 193 тыс. т.

На рисунке 8 показано распределение начальных геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки (категория запасов AB_1+B_2).

Наибольшей величиной запасов характеризуется объект C_{1rd-bb-tl} –68% всех НГЗ месторождения [12].



Рисунок 7 – Схема расположения сводных контуров нефтеносности Львовского месторождения

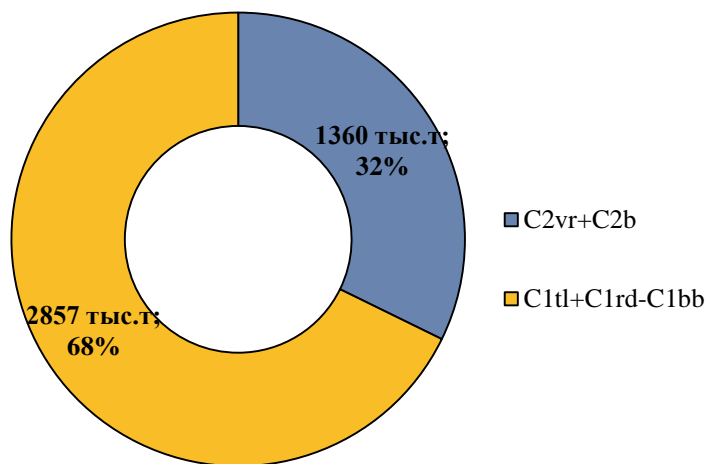


Рисунок 8 – Распределение запасов по объектам разработки (категория запасов АВ₁+В₂)

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, имеет многопластовый характер. Практически все залежи совпадают в плане. Залежи пластовые, сводовые, литологически экранированные.

Месторождение открыто в 1986 г. скважиной 217БАД, давший промышленный приток нефти дебитом 19,6 м³/сут из пласта C1t₄ тульского горизонта.

Месторождение введено в разработку в 1988 г. пуском в работу поисково-разведочных скв. 206БАД, 220БАД, 226БАД. Эксплуатационное бурение проводилось в два этапа: в период с 1990 по 1992 гг. было пробурено 16 скважин, из них 14 введены под добычу, одна под закачку на объект C1rd-bb-tl и одна под водозабор, в 2006-2008 гг. было пробурено ещё 12 скважин, пять из которых введены на объект C2vг+C2b и одна под водозабор на C1rd-bb-tl.

Добыча нефти по Львовскому месторождению в первые годы составляла около 2 тыс. т. Месторождение разбуривалось в период с 1990 по 1992 гг. К моменту окончания его разбуривания годовая добыча нефти в целом по месторождению составляла 18,3 тыс. т при темпе отбора от начальных извлекаемых запасов 1,0 % и действующем добывающем фонде 19 скважин. Средний дебит скважин по нефти равнялся 3,0 т/сут, по жидкости 3,5 т/сут. В последующий период наблюдался спад объемов добычи нефти до 11,8 тыс. т. Рост добычи в 1998 г. до 15,2 тыс. т и в 2001 г. до 14,5 тыс. т связан с вводом в добычу разведочных скважин из консервации на ранее неэксплуатируемых залежах. К 2005 г. добыча нефти снизилась до 10,7 тыс. т. В 2006 г. на месторождении начался второй этап эксплуатационного бурения, что привело к увеличению добычи нефти. В 2006 г. добыча нефти составила 15,4 тыс. т. Рост добываемого фонда до 31 скважины по результатам бурения в 2006-2008 гг. привел к росту годовой добычи нефти в 2007 г. до 17,4 тыс. т. В 2008, 2009 гг. из залежей отбиралось порядка 15 тыс. т нефти в год. В 2010 г. за счет проведения мероприятий по интенсификации добычи уровень отбора был увеличен до 20,0 тыс. т нефти [13].

Начиная с 2011 г. на месторождении проводятся КГРП на скважинах, вскрывающих верейские и башкирские отложения. В 2014 г. достигнута максимальная добыча нефти по месторождению 58,0 тыс. т, отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) промышленной категории составил 26,3 %, достигнут КИН 0,118. Действующий фонд добывающих скважин был равен 26 ед., обводненность продукции составляла 41,5 %. В дальнейшем наблюдается снижение уровней отборов нефти по месторождению.

2.1 Характеристика фонда скважин

Всего на Львовском нефтяном месторождении пробуренный фонд составляет 47 скважин [14].

Характеристика фонда скважин по месторождению в целом и по объектам разработки по состоянию на 01.01.2020 г. приведена в таблице 1 и на рисунке 9.

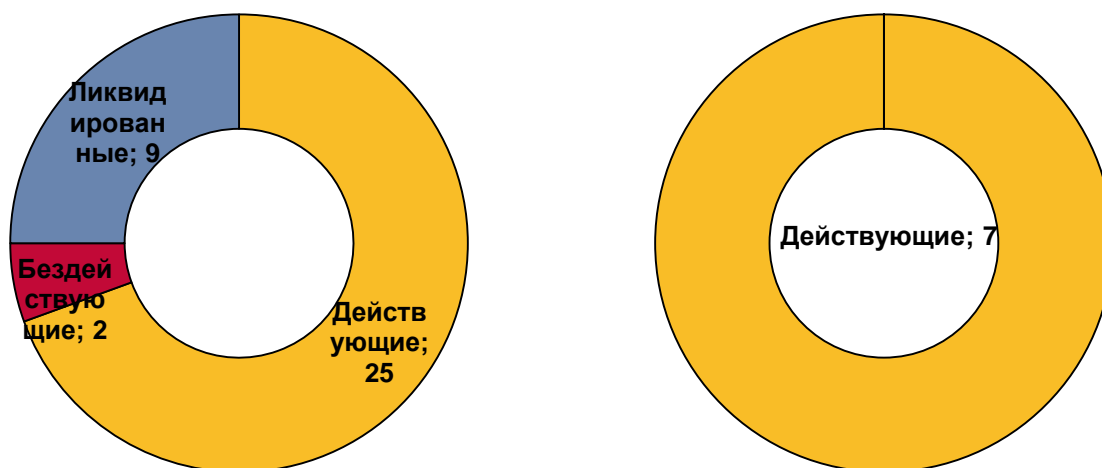
Таблица 1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2020 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты/Продуктивные пласты			
		C2vr+C2b	C1rd-bb-tl	Прочие	В целом
1	2	3	4	5	6
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	12	30	2	44
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)	3			
	Переведены из других категорий				
	Нагнетательные в отработке на нефть				
	Всего	15	27	2	44
	В том числе:				
	Действующие	10	15		25
	из них фонтанные				
	ЭЦН		2		2
	ШГН	10	13		23
	газлифт				
	Бездействующие	1	1		2
	В освоении после бурения				
	В консервации				
	Переведены под закачку	3	3		6
	Переведены на другие объекты (приобщение)		3		
Переведены в другие категории	1	1		2	
В ожидании ликвидации					
Ликвидированные		7	2	9	

Продолжение таблицы 1

Фонд нагнетательных скважин		Пробурено		1		1	
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)	2				
		Переведены из других категорий					
		Переведены из добывающих	3	3			6
		Всего	5	4			7
		В том числе:					
		Под закачкой	5 (2)	4 (2)			7
		в том числе: газа					
		Бездействующие					
		В освоении после бурения					
		В консервации					
		В отработке на нефть					
		Переведены на другие объекты (приобщение)					
		Переведены в другие категории					
		В ожидании ликвидации					
Ликвидированные							
Фонд добывающих газовых скважин		Пробурено					
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)					
		Переведены из других категорий					
Фонд контрольных скважин		Пробурено					
		Переведены из других категорий	1	1			2
		Всего	1	1			2
		В том числе:					
Фонд специальных скважин	Водо-заборные	Всего			2	2	
		В том числе:					
		Действующие			2	2	
		Бездействующие					
	Поглощающие	Всего					
		В том числе:					
		Действующие					
		Бездействующие					
Общий фонд		Действующие	15 (2)	19(2)		32	
		В освоении после бурения					
		Бездействующие	1	1			2
		В консервации					
		Пьезометрические	1	1			2
		Наблюдательные					

Эксплуатационный фонд в целом по месторождению составляет 34 скважины: добывающих – 27, нагнетательных – семь. В контрольном фонде числятся две действующие пьезометрические скважины, в специальном фонде – две водозаборные действующие скважины.



Добывающий фонд, шт

Нагнетательный фонд, шт

Рисунок 9 – Характеристика фонда скважин Львовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

Фонд добывающих скважин: действующих – 25, бездействующих – 2, ликвидированных – 9. Эксплуатация 23 скважин ведется установками штанговых насосов (ШГН) (92% действующего фонда скважин), две скважины оборудованы установками электроцентробежных насосов (8 % действующего фонда скважин). В бездействующем добывающем фонде числятся две скважины: одна на объекте $C_{2vr}+C_{2b}$, одна на объекте $C_{1rd-bb-tl}$. Доля бездействующего добывающего фонда составляет 7 % эксплуатационного фонда.

На 01.01.2020 г. на месторождении ликвидировано девять добывающих скважин (скв. 207БАД ликвидирована по категории Ia, как выполнившая назначение без добычи нефти, остальные по категории Pa без спуска эксплуатационной колонны – неблагоприятные геологические условия).

Фонд нагнетательных скважин состоит из семи действующих скважин.

Практически весь фонд скважин является среднедебитным, среднеобводненным [15].

По состоянию на 01.01.2020 г. на месторождении в разработке находятся оба объекта: $C_{2vr}+C_{2b}$ и $C_{1rd-bb-tl}$. Распределение действующего добывающего

фонда по объектам разработки представлено на рисунке 10. Основной фонд действующих добывающих скважин (60%) приходится на объект C₁rd-bb-tl.

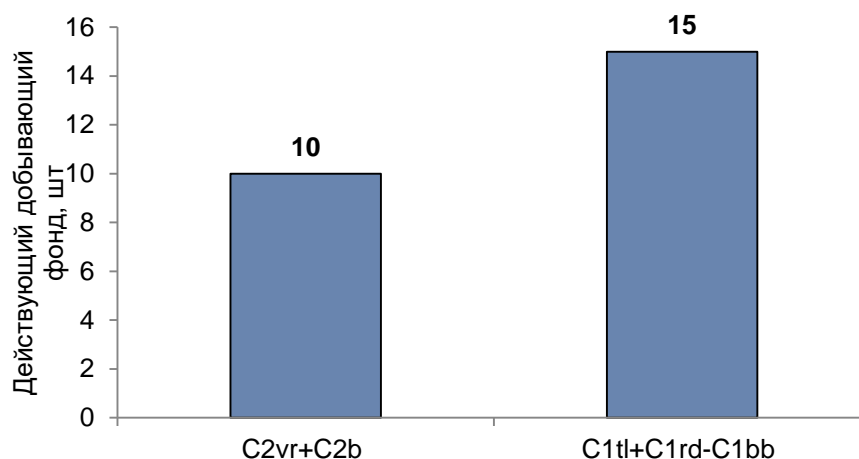


Рисунок 10 – Распределение действующего добывающего фонда по объектам

Распределение действующих добывающих скважин по дебитам и обводненности в целом по Львовскому месторождению приводится в таблицах 2-3 и на рисунке 11.

Таблица 2 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводненности в целом по месторождению по состоянию на 01.01.2020 г.

Интервал изменения дебита нефти, т/сут	Обводненность, %						Итого
	<20	20-40	40-80	80-95	95-98	>98	
< 0,5	1		1		2		4
0,5-1		1		1			2
1-2		2	2	2	1		7
2-5		2	3	3			8
5-10			2	1			3
> 10			1				1
Всего	1	5	9	7	3		25

Таблица 3 – Распределение скважин по дебитам жидкости и обводненности в целом по месторождению по состоянию на 01.01.2020 г.

Интервал изменения дебита жидкости, т/сут	Обводненность, %						Итого
	<20	20-40	40-80	80-95	95-98	>98	
< 0,5	1						1
0,5-1		1					1
1-2		2	1				3
2-5		2	1		2		5
5-15			3	3			6
> 15			4	4	1		9
Всего	1	5	9	7	3		25

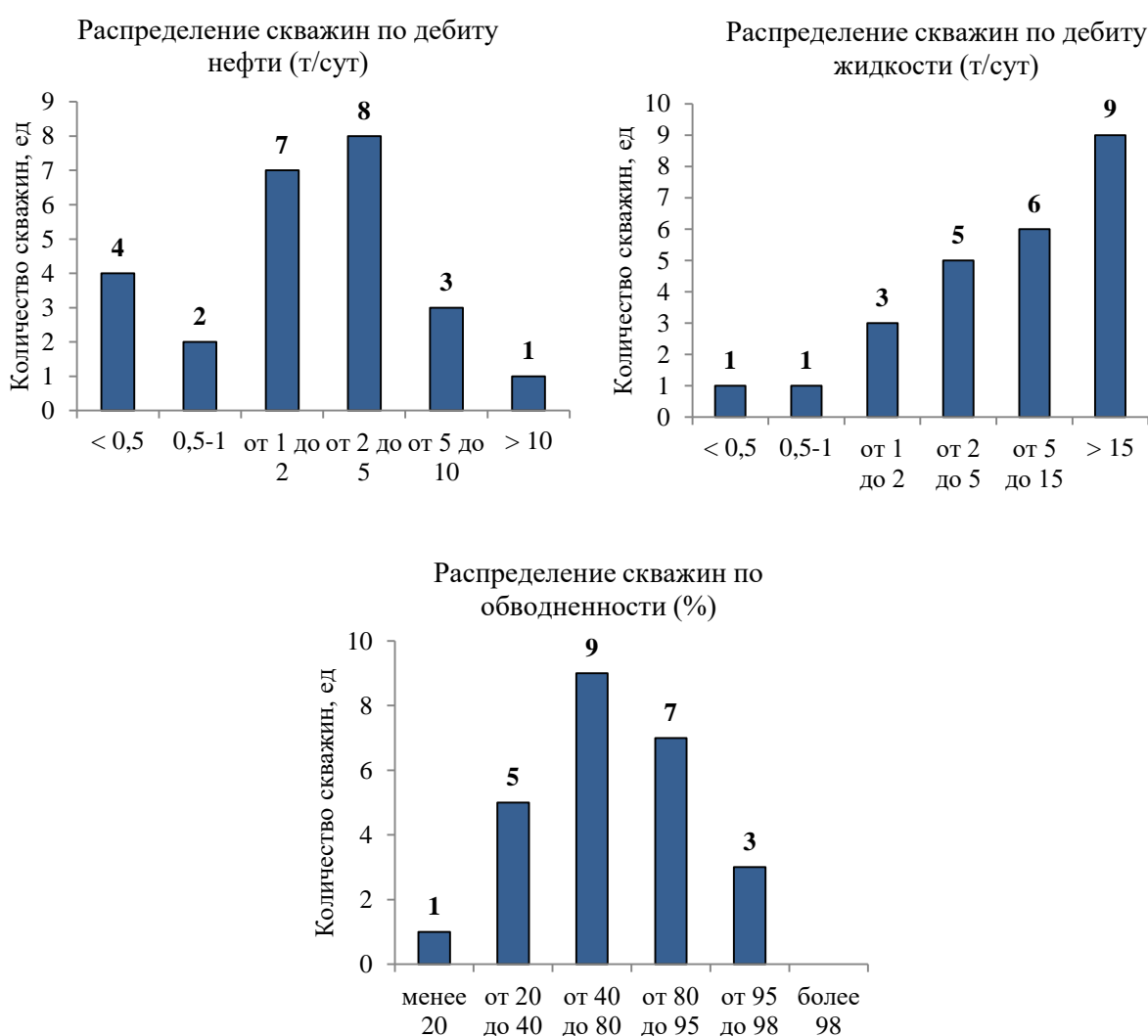


Рисунок 11 – Распределение добывающих скважин по дебитам и обводненности в целом по месторождению

На 01.01.2020 г. с дебитом нефти менее 0,5 т/сут работает 4 скважины (16,0% скв.), от 0,5 до 1 т/сут – 2 скважины (8,0% скв.), от 1 до 2 т/сут – 7 скважин

(28,0 % скв.), от 2 до 5 т/сут – 8 скважин (32,0 % скв.), от 5 до 10 т/сут – 3 скважины (12,0% скв.), 10 т/сут и более – 1 скважина (4,0% скв.). Средний дебит нефти скважин месторождения за 2019 г. составил 2,9 т/сут.

На 01.01.2020 г. с дебитом жидкости менее 0,5 т/сут работает 1 скважина (4,0% скв.), от 0,5 до 1 т/сут – 1 скважина (4,0% скв.), от 1 до 2 т/сут – 3 скважины (12,0 % скв.), от 2 до 5 т/сут – 5 скважин (20,0 % скв.), от 5 до 15 т/сут – 6 скважин (24,0% скв.), 15 т/сут и более – 9 скважин (36% скв.). Средний дебит жидкости скважин месторождения за 2019 г. составил 14,0 т/сут.

Распределение фонда добывающих скважин по накопленной добыче нефти и жидкости представлено на рисунке 12.

По накопленным отборам нефти скважины, пребывавшие в эксплуатации, распределяются следующим образом: менее 2 тыс. т нефти добыто из 4 скважин (11,4% скв.), от 2 до 7 тыс. т из 5 скважин (14,3% скв.), от 7 до 15 тыс. т из 10 скважин (28,6% скв.), от 15 до 30 тыс. т из 8 скважин (22,9% скв.), от 30 до 50 тыс. т из 5 скважин (14,3% скв.), 50 тыс. т и более из 3 скважин (8,6 % скв.).

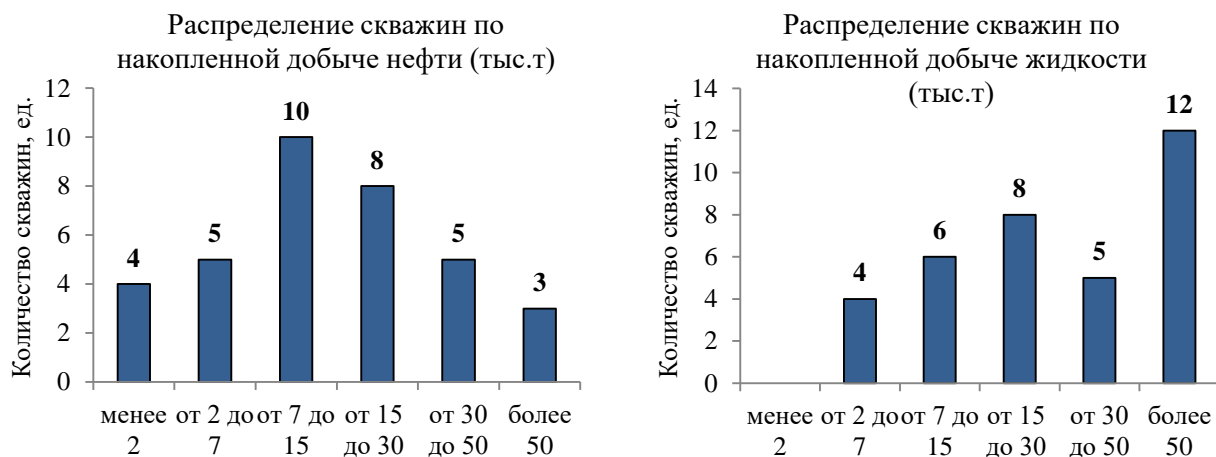


Рисунок 12 – Распределение скважин по накопленной добыче нефти и жидкости в целом по месторождению

По накопленным отборам жидкости распределение фонда скважин следующее: от 2 до 7 тыс. т из 4 скважин (11,4% скв.), от 7 до 15 тыс. т из 6

скважин (17,1% скв.), от 15 до 30 тыс. т из 8 скважин (22,9% скв.), от 30 до 50 тыс. т из 5 скважин (14,3% скв.), 50 тыс. т и более из 12 скважин (34,3% скв.).

Распределение фонда нагнетательных скважин по приемистости, по накопленной и годовой закачке приводится на рисунке 13.

Распределение фонда нагнетательных скважин по накопленной закачке воды следующее: менее 80 тыс. м³ закачено в 1 скважину (14,3% скв.), от 80 до 100 тыс. м³ в 2 скважины (28,6% скв.), от 100 до 200 тыс. м³ в 2 скважины (28,6% скв.), 200 тыс. м³ и более в 2 скважины (28,6% скв.). На 01.01.2019 г. накопленная закачка воды составляет 1329,5 тыс. м³.

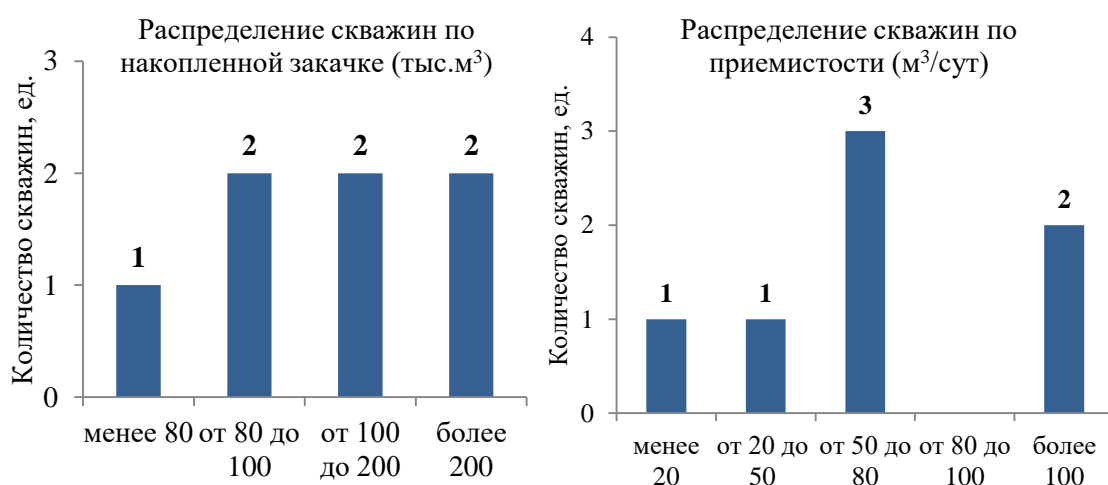


Рисунок 13 – Распределение скважин по приемистости и годовой закачке в целом по месторождению

По приемистости скважины нагнетательного фонда распределяются следующим образом: с приемистостью менее 20 м³/сут работает 1 скважина (14,3% скв.), от 20 до 50 м³/сут – 1 скважина (14,3% скв.), от 50 до 80 м³/сут – 3 скважины (42,9% скв.), от 80 до 100 м³/сут и более – 2 скважины (28,6% скв.). Средняя приемистость нагнетательных скважин за декабрь 2019 г. составила 75,1 м³/сут.

Закачка воды с целью организации ППД организована в 1991 г. на объекте С₁rd-bb-tl, в 2010 г. на объекте С₂vr+C₂b.

2.2 Анализ основных технологических показателей разработки

Основные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов и месторождения в целом по состоянию на 01.01.2020 г. приведены в

таблице 4. Динамика технологических показателей разработки Львовского месторождения приведена в таблице 5 и на рисунке 14.

На 01.01.2020 г. действующий добывающий фонд на Львовском месторождении составил 25 скв., отобрано 673 тыс. т нефти. Текущий КИН – 0,167.

По состоянию на 01.01.2020 г. степень выработки извлекаемых запасов нефти промышленной категории в целом по месторождению достигла 37,1%. Степень выработки по эксплуатационным объектам составляет: 61,1 % по объекту C_{2vr}+C_{2b}, 28,8 % по объекту C_{1rd}-bb-tl.

Таблица 4 – Основные технологические показатели разработки Львовского месторождения по состоянию на 01.01.2020 г.

Номер п/п	Основные показатели разработки	C _{2vr} +C _{2b}	C _{1rd} -bb-tl	Месторождение
1	Год ввода в разработку	1988	1988	1988
2	Текущая добыча нефти, тыс. т/год	13,6	12,8	26,4
3	Накопленная добыча нефти, тыс. т	285	388	673
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН, РФ, АВ1), доли ед.	0,209	0,146	0,167
5	Утвержденный КИН, доли ед.	0,320	0,507	0,446
6	Годовая добыча жидкости, тыс. т/год	56,9	68,7	125,6
7	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	563	853	1416
8	Обводненность, %	76,1	81,4	79,0
9	Водонефтяной фактор, т/т	3,2	4,4	3,8
10	Накопленный водонефтяной фактор, т/т	1,0	1,2	1,1
11	Фонд добывающих скважин	11	16	27
12	Действующий фонд добывающих скважин (на конец года)	10	15	25
13	Действующий фонд нагнетательных скважин (на конец года)	5	4	7
14	Средний дебит нефти, т/сут	3,6	2,4	2,9

15	Средний дебит жидкости, т/сут	15,3	13,2	14,0
16	Средняя приемистость скважины, м ³ /сут	47,8	60,3	75,1
17	Годовая закачка воды, тыс.м ³ /год	68,0	61,9	129,9
18	Накопленная закачка воды, тыс.м ³	460	869	1329
19	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	126,1	99,3	111,7
20	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	79,2	103,1	93,4
21	Добыча попутного газа, млн.м ³	0,3	0,2	0,5

Таблица 5 – Технологические показатели разработки

Год	Фонд скважин с начала разработки	Действующий фонд скважин			Добыча нефти, тыс. т		Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Обводненность, %	Закачка рабочих агентов, млн.м ³		Добыча растворенного газа, млн.м ³	
		добывающих нефтяных	добывающих газовых	нагнетательных	годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная	годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2000	22	20		1	13,4	153	0.038	19,2	197	30,5	13,8	214	0,2	2
2001	23	20		1	14,5	167	0.042	22,4	220	35,0	24,7	239	0,2	2
2002	23	20		1	13,4	181	0.045	23,3	243	42,5	25,9	264	0,2	2
2003	23	20		1	12,9	194	0.048	22,1	265	41,5	26,0	290	0,2	2
2004	23	20		1	10,9	205	0.051	20,6	286	46,8	24,1	315	0,1	3
2005	23	19		1	10,7	215	0.053	22,6	308	52,5	30,7	345	0,1	3
2006	26	22		1	15,4	231	0.057	33,3	341	53,8	24,1	369	0,2	3
2007	32	29		1	17,4	248	0.062	42,4	384	58,9	2,3	372	0,2	3
2008	34	31		1	15,6	264	0.066	33,2	417	53,0	7,6	379	0,2	3
2009	34	31		2	15,1	279	0.069	30,6	448	50,7	28,0	407	0,2	3
2010	34	27		3	20,0	299	0.074	39,9	488	50,0	22,9	430	0,2	4
2011	34	27		3	30,6	329	0.082	56,0	544	45,3	27,5	458	0,5	4
2012	34	27		4	36,3	366	0.091	69,2	613	47,5	68,8	526	0,6	5
2013	34	26		4	53,1	419	0.104	89,9	703	40,9	75,0	601	0,8	5
2014	34	26		5	58,0	477	0.118	99,2	802	41,5	107,6	709	0,9	6
2015	34	25		5	52,0	529	0.131	107,1	909	51,4	115,0	824	0,9	7
2016	34	25		6	44,2	573	0.142	127,2	1036	65,2	140,7	965	0,5	8
2017	36	26		6	41,2	614	0.153	139,9	1176	70,5	127,5	1092	0,6	8
2018	36	26		5	32,6	647	0.161	114,4	1290	71,5	107,3	1200	0,5	9
2019	36	25		7	26,4	673	0.167	125,6	1416	79,0	129,9	1329	0,5	9

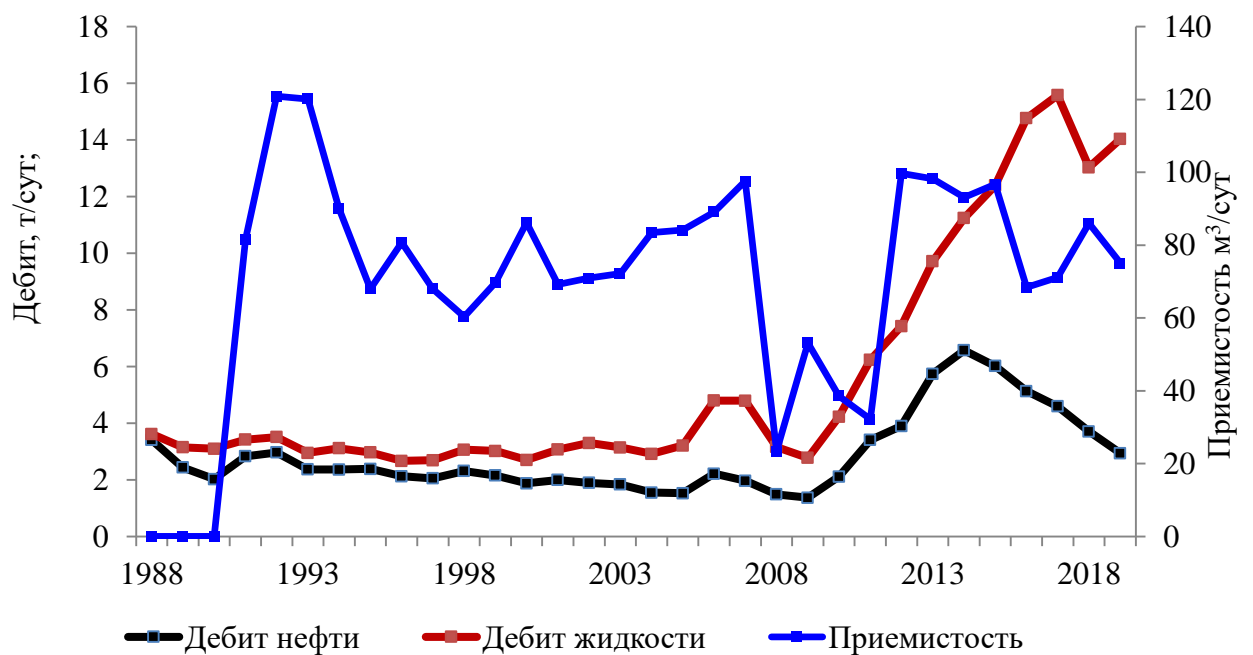
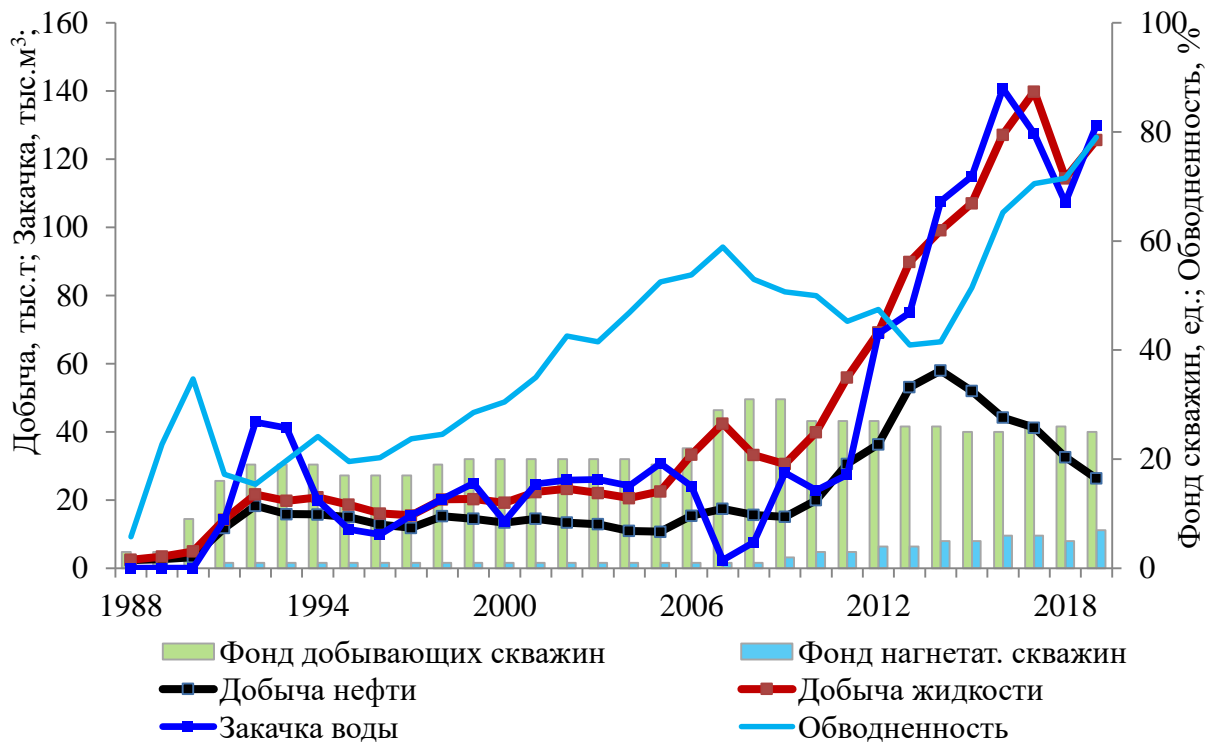


Рисунок 14 – Динамика технологических показателей разработки Львовского месторождения

Основная накопленная добыча нефти приходится на объект С₁rd-bb-tl (388 тыс. т, 57,7 % всей добычи месторождения). Остаточные геологические и остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 3351 тыс. т и 1143 тыс. т

соответственно (РФ, категория запасов АВ₁) (рисунок 15). Накопленная добыча жидкости по месторождению на 01.01.2020 г. составляет 1416 тыс. т, накопленный ВНФ 1,1 т/т. Накопленная закачка воды по месторождению равна 1329 тыс. м³, компенсация отбора жидкости закачкой с начала разработки 93,4 %, текущая компенсация 111,7 %.

За 2019 г. в целом по месторождению добыто 26,4 тыс. т нефти и 125,6 тыс. т жидкости, закачано воды 129,9 тыс. м³. Средний дебит нефти скважин равен 2,9 т/сут, жидкости 14,0 т/сут, среднегодовая обводненность продукции скважин по месторождению составляет 79,0 %, среднегодовая приемистость нагнетательных скважин 75,1 м³/сут.

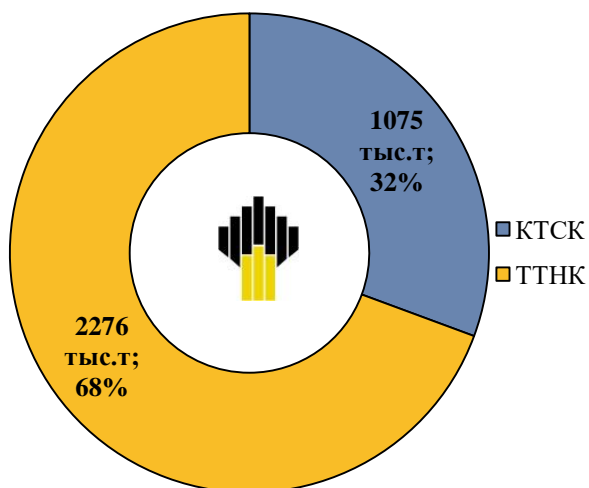


Рисунок 15 – Распределение остаточных геологических запасов нефти по объектам (РФ, категория запасов АВ₁)

3 МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УВС ПЛАСТОВ

3.1 Применение МИДН пласта в условиях объекта C2vr+C2b

На основании анализа опыта применения методов интенсификации добычи нефти (МИДН) на карбонатных коллекторах для обработки добывающих скважин рекомендуются соляно-кислотные обработки, закачка кислоты замедленного действия. С целью селективной изоляции водонасыщенных интервалов пласта рекомендуется полимер-кислотное воздействие (ПКВ).

Кислотная обработка (КО) скважин связана с подачей на забой под определенным давлением растворов кислот. Состав под давлением проникает в имеющиеся в пласте мелкие поры, трещины и расширяет их. Одновременно с этим образуются новые каналы, по которым нефть может проникать к забою скважины. Для обработки известняков, карбонизированных песчаников, коллекторов, загрязненных отложениями карбонатов, применяют 10-18 % раствор соляной кислоты.

Длительность КО скважин зависит от многих факторов: температуры на забое скважины, генезиса пород продуктивного пласта, их химического состава, концентрации раствора, давления закачки. Технологический процесс КО скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором, продавливание его в пласт при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После окончания процесса продавливания скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта.

Простая СКО заключается в закачке в пласт соляно-кислотного раствора с удельным расходом, зависящим от количества проведенных ОПЗ на скважине. Для первой обработки расход кислоты составляет 0,5 м³/м, для скважин, обработанных неоднократно, удельный расход должен составлять более 1,5 м³/м. Объем продавливающей жидкости должен вытеснить весь кислотный раствор за пределы эксплуатационной колонны в пласт.

С целью интенсификации добычи нефти в добывающих скважинах рекомендуется закачка кислоты замедленного действия.

При обработке пластов с карбонатными коллекторами эффективность стимулирования возрастает, если реакция кислотных составов с породой замедляется таким образом, чтобы неотработанная кислота проникла как можно дальше в продуктивный пласт и вокруг сформировалась большая зона с улучшенной проницаемостью. Подобный результат достигается в случае применения кислотных составов с пролонгированной скоростью реакции с карбонатными породами, позволяющей увеличить радиус обработки скважины. На практике для этого применяются добавки ингибиторов реакции в соляно-кислотные растворы и менее активные неорганические и органические кислоты. Некоторые замедленные кислоты содержат вещества, образующие на породе пленку после протекания первичной реакции между кислотой и породой. В других случаях высокая вязкость загущенной кислоты дает искомый результат. Кислотно-нефтяные эмульсии с контролируемой стабильностью (гарантирующей разрушение по истечении заданного времени) также применяются для достижения замедленного действия кислоты. Достоинство использования замедленной кислоты состоит в том, что область, непосредственно дренируемая скважиной, увеличивается и достигается максимальный положительный эффект. Кроме того, для удаления продуктов реакции после обработки требуется меньшее пластовое давление.

Основными критериями, определяющими выбор и обоснование применения кислотных обработок, является:

- вводимые в эксплуатацию новые объекты при недостижении проектных показателей по дебиту жидкости;
- выводимые из бездействия с недостижением требуемого уровня продуктивности;
- солеотлагающие скважины и встающие на ремонт в текущем месяце;
- переводимые из добывающего фонда в нагнетательный;
- не вышедшие на расчетную производительность после текущего

капитального ремонта скважин;

- на основании данных анализа технологического режима или по результатам ГДИ установлен высокий скин-фактор;
- падение коэффициента продуктивности более чем на 30% от первоначального;
- текущие извлекаемые запасы нефти выше, чем в среднем на одну скважину по площади;
- пластовое давление в добывающей скважине выше среднего по площади;
- эффективность обработки ПЗП по результатам ретроспективного анализа проведенных ранее обработок.

Кислотные обработки проводят только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца, подтвержденной исследованиями.

Полимер-кислотное воздействие обеспечивает увеличение дебита нефти скважин и способствует ограничению притока воды. Технология проведения обработки заключается в следующем: в призабойную зону пласта (ПЗП) закачивается одна треть расчетного объема алюмохлорида. Он заполняет высокопроницаемую часть коллектора. Затем закачивается разделяющая жидкость (буфер нефти в объеме $0,5 \text{ м}^3$ на один метр эффективной толщины пласта) и расчетный объем реагента ПВВ. По мере прокачивания ПВВ в ПЗП происходит постепенный рост давления и уменьшение приемистости скважины, что объясняется насыщением высокопроводящих каналов и началом образования в них геля, после чего в скважину закачивается буфер нефти и оставшиеся две трети объема алюмохлорида. Затем реагенты продавливаются в пласт нефтью. Скважина закрывается на реакцию на 24 ч.

После реакции гелеобразования закачивается соляная кислота и продавливается в пласт нефтью. Кислота отверждает осажденный полимер, что исключает возможность его размывания и позволяет вести дальнейшую добычу из нефтесодержащей толщи пласта.

С целью увеличения глубины кислотной обработки по простиранию продуктивного пласта и кратного прироста по дебиту нефти по добывающим скважинам рекомендуется проведение кислотного ГРП (КГРП). Подбор скважины-кандидата для проведения технологии кислотного ГРП проводится по следующим критериям:

- карбонатный коллектор;
- нижний критический предел пластового давления на выбранном участке не менее 0,7 от начального;
- нефтенасыщенная толщина от 2 м;
- до ВНК не менее 8 м;
- толщина глинистых перемычек перекрывающих и подстилающих экранов от водоносных или обводненных выше, или нижележащих пластов не менее 5-7 м;
- выработанность извлекаемых запасов не должна превышать 50 %;
- процент обводненности продукции не более 50 %.

3.2 Применение МИДН пласта в условиях объекта C1rd-bb-tl

Обработка призабойной зоны глинокислотой рекомендуется с целью увеличения коэффициента продуктивности добывающих и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Фтористоводородная кислота в смеси с соляной кислотой применяется только для обработки скважин с терригенными коллекторами – песчаниками с контактным или глинистым цементом. Такие кислотные смеси принято называть глинокислотой.

Для целей обработки скважин с терригенными коллекторами глинокислота имеет неоспоримое преимущество перед соляной кислотой благодаря способности разлагать силикатные породообразующие минералы: алюмосиликаты глинистого цемента песчаников, алюмосиликаты глинистого раствора, задушенные в поровое пространство призабойной зоны в процессе вскрытия продуктивного пласта бурением, кварцевого материала и др.

Разложение глинокислотой породообразующих алюмосиликатов и растворение кварца приводит, в конечном счете, к образованию растворимых солей кремнефтористоводородной кислоты, хлористых и фтористых солей металлов, кремневой кислоты. Последняя может находиться в кислой среде в форме золя, но может также по достижении соответствующей концентрации или в результате полной ее нейтрализации превратиться в гель (студень), прочно запечатывающий поровое пространство пласта.

Условия застудневания золя кремневой кислоты достаточно изучены, поэтому при обработке скважин с применением глинокислоты необходимо извлекать из пласта закачанный кислотный раствор, прежде чем начнется застудневание золя кремневой кислоты с последующей кольматацией части порового пространства пласта.

С целью селективной изоляции водопроводящих каналов на добывающих скважинах предлагается закачка водоизолирующих составов (полимер и др.).

Физико-химическая сущность применения гелеобразующей оторочки на основе полимера заключается в том, что происходит фильтрация рабочего раствора в наиболее проницаемые водопромытые зоны со снижением проницаемости. Полимеры, в основном, являются полиэлектролитами и образуют гели при взаимодействии с ионами двухвалентных металлов пластовой воды.

Планируется проведение проппантных ГРП.

Целью проведения гидроразрыва пласта является:

- снижение скин-фактора призабойной зоны скважины;
- повышение производительности скважин или интенсификация притока из скважин путем увеличения эффективного радиуса за счет создания высокопроводящих трещин ограниченной длины в средне- и высокопроницаемых пластах. Обеспечение гидродинамической связи скважины с системой естественных трещин пласта и расширение зоны дренирования;
- вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов, ввод в разработку низкопроницаемых залежей с потенциальной производительностью

скважин в 2-3 раза ниже уровня рентабельной добычи и перевод забалансовых запасов в промышленные;

- повышение экономической эффективности разработки месторождений;

- увеличение КИН по пластам, разработка сложных расчлененных и неоднородных пластов, характеризующихся высокой степенью прерывистости, с целью обеспечения гидродинамического взаимодействия пласта и системы скважин с трещинами гидроразрыва, для увеличения темпа отбора извлекаемых запасов, повышения нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и пропластков и увеличения охвата пласта воздействием;

- снижение бездействующего фонда.

Основные критерии подбора скважин-кандидатов:

- наличие остаточных извлекаемых запасов по зонам намечаемого ГРП не менее 15 тыс. т;

- эффективная нефтенасыщенная мощность пласта проектируемой скважины под ГРП должна составлять не менее 2 м;

- текущая обводненность продукции скважины-кандидата под ГРП не должна превышать 80 %;

- необходимо наличие глинистой плотной перемычки между целевым объектом под ГРП и ближайшим водоносным или обводненным пластом не менее 5 м;

- наличие качественного крепления цементом за эксплуатационной колонной. Необходимо обязательное проведение исследований по определению состояния цементного камня за эксплуатационной колонной (АКЦ). Не допускается проведение ГРП при отсутствии цемента (плохого качества сцепления с колонной/пластом) в интервале предполагаемого развития трещины;

- ствол скважины должен быть технически исправным.

3.3 Анализ эффективности применяемых методов

Выполнен анализ применяемых методов интенсификации добычи нефти (МИДН) на Львовском месторождении за период с 2013 по 2019 гг.

Фактические результаты по внедрению МИДН на добывающих скважинах по объектам приведены в таблице 6 (дополнительная добыча нефти рассчитывалась по динамике показателей разработки, выбранный базовый период – период стабильной эксплуатации скважины до начала воздействия продолжительностью до одного года).

Таблица 6 – Результаты внедрения МИДН на добывающих скважинах Львовского месторождения за период 2013-2019 гг.

Технология	Годы внедрения	Количество скважино-обработок	Объект	Прирост дебита нефти, т/сут	Дополнительная добыча нефти, т*	Удельная эффективность, т/скв.-обр.
Гидроразрыв пласта (ГРП), кислотный ГРП						
ГРП (КГРП)	2014-2015	4	C1rd-bb-tl	9,5	20481	5120
	2013-2014	3	C2vr+C2b	11,5	15885	5295
Всего по ГРП (КГРП)	2013-2019	7	-	10,6	36366	5195
Методы, направленные на интенсификацию добычи нефти (МИДН)						
ОПЗ (СКО и др.)	2018-2019	3	C1rd-bb-tl	0,5	128	42
	2017, 2019	2	C2vr+C2b	2,5	262	131
Всего по КО	2013-2019	5	-	1,3	390	78
ИДН	2014	3	C1rd-bb-tl	2,3	773	258
Всего по ИДН	2013-2019	3	-	2,3	773	258
Перфорационные методы (ПМ)	2015, 2018	3	C1rd-bb-tl	0,9	296	99
	2014-2017	3	C2vr+C2b	2,4	3657	1189
Всего по ПМ	2013-2019	6	-	1,7	3863	646
Всего по МИДН	2013-2019	14	-	1,7	5026	359
Всего по месторождению	2013-2019	21	-	-	41392	-

Всего на добывающих скважинах Львовского месторождения за межпроектный период проведено семь ГРП (КГРП), пять кислотных обработок, три ИДН и шесть дострелов, получено 41,4 тыс. т дополнительной нефти.

Кислотные обработки

На добывающих скважинах Львовского месторождения проводятся скважино-обработки с применением кислотных составов различных

модификаций, с целью восстановления и улучшения фильтрационных характеристик пласта. Всего за анализируемый период проведено пять скважино-обработок, получено 0,39 тыс. т дополнительной нефти (таблица 7)

Таблица 7 – Результаты внедрения кислотных обработок на добывающих скважинах Львовского месторождения

Технология	Дата обработки	Номер скважины	Объект	Прирост дебита нефти, т/сут	Дополнительная добыча нефти, т
ГКО	13.03.2018	5410	C1rd-bb-tl	0.7	13
СКО	04.07.2017	5429г	C2vr+C2b	2.5	116
ГКО	06.11.2018	5417	C1rd-bb-tl	0.1	85
ГКО	11.03.2019	5417	C1rd-bb-tl	0.7	30
СКО	31.07.2019	5429г	C2vr+C2b	2.6	147

Гидроразрыв пласта

За межпроектный период 2013-2019 гг. на Львовском месторождении проведено семь ГРП (КГРП), дополнительно добыто 36,4 тыс. т дополнительной нефти (таблица 8)

Таблица 8 – Результаты внедрения ГРП (КГРП) на добывающих скважинах Львовского месторождения

Технология	Дата обработки	Номер скважины	Объект	Прирост дебита нефти, т/сут	Дополнительная добыча нефти, т
КГРП	10.07.2014	222БАД	C ₂ vr+C ₂ b	4.8	1068
ГРП	24.01.2014	5404	C ₁ rd-bb-tl	12.3	3847
ГРП	03.04.2014	5403	C ₁ rd -bb-tl	4.9	3956
ГРП	25.02.2015	5402	C ₁ rd -bb-tl	9.0	3566
КГРП	28.02.2013	5420	C ₂ vr + C ₂ b	12.9	7384
КГРП	02.01.2014	260БАД	C ₂ vr + C ₂ b	17.0	7433
ГРП	04.01.2014	5427	C ₁ rd-bb-tl	13.0	9112

Средний прирост по ГРП – 9,5 т/сут, темп падения – 34 %. Средний прирост по КГРП – 11,5 т/сут, темп падения – 49 %.

Перфорационные методы

За межпроектный период 2013-2019 гг. на Львовском месторождении проведено 6 дострелов пласта, дополнительно добыто 3,9 тыс. т дополнительной нефти (таблица 9)

Средний прирост после дострела (перестрела) по пласту C_{1rd-bb-tl} – 0,9 т/сут, по пласту C_{2vr+C_{2b}} – 2,4 т/сут.

Таблица 9 – Результаты дострелов на добывающих скважинах Львовского месторождения

Технология	Дата обработки	Номер скважины	Объект	Прирост дебита нефти, т/сут	Дополнительная добыча нефти, т
дострел	25.06.2017	5428г	C _{2vr+C_{2b}}	2.5	116
дострел	07.11.2018	5424	C _{1rd-bb-tl}	0.3	46
дострел	10.08.2018	5405	C _{1rd-bb-tl}	1.5	119
дострел	07.02.2015	5405	C _{1rd-bb-tl}	0.8	131
дострел	29.10.2014	5421	C _{2vr+C_{2b}}	0.4	150
дострел	27.03.2015	5419	C _{2vr+C_{2b}}	4.4	3301

За межпроектный период, также проведено три ИДН (два из них после ГРП). Дополнительная добыча нефти составила 773 т.

На месторождении систематически проводятся кислотные обработки на нагнетательном фонде (с целью увеличения приемистости). За межпроектный период проведено 5 скв.-обр.

Проводимые мероприятия по ГРП (КГРП), перфорационным методам, кислотным обработкам показали положительную эффективность и рекомендуются при дальнейшей разработке.

4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ

На основании обобщения и анализа опыта применения методов интенсификации добычи нефти на нефтяных месторождениях ПАО АНК «Башнефть» для конкретных геолого-промысловых условий рекомендуются следующие методы воздействия:

– в условиях карбонатной толщи среднего карбона (объект $C_{2vr}+C_{2b}$) для обработки добывающих скважин – соляно-кислотные обработки, закачка растворов кислоты замедленного действия, полимер-кислотное воздействие и др.; для обработки нагнетательных скважин – соляно-кислотные обработки;

– в условиях терригенной толщи нижнего карбона (объект $C_{1rd-bb-tl}$) для обработки добывающих скважин – глинокислотные обработки, закачка водоизолирующих составов (полимер и др.); для обработки нагнетательных скважин – кислотные обработки.

Под регулированием процесса разработки нефтяных залежей следует понимать целенаправленное поддержание и изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений.

К основным методам и мероприятиям по регулированию разработки относятся:

– изменение режимов работы добывающих скважин (увеличение или ограничение отборов жидкости, отключение высокообводненных скважин, а также скважин с аварийными прорывами свободного газа, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов);

– изменение режимов работы нагнетательных скважин (увеличение или ограничение закачки рабочего агента, перераспределение закачки по скважинам, циклическая закачка, применение повышенного давления нагнетания и др.);

– увеличение гидродинамического совершенства скважин (дополнительная перфорация, различные методы воздействия на призабойную

зону пласта и др.);

- изоляция или ограничение притока попутной воды в скважинах (различные способы цементных заливок, создание различных экранов, применение химреагентов и т. д.);

- выравнивание профиля притока жидкости или расхода воды (селективная закупорка с помощью химреагентов и механических добавок, закачка инертных газов, загущенной воды и др.);

- одновременно-раздельная эксплуатация скважин на многопластовых месторождениях (при наличии надежного оборудования);

- изменение направлений фильтрационных потоков;

- очаговое заводнение;

- перенос фронта нагнетания;

- бурение резервных добывающих и нагнетательных скважин.

Из вышеперечисленных мероприятий наиболее мощным методом регулирования процесса разработки нефтяных залежей является заводнение.

- В период, предшествующий выполнению настоящей работы, мероприятия, направленные на регулирование процесса разработки на месторождении, сводились, в основном, к изменению режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с целью осуществления изменения направлений фильтрационных потоков, проведению ремонтно-изоляционных работ, а также различным обработкам призабойных зон.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На сегодняшний день перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В данном разделе представляется описание расчета анализа эффективности разработки Львовского нефтяного месторождения.

5.1.1 Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Снижение потерь нефтепродуктов
	Современные подходы к разработке

В таблице 11 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 11 –Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Анализ эффективности разработки Львовского нефтяного месторождения
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Проведения операции по дополнительной добыче нефти (кислотного гидроразрыва пласта).
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	<u>Требование:</u>
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный раздел посвящен конкурентоспособности исследования. На сегодняшний день в нефтяной отрасли используют системы для дополнительной добычи нефти. Они и будет главными конкурентами данного проекта.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, с шагом 1 балл, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Где вес показателя – это важность фактора (по пятибалльной шкале), деленная на сумму важностей всех факторов.

Для проведения оценки конкурентоспособности исследования будет использована оценочная карта, представленная в таблице 3, где $b_{к1}$ – системы для дополнительной добычи нефти, $b_{к2}$ – текущая разработка.

Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения разработок

Факторные признаки (Pj)	Вес критерия, wj	Баллы		Конкурентоспособность	
		b _{ip}	b _{il}	B _{jp}	B _{jl}
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки					
1. Помехоустойчивость	0,1	9	9	0,9	0,9
2. Трещиностойкость	0,2	9	8	1,8	1,6
3. Мобильность	0,2	10	7	2	1,4
4. Эффективность работы	0,05	2	2	0,1	0,1
5. Наличие дорогостоящего оборудования	0,1	8	9	0,8	0,9
6. Простота эксплуатации	0,1	10	9	1	0,9
Экономические критерии оценки					
1. Цена	0,05	8	7	0,4	0,35

2. Финансирование научной разработки	0,1	8	8	0,8	0,8
3. Трудоемкость	0,1	8	9	0,8	0,9
Итого	1	-	-	8,6	7,85

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 4.

Таблица 13 – Первый этап SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии;</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями;</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления;</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований;</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов;</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию;</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Создание новых технологий получения целевого продукта;</p> <p>В2. Развивающиеся конкурентные отношения;</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок;</p> <p>В4. Сокращение численности безработных.</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения

стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения «+» или «-». Интерактивные матрицы представлены в таблицах 5 –8.

Таблица 14 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности»

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	-
	B2	-	+	+	-
	B3	-	+	-	+
	B4	+	+	-	-

Таблица 15 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности»

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	+	+
	B2	-	-	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	-	-	-	-

Таблица 16 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы»

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	+	-	-

Таблица 17 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и угрозы»

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	-	-

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 9.

Таблица 18 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований.</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию.</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака.</p>
<p>Возможности</p> <p>В1. Создание новых технологий получения целевого продукта</p> <p>В2. Развивающиеся конкурентные отношения</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p> <p>В4. Сокращение численности безработных</p>	<p>Направления развития</p> <p>В2С2С3. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки.</p> <p>В3С2С4. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции и экологичность технологии являются хорошим основанием для внедрения технологии в аэрокосмической области.</p> <p>В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.</p>	<p>Сдерживающие факторы</p> <p>В1Сл3Сл4Сл5. Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление брака.</p>
<p>Угрозы</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства</p>	<p>Угрозы развития</p> <p>У1С2.Повышение конкурентоспособности из-за низкой стоимости материалов.</p> <p>У2С2.Бюджетное производство и актуальность могли бы устранить экономические трудности продвижения проекта.</p>	<p>Уязвимости:</p> <p>У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.</p>

Благодаря проведенному SWOT-анализу можно сделать вывод о том, что в основном трудности и проблемы в реализации проекта можно решить за счет

имеющихся сильных сторон и возможностей. Однако, имеется необходимость в дополнительном финансировании.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение количества исполнителей для каждой из работ;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5},$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – общее количество праздничных дней в году (2022 год).

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 20.

Таблица 20 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожг}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11

4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 16). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.



Рисунок 16 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

5.3. Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением.

В этой работе использовалась группировка затрат по следующим статьям:

- 1) материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- 2) затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- 3) основная заработная плата исполнителей темы;
- 4) дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- 5) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) накладные расходы НИР.

5.3.1 Материальные затраты

Основной материальными затратами данного проекта являются затраты на работу реагентами и документацией. Результаты по материальным затратам представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Колба плоскодонная	150	4	600
Колба круглодонная	150	4	600
Биоцид	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

5.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры,

стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по данной теме.

Какое-либо специальное оборудование для работы дополнительно не закупалось. В данном разделе будет осуществляться расчет амортизации оборудования, которое было приобретено еще до начала выполнения работ.

К специальному оборудованию, необходимому для проведения экспериментальных работ, относится персональный компьютер фирмы ASUS.

Ежегодную сумму амортизационных отчислений рассчитывают следующим образом:

$$A = \frac{C_{\text{перв}} \cdot N_a \cdot t}{365 \cdot 100},$$

где A – ежегодная сумма амортизационных отчислений;

$C_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость объекта;

$N_a = 100/T_{\text{сл}}$ – норма амортизационных отчислений;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы;

t – время использования оборудования

Все расчеты по приобретению оборудования, имеющегося в организации, но используемого для исполнения данных экспериментов, сводятся в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы ASUS	55	8	141	26927,1
Итого:					26927,1

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей

В данном разделе рассчитывается заработная плата работников, которые напрямую связаны с реализацией исследования. Статья включает заработную плату по окладу, дополнительную заработную плату, а также премии и доплаты.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя) среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\partial}},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_{∂} – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (Таблица 23).

Таблица 23 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	52	52
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
– отпуск	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	252

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 24.

Таблица 24 –Расчёт основной заработной платы за время проекта

Исполнители	$Z_{б,}$ руб.	k_p	$Z_{м,}$ руб	$Z_{дон,}$ руб.	$T_p,$ раб.дн.	$Z_{осн,}$ руб.
Руководитель	44400	1,3	57200	2360,6	33	77900
Инженер	23800	1,3	30940	982,2	98	125135,1
Итого: 203035,1 руб.						

5.3.4 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн},$$

где $Z_{дон}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{дон}$ – коэффициент дополнительной зарплаты, равный 0,12;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 25 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 25 – Заработная плата исполнителей проекта

Заработная плата	Руководитель	Студент (инженер)
Основная зарплата	77900	125135,1
Дополнительная зарплата	9348	15016,2
Зарплата исполнителя	87248	140151,3
Итого по статье: 227399,3руб.		

5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 0,302.

Результаты отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Студент (инженер)
Основная заработная плата, руб.	77900	125135,1
Дополнительная заработная плата, руб.	9348	15016,2
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого	26348,9	42325,7
Итого по статье: 68674,6 руб.		

5.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 27 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления во внебюджетные фонды	Итого без накладных расходов
26927,1	8290	203035,1	24364,2	68674,6	331291

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{пр}},$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Распишем накладные затраты по элементам:

Таблица 28 – Накладные затраты

Наименование элемента	Затраты
Печать и ксерокопирование материалов исследования	1000 руб.
Оплата услуг связи	10000 руб.
Оплата потраченной электроэнергии	2251,64 руб.

Сведем все затраты по статьям в таблицу 29.

Таблица 29 – Бюджет затрат проекта

№ п/п	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Материальные затраты	8290
2	Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)	26927,1
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	203035,1
4	Затраты на дополнительной заработной плате исполнителей темы	24364,2
5	Отчисления во внебюджетные фонды	68674,6
6	Контрагентские расходы	300,00
7	Накладные расходы	13251,64
Бюджет затрат проекта: 344843руб.		

Таким образом, плановая себестоимость проекта составляет 344843 рублей. Основные затраты приходятся на заработную плату исполнителей проекта.

5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{фин}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

где $I_{фин}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет два исполнения, то:

$$I_{фин}^{Исп1} = \frac{344843}{500000} = 0,69$$

$$I_{фин}^{Исп2} = \frac{403500}{500000} = 0,81$$

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

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i,$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы (таблица 30), Исп.1 – текущая разработка, Исп.2 – системы для дополнительной добычи нефти.

Таблица 30 – Оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Оценка Исп. 1	Оценка Исп. 2
Трудоемкость изготовления	0,3	5	3
Удобство в эксплуатации	0,15	4	4
Универсальность	0,1	4	3
Надежность	0,2	4	4
Материалоемкость	0,25	5	2

$$I_{p-Исп.1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 = 4,55$$

$$I_{p-Исп.2} = 3 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,25 = 3,1$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{Исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{Исп.i} = \frac{I_{p-Исп.i}}{I_{фин}^{Исп.i}},$$

Таблица 31 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп. 1	Исп. 2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,58	0,83
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,55	3,1
Интегральный показатель эффективности	7,8	3,7

Как видно из расчетов, использование данной разработки является наиболее оптимальным и целесообразным решением.

Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 102 дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 98 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 33 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 344843 руб.;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,69, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,55, по сравнению с 3,1;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 7,8, по сравнению с 3,7, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, энергии, потребляемой на установке, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности. Абсолютно безопасных и безвредных условий труда не существует, задачи охраны труда состоят в том, чтобы при максимальной производительности труда обеспечить рабочему персоналу достаточно комфортные условия и свести до минимума вероятность повреждений, заболеваний и производственных аварий.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов. Параметры климата, температуры, перемещения воздушных масс на рабочем месте соответствуют ГОСТ 30494-2011 [17].

При бурении скважин, места труда персонала будут удалены от мест постоянного проживания, т.е. проектом предусматривается применение вахтового метода работы. Для вахтовых методов организации работ характерно удлинение продолжительности рабочего дня. Увеличение рабочего дня позволяет увеличить периоды отдыха, на время которых работники возвращаются в места постоянного проживания. При вахтовом методе организации труда возникает необходимость суммированного учета рабочего времени, когда 40-часовая рабочая неделя обеспечивается не каждую конкретную календарную неделю, а в среднем за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за год. Продолжительность межвахтового отдыха принимается в соответствии с Трудовым кодексом РФ [18]. Местом

работы при вахтовом методе считаются объекты, на которых осуществляется непосредственная трудовая деятельность. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Работа проводится по специальному графику рабочего времени, утвержденному заказчиком.

Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междусменного отдыха. К работам, выполняемым вахтовым методом, не будут привлекаться рабочие и служащие моложе 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При сменной работе (2 смены по 12 часов) каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие. При составлении графиков сменности работодатель учитывает мнение представительного органа работников. Графики сменности, как правило, являются приложением к коллективному договору. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения их в действие. Работа в течение двух смен подряд запрещается. Перерыв для приема пищи составляет 60 минут один раз в смену.

График работы вахтовым методом разработан с учетом требования ФЗ №90 и учитывает переработку рабочего времени [3].

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы

переработки (20 час.) рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней (10 дней) с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, а также предоставляется дополнительный день отдыха во время рабочей вахты.

Продолжительность междувахтового отдыха составляет 15 дней. Переработка составляет 52 часа, при этом обеспечивается нормальная продолжительность рабочего времени, не более 40 часов в неделю при 5 дневной рабочей неделе, за счет сокращения рабочего времени в отдельные дни в соответствии с графиком ежедневной работы и предоставлением дополнительных дней отдыха, присоединяемых к очередному отпуску.

На проектируемом объекте персонал обслуживает технологические установки, линейные объекты, объекты вспомогательного назначения. Обслуживающий персонал производит профилактический осмотр и ремонт оборудования согласно технологическому регламенту с перерывами на обогрев в холодное время и обед. У каждого рабочего имеется зона обслуживания в соответствии с его должностной инструкцией.

При обслуживании проектируемых объектов режим труда и отдыха необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности рекомендуется чередование периодов работы с перерывами на отдых в соответствии с типовыми режимами труда и отдыха.

6.2 Производственная безопасность

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016) [4] по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр, т.е. необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира

и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль состояния окружающей среды выполнения природоохранных мероприятий, а также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами:

- допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами – лиц, имеющих соответствующее специальное образование;

- обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты – в соответствии с требованиями ТК РФ, работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях, или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства.

–

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[9]	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с параметрами климата на открытом воздухе	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов; ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [4];

Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека.	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности; СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ;
Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде (повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума);	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация; ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
Производственные факторы, связанные с вибрацией в производственной среде	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Производственные факторы, связанные с напряжением органов чувств	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда
Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения;	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
Производственные факторы, связанные с укусами животных	ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
Производственные факторы, связанные с движущимися частями механизмов	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Производственные факторы, связанные с коротким замыканием	ГОСТ Р 50571.4.43-2012/ (МЭК 60364-4-43:2008)". Электроустановки низковольтные. Часть 4-43. Требования по обеспечению безопасности. Защита от сверхтока.
Производственные факторы, связанные с статистическим электричеством	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования

6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

6.3.1 Параметры климата на открытом воздухе

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006–05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ.

Климат рассматриваемого района работ (Республика Башкортостан) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой. Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -17° до -19°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до -52° – -63°C на севере и до -47° – -51°C на юге области. Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количество осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

Необходимо пользоваться правилами безопасности и носить специальную одежду, предназначенную для данных видов работ. К примеру, для защиты головы необходимо ношение касок, для глаз необходимо ношение маски с откидным экраном. При воздействии холодной температуры на организм человека необходимо ношение тёплой одежды, при дождях и ливнях необходимо

ношение дождевых площадей, при тёплой погоде необходимо ношение материалов из хлопчатобумажной ткани.

Коллективная защита достигается путём осуществления и контроля нормированного рабочего дня, в соответствии с разделением на режим труда и режим отдыха, дистанционного управления автоматикой, рациональным выставлением кустовых оборудований.

Режим рабочего времени определяется действующим трудовым законодательством, иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, и устанавливается Правилами внутреннего трудового распорядка Общества ПАО НК «Башнефть-Добыча», с учетом характера производства, специфики и условий работы.

6.3.2 Электрический ток

Электрический ток оказывает на организм человека: термическое, электролитическое, биологическое воздействие.

Термическое воздействие заключается в ожогах участков тела, нагреве сосудов и нервных окончаний. Электролитическое воздействие приводит к разложению крови и других жидкостей в организме посредством процесса электролиза. Биологическое воздействие электротока на организм сопровождается раздражением и возбуждением органов. Это воздействие может привести к летальному исходу по причине прекращения деятельности органов дыхания и сердца.

Напряжение переменного тока свыше 42 вольт считается опасным, а ток равный 0,1 А – смертельным [10].

К средствам коллективной защиты от электрического тока относят: защитное заземление, зануление, применение малых напряжений, изоляция токопроводящих частей, оградительные устройства, сигнализация, блокировка, знаки безопасности, плакаты.

Кроме перечисленных СКЗ, применяются СИЗ (инструменты с изолированными рукоятками, коврики, токоизмерительные клещи, обувь и т.д.).

Нефтегазопромысловое оборудование работает под высоким электрическим напряжением, в том числе свыше 1000 В. При возникновении неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, при несоблюдении правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала.

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции [12].

Во избежание несчастных случаев, работниками бригад должны быть пройдены правила безопасности при ведении работ. Персонал должен быть ознакомлен со своей должностной инструкцией, со всеми видами инструктажей (вводный, первичный, внеплановый, целевой, повторный) и иметь удостоверения с актуальной датой проверки знаний. При проведении работ на кустовых площадках, непосредственно у специалиста по ПБ и ОТ бригад ГРП необходимо получить акт-допуск на проведение работ по ГРП.

6.3.3 Химическое воздействие на организм работающего человека

При работе с химическими реактивами в воздух поступают пары, газ или пыль, которые могут обладать ядовитыми или раздражающими свойствами [15]. При накоплении в воздухе таких веществ могут возникнуть острые отравления (таблица 2).

Таблица 2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³
Сероводород (в смеси с УВ)	3
Метанол	300

Для снижения риска химического воздействия применяются индивидуальные и коллективные средства защиты для персонала (противогазы, защитные очки, маски, дегазирующие, дезинфекционные средства).

6.3.4 Шумы и вибрация

Источниками шума на технологических площадках и производственных помещениях является различное технологическое оборудование. Уровень производственного шума не должен превышать 50 дБ [5].

Таблица 10 – Параметры шума на технологических сооружениях

Рабочая зона/ физический фактор	Вышечно- лебедочный блок	Насосный блок	Емкостной блок	Мостки и технологическая площадка
Шум, дБ	60	80	80	60
Вибрация, дБ виброускорение виброскорость	100-92	126/112	126/112	83/75

Вибрацию порождают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе машин, насосов, промышленных вентиляторов др. Вибрация не должна превышать 92 ДБ.

Учитывая, что в процессе бурения работники подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 и ГОСТ 12.1.012-2004 [6] по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации.

Для звукоизоляции двигателей автомашин целесообразно применять защитные кожухи и капоты с многослойными покрытиями, применением резины, поролона и т.п. За счет применения изоляционных покрытий и приклейки виброизолирующих матов и войлока шум можно снизить на 5 дБ. Для изоляции локальных источников шума следует использовать противошумные экраны, завесы, палатки. Помещение компрессора в звукопоглощающей палатке снижает шум на 20 дБ.

Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и

профилактики профзаболеваний проектом предусмотрены средства индивидуальной защиты: спецодежда, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы.

При высоком уровне шума необходимо использовать беруши или наушники. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности.

Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована в ГОСТ 12.4.011-89 [7].

Рабочие, руководители, специалисты и служащие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, в соответствии с ГОСТ 12.4.011-89 и приказом № 477 от 16.07.07 Министерства здравоохранения и соц. Развития, согласно типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты [8].

6.3.5 Освещенность

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать слепоту, привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности [9].

При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму.

К средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры, защитные очки.

Минимальная освещенность на рабочих местах не должна отличаться от нормируемой средней освещенности в помещении более чем на 10%.

Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности при ТРС и КРС составляет более 25 люксов. В качестве дополнительных осветительных приборов необходимо применение прожекторов, а также фонарей.

Нормируемые характеристики освещения в помещениях и вне зданий обеспечиваются как светильниками рабочего освещения, так и их совместным действием со светильниками аварийного освещения. Нормируемая освещенность и обеспечивающая ее удельная мощность указываются на рабочих чертежах помещений и рабочих зон.

6.3.6 Движущиеся механизмы

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003–91 [19], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;
- элементы конструкции производственного оборудования не должны

иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011–89 [21]. Согласно ГОСТ 12.2.062–81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026–2015 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета.

6.3.7 Укусы животных

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор подвержен укусам, наносимыми насекомыми и животными. Наибольшую опасность представляет медведь. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм, гудок, репелленты и москитные сетки.

Для защиты от клещевого энцефалита выполняют вакцинацию. Страхование на случай укуса клеща – спасительная мера для не привитых от клещевого энцефалита лиц, у которых риск заболеть выше, чем у привитых лиц.

6.3.8 Короткое замыкание и статическое электричество

Нефтегазопромысловое оборудование работает под высоким электрическим напряжением, в том числе свыше 1000 В. При возникновении неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, при несоблюдении правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала.

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции. Для быстрого реагирования устанавливаются системы

автоматический выключателей.

Напряжение органов чувств

В процессе деятельности помимо состояния утомления возникает состояние монотонности, что отрицательно сказывается на работоспособности человека, вследствие напряжения органов чувств. Данный фактор приводит к преждевременному утомлению, а вследствие и ухудшению зрения, слуха, болей и т.д.

В соответствии с преобладанием у человека процесса торможения может являться причиной неправильных действий и ухудшения производственной обстановки. Для устранения и профилактики, необходимо проводить регламентированный отдых, а также применять СИЗ (очки, беруши, противозумные наушники, вкладыши).

6.4 Экологическая безопасность

Основная деятельность, планируемая на месторождении – добыча и транспортировка нефти и газа.

Влияние на атмосферу

Источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов эксплуатации месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами ПКН–2С, работающая в период бурения новых скважин;
- дизельная электростанция АСДА-100 (работает в период освоения и бурения при строительстве скважин и в период освоения при зарезки бокового ствола);
- дизельный цементировочный агрегат ЦА-320 (работает в период освоения и бурения скважин);
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота,

оксид углерода.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- использование попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии.

Экологический мониторинг за изменением качества приземного слоя атмосферного воздуха на территории месторождения осуществляется в составе программы экологического мониторинга (ПЭМ) месторождения.

Влияние на гидросферу

Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды, следующие:

- разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью и сеноманских вод с высоким содержанием минеральных солей;
- поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов;
- поступление загрязняющих веществ с площади водосбора;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате их перетоков по затрубному пространству в случае некачественного цементирования и негерметичности обсадных колонн.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01, утверждённым Главным

государственным санитарным врачом Российской Федерации 16 июля 2001 года, введённым в действие с 1 октября 2001 года [13].

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;
- безамбарный способ бурения с существующих кустовых площадок утилизация жидких отходов бурения, после соответствующей очистки с попутными пластовыми водами на очистных сооружениях промливневых стоков, и закачкой их через нагнетательные скважины в систему ППД месторождения;
- применение антикоррозионной защиты нефтесборных трубопроводов.

Реализация перечисленных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и позволит снизить до минимума негативное воздействие разработки месторождения на поверхностные и подземные воды.

Влияние на селитебную зону

Одной из наиболее серьезных опасностей пожаровзрывоопасных производств является газопаровое облако (150 м), которое образуется при мгновенном испарении разлитых жидкостей. Образование газопарового облака может привести к появлению трех типов опасностей:

- взрыву парогазовоздушной смеси;
- крупному пожару;
- токсическому воздействию.

Смесь углеводородных продуктов (метана, этилена, пропана, паров бензина, циклогексана и др.) с кислородом воздуха называется парогазовоздушной смесью. Эта смесь может либо взрываться, либо воспламеняться. При взрыве газо- или паровоздушной смеси образуется воздушная ударная волна.

Для прекращения горения необходимо: не допустить проникновения в зону горения окислителя (кислорода воздуха), а также горючего вещества; охладить эту зону ниже температуры воспламенения (самовоспламенения); разбавить горючие вещества негорючими; интенсивно тормозить скорость химических реакций в пламени (ингибированием); механически срывать (отрывать) пламя.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основными ЧС на месторождении могут быть:

- паводки, лесные пожары, град, эрозия;
- радиация, обрушение зданий, порыв, взрыв;
- эпидемия, пандемия, эпизоотия, эпифитотия;
- наличие тяжелых металлов в почве, истощение водных источников, исчезновение животных и растений, кислотные осадки;

Наиболее типичным ЧС на месторождении является пожар.

Пожарная безопасность объекта обеспечивается рядом противопожарных мероприятий, предусмотренных в соответствии с требованиями правил [14].

Ответственность за состояние пожарной безопасности объекта несет начальник промысла или исполняющий его обязанности. Начальник предприятия должен разработать и согласовать с местной пожарной охраной инструкции о мерах пожарной безопасности для всего предприятия в целом.

На каждом сооружении объекта на видном месте должна быть вывешена табличка с указанием ответственного за пожарную безопасность. На предприятии должен быть составлен перечень отдельных установок и помещений с определением категорий производств по взрывной,

взрывопожарной и пожарной опасности. На входных дверях производственных помещений и на щитах наружных установок и резервуарном парке должны быть нанесены надписи, обозначающие категории по взрывопожарной и пожарной опасности и классы взрывоопасных зон.

Приказом начальника должны быть установлены порядок и сроки, по которым рабочие, служащие обязаны пройти противопожарный инструктаж и занятия по пожарно-техническому минимуму.

Въезд на территорию предприятия должен осуществляться по специальному пропуску. Перед въездом на территорию должна быть вывешена схема организации движения по территории и указана максимальная скорость движения транспорта.

Маршруты движения въезжающего и выезжающего транспорта не должны пересекаться. Площадки должны быть хорошо освещены. Кроме рабочего освещения предусматривается аварийное.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели типа БИЯ-2С (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации.

Важнейшим мероприятием, способствующим предупреждению чрезвычайных ситуаций, связанных с взрывами и пожарами, является своевременное обнаружение источников утечек горючих веществ. Для этого организуется постоянный контроль, который осуществляется переносными и автоматическими системами обнаружения пожаров и контроля воздуха рабочей зоны на содержание горючих газов и паров ЛВЖ.

Выводы по разделу

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности.

Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Установки на кустовой площадке относятся к категориям повышенной взрывопожароопасности АН.

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существенную роль при разработке месторождений является грамотное и правильное регулирование показателей разработки. Для достижения данной цели, необходимо внедрять геолого-технические мероприятия, которые в свою очередь могут кардинальным образом увеличить добычу нефти.

В работе выполнен анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов. Месторождение находится на второй стадии разработки и характеризуется отставанием проектных показателей от фактических. Данный эффект связан с разработкой карбонатных коллекторов.

Анализ эффективности разработки Львовского нефтяного месторождения показал, что продуктивные пласты нуждаются в применении и усовершенствовании новых видов ГТМ. Грамотное и рациональное внедрение новых мероприятий, а также анализ имеющихся методов эксплуатации месторождения – играет важную роль и способно положительным образом сказаться на увеличении добычи месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проект поисково-разведочного бурения на Бадряшской площади: отчет о НИР / БашНИПИнефть; рук. Кудашев А.Ш., Тайц М.И. – Уфа, 1976. – 118 с. – Дог. 3676.
2. Дополнительный проект поисково-разведочного бурения на Бадряшской площади (заключительный): отчет о НИР / БашНИПИнефть; рук. Снигирев В.Ф. – Уфа, 1987. – 154 с. – Дог. 3687.
3. Результаты детализационного структурного бурения на Амелинской площади: отчет о НИР / Бирская ГПК; рук. Крылова Л.П. – Бирск, 1988.
4. Подсчет запасов нефти и газа Львовского месторождения: отчет / ООО «Башнефть-Геопроект»; рук. Япаров Э.Р. – Уфа, 2009. – 175 с. – Дог. 2077.
5. ТЭО КИН Львовского месторождения: отчет / ООО «Башнефть-Геопроект»; рук. Файзуллин Р.Р. – Уфа, 2009. – 249 с.
6. Протокол ГКЗ № 2146-дсп от 03.03.2010 г.
7. Технологическая схема разработки Львовского месторождения: отчет о НИР / НГДУ «Краснохолмскнефть»; рук. Шулындин М.И., Антонов Л.В. – Янаул, 1989. – 35 с.
8. Проект разработки Львовского нефтяного месторождения: отчет о НИР / БашНИПИнефть; рук. Гарифуллин А.Ш., Ахметшин Р.А. – Уфа, 1994. – 118 с. – Дог. 3096.
9. Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям АНК «Башнефть» на период действия лицензионных соглашений. – 1998.
10. Анализ разработки месторождений с определением уровней добычи нефти по каждому месторождению по годам до 2010 г. включительно: отчет о НИР / ДООО «Геопроект» (книга 2); рук. Лозин Е.В. – Уфа, 2005. – 263 с.
11. Дополнение к проекту разработки Львовского нефтяного месторождения: отчет ООО «БашНИПИнефть», рук. Файзуллин Р.Р. – Уфа 2010 г.

12. Протокол ЦКР № 5062 от 10.02.2011 г.
13. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минтопэнерго РФ. – 2000.
14. Методические указания по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» – 2003. – 164 с.
15. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 № 5370).
16. ГОСТ 30494-2011 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.
17. Кодекс РФ Федеральный закон №197-ФЗ Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 25 февраля 2022 года) (редакция, действующая с 1 марта 2022 года).
18. Федеральный закон 90-ФЗ О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации, признании не действующими на территории Российской Федерации некоторых нормативных правовых актов СССР и утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации (с изменениями на 28 июня 2021 года).
19. Закон РФ 2395-1 О недрах (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 1 апреля 2022 года).
20. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N1).
21. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
22. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

23. Приказ Минздравсоцразвития России №477 Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на строительных, строительномонтажных и ремонтно-строительных работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

24. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками).

25. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N1).

26. РД 34.03.201-97 Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей.

27. ГОСТ Р 58882-2020 Заземляющие устройства. Системы уравнивания потенциалов. Заземлители. Заземляющие проводники. Технические требования.

28. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ Санитарно-эпидемиологические правила №19 2.1.5.1059-01 О введении в действие санитарных правил - СП 2.1.5.1059-01 СП 2.1.5.1059-01 Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения.

29. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).

30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

31. СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

32. ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

33. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

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

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

