

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Институт природных ресурсов

Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Кафедра - Геология и разработка нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ состояния разработки Майского нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 622. 276. 047. 44 (571. 16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б33Т	Желтяков Александр Львович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.	ст. преподаватель		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А. А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г-м.н., доцент		

Томск - 2017

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

Институт – Природный ресурсов
Направление подготовки (специальность) – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Желтяков Александр Львович

Тема работы:

Анализ состояния разработки Майского нефтяного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2205/с от 31.03.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научные статьи, публикации на основе которых проводился анализ состояния разработки Майского нефтяного месторождения.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Введение 2. Общие сведения о месторождении и участке недр 3. Основные этапы проектирования разработки Майского месторождения 4. Характеристика текущего состояния разработки Майского нефтяного месторождения 5. Техника и технология добычи нефти и газа 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения 7. Социальная ответственность
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Обзорная карта района Майского месторождения 2. Фрагмент тектонической схемы фундамента

		Западно-Сибирской плиты 3. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири. Томская область 4. Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции 5. Динамика добычи, закачки, обводненности, отборов от НИЗ. Майское месторождение 6. Динамика действующего фонда, дебитов нефти и жидкости. Майское месторождение 7. Распределение добывающего и нагнетательного фонда скважин по категориям 8. Структура действующего фонда скважин по дебитам нефти Майского месторождения 9. Структура действующего фонда скважин по дебитам жидкости Майского месторождения 10. Рабочая область характеристики ЭЦН
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим А. А.	
Социальная ответственность	Гуляев М. В.	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.	ст. преподаватель		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-ЗБЗЗТ	Желтяков Александр Львович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Желтяков Александр Львович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых.</i>	Закачка ПОТреагента в пласт -3373452 р./год;
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Расход (дебит) нефти до ПОТобработки- 3.3т./год; Расход (дебит) нефти после ПОТобработки- 6,1т./год
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на прибыль – 20%; Ежегодные амортизационные отчисления – 12%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет прироста добычи нефти
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет расходов реагента (ПОТ)
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет рентабельности ПОТ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А. А.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Желтяков Александр Львович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Желтяков Александр Львович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования данной работы является анализ эффективности подготовки нефти на Майском месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при подготовке нефти на Майском месторождении; 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при подготовке нефти на Майском месторождении;	1.1 Вредные факторы: 1.1.1 Неудовлетворительные метеорологические условия; 1.1.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте; 1.1.3 Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны; 1.1.4 Повышенный уровень вибрации; 1.1.5 Вредные химические вещества; 1.1.6 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 1.2 Опасные факторы: 1.2.1 Механические опасности; 1.2.2 Электроопасность; 1.2.3 Пожаро-взрывоопасность; 1.2.4 Давление в системах работающих механизмов.
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);	- анализ воздействия объекта на атмосферу: Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух; - анализ воздействия объекта на гидросферу: Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

	- анализ воздействия объекта на литосферу: ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохранных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); Разработка решения по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- перечень возможных ЧС на объекте: Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Типичной ЧС является наводнения во время паводка, так как местность болотистая.. Подготовка к сезону паводка, проверка и укрепление внешних сооружений, незамедлительное сообщение о ЧС начальнику участка, вызов специализированной бригады для устранения ЧС. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- характерные для проектируемой рабочей зоны: – Рабочая смена не более 12 часов; – Специальные правовые нормы: 1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г. - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Желтяков Александр Львович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 76 страниц, 10 рисунков, 10 таблиц, 8 источников.

Ключевые слова: геологические запасы нефти, коэффициент нефтеизвлечения, коллектор, пористость, проницаемость, водонасыщенность, скважина, разработка залежи, добыча нефти, методы увеличения нефтеотдачи, заводнение, характеристика фонда скважин.

Объектом исследования являются продуктивные пласты Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅ Майского нефтяного месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ состояния текущей разработки Майского нефтяного месторождения, так же обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования, выбор рационального способа подъема жидкости.

На основании полученных результатов был проведен анализ новой геолого-геофизической информации, который позволил детализировать особенности строения и нефтеносности залежей пластов Ю₁₄₋₁₅ и Ю₁³⁻⁴, а также уточнить положение, морфологию и глубины водонефтяных контактов. Основной способ эксплуатации – электроцентробежные насосы с производительностью 120 м³/сут, что обеспечивает оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения.

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

Обозначения и сокращения

КИН – коэффициент извлечения нефти

ЭЦН – электроцентробежный насос

ГИС – геодезические исследования скважин

ГРП – гидравлический разрыв пласта

НКТ – насосно-компрессорные трубы

УУП – условный уровень подсчета запасов

МОВ – метод отраженных волн

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ВНК – Водонефтяной контакт

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	13
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	15
2.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА	17
2.2 ТЕКТНИКА	18
2.3 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	22
2.4. ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	24
2.5 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	26
2.6 СВОЙСТВА И СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ	29
2.7 СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ	30
3. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .	32
4. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	33
4.1 СТРУКТУРА ФОНДА СКВАЖИН И ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ	36
4.2 СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	40
4.2.1 СОПОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА Ю ₁ ³⁻⁴	41
4.2.2 СОПОСТАВЛЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА Ю ₁₄₋₁₅	42
5. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	44
5.1 АНАЛИЗ И ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ И РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРИМЕНЯЕМОГО ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	44
5.1.1 АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ФОНДА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН.	44
5.2 ПОДБОР ЭЦН В СКВАЖИНУ	46
5.2 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО СПОСОБА ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ.	51

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ..	52
6.1 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТОКООТКЛОНЯЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРИМЕРЕ МАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	52
6.2. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРИМЕРЕ МАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	56
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	60
7.1 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА МАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	60
7.1.1 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ	60
7.2 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА МАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	68
7.2.1 АНАЛИЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	69
7.3 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	70
7.3.1 АНАЛИЗ ВЕРОЯТНЫХ ЧС, КОТОРЫЕ МОЖЕТ ИНИЦИИРОВАТЬ ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	70
7.4 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	74
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	75

Введение

Современный этап развития нефтедобывающей промышленности характеризуется снижением эффективности разработки месторождений углеводородов. В последнее десятилетие отмечается рост интереса специалистов нефтяной отрасли к практическому использованию новых высокоэффективных и рентабельных технологий, обеспечивающих как прирост, так и стабильное поддержание добычи нефти в сложных геолого-промысловых условиях. Вводимые в разработку новые залежи, как правило, представлены низкопродуктивными и слабопроницаемыми коллекторами, а запасы нефти в них относятся к категории трудноизвлекаемых – с повышенной вязкостью нефти, со значительными водонефтяными и подгазовыми зонами. Высокая обводненность добываемой продукции часто обусловлена лишь прорывом воды по высокопроницаемому интервалу пласта или пропластку, что часто приводит к остановке скважин из-за нерентабельности их дальнейшей эксплуатации.

На некоторых нефтяных площадях Ханты-Мансийского автономного округа, где добывается более 70% российской нефти, действуют скважины с обводненностью 90-98%. При этом продолжается снижение основного показателя рационального использования сырьевой базы – коэффициента нефтеизвлечения.

Сегодня расходуются огромные финансовые ресурсы на поддержание добычи на старых месторождениях, где обводнённость превышает 80%. Одна только компания «ЛУКОЙЛ» добывает в Западной Сибири 600 млн.т жидкости в год и из неё получает лишь 52 млн.т нефти. Традиционные методы и технологии эксплуатации нефтяных залежей с заводнением во многих случаях оказываются недостаточно эффективными. Угрозу падению добычи нефти при росте её потребления испытывают многие ведущие нефтедобывающие страны мира.

1. Общие сведения

В административном отношении Майское нефтяное месторождение расположено в южной части Каргасокского района Томской области, в пределах лицензионного участка № 70-3М (Южно-Фестивальный-3), в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье, в бассейне реки Васюган – левого притока Оби.

В промышленно-экономическом отношении Майское месторождение находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, который находится в Васюганской нефтегазоносной области. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Нижнее-Табаганское, Калиновое, Урманское, Северо-Останинское и др. В 12 км к югу от месторождения проходит нефтепровод «Игольское-Герасимовское-Лугинецкое-с. Парабель».

Ближайшими населенными пунктами являются п. Майск, который расположен в 25 км по зимней дороге. Расстояние до г. Кедрового 125 км (ближайший аэропорт областного значения), до г. Томска – 470 км (ближайшая железнодорожная станция и речной порт).

В геоморфологическом отношении площадь месторождения представляет собой слаборасчленённую равнину с широкими заболоченными водоразделами и долинами рек. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от +120 м до +135 м (рисунок 1).

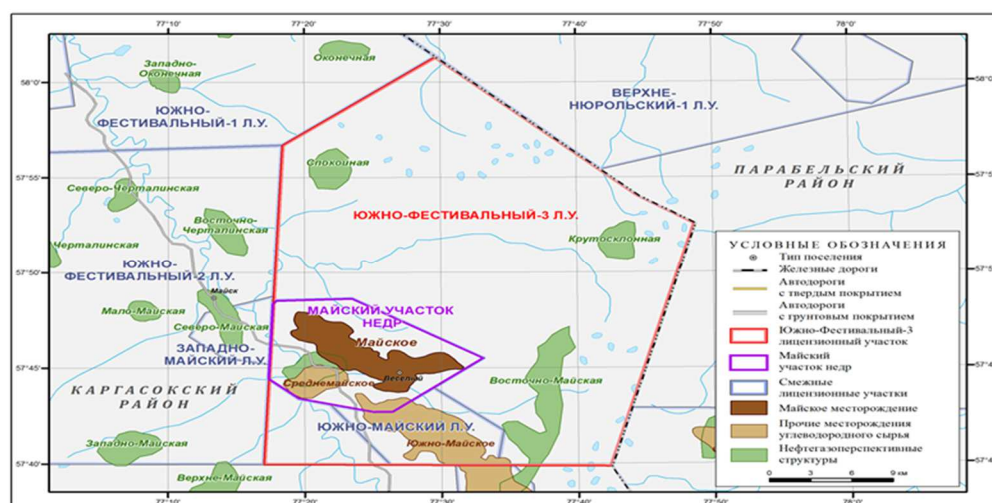


Рисунок 1 — Обзорная карта района Майского месторождения.

Гидрографическая сеть района работ представлена рекой Васюган (левый приток р. Обь), протекающей в непосредственной близости от площади работ в 2-3 км. Заболоченность местности составляет 50-60% территории.

Климат района континентальный. Среднегодовая температура составляет +3оС. Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм, максимум отмечается в июле-августе и декабре-январе. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и сохраняется до начала мая. Его высота составляет от 0,4 - 0,5 м на открытых участках, до 2 м на залесенных. Промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1-1,5 м, на залесенных участках составляет 0,3-0,4 м, промерзаемость болот не превышает 0,4 м. Многолетнемерзлых пород по данным бурения не установлено.

Реки вскрываются преимущественно в начале мая, ледостав начинается в ноябре, болота обычно промерзают к началу января. Магистральных путей сообщения вблизи района проектируемых работ нет. Доставка бурового оборудования и материалов осуществляется по временным дорогам (по «зимникам»). Вахты на буровую доставляются из г. Кедрового на вертолетах.

2. Геолого-физическая характеристика Майского месторождения

Локальное поднятие было выявлено и подготовлено к глубокому бурению в 1970 г. сейсморазведочными работами МОВ масштаба 1:100000 (с/п 24/69-70, Дугова А.Ф., СОКГЭ).

Поисковые работы в пределах Майской площади были начаты в 1971г. бурением скважины 390, расположенной на южном крыле Майского локального поднятия, по результатам испытания скважины была открыта залежь нефти непрямоугольного значения в горизонте Ю-I (келловей-оксфорд). Майское локальное поднятие расположено в Пудинском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. В тектоническом плане оно приурочено к северной периклинали Лавровского наклонного вала. По структурному плану Майская площадь включает в себя три локальных поднятия: Северо-Майское, Майское и Южно-Майское.

По результатам испытания были установлены нефтяные залежи по пластам Ю₁₄₋₁₆ (тюменская свита) и Ю₁³⁻⁴ (васюганская свита), которые в дальнейшем выделены как два эксплуатационных объекта разработки. Залежи пластовые сводовые, водоплавающие и литологически экранированные. Глубина залегания 2562 – 2900 м (табл. 2.1).

Таблица 2.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождений Майское и Южно-Майское.

Параметры	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₆
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-2548,3	-2875
Тип залежи	пластово-сводовая	пластово-сводовая
Тип коллектора	поровый	Поровый
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	19340	35600
Средняя общая толщина, м	22,1	61,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9,93	19,5

Продолжение таблицы 2.1

Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0,22	33,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,15	0,13
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, д. ед.	0,53	0,62
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, д. ед.	0,49	0,54
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,50	0,59
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	8,0	1,2
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,76	0,80
Расчлененность	4	10
Начальная пластовая температура, оС	88	98,7
Начальное пластовое давление, МПа	27,0	31,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,0	0,91
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	0,749	0,682
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/ м ³	0,830	0,797
Абсолютная отметка ВНК, м	-2562	-2900
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,19	1,25
Содержание серы в нефти, %	0,405	н/опр
Содержание парафина в нефти, %	5,41	17,78
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,7	11,6
Газовый фактор, м ³ /т	76,1	102,1
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,54	0,50
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/МПа	4,1	1,5

Необходимо отметить основные особенности геолого-физического строения объекта разработки Ю₁³⁻⁴ месторождения Майское:

- поровый тип коллектора при малых нефтенасыщенных толщинах продуктивных пластов (2-10 м), низкой средней нефтенасыщенности (0,5 д.ед.) и повышенной расчлененности (4,5) в сочетании с низким коэффициентом песчанистости (0,14-0,74);

- широкие пределы коллекторских свойств (проницаемость от 0,00045 до 0,016 мкм² по керну) при неоднородности по проницаемости как по площади, так и по разрезу, что предопределяет снижение коэффициента охвата продуктивных пластов заводнением и показывает на необходимость применения методов увеличения нефтеотдачи;

- высокая пластовая температура (88°C) продуктивных отложений, что ограничивает возможность применения высокомолекулярных органических полимеров в качестве основы водоизолирующих экранов;

- низкая вязкость нефти в пластовых условиях (1,00 мПа·с), что обуславливает сравнительно высокие коэффициенты вытеснения нефти водой (0,54 д.ед.);

- невысокая минерализация пластовых вод (34,7 г/л) с высоким содержанием ионов кальция, магния, хлора, натрия, калия, гидрокарбоната, стронция.

Вышеуказанные особенности геолого-физического строения необходимо учитывать при выборе технологии и составов для физико-химического воздействия с целью повышения нефтеотдачи.

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Вскрытый разрез Майского месторождения представлен породами фундамента (палеозой), корой выветривания и вышележащим продуктивным осадочным комплексом, включающим юрские и меловые отложения.

Размещение залежей по разрезу контролируется наличием в разрезе глинистых покрышек, способных удерживать скопления углеводородов.

С отбором керна на месторождении пробурено 23 скважины. Проходка с отбором составила 719,3 м, вынос керна 673,34 м (93,17 %). Из них суммарная проходка с отбором керна по продуктивным пластам – 270,5 м. Линейный вынос керна по продуктивным пластам – 248,69 м или 91,23 % от проходки в интервале коллектора и 34,57% от общей проходки с отбором керна.

2.2 Тектоника

Доюрское основание Западно-Сибирской геосинеклизы имеет гетерогенное строение и образовано сочленяющимися зонами окружающих его покровно-складчатых и платформенных (на востоке) мегаблоков разного возраста консолидации. Все они перекрыты мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Согласно тектонической схемы фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова. ФГУП "СНИИГГиМС", 2000 г.) Изучаемая территория Майского месторождения расположена в пределах Межовского устойчивого массива вблизи его северо-западной границы. Северо-западнее и западнее находится Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, выполненный осадочно-вулканогенными породами триаса. На обширных территориях вокруг грабен-рифта палеозойский фундамент под осадочным мезозойско-кайнозойским чехлом перекрыт нескладчатыми триасовыми вулканогенно-осадочными породами [1] (рисунок 2.1).

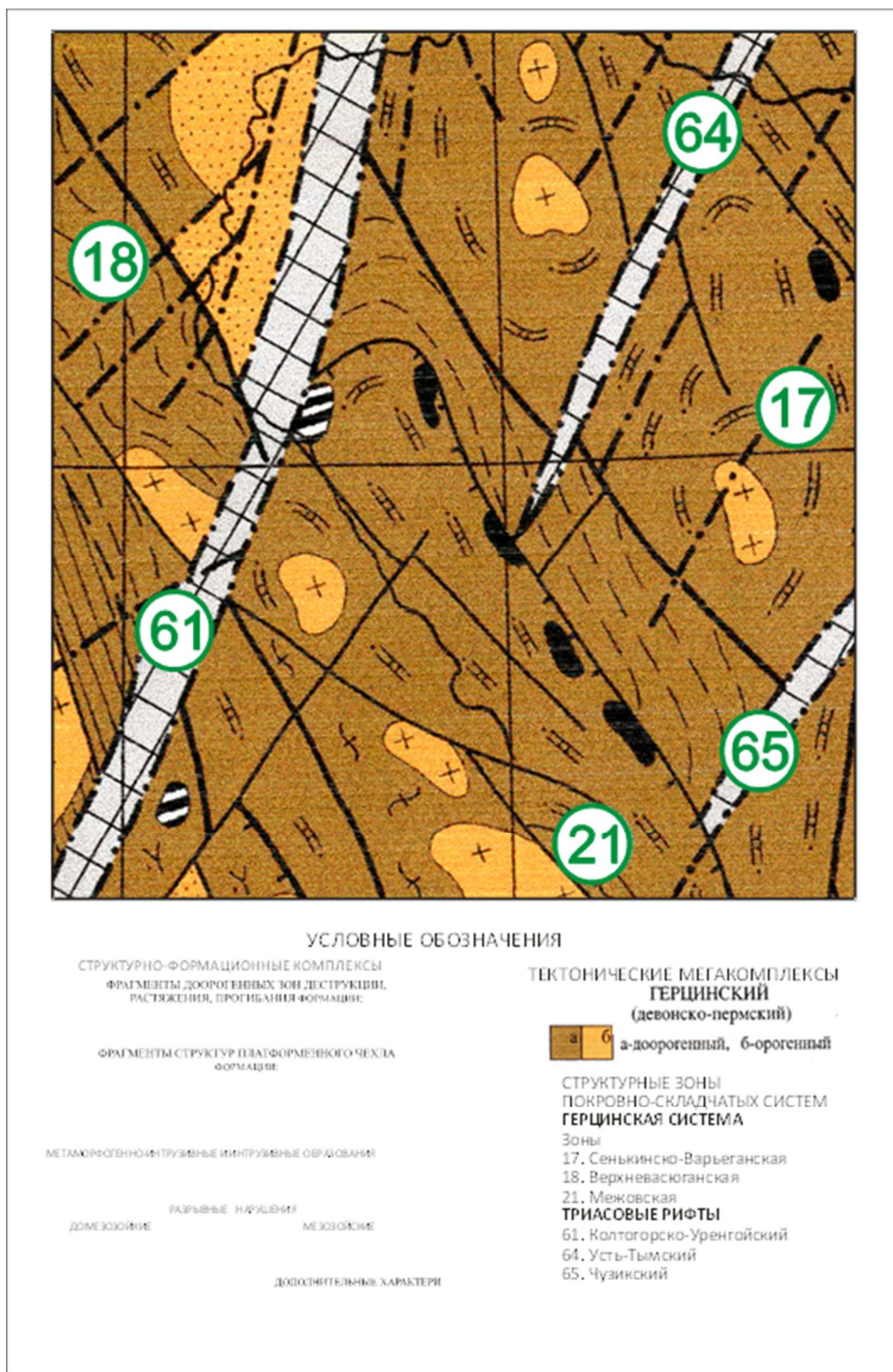


Рисунок 2.1 – Фрагмент тектонической схемы фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова. ФГУП "СНИИГГиМС", 2000 г.)

Палеозойские чехольные комплексы Межовского чехольного массива, особенно в окраинных частях, существенно переработаны в позднегерцинскую эпоху диастрофизма. Массив разделен на отдельные блоки разломами, нередко маркирующимися ультраосновными породами. Они же подчеркивают и северо-восточную границу массива. Палеозойские образования в центральных частях Межовского массива в меньшей степени затронуты пликативными и дизъюнктивными деформациями, чем в окраинных.

На рассматриваемой территории бурением вскрыты раннетриасовые и палеозойские образования. Осадочно-вулканогенные породы триаса залегают под мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом на значительной части рассматриваемого региона. Палеозойские структурно-формационные комплексы имеют возраст от ордовика до среднего карбона, по составу они терригенные, карбонатные, кремнистые, вулканогенные, насыщены интрузивами позднего палеозоя, в основном кислого состава.

Широко развиты разрывные дислокации. Преобладающая ориентировка складчатых и разрывных структур – северо-восточная и северо-западная.

Согласно карте тектонического строения юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (В.А. Конторович, 2002) исследуемая территория расположена в зоне сочленения восточного борта Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали. Нюрольская мегавпадина – отрицательная структура I порядка, в пределах которой расположена северная часть лицензионного участка № 70-3. В пределах депрессии выделены отрицательные и положительные структуры III порядка: Кулан-Игайская и Тамрадская впадины, Осевой, Тамянский и Южно-Седельниковский прогибы, Игольско-Таловое куполовидное поднятие и Фестивальный вал. (рисунок 2.2)

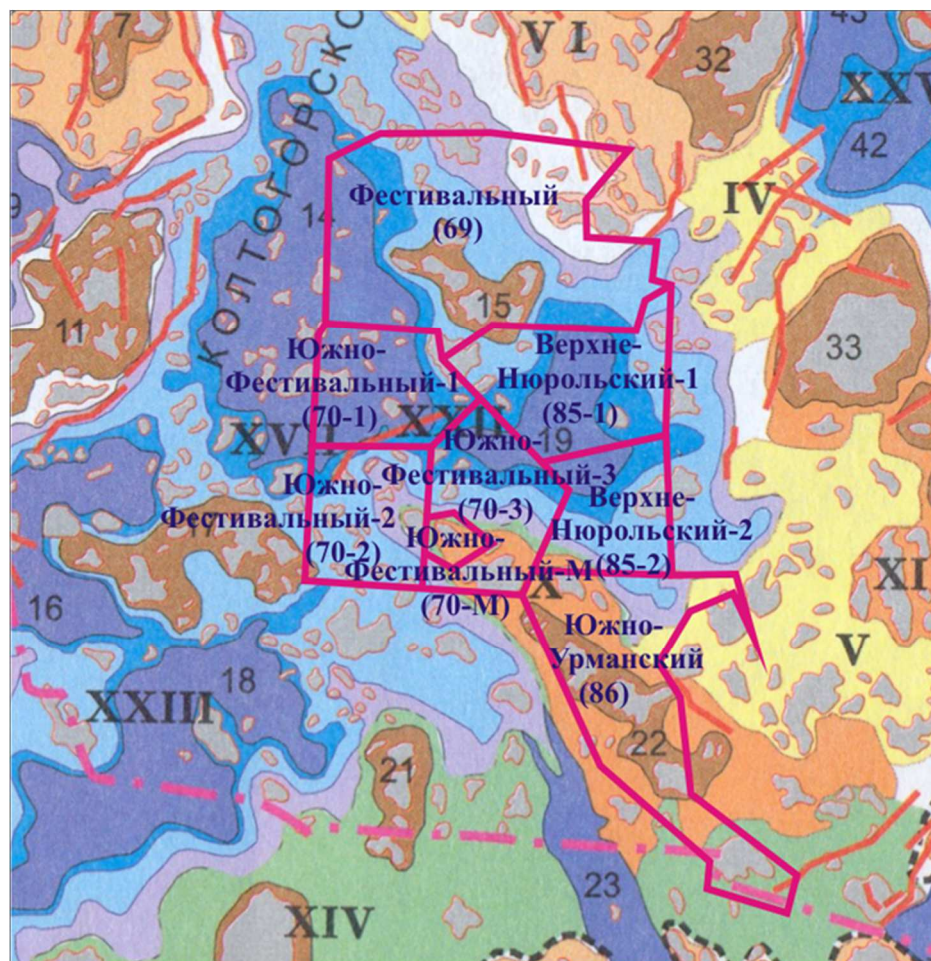


Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири. Томская область (по В.А. Конторовичу, 2002).

Со всех сторон Нюрольская мегавпадина окружена положительными и промежуточными тектоническими элементами разного порядка.

На западе Нюрольская мегавпадина контролируется Верхневасюганской антеклизой, в составе которой выделены Верхнедемьянский мегавал и Каймысовский свод. На северо-востоке Нюрольская депрессионная зона граничит со Средневасюганским мегавалом, на востоке с Шингинской мезоседловиной и Пудинским куполовидным мезоподнятием, на юго-востоке с Лавровским наклонным мезовалом и Северо-Межовской мегамоноклиналью. Дизъюнктивные нарушения играют существенную роль в формировании тектонического облика района и, соответственно, в формировании залежей углеводородов. В районе

лицензионных участков можно выделить, как и на всей территории ЗСП, в региональном плане две основные системы нарушений: северо-западного и северо-восточного простирания. Кроме того, выделяется много мелких разно-ориентированных нарушений, часть из которых проникает в чехол. Эти нарушения осложняют структурные формы, формируют их мелкоблочное строение и создают условия для образования ловушек неантиклинального типа.

2.3 Нефтегазоносность

С позиции нефтегазогеологического районирования Майское месторождение расположено в пределах Нюрольского и Межевского нефтегазоносных районов входящих соответственно в состав Каймысовской и Васюганской нефтегазоносных областей. (рисунок 2.3)

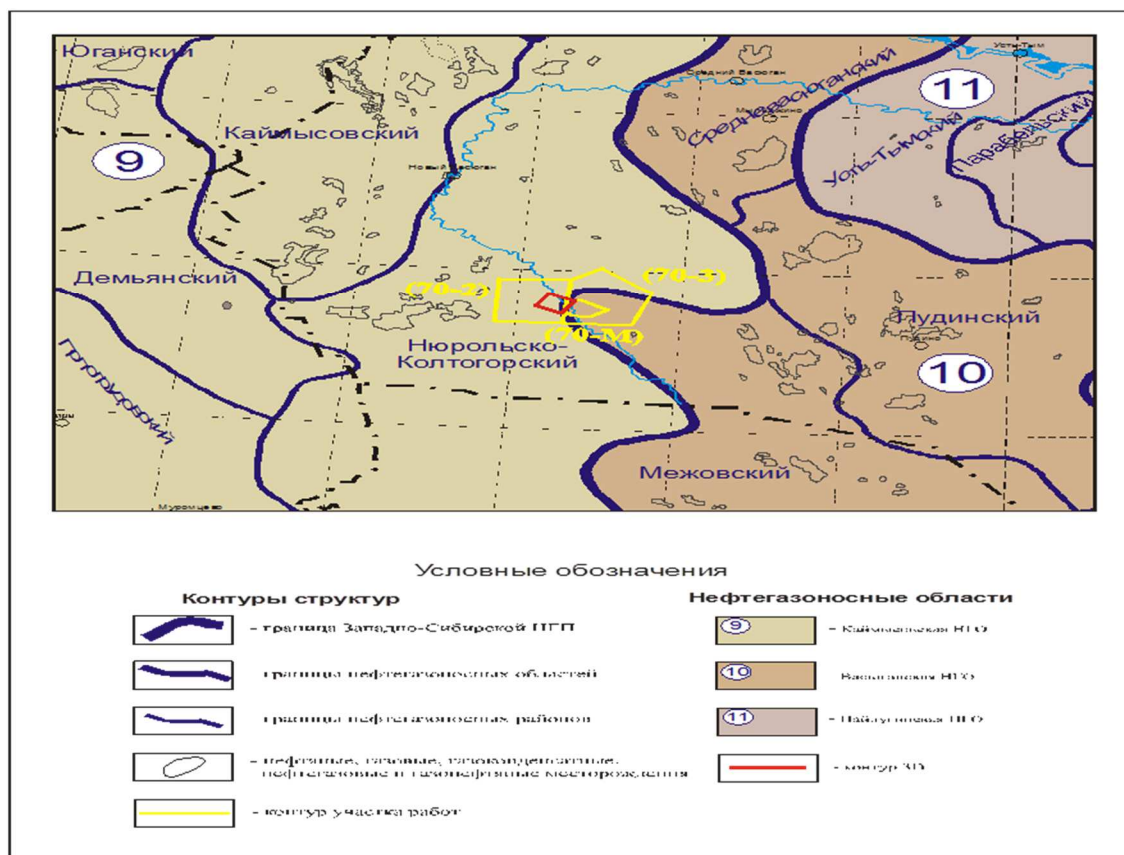


Рисунок 2.3 — Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Пласт Ю₁₄₋₁₅. Залежь пластово-сводовая с элементами тектонического ограничения. Тип коллекторов – терригенный. По результатам интерпретации данных ГИС и испытаний для залежи пласта Ю₁₄₋₁₅ принята наклонная поверхность уровня подсчета запасов, которая изменяется в интервале абсолютных отметок -2894,4 в северо-западной части месторождения до 2904,2 м в его юго-восточной части. Площадь поднятия составляет 23,2 км², линейные размеры – 11,0 х 2,2 км, амплитуда залежи – 72 м.

Пласт Ю₁₃. В процессе опытно – промышленной эксплуатации отложений пласта в скважине Майская-527 (интервал 3157-3160 м) начальный дебит нефти составил 5,0 т/сут, а пластовой воды – 1,0 т/сут, что позволило подтвердить наличие нефтяной залежи на Майском месторождении.

Продуктивные отложения представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до крупнозернистых, с прослоями алевролитов и аргиллитов. Пласт экранирован глинисто-алевритовой пачкой мощностью от 4,0 (скв. 611) до 12,6 (скв. 590) метров.

Залежь пластово-сводовая с элементами тектонического и литологического ограничения. Тип коллекторов – терригенный. Площадь залежи составляет 6,4 км², размеры – 4,7х1,6 км, при высоте 28 м. Условный уровень подсчета запасов (УУП) принят на отметке -2843,4 по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора в скважине 392.

Пласт Ю₁₂. Промышленная нефтеносность отложений пласта Ю₁₂ Майского месторождения доказана результатами испытаний в скв.611. После проведения ГРП из интервала 2936-2952 м был получен приток нефти ($Q_n=17,5$ м³/сут) с водой ($Q_v=18,0$ м³/сут).

Продуктивные отложения представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до крупнозернистых, с прослоями алевролитов и аргиллитов. Пласт

экранирован глинисто-алевритовой пачкой мощностью от 7,0 (скв. 392) до 12,0 (скв. 568) метров.

2.4. Характеристика коллекторов продуктивных пластов

По Майскому месторождению проводились специальные исследования керна по изучению свойств остаточной нефте- и водонасыщенности, коэффициентов вытеснения, абсолютной и относительной фазовой проницаемости.

Зависимость остаточной нефтенасыщенности от проницаемости по образцам не выявлена. Среднее значение остаточной нефтенасыщенности составляет 0,24 по пластам васюганской свиты и 0,274 по пластам тюменской свиты. Среднее значение коэффициента вытеснения по результатам опытов на составных образцах керна составляет 0,535 для пластов васюганской свиты. Для образцов тюменской свиты значения начальной нефтенасыщенности в опытах по исследованию коэффициентов вытеснения оказались завышенными по сравнению с принятыми значениями, поэтому начальная нефтенасыщенность была скорректирована соответственно по образцам и далее, с учетом принятой начальной нефтенасыщенности, был скорректирован и коэффициент вытеснения, который составил в среднем по образцам 0,435.

Залежь пластово-сводовая с элементами тектонического и литологического ограничения. Тип коллекторов – терригенный. Площадь залежи составляет 15,7 км², размеры – 9,7 х 2,1 км, при высоте 44 м. Тип коллекторов – терригенный. В качестве границы раздела нефть – вода условно принята абсолютная отметка -2844,7 м, соответствующая подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скв.228.

Пласт Ю₁₁ Промышленная нефтеносность отложений пласта Ю₁₁ Майского месторождения доказана результатами испытаний в скважине

Майская-393, после проведения ГРП из интервала 2911-2922 м был получен приток нефти ($Q_n=12,8 \text{ м}^3/\text{сут}$) с водой ($Q_v=21,6 \text{ м}^3/\text{сут}$). Продуктивные отложения представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до крупнозернистых, с прослоями алевролитов и аргиллитов. Пласт экранирован глинисто-алевритовой пачкой мощностью от 2,5 (скв. 634) до 8,1 (скв. 511) метров.

Залежь пластовая сводовая с элементами тектонического и литологического ограничения. Тип коллекторов – терригенный. Площадь залежи составляет $5,5 \text{ км}^2$, размеры – $4,9 \times 1,4 \text{ км}$, амплитуда залежи - 30 м. В качестве границы раздела нефть – вода условно принята абсолютная отметка -2812,5 м, соответствующая подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 698.

Пласт Ю₁³⁻⁴ Промышленная продуктивность отложений пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения доказана в скважине Майская-215, в которой после проведения перфорации и глино-кислотной обработки (интервал 2837-2860 м, пласт Ю₁³⁻⁴+Ю₁^М) получен приток нефти ($Q_n=38,9 \text{ м}^3/\text{сут}$). В горизонтальной скважине Майская-395 при испытании интервала 2966-3277 м (а.о. -2542-2548,7 м) был получен приток нефти дебитом $75,7 \text{ м}^3/\text{сут}$. Совместный приток нефти ($Q_n=232,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 18 мм штуцере) с водой ($Q_v=7,2 \text{ м}^3/\text{сут}$) зафиксирован в горизонтальной скважине Майская-396 при испытании интервала 2852-3350 м (а.о. -2530,2-2543,7 м). Промышленный приток безводной нефти дебитом $19,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ был получен при испытании интервала 2754-2759 м (а.о. -2553,3-2558,3 м) в скважине Майская-568. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Тип коллекторов – терригенный. В качестве границы раздела нефть – вода принята наклонная поверхность, залегающая в интервале абсолютных отметок от -2538,0 м в северо-западной части месторождения до -2564,0 м в его юго-восточной части. Площадь залежи составляет $16,7 \text{ км}^2$, размеры - $9,6 \times 1,9 \text{ км}$, а высота – 21 м.

Пласт Ю₁^М Раздельные испытания отложений пласта Ю₁^М в пределах Майского месторождения не выполнялись. В скважине Майская-215 после проведения перфорации и глино-кислотной обработки (интервал 2837-2860 м, пласт Ю₁³⁻⁴+Ю₁^М) получен приток нефти дебитом 38,9 м³/сут. По результатам интерпретации данных ГИС оба пласта охарактеризованы как нефтенасыщенные. В процессе совместной эксплуатации пластов Ю₁³⁻⁴+Ю₁^М в скважине Майская-228 начальный дебит нефти составил 12,9 т/сут, а вода – 10,4 т/сут. По данным ГИС оба пласта являются нефтенасыщенными.

2.5 Гидрогеологическая характеристика месторождения

Гидрогеологический разрез района работ расчленяется на 5 водоносных комплексов:

1. Палеоген - четвертичный.
2. Верхнемеловой (покурская свита).
3. Нижнемеловой (алымская, киялинская, тарская и куломзинская свиты).
4. Юрский (васюганская, тюменская и салатская свиты).
5. Доюрский.

Проведённые исследования показали, что принятое стратиграфическое расчленение водоносных комплексов весьма условно. Ряд исследователей объединяют в один водоносный комплекс отложения юры и палеозоя, в силу невыдержанности водоупора между ними.

Палеоген - четвертичный водоносный комплекс. Воды четвертичных отложений безнапорные, иногда с местным, локальным напором, имеют гидрокарбонатно-кальциево-магниевый состав, иногда загрязнены, с минерализацией 0,12-0,79 г/л. Воды палеогеновой системы пресные, гидрокарбонатно-кальциево-магниевые с минерализацией 0,2-0,4 г/л.

Верхнемеловой водоносный комплекс представляет собой водонасыщенную, преимущественно песчаную толщу, входящую в состав покурской свиты. Верхним водоупором являются глины кузнецовской свиты. Кровля комплекса находится на относительной глубине 670,0-700,0 метров, подошва приурочена к глинистым образованиям кошайской пачки (алымской свиты). Эффективная суммарная толщина комплекса составляет 200 и более метров. Воды имеют состав от гидрокарбонатно-кальциевого до хлоридно-кальциевого с минерализацией от 4 г/л в кровле до 16 г/л в подошве комплекса.

Нижнемеловой водоносный комплекс представлен отложениями алымской, вартовской, тарской и куломзинской свит. Водоупорной кровлей являются отложения кошайской пачки. Подстиляется комплекс аргиллитами куломзинской свиты. Ввиду разнообразия морфологии резервуаров водоносные горизонты плохо выдержаны как по площади, так и в разрезе. Воды хлор-кальциевые, с минерализацией 18,8-20,5 г/л.

Воды комплекса напорные. Статистический уровень по региональным замерам устанавливается на отметке +100 м.

Юрский водоносный комплекс, сложенный отложениями васюганской и тюменской свит. Данный комплекс характеризуется резким повышением минерализации и содержания макро и микрокомпонентов (магний, калий, бром, стронций, литий, рубидий), что обусловлено высокой гидрогеологической закрытостью, замедленным водообменом, более высокими пластовыми давлениями и температурами.

Воды газонасыщенные, газосодержание колеблется в пределах 1,1-2,8 м³/м³. По составу воды хлоридно-кальциевые, с минерализацией 30 г/л.

Дюровский водоносный комплекс приурочен к верхней части образований складчатого палеозоя. Комплекс характеризуется низкой водообильностью за исключением зон повышенной трещиноватости горных пород.

Воды имеют повышенную минерализацию, до 68 г/л, в состав входит большинство макро и микроэлементов, за исключением гидрокарбонат-иона.

В результате бурения и исследования скважин на описываемой территории опробованы горизонты неокомского, верхне- и нижне-среднеюрского водоносных комплексов.

Состав и свойства пластовых вод пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения охарактеризованы 11 пробам из восьми скважин (101, 102, 105, 106, 109, 392, 510, 568). Минерализация пластовой воды 34,1 г/л. По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава, согласно характеристике Сулина В.А. пластовая вода пласта Ю₁³⁻⁴ относится к хлоркальциевому типу.

Состав и свойства пластовых вод пласта Ю₁₄₋₁₆ Майского месторождения охарактеризованы шестью кондиционными пробам из скважин 392, 393, 510, 539 и 611. Минерализация пластовой воды понижена и составляет 25,0 г/л.[1]

По продуктивным пластам Ю₁^М, Ю₁₁ и Ю₁₃ отобрано недостаточно проб воды (менее 3х). По пласту Ю₁₂ пробы воды не отбирались.

Физико-химический состав пластовых вод по продуктивным пластам Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅ приведен в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Свойства и состав пластовых вод (пласт Ю₁³⁻⁴) Майского месторождения.

Наименование параметра	Диапазон изменения	Средние значения
Плотность воды, г/см ³	1,018-1,029	1,024
Химический состав вод, мг/л		
Na ⁺ + K ⁺	7750-14843	11977,7
Ca ⁺²	340-1620	1013
Mg ⁺²	73-216	118
Cl ⁻	15939-25717	20046
HCO ₃ ⁻	549-1525	911
CO ₃ ⁻²	<3	<3
SO ₄ ⁻²	10-208	41

Продолжение таблицы 2.2

NH_4^+	18,4-79,5	52,1
Br^-	28-90,2	71,1
J	1,76-10,55	5,49
B^{+3}	0,6-16,8	8,8
Li^+	0,97-6,21	4,68
Sr^{+2}	80-282	205,1
Rb^+	0,26-0,76	0,55
Cs^+	0,02-0,38	0,18
Общая минерализация, г/л	25,6-42,6	34,1
Водородный показатель, pH	6,6-8,5	7,4
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	11 (8)	

Специальных исследований по геокриологии в районе описываемого месторождения не проводилось. Однако по данным бурения поисковых и поисково-оценочных скважин в пределах Майского месторождения многолетнемерзлых пород не установлено.

2.6 Свойства и состав пластовых флюидов

Аналитические исследования по оценке физико-химических и товарно-эксплуатационных характеристик продукции скважин Майского месторождения проводились на глубинных пробах, отобранных в процессе испытания пластов Ю₁₄₋₁₅ и Ю₁³⁻⁴, в скважинах №№ 102, 205, 224, 510, 527, 568.

Пласт Ю₁₄₋₁₅ Физико-химические свойства нефти пласта Ю₁₄₋₁₅ Майского месторождения определены по данным трех глубинных проб (скв. №№568, 527).

Пласты Ю₁₃ , Ю₁₂ , Ю₁₁ Нефть пластов Ю₁₃ , Ю₁₂ , Ю₁₁ на территории Майского месторождения глубинными пробами не охарактеризована,

поэтому подсчетные параметры нефти и растворенного газа приняты по аналогии с пластом Ю₁₄₋₁₅.

Пласт Ю₁³⁻⁴ Физико-химические свойства нефти пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения, получены при изучении 11 глубинных проб отобранных из скважин №№ 102, 205, 224, 510 и 568.

При Подсчете запасов 2014 г. (ЗАО «Пангея», протокол заседания ГКЗ № 4095 от 27.02.2015г.) для пласта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения приняты следующие подсчетные параметры (таблица 2.4.8):

- плотность нефти в поверхностных условиях – 0,825 г/см³;
- объемный коэффициент – 1,201;
- пересчетный коэффициент – 0,833;
- газовый фактор – 71,3 м³/т.

Пласт Ю₁^М По пласту Ю₁^М отбор глубинных и поверхностных проб не проводился. В связи с этим, подсчетные параметры пласта Ю₁^М приняты по аналогии с пластом Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения.

2.7 Сведения о запасах углеводородного сырья

Майское нефтяное месторождение, расположенное в пределах лицензионного участка № 70-3М (Южно-Фестивальный-3), приурочено к одноименному локальному поднятию, выявленному в 1970 году по результатам сейсмических исследований МОВ (с/п 24/69-70, Другова А.Ф. и др.).

В 2014 г. специалистами ЗАО «Пангея» выполнен «Подсчет запасов и ТЭО КИН продуктивных пластов Майского месторождения» (протокол ГКЗ от № 4095 от 27.02.2015 г.). По объектам подсчета была построена новая структурная модель, основанная на результатах корреляции разреза новых разведочных и эксплуатационных скважин с использованием материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3Д (2006-2008 гг., 2009-2010 гг.). Анализ новой геолого-геофизической информации позволил детализировать

особенности строения и нефтеносности залежей пластов Ю₁₄₋₁₅ и Ю₁³⁻⁴, а также уточнить положение, морфологию и глубины водонефтяных контактов. Кроме того, в процессе испытаний и ГДИС была доказана промышленная нефтеносность продуктивных пластов Ю₁₁, Ю₁₂ и Ю₁₃ тюменской свиты и пласта Ю₁^М васюганской свиты.

Начальные геологические запасы нефти ($ABC_1 + C_2$) по месторождению в целом составляют 27082 тыс.т, извлекаемые запасы составляют 8885 тыс.т.

3. Основные этапы проектирования разработки Майского месторождения

Майское нефтяное месторождение открыто в 1971 году скважиной №390, расположенной на южном крыле Майского локального поднятия. По результатам испытаний скважины открыта залежь нефти непрямоугольного значения.

В 2005 г. в этом же районе была пробурена оценочная скважина №392. По результатам испытания были установлены нефтяные залежи в пласте Ю₁₄₋₁₆ (тюменская свита) и пласте Ю₁³⁺⁴ (васюганская свита).

Первый оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа был выполнен в 2005 году по пластам Ю₁₄₋₁₆ и Ю₁³⁻⁴.

В последующем за период 2006-2009 гг., на основе дополнительных сейсмических исследований и результатах бурения новых скважин, выполнено ещё три пересчета запасов.

В период 2009-2014 гг. на территории Майского месторождения было пробурено 35 эксплуатационных скважин, введенных в промышленную разработку. Кроме того, для всех ранее пробуренных скважин была выполнена переинтерпретация данных ГИС, на основании которой выделен ряд перспективно нефтеносных объектов в отложениях тюменской и васюганской свит. Таким образом, на основе выполненных сейсмических работ, поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, а также гидродинамических исследований скважин в 2014 году выполнен Подсчет запасов по группе Майских месторождений. В пределах Майского месторождения доказана нефтеносность терригенных отложений тюменской (пласты Ю₁₄₋₁₅, Ю₁₃, Ю₁₂ и Ю₁₁) и васюганской (пласты Ю₁³⁻⁴ и Ю₁^М) свит.

4. Характеристика текущего состояния разработки Майского нефтяного месторождения

Майское нефтяное месторождение введено в промышленную разработку в 2007 году запуском в работу поисковой скважины №394. Эксплуатационное разбуривание месторождения производилось до 2011 г.

На 01.01.2015 г. в разработке находится два объекта Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅. Согласно подсчету запасов 2014 года выделено четыре новых продуктивных пласта: Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃ тюменской и Ю₁^М васюганской свит. Далее в работе рассмотрена возможность объединения представленных пластов в эксплуатационные объекты.

Основные показатели состояния разработки Майского месторождения представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Основные показатели состояния разработки

Показатели	Объекты		Итого по разрабатываемым объектам
	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₆	
Год ввода в разработку	2007	2007	2007
Максимальная добыча нефти, тыс.т.	585,9	29,7	604,6
Год достижения максимальной добычи	2010	2011	2010
Годовая добыча нефти, тыс.т.	89,4	20,8	110,2
Доля в общей добыче, %	81,1	18,9	
Накопленная добыча нефти, тыс.т.	1830,7	160,9	1991,6
Доля в общей добыче, %	91,9	8,1	
Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ) ВС1, тыс.т.	2753	3933	6686
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	41,2	58,8	
Отбор от НИЗ, %	66,5	4,1	29,8
Остаточные извлекаемые запасы нефти (ОИЗ) ВС1, тыс.т.	922,3	3772,1	4694,4
Доля ОИЗ объекта в общем объеме запасов, %	19,6	80,4	
Темп отбора от ОИЗ, %	8,8	0,5	2,3
Текущий КИН, д.ед.	0,294	0,012	0,102
Утвержденный КИН, д.ед.	0,441	0,296	0,342
Начальные геологические запасы нефти (НГЗ), тыс.т.	6237	13288	19525
Доля НГЗ объекта в общем объеме запасов, %	31,9	68,1	
Годовая добыча жидкости, тыс.т.	681,6	90,9	772,5
Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	3826,5	510,6	4337,1
Обводненность, %	86,9	77,1	85,7
Текущий ВНФ, ед.	6,6	3,4	6,0
Накопленный ВНФ, ед.	1,1	2,2	1,2
Фонд добывающих скважин*	27	19	45
Средний дебит нефти, т/сут	9,5	3,4	7,7
Средний дебит жидкости, т/сут	72,1	14,7	54,0

Продолжение таблицы 4.1

Годовая закачка, тыс.м ³	917,4	52,4	969,8
Накопленная закачка, тыс.м ³	5199,0	244,4	5443,4
Текущая компенсация отбора жидкости закачкой, %	129,7	50,9	119,7
Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой, %	112,8	40,2	104,3

С начала разработки по месторождению отобрано 1991,6 тыс.т нефти и 4337,1 тыс.т жидкости, текущий КИН – 0,094 (с учетом неразрабатываемых объектов), при утвержденном – 0,336. Отбор от НИЗ – 28,1 % при обводненности 85,7 %, накопленный водонефтяной фактор - 1,2. Основным разрабатываемым объектом является пласт Ю13-4 (92% накопленной добычи месторождения), он и определяет динамику основных показателей месторождения в целом.

За 2014 год в целом по месторождению добыто 110,2 тыс. т нефти и 772,5 тыс. т жидкости при среднегодовой обводненности 85,7 %. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, числящихся на государственном балансе на 01.01.2015 г., составил 2,1 %. Дебит жидкости добывающих скважин в среднем составил 54,0 т/сут, нефти – 7,7 т/сут.

Закачка на месторождении осуществляется с 2008 г. В 2014 году всего закачано 969,8 тыс.м³ воды при средней приемистости нагнетательных скважин 113,2 м³/сут, текущая компенсация – 119,7 %. Накопленный объем закачки воды на 01.01.2015г. составил 5443,4 тыс.м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой – 104,3 %.

Стадия растущей добычи на Майском месторождении продолжалась в течение 2007-2010 гг. с активным вводом новых скважин из бурения. Периода стабильных уровней не наблюдалось. Третья стадия разработки, характеризующаяся падением темпов добычи нефти и резким ростом обводненности, началась с 2011 г. и продолжается на данный момент: годовая добыча нефти снизилась с 604,6 тыс. т в 2010 г. до 110,2 тыс. т в 2014 г., дебиты жидкости установились на уровне 50-60 т/сут, прирост доли воды в среднем составил 8-10 % в год. [2]

Динамика основных технологических показателей разработки в целом по месторождению за весь период эксплуатации приведена на рисунках 4.1. и 4.2

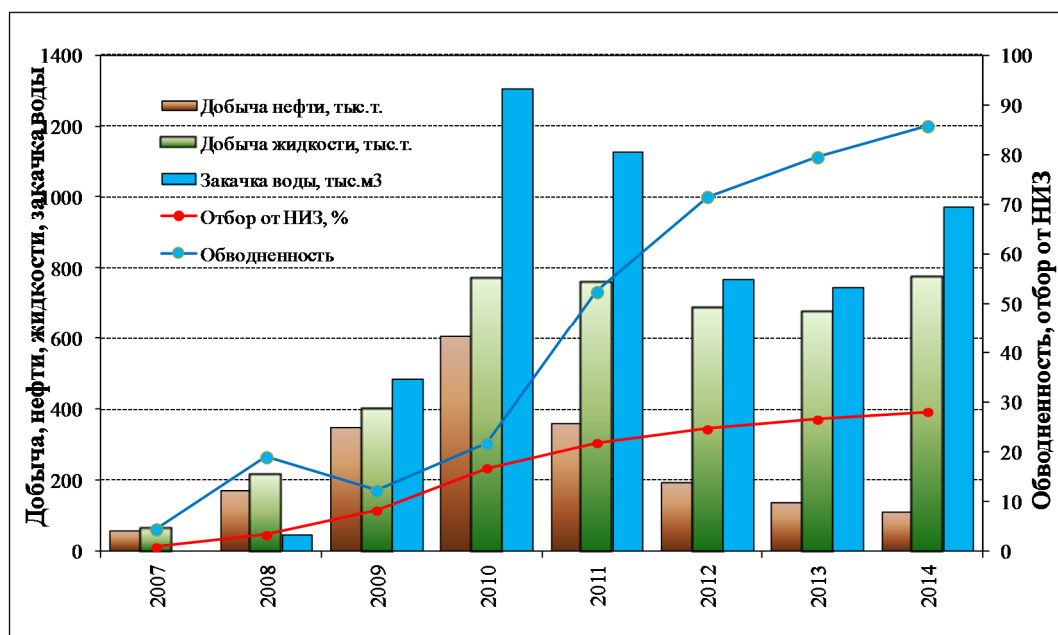


Рисунок 4.1 – Динамика добычи, закачки, обводненности, отборов от НИЗ. Майское месторождение.

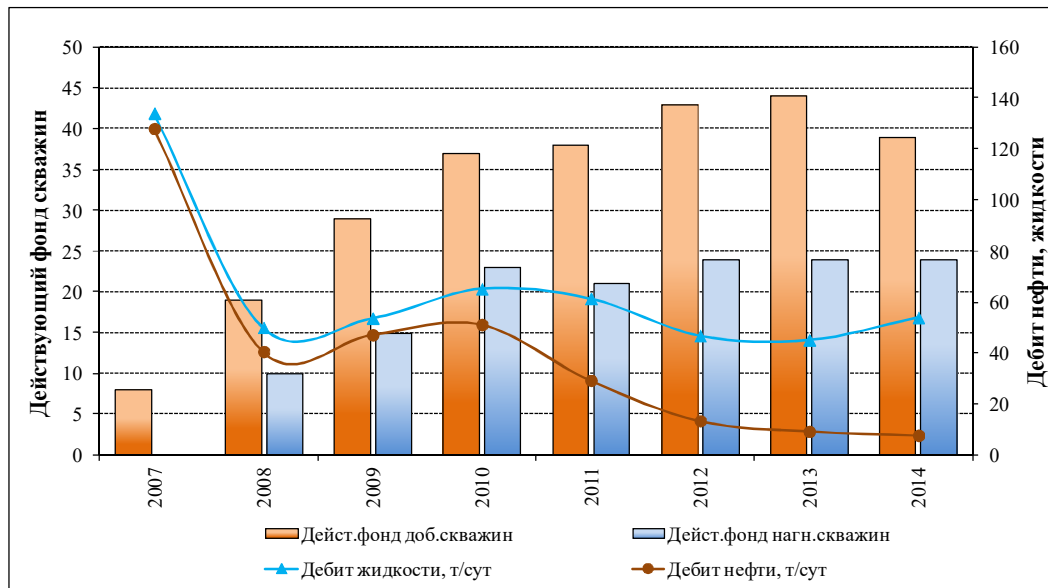


Рисунок 4.2 – Динамика действующего фонда, дебитов нефти и жидкости. Майское месторождение.

4.1 Структура фонда скважин и характеристика состояния разработки

Согласно промысловой отчетности, по состоянию на 01.01.2015 года на месторождении пробурено 77 скважин, из них 52 добывающие, 23 нагнетательные, 1 водозаборная и 1 поглощающая.

Эксплуатационный фонд составляет 70 скважин – 45 добывающих и 25 нагнетательных. Из всего пробуренного фонда переведено в контрольно-пъезометрический фонд - 1 скважина, ликвидировано - 4 скважины (рисунок 4.3).

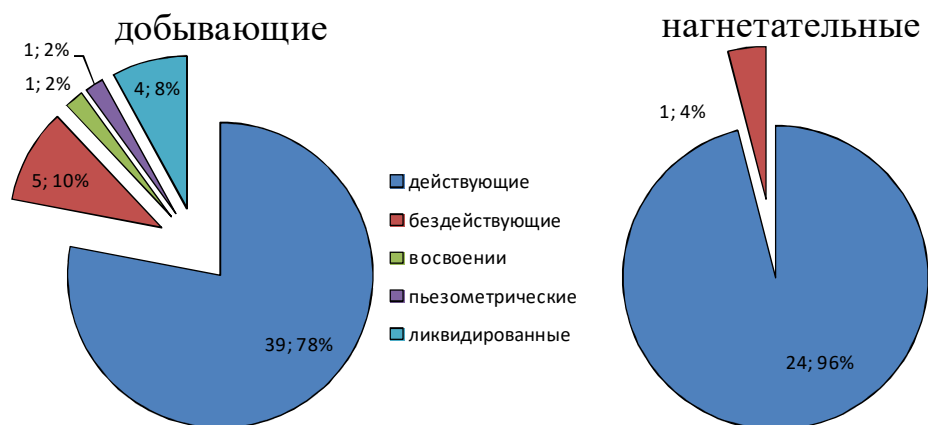


Рисунок 4.3 – Распределение добывающего и нагнетательного фонда скважин по категориям.

Коэффициент использования добывающего и нагнетательного фонда скважин за 2014 год – 0,87 и 0,96, соответственно. Коэффициент эксплуатации – 0,78 по добывающему фонду и 0,98 по нагнетательному фонду. На 01.01.2015 г. в периодической эксплуатации находится 6 скважин (низкий коэффициент продуктивности). Всего за период разработки в добыче находилось 54 скважины и 25 скважин под закачкой (2 скважины были переведены из добывающих).

В таблице 4.2 и на рисунках 4.4, 4.5 представлено распределение скважин по дебитам и обводненности в целом по Майскому месторождению. Как видно из представленных данных, с обводненностью выше 80 % работает

более половины всех скважин, с долей воды 60-80 % - четверть скважин, по 8 % скважин обводнены на 20-40 и 40-60% соответственно. Основная часть скважин работает с небольшими дебитами нефти от 3 до 10 т/сут (82 %), остальные семь скважин добывают от 10 до 25 т/сут (18 %).

Таблица 4.2 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности Майского месторождения.

Обводнённость, %	Дебит нефти, т/сут							Всего	%
	до 1	1-3	3-5	5-10	10-15	15-20	>20		
20-40		2		1				3	7,7
40-60			2				1	3	7,7
60-80	1	1	1	5		1	1	10	25,6
80-90		2	3	3	2	1		11	28,2
90-95		2		4	1			7	17,9
>95		4	1					5	12,8
Всего	1	11	7	13	3	2	2	39	
%	2,6	28,2	17,9	33,3	7,7	5,1	5,1		

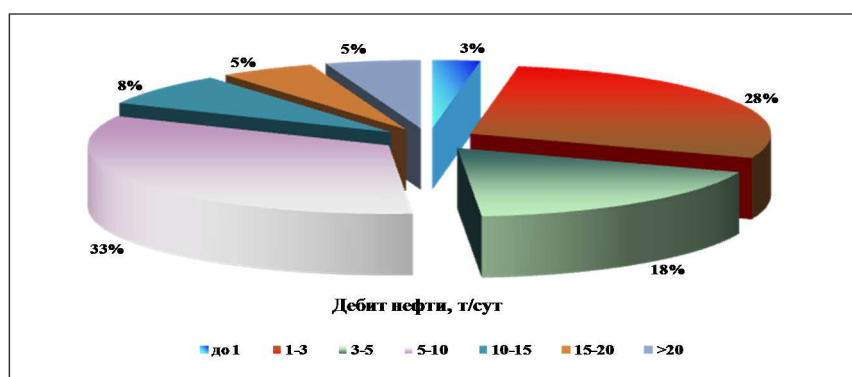


Рисунок 4.4 – Структура действующего фонда скважин по дебитам нефти Майского месторождения.

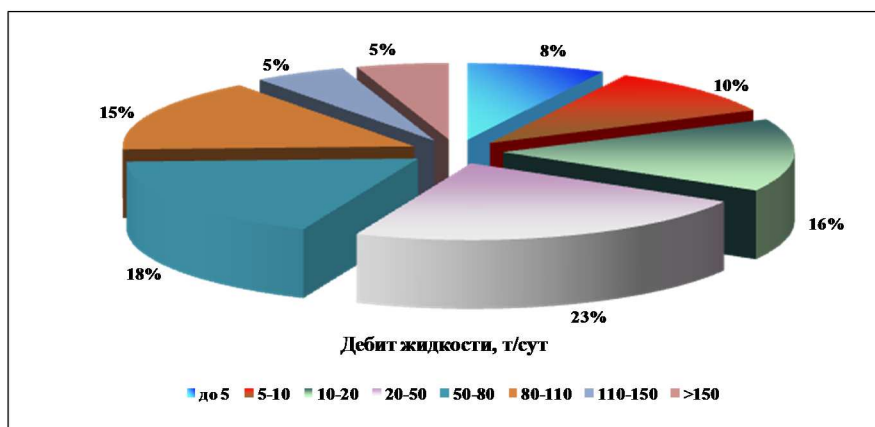


Рисунок 4.5 – Структура действующего фонда скважин по дебитам жидкости Майского месторождения.

По состоянию на 01.01.2015 г. три добывающих (№№ 539, 542, 667бис) и одна нагнетательная (№ 392) скважины совместно эксплуатируют объекты васюганской и тюменской свит. Характеристика фонда скважин, числящихся на балансе предприятия на 01.01.2015 г., приведена в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Характеристика фонда скважин Майского месторождения на 01.01.2015 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин		Итого
		Ю ₁ ^{3,4}	Ю ₁₄₋₁₅	
Фонд добывающих скважин	Пробурено	25	27	52
	Возвращено с других горизонтов	-	-	-
	Приобщение пластов	2	1	-
	Всего	26 (3)	27 (3)	50 (3)
	В том числе:			
	Действующие	25 (3)	17 (3)	39 (3)
	из них фонтанные	-	-	-
	ЭЦН	25 (3)	17 (3)	39 (3)
	ШГН	-	-	-
	бескомпрессорный газлифт	-	-	-
	внутрискважинный газлифт	-	-	-
	Бездействующие	1	4	5
	В освоении	-	1	1
	В консервации	-	-	-
	Переведены под закачку	1	1	2
	Переведены на другие горизонты	-	-	-
	Пьезометрические	-	1	1
	Ликвидированные	-	4	4

Продолжение табл. 4.3

Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	21	2	23
	Возвращено с других горизонтов	-	-	-
	Приобщение пластов	-	-	-
	Переведены из добывающих	2 (1)	1 (1)	2 (1)
	Всего	23 (1)	3 (1)	25 (1)
	В том числе:			
	Под закачкой	22 (1)	3 (1)	24 (1)
	Бездействующие	1	-	1
	В освоении	-	-	-
	В консервации	-	-	-
	В отработке на нефть	-	-	-
	Переведены на другие горизонты	-	-	-
	Ликвидированные	-	-	-
Фонд специальных скважин	Водозаборные	-	-	1
	Поглощающие	-	-	1

За период с 2010г. по 2014г. было запланировано пробурить 55 эксплуатационных скважин, в том числе 28 добывающих (из них 6 ГС) и 27 нагнетательных. За данный период фактически пробурено 17 скважин. По состоянию на 01.01.2015 г. проектный фонд реализован на 30%, к бурению осталось 179 скважин. Состояние реализации проектного фонда скважин приведено в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2015 г.

Состояние реализации проектного фонда скважин	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₅	Итого
Утвержденный проектный фонд - всего	57	202	259
в т.ч.:			
- добывающие наклонно-направленные	22	93	115
- добывающие горизонтальные	5	1	6
- нагнетательные	28	108	136
- контрольные	-	-	-
- водозаборные	2	-	2
Утвержденный проектный фонд для бурения - всего	18	190	208
в т.ч.:			
- добывающие наклонно-направленные	-	84	84
- добывающие горизонтальные	5	1	6
- нагнетательные	13	105	118
- контрольные	-	-	-
- водозаборные	-	-	-
Фонд скважин на 01.01.2015 г. - всего	49	30	77
в т.ч.:			
- добывающие наклонно-направленные	4	21	22
- добывающие горизонтальные	22	5	27
- нагнетательные наклонно-направленные	22	3	24

Продолжение табл. 4.4

- нагнетательные горизонтальные	1	-	1
- контрольные	-	1	1
- водозаборные/поглощающие	-	-	2
Фонд скважин для бурения на 01.01.2015 г. - всего	6	173	179
в т.ч.:			
- добывающие наклонно-направленные	1	68	69
- добывающие горизонтальные	-	-	-
- нагнетательные	5	105	110
- контрольные	-	-	-
- водозаборные	-	-	-

4.2 Сравнение проектных показателей разработки Майского месторождения

Сравнение проектных показателей разработки Майского месторождения проведено за 2010–2014 гг. После проведенного анализа отставание фактических показателей от проектных выявлено в период 2011–2014 гг., превышение – в 2010 г.

Так, в 2011 году добыто 360,8 тыс. т нефти (на 35,1 % меньше проекта), что связано с отставанием по действующему добывающему фонду скважин (3 ед.) и дебитам нефти. В течение двух лет отставание только увеличивалось и в 2013 г. составило 70,7 % по добыче нефти и 32,2 % по добычи жидкости по причине более низких фактических дебитов скважин (в 3 раза), несоответствия по действующему добывающему фонду (на 11 ед. за счет приостановки разбуривания объекта Ю₁₄₋₁₅) и увеличения доли воды в продукции. В 2014 году фактическая добыча нефти отстает от проектной уже на 77,2%.

Добыча жидкости отстает от планируемых значений за весь рассматриваемый период 2010-2014 гг., наряду с более высокими темпами обводнения. В 2014 году добыто 772,5 т/сут жидкости при проекте 1094,2 т/сут, обводненность превысила планируемую в 1,5 раза. [3]

Закачка рабочего агента отстает от проекта только в период 2012-2014 гг. на 14-28%, что объясняется меньшим фондом нагнетательных скважин. В 2014 году под закачкой находится только 50% от

плана (55 скважин). В остальные анализируемые года наблюдалось превышение объемов закачки над проектом за счет большей фактической приемистости скважин. Сравнение проектных и фактических уровней Майского месторождения за 2014 год приведены в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Сравнение проектных и фактических уровней Майского месторождения за 2014 год.

Эксплуатационный объект	Сравнение	Показатели разработки за 2014 год			
		Добыча нефти, тыс.т.	Добыча жидкости, тыс.т.	Обводненность, %	Действ.доб.фонд, ед.
Ю ₁ ³⁻⁴	проект	208,7	679,8	69,3	27
	факт	89,4	681,6	86,9	25
	<i>отклонение, %</i>	<i>-57,1%</i>	<i>0,3%</i>	<i>25,4%</i>	<i>-7,4%</i>
Ю ₁₄₋₁₅	проект	274,6	414,4	33,7	33
	факт	20,8	90,9	77,1	17
	<i>отклонение, %</i>	<i>-92,4%</i>	<i>-78,1%</i>	<i>128,6%</i>	<i>-48,5%</i>
Месторождение	проект	483,2	1094,2	55,8	60
	факт	110,2	772,5	85,7	39
	<i>отклонение, %</i>	<i>-77,2%</i>	<i>-29,4%</i>	<i>53,5%</i>	<i>-35,0%</i>

4.2.1 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки объекта Ю₁³⁻⁴

Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта Ю₁³⁻⁴ Майского месторождения проведено за 2010–2014 гг. в период действия проектного документа «Дополнение к технологической схеме разработки». После проведенного анализа отставание фактических показателей от проектных выявлено в период 2011-2014 гг., превышение – в 2010 г.

Так, в 2011 году добыто 331 тыс. т нефти (на 25,4 % меньше проекта), что связано с отставанием по действующему добывающему фонду скважин (1 ед.) и дебитам нефти. С 2012 г. отставание увеличивалось, даже при опережающем вводе новых скважин, и в 2013 г. составило 56,4 % по добыче нефти и 15,6 % по добычи жидкости по причине более низких фактических дебитов скважин и увеличения доли воды в продукции

Отклонения в добыче нефти и жидкости от проектных значений объекта Ю₁³⁻⁴ по состоянию на 01.01.2015 г. наблюдается в основном за счёт дебита (-120,1 тыс. т). По жидкости имеются компенсирующие значения отклонений за счет времени (+61 тыс.т) и фонда (-54,5 тыс.т). В 2014 году фактическая добыча нефти отстает от проектной на 57,1%. Это связано, прежде всего, с меньшими дебитами и действующим фондом скважин, а также с неподтверждением объемов дренируемых запасов залежи по результатам эксплуатации 2010-2014 гг. (на 40%). Добыча жидкости находится на уровне планируемых значений, что говорит о более высоких темпах обводнения, чем заложено в проектном документе (на 25%).

Закачка рабочего агента отстает от проекта только в период 2012-2013 гг. на 15-16 %, что объясняется меньшим фондом нагнетательных скважин. В остальные анализируемые года наблюдалось превышение объемов закачки над проектом за счет большей фактической приемистости скважин.

4.2.2 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки объекта Ю₁₄₋₁₅

В 2010 году добыто 18,7 тыс. т нефти (на 65,8 % меньше проекта), что связано в первую очередь с меньшими входными дебитами нефти и большей обводненностью, чем планировалось. В 2011 году, при планируемом вводе 12 добывающих скважин, фактически запущено только 7 со средним дебитом 12,3 т/сут (в 2,4 раза ниже проекта), поэтому отставание годовой добычи составило уже 73,5%. Неподтверждение проектируемой продуктивности скважин вынудило недропользователя приостановить эксплуатационное разбуривание объекта для поиска более эффективной технологии добычи, поэтому в 2012-2014 гг. наблюдается только рост отставания фактических годовых уровней от проекта. В данный период не пробурено ни одной скважины (36 ед. по проекту). Таким образом, в 2014 году фактическая добыча

нефти отстает от проектной на 92,4%. Это связано с меньшими дебитами (в 9 раз) и действующим фондом скважин (на 17 ед.).

Добыча жидкости также отстает от планируемых значений за весь рассматриваемый период 2010-2014 гг., однако темпы обводнения значительно выше (в 2-3 раза). В 2014 году добыто 91 т/сут жидкости при проекте 414 т/сут, обводненность превысила планируемую в 2,3 раза.

Закачка рабочего агента не соответствует проектным уровням (на 10-84%) также по причине меньшего фонда нагнетательных скважин. В 2014 году при планируемом фонде нагнетательных скважин 27 ед. фактически под закачкой находится 3 ед.

Отклонения в добыче нефти и жидкости от проектных значений объекта Ю₁₄₋₁₅ по состоянию на 01.01.2015 наблюдается в основном за счёт дебита (-244,9 тыс. т по нефти и -284,4 тыс.т по жидкости).

5. Техника и технология добычи нефти и газа

5.1 Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования

5.1.1 Анализ фактических показателей работы фонда нефтяных скважин.

В данном разделе проведен анализ состояния добывающего фонда скважин Майского месторождения, изучены и определены средние технологические показатели работы скважин.

По состоянию на 01.01.2015 г на Майском месторождении разрабатывается два объекта Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅.

Эксплуатационный фонд составляет 70 скважин, из них в действующем добывающем фонде находятся 39 скважин (табл.5.1).

Все скважины эксплуатируются механизированным способом – ЭЦН (39 скважин).

Таблица 5.1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2015г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин		Итого
		Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₅	
Фонд добывающих скважин	Пробурено	25	27	52
	Возвращено с других горизонтов	-	-	-
	Приобщение пластов	2	1	-
	Всего	26 (3)	27 (3)	50 (3)
	В том числе:			
	Действующие	25 (3)	17 (3)	39 (3)
	из них фонтанные	-	-	-
	ЭЦН	25 (3)	17 (3)	39 (3)
	ШГН	-	-	-
	бескомпрессорный газлифт	-	-	-
	внутрискважинный газлифт	-	-	-
	Бездействующие	1	4	5
	В освоении	-	1	1
	В консервации	-	-	-
	Переведены под закачку	1	1	2
	Переведены на другие горизонты	-	-	-
	Пьезометрические	-	1	1
	Ликвидированные	-	4	4

Продолжение таблицы 5.1

Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	21	2	23
	Возвращено с других горизонтов	-	-	-
	Приобщение пластов	-	-	-
	Переведены из добывающих	2 (1)	1 (1)	2 (1)
	Всего	23 (1)	3 (1)	25 (1)
	В том числе:			
	Под закачкой	22 (1)	3 (1)	24 (1)
	Бездействующие	1	-	1
	В освоении	-	-	-
	В консервации	-	-	-
	В отработке на нефть	-	-	-
	Ликвидированные	-	-	-
Фонд специальных скважин	Водозаборные	-	-	1
	Поглощающие	-	-	1

Нефть Майского месторождения пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁^М относится к легким (741 кг/м³), маловязким (0,96 мПа·с), малосернистая (0,4%), парафинистая (9,9%). Газосодержание 71,3 м³/т, давление насыщения - 9,5 МПа. Общее содержание асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) – 16%.

Нефть пластов Ю₁₁₋₁₅ легкая (682 кг/м³), маловязкая (0,56 мПа·с), малосернистая (0,04%), парафинистая (18,7%). Газосодержание 104,8 м³/т, давление насыщения – 11,9 МПа. Общее содержание асфальто-смоло-парафиновых веществ – 21%.

Вышеперечисленные факторы могут создавать определенные сложности, как для фонтанного, так и для механизированного способа подъема жидкости из скважин, связанные с отложениями парафина в лифтовых трубах, фонтанной арматуре и наземных коммуникациях, которые усиливаются за счет вредного влияния; выносом механических примесей и др.

Для установления технологического режима работы скважины определяющим параметром является ее продуктивность, зависящая от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны пласта. [4]

При выборе оптимального способа добычи нефти были учтены следующие факторы:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;
- соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины.

5.2 Подбор ЭЦН в скважину.

Рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

- наружный диаметр эксплуатационной колонны -140 мм;
- глубина скважины - 2000 м;
- дебит жидкости $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- статический уровень $h_{ст} = 850 \text{ м}$;
- коэффициент продуктивности скважины $K = 60 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$;
- глубина погружения под динамический уровень $h = 40 \text{ м}$;
- кинематическая вязкость жидкости $\nu = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;
- превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины $h_{г} = 15 \text{ м}$;
- избыточное давление в сепараторе $P_c = 0,2 \text{ МПа}$;
- расстояние от устья до сепаратора $l = 60 \text{ м}$;
- плотность добываемой жидкости $\rho_{ж} = 880 \text{ кг/м}^3$.

Определяем площадь внутреннего канала НКТ по формуле:

$$V_{cp} = 1,3 \text{ м/с}; F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}}, \quad (5.1)$$

$$F_{\text{вн}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 10,68 \text{ см}^2$$

Внутренний диаметр по формуле:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вн}} \cdot 10^{-4}}{0,785}}, \quad (5.2)$$

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{10,68}{0,785}} = 3,69 \text{ см} = 37 \text{ мм}$$

Ближайший больший $d_{\text{вн}}$ имеют НКТ диаметром 48 мм ($d_{\text{вн}} = 40 \text{ мм}$).

Скорректируем выбранное значение $V_{\text{ср}} = 130 \text{ см/с}$:

$$V_{\text{ср}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,785 \cdot 4^2} = 110,6 \frac{\text{см}}{\text{с}}$$

При выборе НКТ при дебите $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ и КПД = 0,96 также получим НКТ диаметром 48 мм.

Рассчитаем депрессию по формуле:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (5.3)$$

где K - коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$;

$\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости, кг/м^3 ; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

$$\Delta h = \frac{120 \cdot 10^6}{60 \cdot 880 \cdot 9,81} = 232 \text{ м}$$

Число Рейнольдса по формуле:

$$\text{Re} = \frac{V_{\text{ср}} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu}, \quad (5.4)$$

где ν - кинематическая вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$;

$$Re = \frac{1,106 \cdot 0,04}{2 \cdot 10^{-6}} = 22120$$

Относительная гладкость труб по формуле:

$$K_s = \frac{d_{BH}}{2 \cdot \Delta}, (5.5)$$

где Δ - шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм.

$$K_s = \frac{0,04}{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3}} = 200$$

Глубина спуска насоса по формуле:

$$L = h_{ст} + \Delta h + h, (5.6)$$

где L глубина спуска насоса, м;

h - глубина погружения насоса под динамический уровень;

l - расстояние от скважины до сепаратора, м;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления.

$$L = 850 + 232 + 40 = 1112 \text{ м}.$$

Потери на трение в трубах по формуле:

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{(L + l) \cdot V_{ср}^2}{d_{BH} \cdot 2 \cdot g}, (5.7)$$

$$h_{тр} = 0,03 \cdot \frac{(1122 + 60) \cdot 1,106^2}{0,04 \cdot 2 \cdot 9,81} = 55,3 \text{ м}$$

Потери напора в сепараторе по формуле:

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (5.8)$$

где P_c - избыточное давление в сепараторе.

$$h_c = \frac{0,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 23,2 \text{ м}$$

Величина необходимого напора:

$$H_c = h_{\text{ст}} + \Delta h + h_{\text{тр}} + h_{\text{г}} + h_c, \quad (9)$$

где $h_{\text{ст}}$ - статический уровень жидкости в скважине, м; Δh - депрессия;

$h_{\text{тр}}$ - потери напора на трение в трубах;

$h_{\text{г}}$ - разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины;

h_c - потери напора в сепараторе

$$H_c = 850 + 232 + 55,3 + 15 + 23,2 = 1175,5 \text{ м}$$

Для получения дебита $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напора $H_c = 1176 \text{ м}$ выбираем ЭЦН5-130-1200 с числом ступеней 282, учитывая, что эксплуатационная колонна у нас диаметром 140 мм (рисунок 5.1).

Построим участок рабочей области характеристики $Q - H$.

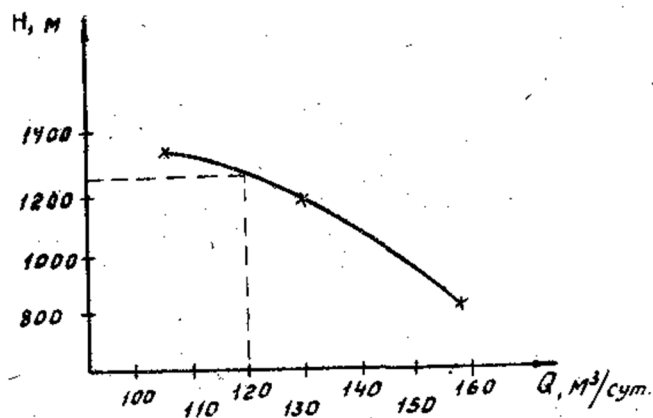


Рисунок 5.1 – Рабочая область характеристики ЭЦН

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ напор ЭЦН на воде составит 1250 м.

Найдем напор насоса на реальной жидкости, если по условию $\rho_{\text{ж}} = 880 \text{ кг/м}^3$;

$$H_{\text{ж}} = 1250 \cdot \frac{1000}{880} = 1420 \text{ м}$$

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим число ступеней, которое нужно снять с насоса:

$$\Delta z = \left[1 - \frac{1176}{1420} \right] \cdot 282 = 48,0$$

Следовательно, насос должен иметь 234 ступени, вместо снятых устанавливаются проставки. Напор одной ступени составит 5,03 м.

При установке штуцера на выкиде из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД.

Полезная мощность электродвигателя формула;

$$N_{\text{п}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{с}}}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_{\text{н}}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{с}}}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{н}}}, \quad (5.9)$$

где $\eta_{\text{н}}$ - КПД насоса по его рабочей характеристике, $\rho_{\text{ж}}$ - наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

$$N_{\text{п}} = \frac{120 \cdot 880 \cdot 1176}{86400 \cdot 102 \cdot 0,57} = 24,7 \text{ кВт}$$

где 0,57 - КПД насоса

Необходимая мощность двигателя

$$N_{\text{н}} = \frac{24,7}{0,94} = 26,3 \text{ кВт}$$

Ближайший больший типоразмер это ПЭД 28 - 103 с КПД 0,73, напряжение 850 В, сила тока 34,7 А, $\cos\alpha = 0,75$, температура окружающей среды до 70°C.

Этому двигателю соответствует гидрозащита П92, ПК92, П92Д.

Основной способ эксплуатации – электроцентробежные насосы с производительностью 120 м³/сут, что обеспечивает оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения.

5.2 Выбор рационального способа подъема жидкости.

Согласно данному проектному документу, на Майском месторождении в эксплуатации будут находиться объекты: Ю₁^{М+3-4} и Ю₁₁₋₁₅.

Механизированный способ добычи

На месторождениях с такой глубиной скважин, как на Майском месторождении (в среднем 3100 м), газовым фактором 71-105 м³/т, проектными дебитами по жидкости 10 – 200 т/сут, температурой пласта – 85-100⁰С, в качестве основного способа эксплуатации скважин рекомендуется механизированный способ добычи с помощью УЭЦН. Данные установки имеют относительно высокие показатели эксплуатационной надежности и достаточно эффективны в широком рабочем диапазоне.

Согласно расчетам установки ЭЦН, как способ эксплуатации скважин, вполне удовлетворяют условиям разработки Майского месторождения и рекомендуется как основной способ эксплуатации.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения

6.1 Расчет экономической эффективности потокоотклоняющих технологий на примере Майского месторождения

В последние годы в связи с вступлением основных нефтяных месторождений республики в позднюю стадию разработки, необходимостью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и в связи с техническим прогрессом разработаны и применяются большое число новых методов воздействия как на призабойную зону пласта, так и на пласт в целом. При этом одни методы направлены на интенсификацию работы скважин (увеличение дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин), другие – только на увеличение нефтеотдачи, третьи – как на интенсификацию работы скважин, так и на увеличение нефтеотдачи пластов.

Экономический эффект от использования мероприятий научно-технического прогресса при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений образуется за счёт получения дополнительной добычи нефти и газа в результате оптимизации режима разработки объектов и работы скважин, использование новых методов повышения нефтеизвлечения и повышения их эффективности, использование методов воздействия на призабойную зону скважин.

В результате анализа геологических особенностей пластов Майского месторождения и текущего состояния разработки были выделены очаги нагнетательных скважин, характеризующихся опережающей обводненностью продукции скважин и соответствующих критериям применимости потокоотклоняющих составов.

При выборе скважин для воздействия учитывались следующие критерии оптимального применения потокоотклоняющих составов:

- опережение обводненности продукции скважин по сравнению с темпом отбора извлекаемых запасов;
- обводнение продукции скважин только нагнетаемой водой;
- участки с повышенной послойной проницаемостной неоднородностью и расчлененностью, что показывает вероятность преждевременного прорыва нагнетаемой воды (не менее 3);
- наличие невыработанных запасов нефти, определяющих потенциал технологий ПНП;
- прогнозный коэффициент охвата не более 0,6;
- в основном фонде скважин отсутствие ЗКЦ и герметичность колонн;
- достаточно высокая приемистость нагнетательных скважин (не менее 200 м³/сут);
- достаточно высокое соотношение действующего реагирующего добывающего фонда к нагнетательному.

Расчет дополнительной добычи нефти проведен с использованием математической модели, основанной на трубках тока в программном комплексе Line_m (свидетельство об официальной регистрации в Российской Федерации №2007613274). Оценка прогнозных технологических и экономических показателей проводилась с вариацией различных объемов закачки с последующей оценкой интервала оптимальных объемов по технологическим и экономическим показателям.

Технологическая эффективность применения потокоотклоняющих технологий (ПОТ) пластов и стимуляции работы скважин оценивается по дополнительной добыче нефти. Для оценки же экономической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи можно использовать остающуюся в распоряжении предприятия прибыль от реализации дополнительно добытой нефти за счет проведенных мероприятий по ПОТ.

Экономический эффект рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{Эт} = \text{Рт} - \text{Зт} - \text{Нпр} , (6.1)$$

где Эт - экономический эффект от внедрения мероприятия, тыс.руб.

Рт - оценка результатов осуществления мероприятия, тыс.руб.

Зт - оценка затрат на осуществление мероприятия, тыс.руб.

Нпр - налог на прибыль.

Оценка результатов осуществления мероприятия, т.е. выручка от реализации дополнительно добытой нефти рассчитывается по формуле:

$$\text{Рт} = \text{Ц} \cdot \Delta Q_{\text{н}} , (6.2)$$

где Ц - цена реализации за 1 тонну нефти, руб.

$\Delta Q_{\text{н}}$ - дополнительная добыча нефти за счет МУН, тыс.тонн.

Оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле:

$$\text{Зт} = \Delta Q_{\text{н}} \cdot \text{Зу.пер.} + \text{Змун} , (6.3)$$

где Зу.пер. - условно-переменные затраты на добычу 1 тонны нефти, руб.

Змун - затраты на осуществление мероприятий по МУН, тыс.руб.

Для оценки деятельности предприятия рассчитывается показатель рентабельности, величина которого показывает соотношение эффекта с использованными ресурсами. В отношении применения методов увеличения нефтеотдачи целесообразно рассчитать рентабельность продаж и рентабельность продукции.

Рентабельность продукции рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{прод}} = \frac{\Pi}{Z_t} \cdot 100\%, \quad (6.4)$$

Сравнение технологий по экономической эффективности можно также осуществлять по удельной прибыли на 1 тонну дополнительно добытой нефти, которая рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{\text{уд}} = \frac{\Pi}{\Delta Q_{\text{н}}}, \quad (6.5)$$

Затраты на обработку одной скважины можно рассчитать по формуле:

$$Z_{\text{скв}} = \frac{Z_{\text{мун}}}{n}, \quad (6.6)$$

где n - количество скважино-обработок.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке.

ЧДД за расчетный год рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{(P_t - Z_t)}{(1+r)^t}, \quad (6.7)$$

где P_t - стоимостная оценка результатов в t -м году (поток выгод);

Z_t - затраты (отток затрат – капитальные вложения, эксплуатационные затраты и налоги), осуществляемые на шаге t расчета;

r – ставка (норма) дисконта;

T – период (срок жизни проекта);

t – номер шага расчета.

если $ЧДД > 0$, то проект является прибыльным;

если $ЧДД < 0$, то проект является убыточным;

если $ЧДД=0$, то проект является ни прибыльным, ни убыточным.

Таким образом, оценка экономической эффективности по методам потокоотклоняющих технологий позволяет выявлять неэффективные участки или участки, на которых эффективность очень низка. Определение таких участков дает возможность проведения более детального анализа, который отобразит влияние на экономическую эффективность нарушений договорной, технологической и финансовой дисциплины, проблем технико-экономического и геолого-технического характера, оказавших наибольшее влияние на получение незначительного результата от проведения мероприятия.

6.2. Расчет экономической эффективности применения потокоотклоняющих технологий на примере Майского месторождения

Майское месторождение, пласт Ю₁³⁻⁴. Участок №1. Для воздействия рекомендуются скважины 202, 204, 205, 206, 392.

Геологические запасы, оцененные объемным методом составляют 3,4 млн.т, начальные извлекаемые запасы в пределах контура участка составляют 1,5 млн.т. На 01.11.12 г. накопленная добыча нефти составляет 549,6 тыс. т, отбор извлекаемых запасов 36,4 %. Интенсивное обводнение началось с 2010 г. Средняя обводненность продукции составляет 73,8 %. Прогнозный Кохв. по участку 0,408, прогнозный отбор НИЗ 50,0 %, т.е., при текущей системе разработки существует риск недостижения проектных показателей. Средняя проницаемость по участку составляет 0,011 мкм². Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 5,3 м. Отметим, что в разрезе скважин присутствует подошвенная вода. В целом, участок соответствует

критериям применимости потокоотклоняющих технологий как с геологической, так и с технологической точки зрения.

Среднесуточный прирост добычи нефти составил 2,64 тонн/сут, для семи добывающих скважин, учитывая, что они работали за год в среднем 335 суток. Прирост добычи нефти составил 6200 тонн/год.

Исходные данные для расчета экономической эффективности применения технологии САИ представлены в таблице 6.1

Таблица 6.1 - Исходные данные для расчета экономической эффективности применения потокоотклоняющих технологий на Майском месторождении

Исходные данные для расчета	Ед.изм.	Значение
Количество скважин	штук	5
Дополнительная добыча	тыс. тонн	3,9
Затраты на проведение мероприятия	тыс.руб.	3373,452
Затраты на МУН на 1 скважину	тыс.руб.	130,543
Среднесуточный дебит	тонн./сут	4,35
Цена реализации 1 тн. нефти без НДС	руб.	7802,8
Ставка НДС	руб./тонн.	3727,5
Налог на прибыль	%	20

Стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия рассчитывается по формуле:

$$P_t = 7802,8 \cdot 3,9 = 30430,92 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле:

$$З_t = 3,9 \cdot 3727,5 + 3373,452 = 17910,702 \text{ тыс.руб.}$$

Экономический эффект от применения данного мероприятия рассчитывается по формуле:

$$Э_t = 30430,92 - 17910,702 - 6086,184 = 6434,034 \text{ тыс.руб.}$$

Рентабельность определяется по формуле:

$$Р_{пр} = \frac{6434,034}{30430,92} \cdot 100\% = 21,14\%$$

Рентабельность продукции определяется по формуле:

$$Р_{прод} = \frac{6434,034}{17910,702} \cdot 100\% = 35,92\%$$

Затраты на одну скважино-операцию рассчитывается по формуле:

$$З_{скв} = \frac{3373,452}{5} = 674,69 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет экономической эффективности по проведенным мероприятиям производили по формуле:

$$ЧДД = \frac{30430,92 - 17910,702}{1 + 1,75} = 4552,806$$

Рассчитанные показатели сведены в (табл. 6.2)

Таблица 6.2 - Расчет экономического эффекта

Показатели	Ед.изм.	Сумма
Выручка от реализации без НДС	тыс.руб.	30430,92
Затраты на проведение мероприятия	тыс.руб.	3373,452
Налог на добычу полезных ископаемых	тыс.руб.	16475,26
Итого производственных затрат	тыс.руб.	17910,702
Налог на прибыль, тыс.руб.	тыс.руб.	7932,354
Прибыль после налогообложения, тыс.руб.	тыс.руб.	6434,034
Рентабельность продаж	%	21,14
Рентабельность продукции	%	35,92
Затраты на одну скв.-операцию	тыс.руб.	674,69

Расчет показал, что все планируемые показатели фактически дали положительный результат.

По приведенным расчетам видно, что ЧДД>0 и составляет 6552,806 тыс. руб, Из этого можно сделать вывод, что использование микробиологического метода улучшения нефтеотдачи на основе технологии сухого активного ила экономически эффективен. Чистая прибыль от внедрения данного метода составила 6434,034 тыс.руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 3,9 тыс. тонн.

7. Социальная ответственность

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды рекомендуемого варианта разработки Майского месторождения. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом разработки Майского месторождения.

7.1 Производственная безопасность на Майском месторождении

7.1.1 Анализ опасных производственных факторов

При разработке нефтяных месторождений присутствуют опасные и вредные производственные факторы, которые могут привести к ухудшению состояния здоровья или смерти рабочих, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них.

Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
МУН	• Превышение уровней шума; • Недостаточная освещенность рабочей зоны; • Отклонение показателей микроклимата • Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. • Химические реагенты	• Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования • Давление (разрушение систем, работающих под давлением) • Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением)	ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.3.003-86 ГОСТ 12.3.004-75

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [5].

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

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

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Неудовлетворительные метеорологические условия

Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы, периодов года и содержат требования к методам измерения и контроля микроклиматических условий.

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;

- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого и функционального состояния человека. Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономическим причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.[8]

В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины показателей микроклимата невозможно установить из-за технологических требований к производственному процессу или экономически обоснованной нецелесообразности, условия микроклимата следует рассматривать как вредные и опасные. В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия (например, системы местного кондиционирования воздуха, воздушное душирование, компенсация неблагоприятного воздействия одного параметра микроклимата изменением другого, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха и обогрева, регламентация времени работы, в частности, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска, уменьшение стажа работы и др.).

Для оценки сочетанного воздействия параметров микроклимата в целях осуществления мероприятий по защите работающих от возможного перегревания рекомендуется использовать интегральный показатель тепловой нагрузки среды (ТНС).

Повышенный уровень шума при подготовке нефти

Технологические процессы являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно участвующих в технологических процессах. В результате исследований установлено, что

шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Сильный внешний шум создается при работе компрессоров, насосов, транспорта и другой техники.

Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [6].

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами.

Неудовлетворительная освещенность

Согласно ГОСТ 12.0.003.-86 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. В зависимости от длины волны, свет может оказывать возбуждающее (оранжево-красный) или успокаивающее (желто-зеленый) действие.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся:

- источники света;
- осветительные приборы;
- световые проемы;
- светозащитные устройства;
- светофильтры;
- защитные очки.

Электроопасность при подготовке нефти

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны П–III и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Пожарная и взрывная безопасность

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности как ЧС изложены в ГОСТ 12.1.004-91.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [4]. Класс рабочей зоны П-III по классификации пожаро-опасных зон – зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрыво-опасных зон – зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

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

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

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

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

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

Приказом устанавливается соответствующий противопожарный режим, в котором должны быть установлены:

- порядок утилизации горючих отходов, места хранения промасленной спецодежды;
- порядок отключения от питания электрооборудования в случае пожара;
- последовательность проведения огневых и пожароопасных работ, действия и обязанности работников при возникновении пожара;
- порядок и сроки прохождения внеочередного противопожарного инструктажа;

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить.

Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах.

При работе категорически запрещается курить на рабочем месте.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”.

В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды.

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;

- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

7.2 Экологическая безопасность на Майском месторождении

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природо-охранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях нагаза нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);
- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Майского месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

7.2.1 Анализ воздействия объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;
- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;
- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные

дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

ликвидировать источник разлива нефти;

- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;
- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;
- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на объекте должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента – собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических поверхностно – активных веществ двойного действия.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из

технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории Майского нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате выхода из строя запорно-регулирующей и предохранительной арматуры;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключаящих возможность образования взрывоопасной смеси;

- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [7].

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;
 - в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

Заключение

Таким образом, исходя из текущего состояния разработки Майского месторождения, можно сделать следующий вывод.

Уровни добычи нефти и жидкости в 2014 году ниже запланированных на 77,2% и 29,4% соответственно, что обусловлено меньшим действующим фондом и дебитами скважин. Текущая закачка воды отстает от проектной на 14%, что также связано с несоответствием по фонду нагнетательных скважин (более чем в 2 раза). Отклонения уровней добычи превышают допустимые значения в связи с более интенсивными темпами падения дебитов нефти и роста обводненности скважин (объект Ю₁³⁻⁴), а также по причине приостановки разбуривания объекта Ю₁₄₋₁₅ из-за низкой и экономически нерентабельной удельной продуктивности скважин.

По результатам испытания скважин была произведена настройка гидродинамической модели, как по характеру насыщения пластов, так и по коллекторским свойствам. Внедрение различных технологий на нескольких опытных участках работ позволили оценить эффективность разных методов для разных геологических условий, что позволит в дальнейшем выбрать наилучший метод. Проведенные опытнопромышленные работы и опробованные технологии по интенсификации и строительству скважин показали возможность рентабельной разработки пластов, попадающих в категорию «трудноизвлекаемых» запасов.

Список литературы

1. Крылов О. В., Захарова А. А., Тихомирова Н.О. Отчет о научно-исследовательской работе «Оперативный подсчет запасов нефти пласта Ю1 3-4 Майского нефтяного месторождения Томской области» / Томск, 2009, – С. 91
2. Технологическая схема разработки Майского нефтяного месторождения: Отчет по договору ПР784, Томск 2010.
3. Подсчёт запасов нефти Майского нефтяного месторождения”. Томск, 2011 г.
4. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра, 1983.
5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
6. И.В. Кушинов, В.А. Кувшинов, к.х.н., Л.К. Алтунина, д .т.н., Технология покомпонентной закачки композиций для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №8 – с. 98-100
7. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №103.
8. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;