

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
МЕРОПРИЯТИЙ НА ПРИМЕРЕ ЛУГИНЕЦКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

УДК [622.245.54+622.276.6]-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23	Голубков Владислав Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.–м.н.		

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

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
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
3-2Б23	Голубков Владислав Евгеньевич

Тема работы:

Анализ эффективности применения геолого-технологических мероприятий на примере Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет геологической и геофизической информации по Лугинецкому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ ТомскНИПИнефть, фондовая и периодическая литература.
----------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Введение
	1 Общие сведения о месторождении 2 Геолого-физическая характеристика месторождения 3 Анализ разработки месторождения 4 Анализ эффективности применения геолого-технологических мероприятий на примере лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6 Социальная ответственность
Заключение	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Гуляев Милий Всеволодович

Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23	Голубков Владислав Евгеньевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страниц, 16 рисунков, 24 таблицы, 44 источника.

Ключевые слова: Лугинецкое месторождение, пласт, залежь, нефть, газ, обводненность, фонд скважин.

Объектом исследования является фонд скважин Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы - анализ эффективности геолого-технологических мероприятий Лугинецкого месторождения, регулирования разработки и поддержание целевых уровней добычи нефти, обеспечение выполнения проектных показателей разработки месторождения.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ эффективности применения геолого-технологических мероприятий, интенсификации притока жидкости к скважинам в осложненных условиях высокого газового фактора. Экономическая эффективность от проведения ГТМ на Лугинецком месторождении, описана в разделе «Финансовый менеджмент».

Для выполнения дипломной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel; рисунки - графические программы Adobe Photoshop и Microsoft Paint. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Обозначения и сокращения

- ГРП – гидравлический разрыв пласта
ГИС – геологическое исследование скважин
ВНК – водонефтяной контакт
ППД – поддержание пластового давления
ПЭД – погружной электродвигатель
КПД – коэффициент полезного действия
ПРС – подземный ремонт скважин
КРС – капитальный ремонт скважин
ЦДНГ – центр добычи нефти и газа
ГТМ – геолого-технологические мероприятия
ППР – проект производства работ
ОПЗ – обработка призабойной зоны
ПВЛГ – Перевод на вышележащий горизонт
ОРЭ – Одновременно-раздельная эксплуатация
ЗБС – Зарезка боковых стволов
РИР – Ремонтно-изоляционные работы

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	9
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
2.1 Краткая характеристика геологического строения месторождения.....	11
2.2 Нефтегазоносность месторождения	14
2.3 Коллекторские свойства продуктивных пластов	18
2.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов	23
3 СОСТОЯНИЕРАЗРАБОТКИЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	27
3.1 Анализ разработки месторождения.....	27
3.2 Состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения.....	39
4 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ...	44
4.1 Геолого-технологические мероприятия.....	44
4.2 Сравнение проектных и фактических показателей.....	47
4.3 Интенсификация притока.....	50
5.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
5.1 Экономическое обоснование методов освоения скважины № 815 куста 8 Бис Герасимовского месторождения	60
5.1.1 Анализ условий, необходимых для расчета	60
5.1.2 Расчет для метода освоения скважины бригадой капитального ремонта скважин	60
5.1.3 Расчет для метода освоения скважины установкой колтюбинга.....	62
5.1.4 Расчет необходимой техники и затрат на топливо	63
5.1.5 Затраты на оплату труда	67
5.1.6 Затраты на страховые взносы.....	68
5.1.7 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы.....	68
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
6.1 Производственная безопасность.....	74
6.2 Анализ вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении	74
6.3 Анализ выявления опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении	78
6.4 Экологическая безопасность.....	81
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	91

ВВЕДЕНИЕ

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение, обладая достаточно большими остаточными запасами углеводородного сырья в юрских отложениях, относится к крайне сложным объектам разработки как по своему геологическому строению, наличию мощных шапок и пропластков газа, так и по свойствам пластовых флюидов. Нефть Лугинецкого месторождения добывается как фонтанным, так и механизированным способом. Эффективность добытой нефти из пластов современными, промышленными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается малоэффективной и неудовлетворительной. В России нефтеотдача составит около 40% в зависимости от структуры запасов нефти и примененных методов разработки. Остаточные или не извлекаемые промышленными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Одним из более эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих пласты, и увеличения добычи нефти из них, является гидравлический разрыв пласта. ГРП может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида под большим давлением. В результате ГРП кратно увеличивается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин.

На месторождениях широко применяются химические методы воздействия на пласт. Эффективность соляно-кислотной, глинокислотной обработки по увеличению добычи нефти также является достаточно эффективным методом, а так же обработка призабойной зоны. Также на месторождении были успешно проведены мероприятия по интенсификации притока.

Целью ВКР является – анализ эффективности применения геолого-технологических мероприятий на примере Лугинецкого месторождения.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1967 году первой поисковой скважиной 152, заложенной в присводовой части структуры, выявленной работами с/п 26/65-66. Лицензия на разработку месторождения ТОМ № 00083 НЭ до 25.03.2014 года выдана ОАО “Томскнефть” ВНК. [1]

В административном отношении Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение находится в Парабельском ($S=18717\text{км}^2$) и Каргасокском ($S=15769\text{ км}^2$) районах Томской области. Месторождение расположено в 400 км на северо-запад от г. Томска, 300 км на юго-восток от г.Стрежевого. Расположение Лугинецкого месторождения представлено на рисунке 1.1.

Ближайший населенный пункт – г. Кедровый, который находится в 80 км к юго-востоку от месторождения и является базовым для нефтегазодобывающей промышленности юга области. Недалеко от города расположен аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, и пристань на реке Чузик.

Район представляет собой сглаженную слаборасчлененную заболоченную равнину. На территории много болот, однако, большая ее часть покрыта лесом. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75-130 м. Самой крупной на территории является река Чижанка.

Климат района – континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время минус 40-50°С. Величина снежного покрова достаточно велика и достигает 1,5 м. Почва промерзает на 1-1,5 м. Самый жаркий месяц лета - июль. Температура воздуха поднимается до плюс 35°С. Среднегодовое количество осадков 450-500 мм/год.

Шоссейная и железная дороги в районе месторождения отсутствуют, доставка грузов круглогодично производится авиатранспортом, в период навигации – по рекам, в зимнее время – по зимнику, связывающему г. Кедровый с областным центром. Плотность населения низкая.

Нефть, добываемая на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении, подается в нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск, трасса которого проходит в 130 км от месторождения. Нефтепровод введен в эксплуатацию в марте 1972 года, а нитка Лугинецкое-Парабель, связывающая месторождение с нефтепроводом, эксплуатируется с 1982 года.

В районе Лугинецкого месторождения имеются залежи глин и строительных песков, пригодных для строительных целей. Глины используются для приготовления буровых глинистых растворов. Строительный лес, необходимый для обустройства, имеется на месте.



Рисунок 1.1 - Обзорная карта района

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Краткая характеристика геологического строения месторождения

Геологический разрез Лугинецкого месторождения представлен мощной толщей терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, залегающих на размытой поверхности палеозойских отложений промежуточного комплекса.

Отложения промежуточного комплекса вскрыты десятью скважинами: шестью разведочными (№№ 151, 160, 170, 180, 182, 186) и четырьмя эксплуатационными (№№ 734, 804, 850, 1166). Наиболее полный разрез промежуточного комплекса (толщина 1525 м) вскрыт в скв.№170, где он представлен прослоями терригенных и эффузивных пород различной мощности в толще известняков.[2]

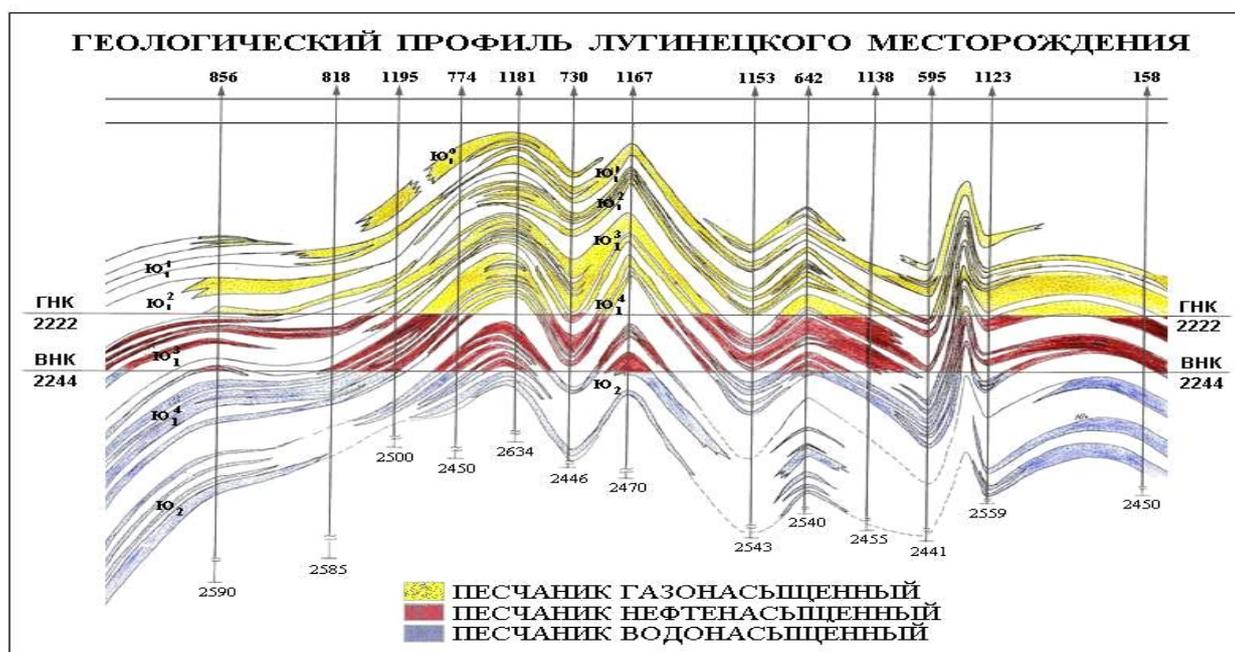
По палеозойским отложениям развиты древние коры выветривания. Керном кора выветривания охарактеризована в скв.№151 и представлена переотложенной породой, каолинизированной, карбонатизированной, сильно выветренной, в остальных скважинах она выделена только по каротажу. Толщина коры выветривания - от нескольких метров до 25 м.

Отложения мезозойско-кайнозойского платформенного комплекса вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Юрская система представлена средним и верхним отделами. В основании разреза юрских отложений, на размытой поверхности юрского промежуточного комплекса, залегают породы тюменской свиты, представленные континентальной толщей средней и низов верхней юры. В кровле тюменской свиты залегает продуктивный горизонт Ю₂.

Отложения васюганской свиты, сложены песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, углистыми аргиллитами и редкими пропластками углей. Согласно с общепринятым расчленением разреза васюганской свиты, основной продуктивный горизонт Ю₁, выделяемый в

разреze свиты, повсеместно разделяется на толщи: надугольную, межугольную и подугольную. Подугольная нижняя толща включает в себя достаточно выдержанные по площади песчаные пласты Ю₁⁴ и Ю₁³ прибрежно-морского генезиса, залежи которых вмещают основную долю запасов нефти и газа Лугинецкого месторождения. Толща межугольная представлена аргиллитами и прослоями углей и углистых аргиллитов редкими линзами песчаников и алевролитов континентального происхождения. Верхняя толща надугольная сложена невыдержанными по площади и разрезу пластами песчаников и алевролитов Ю₁² и Ю₁¹. Песчано-алевролитовый пласт Ю₁⁰, включенный в состав продуктивного горизонта Ю₁, т.к. он составляет с продуктивными пластами васюганской свиты единый массивно-пластовый резервуар, стратиграфически относится к георгиевской свите, отложения



которой на значительных участках Лугинецкого месторождения отсутствуют. Пример геологического профиля по линии скважин представлен на рисунке 2.1.

Рисунок 2.1 - Геологический профиль по линии скважин 856-818-1195-774-1181-730-1167-1153-642-1138-595-1123-158

Баженовская свита распространена повсеместно и сложена глубокоководно-морскими битуминозными аргиллитами, являющимися надежной крышкой для нефтегазовых залежей васюганской свиты, толщиной до 40 м. [3]

Меловая система представлена двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел включает четыре свиты (снизу вверх): куломзинскую, тарскую, киялинскую и низы покурской. Верхний - верхнюю часть покурской, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую, ганькинскую свиты.

Палеогеновая система представлена тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом. На размытой поверхности палеогеновых отложений залегают осадки четвертичной системы.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Лугинецкому локальному поднятию (л.п.) - структуре третьего порядка, расположенной в северо-западной периклинальной части Пудинского мегавала - положительной структуры первого порядка.

С северо-запада Пудинский мегавал граничит с Усть-Тымской рифогенной зоной, сочленяясь с ней моноклинально с углом наклона 2-3°. Моноклинальный склон постепенно переходит в северный борт Лугинецкого поднятия, которое имеет изометрическую форму, характерную для структур плитных комплексов платформ.

По отражающему горизонту Φ_1 (кровля доюрских отложений) Лугинецкое месторождение оконтуривается изогипсой - 2450 м. Его размеры составляют 24x23 км, амплитуда - 130 м. По горизонту Φ_2 в центральной, западной и восточной частях Лугинецкого месторождения выделяются три приподнятые зоны, унаследовано отражающиеся в структурной поверхности вышезалегающих юрских отложений. Характерной особенностью является осложненность структуры по горизонту Φ_2 множеством разрывных нарушений, которые по мнению большинства исследователей затухают в юрских отложениях.[3]

По данным детализированной сейсмики и бурения сетки эксплуатационных скважин поднятие представляется более сложным, чем было принято в подсчете запасов 1972 г. В настоящее время установлено, что Лугинецкая структура осложнена множеством приподнятых зон, структурных носов, мысов, впадин и ложбин, контролирующими площадное распространение

контуров нефте- и газоносности. По результатам бурения скважин кустов 47 и 36 месторождение разделилось на два купола - западный и восточный.

В западной части Лугинецкого поднятия выделяется Западно - лугинецкий структурный мыс - локальное поднятие, перспективное для расширения площади нефтегазоносности, где пробурена скв. №186 и намечается продолжение разведочного бурения. На южной периклинали поднятия скв. №182 и №183 подтвердили наличие выявленных сейсморазведкой структурных выступов, разделённых ложбиной, заходящей в район скв. №167. Здесь же, в южной части месторождения, установлено наличие двух периклинальных выступов (локальных поднятий) в районе скв. №№ 726, 729, 826, 843, 1211, 773 и районе скв. №№834, 898, 891, разделённых узким прогибом по линии скв. №№877, 163, 1224.[4]

Имеются и другие более или менее ярко выраженные, различных размеров, формы и амплитуды осложнения структурной поверхности Лугинецкого поднятия, определяющие гипсометрическое положение и, следовательно, характер насыщения продуктивных пластов.

2.2 Нефтегазоносность месторождения

Нефтегазоносность в пределах Лугинецкого месторождения установлена в отложениях коры выветривания и верхней части разреза известняков доюрского комплекса (горизонт М) и в верхнеюрских отложениях (горизонты Ю₂ и Ю₁).

Продуктивность горизонта М выявлена в результате опробования скв.180. При опробовании его в интервале 2428-2438 м (а.о. - 2310-2320 м) получен приток нефти дебитом 6 м³/сут на 4 мм штуцере и газа - 2,4 тыс.м³/сут, газовый фактор - 400 м³/м³. после проведения интенсификации притока методом СКО дебит нефти составил 8,2 м³/сут на 4 мм штуцере.[2]

Форма и тип залежи в коре выветривания и трещиноватых карбонатах доюрского комплекса не выяснены и требуют дальнейшего изучения.

Промышленная нефтегазоносность Лугинецкого месторождения связана с продуктивными песчано-алевролитовыми коллекторами горизонтов Ю₂ и Ю₁ (верхняя юра). Горизонт Ю₂ вскрыт большинством пробуренных разведочных и эксплуатационных скважин на глубине 2314,4-2426,8 м (а.о.-2196,2-2331,4 м). Литологически горизонт неоднородный. Общая толщина его варьирует в очень большом диапазоне от 1,5 м (скв. №510) до 75,1 м (скв. №166). Средняя эффективная нефте- и газонасыщенная толщина равна, соответственно, 6,8 м и 17 м. По площади его распространения отмечаются зоны отсутствия пласта, либо коллектора. Нефтяная залежь с газовой шапкой приурочена к центральной части структуры и простирается с севера на юг. Газовая шапка вскрыта двумя скважинами №151 и №180, пробуренными в сводовой части структуры. При опробовании скв. №151 в интервале 2327-2336 м (а.о. -2203,8-2212,8 м) получен фонтан газа дебитом 464,3 тыс.м³/сут через 17,5 мм штуцер при депрессии на пласт - 5,42 МПа. Одновременно вместе с газом из скважины поступал конденсат, дебит его 39,8 м³/сут через 15,4 мм штуцер. Пластовое давление - 24,39 МПа. Нефтеносность горизонта подтверждена исследованием эксплуатационных скважин. В результате исследования скв. №728 в интервале 2468-2474 (а.о. -2246-2250 м) получен приток нефти начальным дебитом 39,2 т/сут на 4 мм штуцере. Запасы УВ по горизонту Ю₂ подсчитаны по категории С₁. Среднее значение коэффициента пористости принятое для подсчета запасов равно 0,176 - для нефтяной части пласта, 0,187 - для газовой, коэффициент нефтенасыщенности - 0,556, газонасыщенности - 0,83.

Горизонт Ю₁ васюганской свиты, содержащий около 95 % запасов нефти и газа месторождения, разделяется на пять продуктивных пластов снизу вверх: Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ и Ю₁⁰, разобщенных глинистыми перемычками толщиной от 1-2 до 10 и более метров. Каждый из перечисленных пластов можно рассматривать как самостоятельную пластовую сводовую залежь. Достаточно выдержанными по площади и разрезу являются пласты Ю₁⁴ и Ю₁³, залегающие

в нижней части васюганской свиты и содержащие вместе около 80% суммарных запасов углеводородов месторождения.

Пласт Ю₁⁴ вскрыт практически всеми пробуренными скважинами на глубине 2298-2413 м (а.о. -2179,8-2293,6 м). Исключение составляют небольшие участки в восточной части структуры, где пласт либо отсутствует, либо представлен непроницаемыми разностями (район скв.№№598, 614, 615, 651, 811, 1140, 1157). Покрышкой для пласта служит перемычка, представленная аргиллитами и алевролитами, толщиной от 0,8 м (скв.№170) до 16,8 м (скв.№567). Пласт Ю₁⁴ неоднородный и представлен песчаниками с небольшими прослоями алевролитов, общая толщина его колеблется от 2,2 м (скв.№715) до 26,8 м (скв.№678). Залежь, выявленная в пласте, четко разделена на две части, приуроченных к западному и восточному куполам и имеющие самостоятельные газожидкостные контакты, отбиваемые на одинаковой отметке (ГНК -2225 м, ВНК -2244 м). Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно, соответственно, 5,8 и 7,1 м. Для восточной части структуры - 4,4 м и 1,7 м. Среднее значение пористости, принятое для подсчета запасов, колеблется от 0,172 для нефтяной части пласта до 0,179 для водонефтяной. В целом по месторождению пласт характеризуется наиболее высокими фильтрационными свойствами, средняя проницаемость 0,024 мкм². Коэффициент нефтенасыщенности минимальный 0,62 в водонефтяной части пласта, максимальное его значение в газонефтяной части пласта и равно 0,694, газонасыщенности - 0,723.

Пласт Ю₁³ имеет повсеместное распространение по площади и вскрыт на глубине 2278,8-2386,4 м (а.о. -2160,5-2291м). В разрезе большинства скважин пласт состоит из двух частей, разделенных между собой алевролитовыми пропластками. Литологическая изменчивость различных частей пласта является причиной сложного характера изменения эффективных толщин. Общая толщина его колеблется в широком диапазоне от 2,0 м (скв.№620) до 25,4 м (скв.№160). Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно 6,2 и 7,2 м соответственно. Фильтрационные свойства пласта в

целом по площади значительно уступают таковым нижнего пласта Ю₁⁴, среднее значение проницаемости составило 0,0135 мкм². Среднее значение пористости принятое для подсчета запасов колеблется от 0,164 для газонефтяной части пласта, до 0,173 для водонефтяной. Минимальный коэффициент нефтенасыщения 0,601 в водонефтяной части пласта, максимальный - 0,626 приняты для газонефтяной части пласта, коэффициент газонасыщенности для газовой зоны - 0,706, газонефтяной - 0,724.

Пласт Ю₁³ опробован и исследован в большинстве пробуренных скважин. Максимальный дебит нефти 75,7 м³/сут на 11,5 мм штуцере при ΔР равном 15,99 МПа получен при опробовании скв.№154 в интервале 2337-2333 м (а.о. - 2234,8-2230,8 м). Максимальный дебит газа - 269,2 тыс. м³/сут через 12,5 мм шайбу при ΔР равном 6,49 МПа получен при опробовании скв.№162 в интервале 2332-2322 м (а.о. -2217-2207 м). Газовый фактор составил 234 м³/м³. Запасы углеводородов по пласту Ю₁³ посчитаны по категориям В и С₁.

Пласт Ю₁² вскрыт большинством пробуренных скважин на глубине 2269,6-2372 м (а.о. -2151,4-2276,6 м) и представлен группой песчаных пропластков, залегающих в пачке переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей континентального генезиса. По площади распространения выделяют зоны либо полного отсутствия пласта, либо отсутствия коллектора. Наибольшее количество обширных и небольших таких зон выделено в центральной и южной частях структуры. Общая толщина пласта варьирует в очень большом диапазоне от 0,8 м (скв.№168) до 22 м (скв.№152). Эффективные нефте- и газонасыщенные толщины в целом по пласту равны, соответственно: 2,2 м и 3,2 м. Коэффициент открытой пористости принятый для подсчета запасов изменяется от 0,156 для нефтяной до 0,169 - для водонефтяной зоны, коэффициент нефтенасыщенности равен 0,599, газонасыщенности - 0,63 для газонефтяной и 0,64 - для газовой зон.

Пласт Ю₁¹ вскрыт на глубине 2260-2376 м (а.о. -2141,8-2256,8 м) и имеет также зональный характер распространения по площади. Наиболее обширные зоны отсутствия пласта или коллектора выделяют в северо-западной и юго-

восточной частях структуры, на остальной части площади это небольшие участки, выделяемые в пределах 1-2, реже 4-х скважин. Общая толщина пласта изменяется от 1,0 м (скв.№751) до 20,4 м (скв.№890). Песчаники пласта Ю₁¹ являются типичными отложениями руслового генезиса. Средние значения эффективных нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равны, соответственно, 2,9 м и 2,7 м. Коэффициент пористости, принятый для подсчета запасов, колеблется 0,152 для газонефтяной до 0,156 для нефтяной и водонефтяной зон.[3]

Коэффициент нефтенасыщенности - 0,648, газонасыщенности для газовой зоны - 0,736, для газонефтяной - 0,715. Пласт испытан в большинстве скважин как самостоятельный объект, так и совместно с пластами Ю₁⁰ и Ю₁². Максимальный дебит газа при опробовании скв.№152 в интервале 2285-2279 м (а.о. - 2181,2-2175,2 м) составил 120 тыс.м³/сут через 15,4 мм шайбу при депрессии на пласт равной 4,17 МПа. Дебит нефти при совместном опробовании пластов Ю₁¹+Ю₁² в скв.№165 в интервале 2326-2312м (а.о.-2233,3-2219,3 м) составил 21,7 м³/сут на 8 мм штуцере при депрессии на пласт равной 16,6 МПа. Запасы углеводородов по пласту Ю₁¹ подсчитаны по категории С₁.

2.3 Коллекторские свойства продуктивных пластов

Характеристика изменения эффективных, газо- и нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов приводится на основании геофизических исследований скважин (ГИС). Выделение коллекторов и определение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) для горизонтов Ю₁ и Ю₂ проводилось по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических, керновых и гидродинамических исследований. Лабораторные исследования проводились по стандартным методикам. За весь период, начиная с поисково-разведочных работ на месторождении и последующей эксплуатацией по настоящее время с отбором керна, пробурено 62 скважины, из них 25 разведочных.

Всего исследовано 1817 образцов горных пород, представленных песчаниками, алевролитами, аргиллитами.

Несмотря на большое количество геологической информации, отдельные части разреза, особенно верхняя часть (пласты Ю₁⁰, Ю₁¹ и Ю₁²), керном освещены слабо. Наибольший интерес по изучению коллекторских свойств по площади с точки зрения объектов разработки представляют пласты Ю₁³ и Ю₁⁴.

По пласту Ю₁³ наблюдается определенная закономерность в распределении эффективных толщин, выраженная в увеличении их с запада на восток. При этом толщина в западной и центральной частях площади распространения пласта преимущественно от 5 до 10 м, с мелкими локальными участками от 10 до 14,2 м (район скв. №№701, 1191, 726). Увеличение толщин более 10 м отмечается на востоке центральной части площади и продолжается в ее восточном направлении. Здесь уже на общем фоне эффективных толщин от 10 до 15 м выделяются отдельные локальные участки, как с толщиной меньше 10 м (скв. №559 - 6,8 м, №595 - 3,0 м, №485 - 7,2 м), так и больше 10 м (скв. №662 - 16,8 м, №615 - 16 м, №590 - 18 м). Уменьшение эффективных толщин пласта происходит за счет глинизации его в кровле, либо в подошве. Нефтенасыщенные толщины имеют в восточной части площади большие значения. Пласт неоднородный, что подтверждается наличием многочисленных пропластков, толщина которых колеблется в большом диапазоне от 0,3 до 9,6 м. Количество пропластков, выделяемое в разрезе скважин колеблется от 1 до 8, среднее значение коэффициента расчлененности в целом по пласту составляет 3,3, для продуктивной части – 3.1.

Песчаность пласта в определенной мере зависит от коэффициента расчлененности, и чем больше песчаность, тем меньше К_р. Так в скважинах, где К_р колеблется от 1 до 3, К_{пес} изменяется в основном в пределах 0,6–1,0 и при К_р равном 4 и выше, К_{пес} - 0,33-0,76. Среднее значение К_{пес} в целом по пласту составляет 0,67, для продуктивной части - 0,73.

Причиной сложного характера изменения эффективных толщин является литологическая изменчивость различных частей пласта. По

гранулометрическому составу коллектора представлены мелко-зернистыми песчаниками со средним размером зерен 0,131 мм. Коэффициент сортировки в нижней части пласта Ю₁³ изменяется так же, как и в нижней части пласта Ю₁⁴. По характеру изменения этих параметров можно считать, что формирование коллекторов нижней части пласта Ю₁³ происходило в условиях сходных с пластом Ю₁⁴, а именно, в мелководной прибрежной части моря. Характер изменения гранулометрического состава и сортировка материала указывают на частую смену гидродинамических условий осадконакопления в различных частях пласта.

Условия формирования отложений пласта Ю₁³ отразились и в характере изменения его коллекторских свойств, как по площади, так и по разрезу. ФЕС коллекторов верхней и нижней частей пласта значительно отличаются друг от друга, особенно это отличие наблюдается в фильтрационных свойствах песчаников. По разрезу в целом для пласта наблюдается улучшение коллекторских свойств снизу вверх от 0,13 до 0,21 для пористости и от 5 до $70 \cdot 10^{-3}$ мкм² для проницаемости. По площади емкостные характеристики колеблются в пределах 0,16-0,18. При этом несколько преобладают значения Кп, равные 0,17-0,18. На таком фоне выделяются небольшие участки с Кп меньше 0,16 (преимущественно в северо-западной части площади скв. №№567, 568, 602, 170) и больше 0,18 в распространенных равномерно по всей площади.

Западная и центральная части площади распространения пласта характеризуются более низкими фильтрационными свойствами. Примерно в равных долях представлены участки со значениями Кпр от $3,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв. №1202) до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² и от 10 до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Значения Кпр более $20 \cdot 10^{-3}$ мкм² отмечаются на небольших локальных участках, более $30 \cdot 10^{-3}$ мкм² - в единичных скважинах (скв. №657).

По данным кернового материала, представленного в значительном объеме по пласту, видно, что пористость по ГИС в большинстве случаев несколько выше, чем по керну, за исключением скв. №843, 778. По проницаемости картина неоднозначна, Кпр по керну во много раз выше, чем по

данным ГИС и наоборот. Поэтому сделать какие-либо однозначные выводы не представляется возможным, требуется более углубленный анализ материалов, для чего необходимо проведение обширных лабораторных исследований керна.

Гидродинамические исследования по пласту проведены в 61 скважине в процессе эксплуатации месторождения. Среднее значение коэффициента проницаемости, полученное в результате исследований равно $6,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², что ниже значений Кпр, полученных по керну и ГИС. Это, видимо, связано с естественным ухудшением параметра в процессе разработки месторождения.

В целом по пласту для газонасыщенной его части ФЕС несколько выше, чем для нефтенасыщенной, что подтверждается лабораторными исследованиями керна, данными ГИС.

В таблице 2.1 приведены основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов УДНГ ЦДНГ-5.

Таблица 2.1 - Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Лугинецкого месторождения[1]

Параметр	ед. изм.	Лугинецкое месторождение			
		Ю1/0-2	Ю1/3	Ю1/4	Ю2
		Средняя глубина залегания	м	2260	2279
Тип залежи Тип коллектора		Пластово-Сводовая Поровый			
Средняя общая толщина	м	18,4	14,2	11,6	22,8
Средняя эффективная толщина	м	2,9	9,7	8,3	11,5
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	3,5	6,6	5,3	3,15
Средняя водонасыщенная толщина	м	3	8,1	6,7	9,3
Пористость	доли ед.	0,157	0,166	0,175	0,174

Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ	доли ед.	0,67	0,62	0,64	0,57
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ	доли ед.	0,67	0,62	0	-
Проницаемость (по геофизике и керну)	мкм ²	0,006	0,014	0,024	0,008
Коэффициент песчанистости(общая. Часть)	доли ед.	0,45	0,67	0,71	0,5
Коэффициент расчлененности	доли ед.	4,1	3,3	3,3	5,6
Начальная пластовая температура	С	81	81	81	81
Начальное пластовое давление	атм.	243	243	243	243
Вязкость нефти в пл. Усл.	мПа*с	0,3	0,3	0,3	0,3
Плотность нефти в пл. Усл.	кг/м ³	639	639	639	639
Плотность нефти в пов. Усл.	кг/м ³	828	828	828	828
Абсолютная отметка ВНК	м	2244	2244	2244	2244
Объемный коэф. Нефти	доли ед.	1,63	1,63	1,63	1,63
Содержание серы в нефти	%	0.2-0.51	0,4	0,32	0,46
Содержание парафина в нефти	%	0.65-6.25	3,3	3,09	2,46
Давление насыщения нефти газом	атм.	243	243	243	243
Газосодержание нефти	м ³ /т	223	223	223	223
Вязкость воды в пл. Усл.	мПа*с	0,37	0,37	0,37	0,37
Плотность воды в пл. Усл.	кг/м ³	1000	1000	1000	1000
Средняя продуктивность	сут*Мпа	8,8	-	-	3,2

Пласт Ю₁⁴ на изучаемой площади, как указывалось ранее, четко разделяется на восточный и западный купола. Восточный характеризуется несколько пониженными значениями эффективных толщин, а также газо- и нефтенасыщенных толщин по сравнению с западным и в целом по пласту. Эффективная толщина пласта колеблется в широком диапазоне от 0,8 до 21,2 м. Пласт неоднородный, количество песчаных прослоев, выделяемых в разрезе изменяется от 1 до 9 при интервале изменения толщин от 0,4 до 6,8 м.[5]

Пористость и проницаемость пласта меняется не только по площади, но и по разрезу так же, как и во всех пластах, формировавшихся в период регрессии. В нижней части пласта наблюдается постепенное увеличение средних значений пористости от 0,13 до 0,2, с проницаемостью от $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Вышележащая часть разреза характеризуется средними значениями пористости 0,19-0,20, а проницаемостью $(50-90) \cdot 10^{-3}$ мкм².

2.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Физико-химические свойства нефти, газа и конденсата изучались по глубинным и поверхностным пробам, которые отбирались при исследовании скважин. Анализы проводились по общепринятым методикам.

В процессе разведки Лугинецкого месторождения было проанализировано 5 глубинных проб нефти из трёх скважин. После утверждения запасов ГКЗ СССР (1972 г) в процессе разбуривания месторождения было отобрано и проанализировано 33 глубинные пробы нефти из 14 эксплуатационных скважин, кроме того, две пробы были отобраны из разведочной скважины 182, пробуренной с целью доразведки месторождения.

За период, прошедший после последней переоценки запасов, на месторождении были дополнительно отобраны глубинные пробы из 18 скважин.

По результатам анализов глубинных проб видно, что полученные значения основных физических параметров очень заметно отличаются между собой. При этом не наблюдается какой-либо закономерности в изменении

основных свойств пластовой нефти ни по площади, ни по разрезу. Основной причиной широкого и неупорядоченного разброса параметров, по мнению авторов подсчета запасов, является тот факт, что все отобранные на Лугинецком месторождении глубинные пробы в различной степени недонасыщены газом.[14]

Сепарированная нефть залежей горизонтов Ю₁ и Ю₂ на месторождении изучена по результатам анализов 61 проб нефти из 24 эксплуатационных и 11 разведочных скважин. По результатам исследования поверхностных проб нефть юрских пластов Лугинецкого месторождения легкая, подвижная, малосмолистая, для большинства проб характерно низкое содержание асфальтенов. Однако результаты исследования сепарированных проб свидетельствуют о неоднородности физико-химических свойств нефти. Если в целом по средним значениям содержания парафина и серы в пробах нефть характеризуется как малосернистая и парафинистая, то нефть пласта Ю₁² сернистая и высокопарафинистая (содержание серы и парафина 0,51 % и 6,25 %, соответственно). Повышенное содержание серы отмечается также в некоторых пробах нефти пласта Ю₁³, Ю₁⁴ и Ю₂, парафина - в пластах Ю₁³ и Ю₁⁴. Приведенные данные свидетельствуют о локальной изменчивости свойств нефти по площади и разрезу. Состав и свойства нефти и газа Лугинецкого месторождения приведены в таблице 2.2.

По данным анализа пробы сепарированной нефти горизонта М (кора выветривания), отобранной в скв.№180, нефть этой залежи отличается от юрских нефтей: она тяжелая (плотность 0,827 г/м³), характеризуется повышенным содержанием асфальтенов (2,4 %), сернистая (содержание серы 0,67 %), высокопарафинистая. [1]

Таблица 2.2 - Состав и свойства нефти и газа Лугинецкого месторождения

Состав и свойства	Параметры
Плотность дегазированной нефти, кг/м³	827,05
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³	674
Плотность пластовой воды, кг/м³	1030
Объемный коэффициент нефти	1,3985
Давление насыщения, МПа	15,9
Молекулярная масса газа	22,77
Состав газа, молярная концентрация, %	
H₂S	0
CO₂	1,3825
N₂	1,1425
CH₄	74,915
C₂H₆	7,21
C₃H₈	8,46
C₄H₁₀	3,345
i-C₄H₁₀	1,22
C₅H₁₂	0,595
i-C₅H₁₂	0,43
C₆H₁₄и высшие	0,465
гептаны	0
октаны	0
остаток	0
Плотностьгаза,кг/м³	0,949
Динамическая вязкость нефти, МПа*с	0,495
Вязкость дегазированной нефти, МПа*с	3,585

Растворенный газ Лугинецкого месторождения сухой с преобладающим содержанием метана от 64,77 до 84,35 %.

Основным компонентом свободного газа Лугинецкого месторождения является метан, содержание которого колеблется от 78 до 92 %, что в среднем несколько выше, чем в растворенном газе. Кроме углеводородов, в составе свободного газа присутствуют азот, (от 2,03 до 11,5 %), двуокись углерода (0,1 - 1,63 %), сероводород отсутствует, содержание гелия (менее 0,03 %).

По групповому химическому составу стабильный конденсат Лугинецкого месторождения имеет метаново-парафиновую основу с незначительными добавками ароматических углеводородов (4,1-6,4 %).

В разрезе Лугинецкого месторождения выделяется шесть водоносных комплексов. Пластовые воды горизонта Ю₁ относятся к хлоркальциевому типу. Для них характерно незначительное содержание сульфатов (3,8 мг/л) и повышенная концентрация ионов кальция (1097,8 мг/л). Минерализация вод высокая и составляет 45,8 г/л, плотность 1034 кг/м³. Вязкость воды в пластовых условиях при температуре 81 °С составляет 0,37 мПа*с.[6]

3 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Анализ разработки месторождения

Месторождение находится на третьей стадии разработки. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2011 года составляет 20958.8 тыс. т, доля конденсата составляет – 2318.7 тыс. т (11.0% от добычи нефти) или 24.8% от начальных извлекаемых запасов конденсата категории В+С₁. Накопленная добыча газа составила 18070.8 млн. м³, в том числе свободного газа 13492.1 млн. м³ или 76.2% от суммарной добычи газа. Коэффициент извлечения нефти составил 0.129 (КИН конечный - 0.350). Водонефтяной фактор - 0.41, среднегодовая обводненность продукции достигла 66.4%. Накопленная компенсация отбора жидкости в пластовых условиях составила 98.4%, текущая – 42.3%. Текущее пластовое давление в зоне отбора на 01.01.2011 г. по пласту Ю₁³ – 22.13 МПа, по Ю₁⁴ – 21.45 МПа, первоначальное пластовое давление по данным пластам - 24.3 МПа.[1]

За период 2008 - 2011 гг. произошло значительное снижение годовых отборов нефти по месторождению. Так в 2008г. отбор нефти достигал 620.3 тыс. т, начиная с 2009г. наблюдается снижение добычи нефти. В 2011г. отбор нефти составил 590.2 тыс. т (- 4.8% к уровню 2008 года). Дебит нефти снизился с 16 т/сут (2008 г.) до 12 т/сут (2011 г.). Годовая добыча жидкости по сравнению с 2008 г., напротив, увеличилась на 119.6 тыс. т и в 2011 г. составила 1840.5 тыс. т, обводненность добываемой продукции выросла с 64.2% (2008 г.) до 66.9 % (2011 г.). Действующий добывающий фонд скважин за 2008 - 2011 гг. по состоянию на конец года находился в пределах 170 – 180 скважин, т.е. существенно не менялся.[1] Объем закаченной жидкости по пластам Лугинецкого месторождения компенсирует добычу жидкости в среднем на 40.0 - 60.0%, т.е. по месторождению продолжается процесс неполной компенсации.

В эксплуатации месторождения основная доля в добыче нефти и конденсата принадлежит фонтанному способу - 14570.4 тыс. т или 79.7% от всей добычи нефти с начала разработки. Добыча нефти механизированным

способом началась в 1989 г. с оборудования скважин штанговыми насосами (ШГН), накопленная добыча нефти на 01.01.2011г. составила 699.2 тыс. т (3.8%). С 1990 г. началось оборудование скважин электропогружными насосами (ЭЦН), накопленная добыча нефти данным способом составила 2950.0 тыс. т (16.1%). Эрлифт использовался в период 1995-2001 гг., добыто 44.5 тыс. т нефти. Бескомпрессорный газлифт применялся только в период 2003-2007 гг., добыча нефти составила 6.8 тыс.т. В таблице 3.1 представлены основные показатели разработки по способам эксплуатации с начала разработки Лугинецкого месторождения.

Максимальное использование фонтанного способа эксплуатации обусловлено высоким газосодержанием добываемой продукции, влияющим на эффективность работы различных типов насосов. С 2005 года наблюдается тенденция преобладания механизированного способа эксплуатации скважин над фонтанным способом, что связано с ростом обводненности добываемой продукции.

По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении пробурено 578 скважин из них: 396 добывающих, 158 нагнетательных, 24 водозаборных скважины на апт-сеноманские отложения (смотреть таблицу 3.1). Не разбурены северо-восточная и северо-западная части площади Лугинецкого месторождения.[4]

Таблица 3.1 - Структура пробуренного фонда скважин Лугинецкого месторождения

№ п/п	Наименование	2011год
	Общий пробуренный фонд скважин	578
	Фонд добывающих скважин	396
	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	212
	Действующий фонд добывающих скважин	148
	в т.ч.: дающие продукцию	163
	простаивающие	7
	Бездействующий фонд добывающих скважин	42
	В консервации	59
	Пьезометрические	3

	Наблюдательные	2
	В ликвидации	27
	В ожидании ликвидации	92
	Фонд нагнетательных скважин	158
	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	156
	Действующий фонд нагнетательных скважин	85
	в т.ч.: под закачкой	84
	простаивающие	1
	Бездействующий фонд нагнетательных скважин	84
	Фонд водозаборных скважин	24
	Эксплуатационный фонд водозаборных скважин	14
	Действующий фонд водозаборных скважин	6
	Бездействующий фонд водозаборных скважин	7
	В освоении и ожидании освоения	1
	В консервации	8
	Пьезометрические	1
	В ликвидации	1

Эксплуатационное бурение на месторождении в период 2004 - 2008 гг. велось только в 2006 г. - 13 скважин, в 2007 г. - 3 скважины. Как видно из рисунка интенсивное бурение скважин велось вплоть до 1994 года и к этому времени количество скважин достигло значения 522 скважин. В дальнейшем бурение новых скважин велось малыми темпами. Динамика основных технологических показателей и динамика фонда скважин за весь период разработки Лугинецкого месторождения представлена на рисунках 3.1. и 3.2.

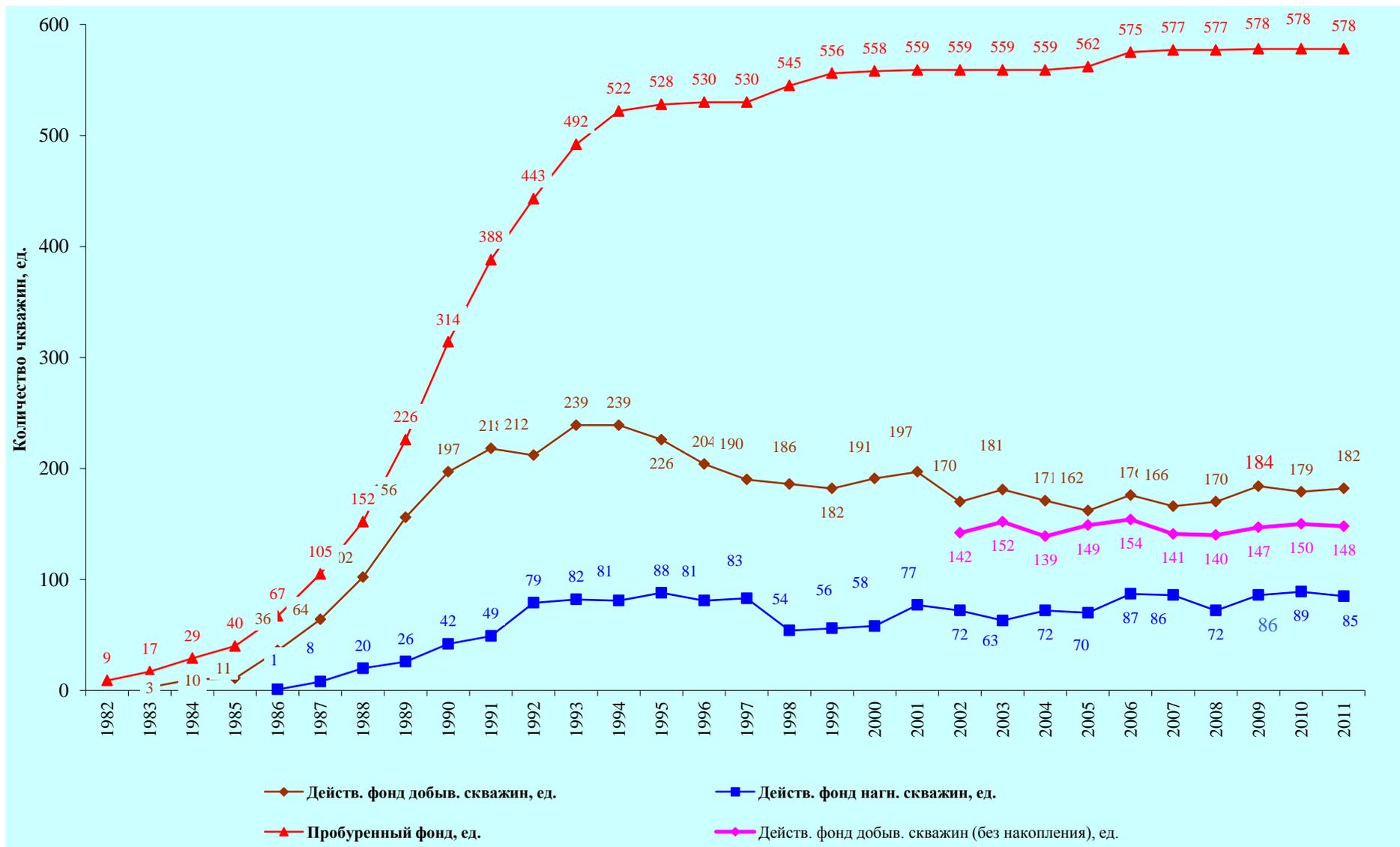


Рисунок 3.1 - Динамика фонда скважин Лугинецкого месторождения

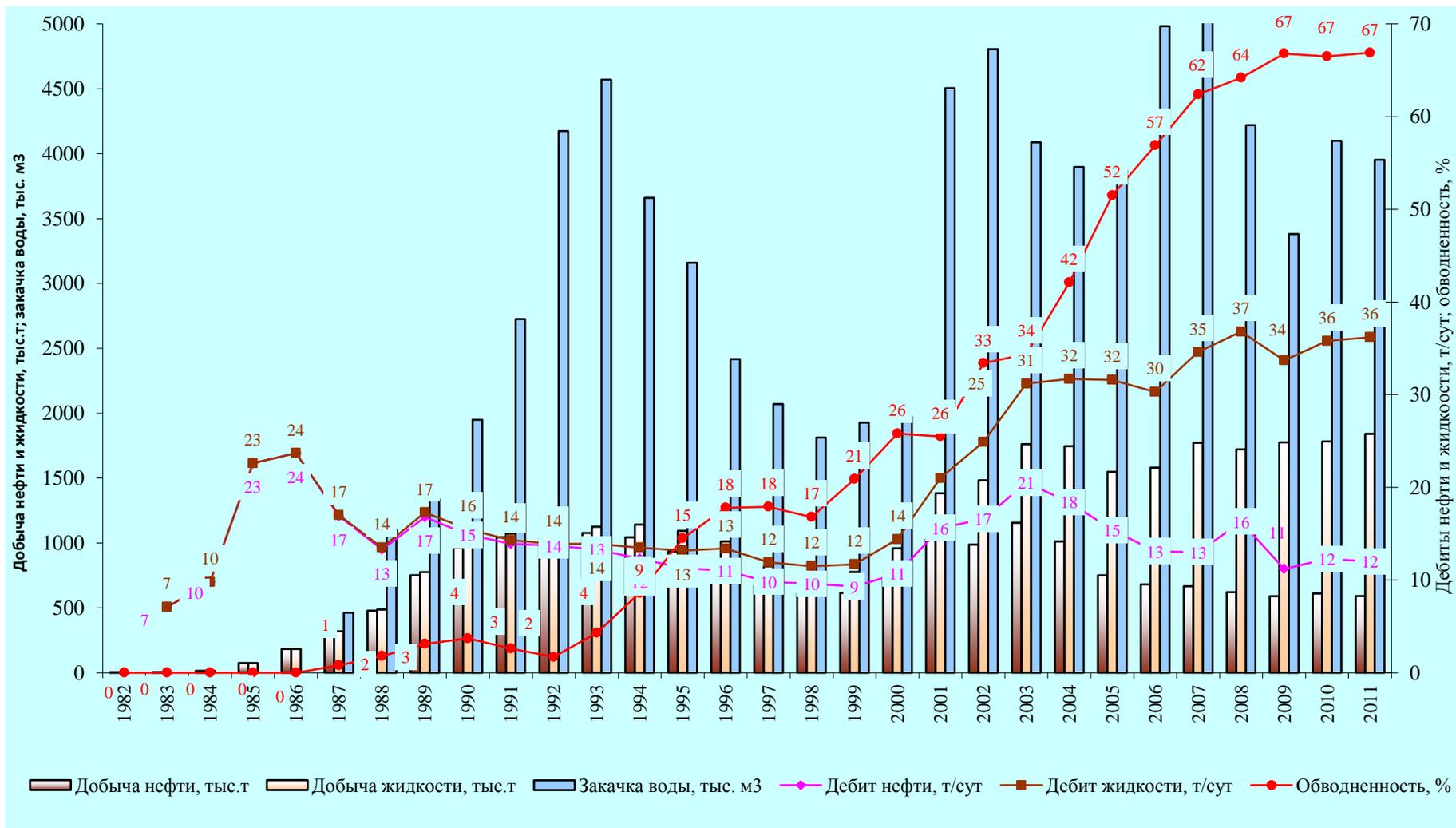


Рисунок 3.2- Динамика основных технологических показателей за весь период разработки Лугинецкого месторождения

Эксплуатационный фонд добывающих скважин на 01.01.2011 г. составил 212 скважин, что меньше показателя предыдущего года на 1 единицу. Скважина № 597 в 2010 году переведена в ППД. Из которых 170 скважин (86,05%) действующих, из них 109 ед. (57%) эксплуатировались фонтанным способом, остальная часть добывающего фонда в процессе эксплуатации была оборудована установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) – 69 единиц (36%) и штанговыми - глубинными насосами (ШГН) – 13 единиц (7%) (рисунок 3.3).

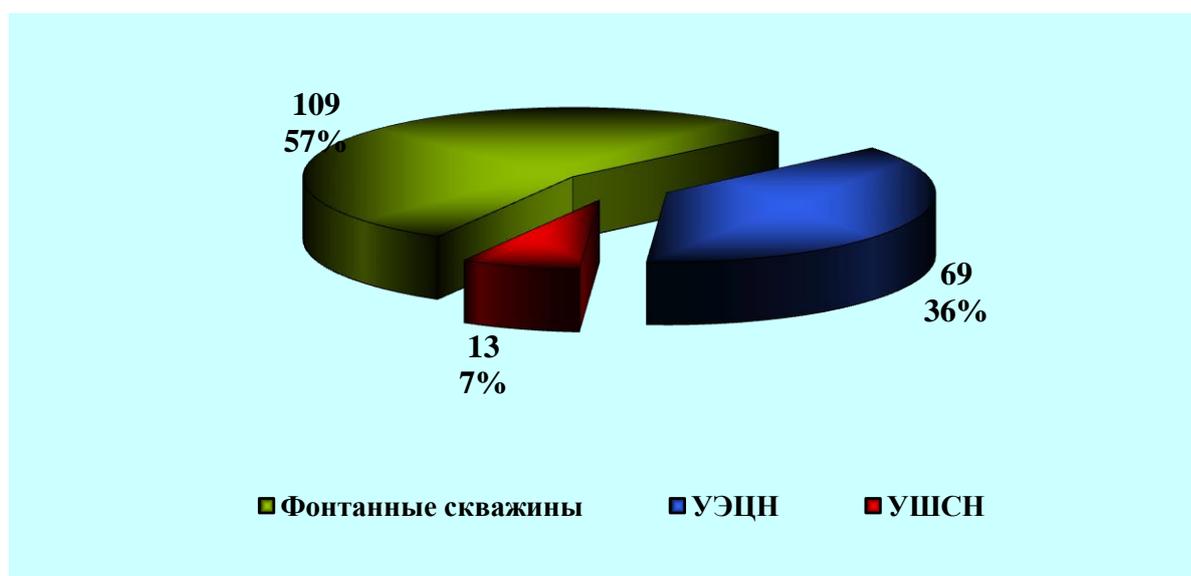


Рисунок 3.3 - Структура действующего фонда Лугинецкого месторождения на 01.2011г.

Действующий фонд в течение года увеличился на 4 ед. и составил 182 ед.: 1 скважина (№№ 275) введена в работу из освоения прошлых лет, на 2 скважины сократился бездействующий фонд, в свою очередь скважина № 597 переведена в ППД. Таким образом, в течение года из бездействия были выведены 2 скважин (№№ 645, 724), вновь прибыли в бездействующий фонд 4 скважины (№№ 82, 767, 874, 856). На конец года бездействующий фонд составил 42 ед. (10.6% от пробуренного нефтяного фонда).

На 01.01.2011г. в консервации 59 скважин (14.9%), количество скважин уменьшилось на 2 ед.: скв. № 828 переведена в ППД (пласт Ю₁³), скв. № 62М переведена в ликвидационный фонд. Основная причина перевода скважин в

консервацию высокая обводненность добываемой продукции, 10 скважин находятся в консервации по причине высокого газового фактора.

Фонд пьезометрических и наблюдательных скважин остался без изменения - 5 ед. (скважины №№ 532, 628, 630, 781, 860). В ожидании ликвидации и в ликвидации находятся 119 скважин (30.1% от пробуренного добывающего фонда), из них ликвидировано 27 ед. (добавилась скв. № 62М), в ожидании ликвидации - 92 ед.

Нагнетательный фонд скважин на Лугинецком месторождении составляет 158 скважин. Фонд увеличился на 2 ед. за счет ввода из нефтяного эксплуатационного фонда скважины № 597 (пласт Ю₁⁴) и перевода из консервации нефтяного фонда скважины № 828 (пласт Ю₁³). Эксплуатационный фонд скважин по состоянию на 01.01.2011 г. – 156 ед. (+2 ед. к уровню 2010г.), действующих - 72 ед. (из них 30 в совместной эксплуатации). Действующий фонд нагнетательных скважин сократился на 14 скважин и распределился следующим образом: Ю₁⁰⁻¹⁻² - 13 ед. (все скважины в совместной эксплуатации), Ю₁³ - 59 ед. (28 скважин в совместной закачке), Ю₁⁴ - 31 ед. (20 скважин в совместной работе), Ю₂- 1 ед. (скв. № 1167 закачка осуществляется на Ю₁⁴, Ю₂). Бездействующий фонд скважин увеличился на 16 скважин, максимальное количество скважин приходится на пласт Ю₁³ – 34 ед., на Ю₁⁴ – 13 скважин. В ожидании ликвидации находятся две скважины (№№ 716, 782 пласт Ю₁¹). Основной причиной бездействия нагнетательных скважин является отсутствие необходимости закачки в районах уменьшения отборов.[12]

Распределение добычи нефти по способам эксплуатации представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Распределение добычи нефти по способам эксплуатации Лугинецкого месторождения на 01.01.2011 г.

Показатели	Способ эксплуатации				Всего:
	ФОНТАН	ЭЦН	ШГН	БКГ	
1. Количество скважин, ед.	109	69	13	0	
2. Годовой отбор нефти, тыс. т	246,1	356,3	17,9	0,0	620,3
3. Годовой отбор жидкости, тыс. т	411,6	1408	27,3	0,0	1846,9
4. Обводненность с начала года, %	40,2	74,7	34,3	0,0	66,4
5. Дебит нефти, т/сут	9,4	18,2	4,2	0,0	12,4
6. Дебит жидкости, т/сут	15,7	71,9	6,3	0,0	36,8
7. Добыча попутного газа, тыс.м ³	54736,8	75912,1	3484,8	0,0	134133,7

В 2011 г. объем добычи жидкости механизированным способом составил 1435.3 тыс. т, что превысило добычу жидкости фонтанным способом в 3.5 раза (411.7 тыс.т). Добыча нефти фонтанным способом составила 246.1 тыс. т. Добыча нефти механизированным способом составила 374.2 тыс. т, по типам насосов распределилась следующим образом: ЭЦН - 356.3 тыс. т (95.2%), ШГН - 17.9 тыс. т (4.8%). Практически вся добыча ведется из скважин, оборудованных насосами ЭЦН. В таблице 3.2 приведены основные показатели разработки по способам эксплуатации за 2011 г. Максимальный дебит по жидкости и нефти приходится на скважины, оборудованные насосами ЭЦН. В 2008 г. прекратилась эксплуатация скважин, оборудованных плунжерными установками.

На Лугинецком месторождении эксплуатируются объекты разработки: Ю₁⁰⁻², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₂. В 2011 г. добыча жидкости по месторождению превысила уровень 2010 г. на 58 тыс. т и составила 1840.5 тыс. т, увеличение произошло за счет роста среднесуточной добычи нефти по основным объектам разработки Ю₁³, Ю₁⁴. Так по пласту Ю₁³ увеличение среднесуточной добычи жидкости составило 155.1 т/сут, с 938.6 т/сут в 2010 г. до 1093.7 т/сут в 2011 г., по Ю₁⁴ увеличение составило 26.4 т/сут с 482.2 т/сут (2009 г.) до 508.6 т/сут (2010 г.). Добыча нефти по месторождению продолжает снижаться (- 19.9 тыс. т к уровню прошлого года), если в 2010 г. она составила 610.1 тыс. т, то в 2011 г. -

590.2 тыс. т. В 2011 г. произошло снижение среднесуточной добычи нефти с 1825.2 т/сут (2010 г.) до 1596.8 т/сут (2011 г.), снижение составило 228.4 т/сут. Снижение среднесуточной добычи нефти наблюдается в течение всего года по всем объектам разработки месторождения:

Дебиты нефти и жидкости по объектам разработки существенно не изменились. Дебит нефти уменьшился с 12,3 т/сут (2010 г.) до 12 т/сут (2011 г.), дебит жидкости увеличился с 35.8 т/сут (2010 г.) до 36.2 т/сут (2011 г.). Среднегодовая обводненность увеличилась по месторождению на 0.4%, с 66.5% до 66.9%. Значительное увеличение обводненности на 1.3% наблюдается по пласту Ю₁³. По остальным объектам, увеличение среднегодовой обводненности произошло в пределах 0.1% - 0.6%. По основным объектам разработки обводненность продукции достигла: Ю₁³ – 69.3%, Ю₁⁴ – 63.9%. В таблице 3,3 представлены основные показатели разработки по объектам Лугинецкого месторождения.

Таблица 3.3 - Распределение действующего добывающего фонда скважин Лугинецкого месторождения по дебиту нефти и обводненности на 01.01.2011 г.

% воды	Дебит нефти, т/сут					Всего:
	менее 5	5 – 10	10 – 30	30 – 50	более 50	
до 2	5	0	1	1	0	7
2-20	25	11	8	5	1	50
20-50	23	2	4	2	1	32
50-90	27	13	17	4	0	61
>90	18	2	0	0	0	20
Всего:	98	28	30	12	2	170

Обводненность скважинной продукции в течение 2011 г. увеличилась до 66.9%. Из скважин с обводненностью продукции в интервале 50%-90% добыто нефти 274.4 тыс. т (44.2% от годовой добычи нефти), по скважинам с обводненностью продукции менее 20.0% добыча нефти составила 238.0 тыс.т. Безводных скважин в данном году не было. Почти 5.0% годовой добычи нефти ведется из малодебитных скважин, из высокодебитных скважин добыча нефти составила 85.5 тыс. т или 13.8% годовой добычи нефти. Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебиту нефти и

обводненности по месторождению представлено в таблице 3.3. Как видно из таблицы, из 170 действующих добывающих скважин 98 ед. (57.6%) составляют малодебитный фонд, 70 ед. имеют дебиты нефти более 5.0 т/сут, скважины №№ 212 (пласт Ю₁⁴) и 1307 (пласт Ю₁³) имеют дебит нефти более 50.0 т/сут. Все скважины эксплуатируются с различной степенью обводненности, высокообводненных скважин 20 ед., максимальное количество скважин имеют обводненность от 50.0 - 90.0%.

Начальное пластовое давление на Лугинецком месторождении составляет 24.3 МПа. Система поддержания пластового давления на месторождении запущена в 1987 году, в качестве рабочего агента используется сеноманская вода. По состоянию на 01.01.2011 г. накопленный объем закачанной жидкости составил 69592.8 тыс. м³, компенсация накопленная – 98.4%. Основные объемы закачанной воды приходятся на пласты Ю₁³, Ю₁⁴. На Ю₁³ закачано - 36491.4 тыс. м³, чуть более половины всего объема закачки по месторождению, накопленная компенсация по пласту - 124.6%. По Ю₁⁴ объем накопленной закачки составил - 29426.8 тыс. м³ (42.3%), накопленная компенсация - 86.3%. По второстепенным пластам: Ю₁⁰⁻² закачано 3030.7 тыс. м³ (4.3%), Ю₂ - 644.0 тыс. м³ (0.9%).

В 2011 г. годовой объем закачанной жидкости составил 3952.8 тыс. м³, что на 147.5 тыс. м³ меньше объема 2010 г. (4100.3 тыс. м³). Максимальный объем закачки приходится на Ю₁³ - 2283.2 тыс. м³ (61.0% от годового объема закачки), текущая компенсация по пласту в целом - 74.2%, на Ю₁⁴ - 1360.8 тыс. м³ (32.2%) текущая компенсация - 26.3%. Остальные 75.8 тыс. м³ приходятся на Ю₁⁰⁻² (73.5 тыс. м³), Ю₂ - 1.4 тыс. м³. Пласт Ю₂ эксплуатируется на естественном режиме, текущая компенсация за год – 0.3%, осталась на уровне 2010 г. Текущая компенсация по месторождению в целом – 42.3%, в 2010 г. – 50.6%.

Следует отметить, что при расчете компенсации, отбор, ведущийся из нефтяной части пласта, компенсируется закачкой, рассчитанной с учетом

отборов из газовой шапки, что приводит к заниженной оценке компенсации, причем разница в этом случае составляет от 2.5 до 8.5 раз.

Приемистость нагнетательных скважин относительно 2011 г. осталась практически без изменения и равна 155.4 м³/сут. По состоянию на конец года 158 нагнетательных скважин, 156 ед. – в эксплуатационном фонде, 2 ед. – в ожидании ликвидации. Наибольшее количество скважин приходится на Ю₁³ (121 ед.), Ю₁⁴ (63 ед.), Ю₁¹ - 2 скважины, таким образом, 30 ед. являются совместными. Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин на 01.01.2011г. составляет 156 ед., действующий фонд - 72 ед., 84 ед. (53.2%) находятся в бездействии. Такое положение с бездействующим нагнетательным фондом может привести к разбалансировке системы разработки месторождения.

По пласту Ю₁⁴ реализована внутриконтурная система заводнения, создан барьер между газовой шапкой и нефтенасыщенной частью залежи. Внедрение барьерного ряда позволило на протяжении длительного времени вести разработку контактных запасов пласта Ю₁⁴ без прорыва газа. На восточном куполе пласта Ю₁⁴ реализуется 9-точечная система заводнения с размещением приконтурных нагнетательных скважин. На остальной части залежи реализовано очаговое заводнение. Объем закачки с начала разработки по Ю₁⁴ - 29426.8 тыс. м³, компенсация с начала разработки 86.3%.

По пласту Ю₁³ в районе газовой шапки реализовано законтурное заводнение. На остальной части внешнего контура нефтеносности реализовано приконтурное, либо очаговое заводнение. Объем закаченной жидкости с начала разработки составил 36491.4 тыс. м³, компенсация с начала разработки (1987 г.) равна 124.6%. Пластовое давление в зоне отбора в течение 2011г. составляло 22.0 МПа.

Одно из осложняющих условий, влияющее на эффективную работу механизированных скважин является растущий из года в год газовый фактор. Распределение действующего фонда скважин по газовому фактору приведено в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Распределение действующих добывающих скважин по газовому фактору с 12.2008 по 12.2011 года

	Газовый фактор, м ³ /т					всего
	<200	200-400	400-600	600-800	>800	
Кол-во скважин						
на 12.08	17	38	20	22	76	173
% от фонда	9,8	21,9	11,6	12,7	43,9	
Кол-во скважин						
на 12.09	15	32	21	20	80	168
% от фонда	8,9	19,04	12,5	11,9	47,6	
Кол-во скважин						
на 12.10	11	37	14	19	83	164
% от фонда	6,7	22,56	8,54	11,58	50,6	
Кол-во скважин						
на 12.11	20	39	20	17	83	179
% от фонда	11,2	21,8	11,2	9,5	46,3	

На 01.01.2011 года около 50 % фонда скважин эксплуатируются в условиях высокого газосодержания. Если в 2008 году 76 скважин эксплуатировались с газовым фактором более 800 м³/сут, то в 2011 году таких скважин было уже 83. Однако за 2011 год ощутимый рост газового фактора наблюдается только на скважинах, эксплуатируемые УЭЦН. Самым высоким значением среднего газового фактора обладают скважины, эксплуатируемые фонтанным способом. Средний газовый фактор таких скважин составляет на 2011 год 4952 м³/сут, что на 0,1% больше чем в 2010 году, среднее значения газового фактора для скважин, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, за год возросло на 40% и, составил 1648 м³/сут. Общий средний газовый фактор всех скважин в 2009 году остановился на отметке 3092 м³/сут.

Графическое представление динамики изменения среднего газового фактора с 2008 по 2011 год представлено на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 - Динамика нарастания средних значений газового фактора Γ_f , $\text{м}^3/\text{м}^3$ за период 2008 - 2011 гг. для скважин фонтанного типа и оборудованных УЭЦН и ШГН

3.2 Состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения

Лугинецкое месторождение разрабатывается в соответствии с последним проектным документом «Технологической схемой комплексной разработки Лугинецкого месторождения» (протокол ЦКР № 2048 от 24.07.1996 г.). Эксплуатационное бурение на месторождении в период 2004 - 2008 гг. велось только в 2006 г. - 13 скважин, в 2007 г. - 3 скважины, по проектному документу за данный период предполагалось эксплуатационное бурение 104 скважин. Эксплуатационное бурение скважин велось на кустах 68, 84, 92. На рисунке 3.5

представлена динамика проектных и фактических дебитов нефти, жидкости и обводнённости за 2007-2011 гг.

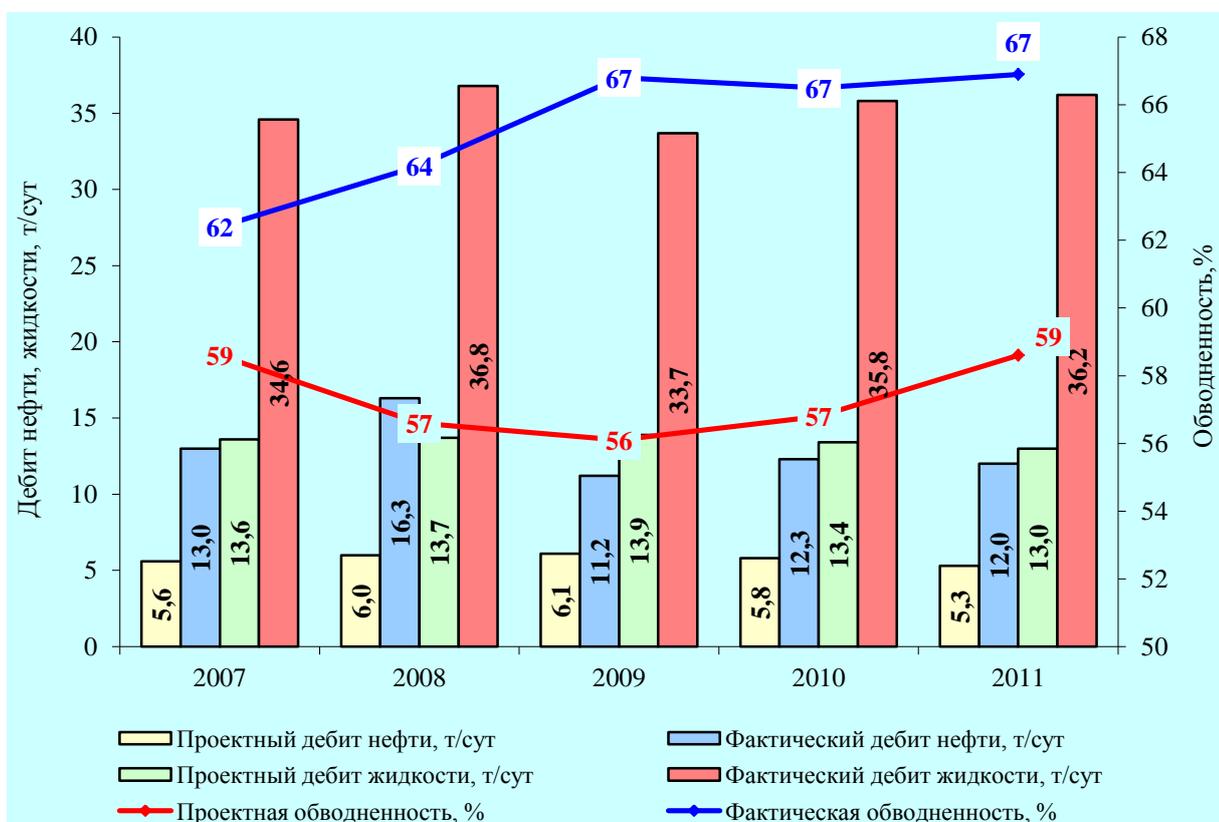


Рисунок 3.5 - Сопоставление проектных и фактических дебитов нефти, жидкости и обводнённости Лугинецкого месторождения

В 2011 г. среднегодовой дебит по нефти превысил проектную величину в 2.3 раза и составил 12 т/сут, дебит по жидкости превысил проектную величину в 2.8 раза и равен 36.2 т/сут. Превышение фактических дебитов нефти и жидкости связано с проведением ГТМ (ГРП), не предусмотренных проектным документом.

Период 2007 - 2011 гг. характеризуется резким снижением добычи жидкости, нефти по месторождению. За данный период не выполнение проектного объема добычи жидкости составляет 4454.0 тыс. т или 34.3%, в 2011 г. фактически добыто 1847.0 тыс. т жидкости или 71.5% от проектного объема (2582.0 тыс. т). Проектная величина добычи нефти за период 2007 - 2011 гг. составляет 5522.0 тыс. т, фактически добыто 3728.5 тыс. т или 67.5% от проекта, отставание в добыче нефти составило 1793.5 тыс.т. В 2011г.

выполнение проектного уровня добычи нефти (1064.0 тыс. т) составляет только 58.3% или 620.3 тыс. т нефти (рисунок 3.6).

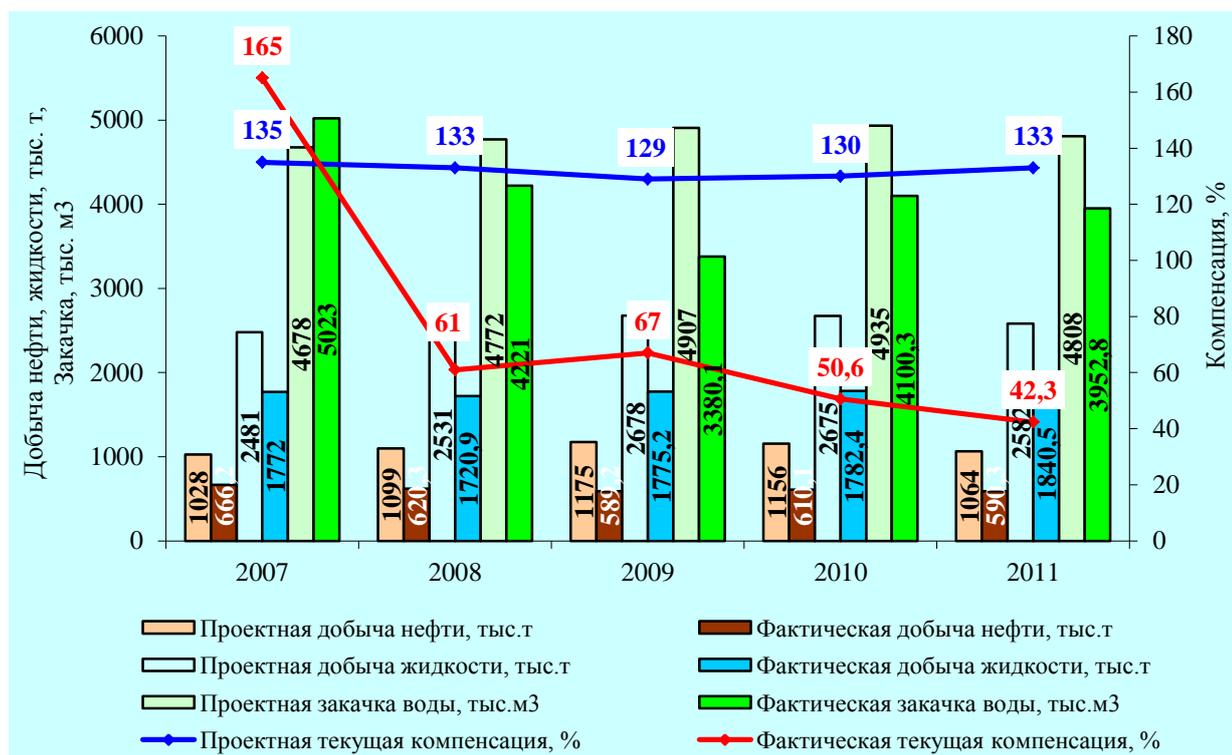


Рисунок 3.6 - Динамика основных проектных и фактических показателей разработки Лугинецкого месторождения за период 2007-2011 гг.

Как уже отмечалось выше, при расчете компенсации, отбор, ведущийся из нефтяной части пласта, компенсируется закачкой, рассчитанной с учетом отборов из газовой шапки, что приводит к заниженной оценке компенсации, причем разница в этом случае составляет от 2.5 до 8.5 раз (рисунок 3.6).

Эксплуатационное бурение на месторождении в период 2004 - 2008 гг. велось только в 2006 г. - 13 скважин, в 2007 г. - 3 скважины, по проектному документу за данный период предполагалось эксплуатационное бурение 104 скважин. Эксплуатационное бурение скважин велось на кустах 68, 84, 92. По состоянию на 01.01.2011 г. пробуренный фонд скважин составляет 577 ед., вместо 866 ед. по проекту, всего проектным документом «Технологической схемой разработки...» предусмотрено бурение 987 скважин, осталось для бурения 410 скважин (рисунок 3.7).

По состоянию на 01.01.2011 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин составил 212 ед., по проекту - 465 ед., действующий фонд добывающих скважин - 182 ед., по проекту - 465 ед. (рисунок 3.8).

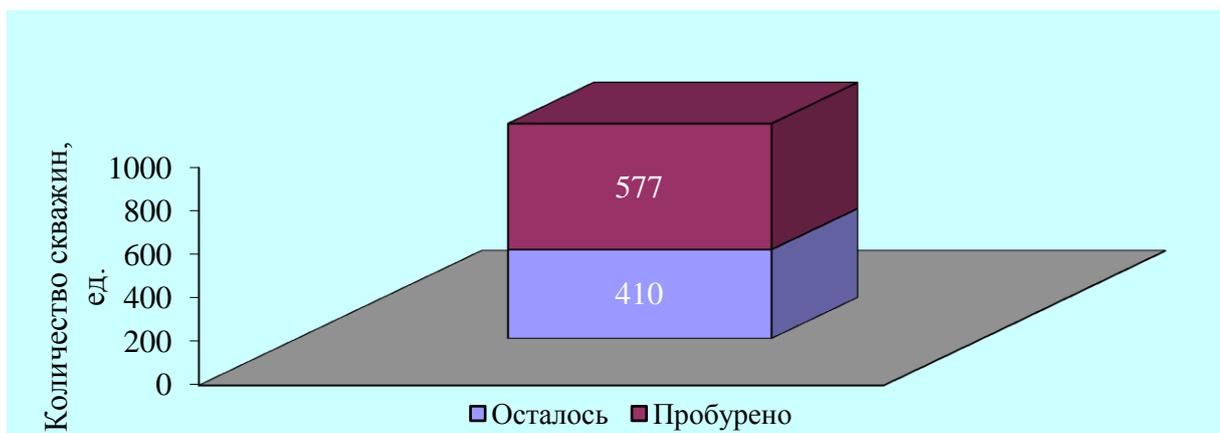


Рисунок 3.7 - Проектный фонд скважин Лугинецкого месторождения

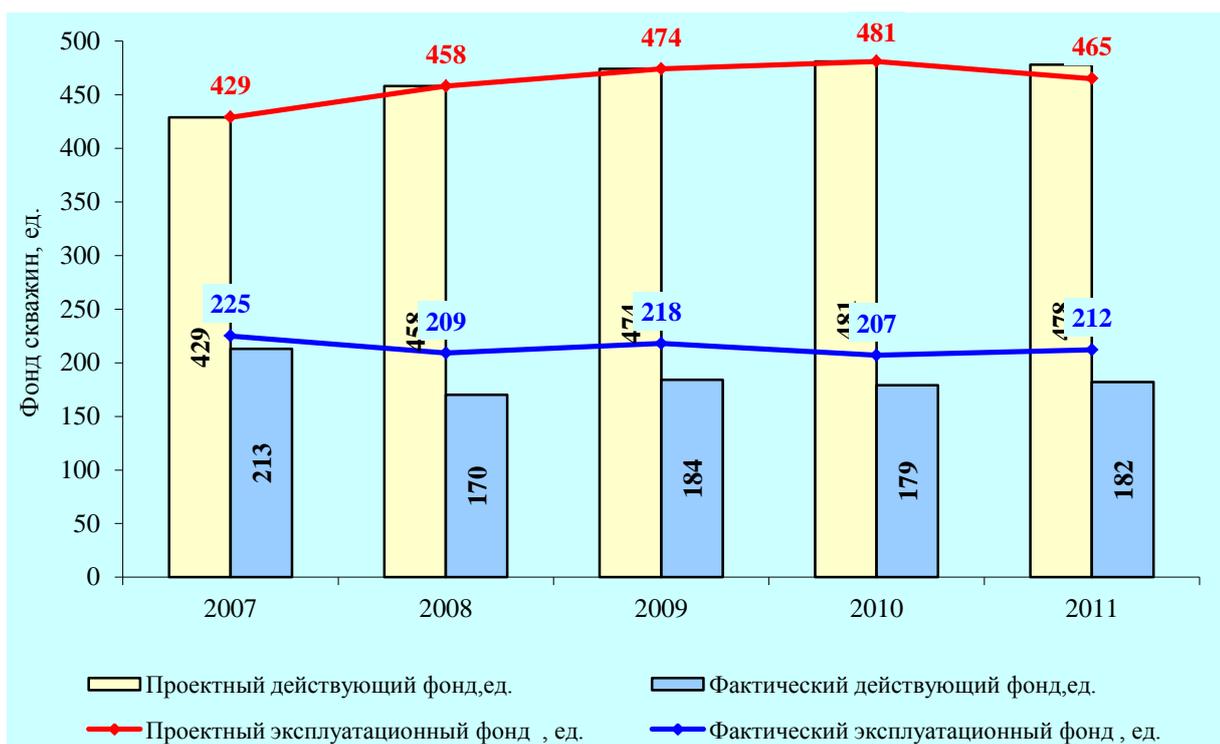


Рисунок 3.8 - Сопоставление проектного и фактического добывающего фонда скважин Лугинецкого месторождения

Основной причиной несоответствия проектных и фактических уровней добычи жидкости и нефти является значительное отставание фактического

эксплуатационного и действующего фонда добывающих скважин от проектного.

Анализируя проектные и фактические показатели разработки за 2011г. можно сделать вывод что:

1. Проектные объемы добычи жидкости и нефти в 2011г. не достигнуты.

2. Основной причиной невыполнения являются низкие темпы эксплуатационного бурения и как следствие, ежегодное значительное отставание фактического фонда добывающих скважин от проектного фонда.

4 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

4.1 Геолого-технологические мероприятия

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

Геолого-технологические мероприятия отличаются от прочих мероприятий на нефтяных скважинах тем, что в результате реализации этих мероприятий предприятия, как правило, получают прирост добычи нефти. Какие именно мероприятия относить к ГТМ, а какие – к прочим ремонтам каждая нефтедобывающая компания определяет самостоятельно.[7]

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

- к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией ее деформации, зарезкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими аналогичными работами с подземным оборудованием;
- к подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, с обеспечением заданного технологического режима работы подземного эксплуатационного оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина и солей.[4]

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

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

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

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

Какие мероприятия нефтедобывающие предприятия обычно относят к ГТМ:

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

Гидравлический разрыв пласта (ГРП)

Цель гидроразрыва пласта - увеличение проницаемости призабойной зоны путем создания искусственных или расширения естественных трещин в породе пласта. Достигают этого путем закачки в пласт вязких жидкостей с большим расходом и под большим давлением (выше давления разрыва пород). В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.[14]

Обработки призабойной зоны (ОПЗ)

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

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

Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ)

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

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ)

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

Бурение боковых стволов (зарезка боковых стволов)

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

Ремонтно-изоляционные работы (РИР)

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

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

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

4.2 Сравнение проектных и фактических показателей

С начала разработки на Лугинецком месторождении добыто 18270.8 тыс. т нефти, «Технологической схемой» предусматривалось добыть 20900.0 тыс. т, отставание от проектного показателя составляет 2629.2 тыс. т (12.6%). По последнему проектному документу добыча нефти за период 2007 – 2011 гг. должна составить – 5522.0 тыс. т, фактически добыто нефти – 3728.5 тыс. т, отставание составляет 1793.5 тыс. т или 32.5%. Основная дополнительная добыча нефти по Лугинецкому месторождению получена за счет ГРП и других ГТМ, не предусмотренных последним проектным документом. Общий объем дополнительной добычи за счет ГТМ (период 2007 - 2011 гг.) составил 1605.1 тыс. т нефти или 43.0% от всего объема добытой нефти за этот же период.[1]

В 2011 году уровень добычи нефти составил по месторождению с учетом выполненных ГТМ 620.3 тыс. т, в том числе за счет проведения геолого-технических мероприятий добыто 140.7 тыс. т (22.7%), а объем базовой добычи нефти составил 479.6 тыс. т (таблица 4.1). Геолого-технологические мероприятия на 2008 год не были запланированы.

Увеличение добычи нефти на месторождении, согласно последнему проектному документу, предполагалось за счет эксплуатационного бурения и ввода новых скважин.

За последние пять лет добыча нефти из «новых скважин», введенных из бурения составила всего 60.6 тыс. т вместо 395.0 тыс. т, введено 16 новых скважин вместо 104 скважин, заложенных в проектом документе.

В 2011 г. эксплуатационное бурение на месторождении не велось, введены в эксплуатацию в конце года на пласт Ю₁⁴ из освоения прошлых лет две скважины №№ 275, 276 куста 84. Добыча нефти по этим скважинам составила 1101 тонна. В проектом документе бурение новых скважин в 2011 г. не предусматривалось.

В скважине № 275 в 2007 г. залит интервал 2555.4 - 2562.0 м пласта Ю₂, в ноябре 2008 г. проведена первичная перфорация интервала 2531.0-2534.0 м пласта Ю₁⁴, скважина введена в работу в ноябре 2008 г. с дебитом нефти/жидкости 16.8/18.4 т/сут при обводненности скважинной продукции 20.6%, в декабре скважина остановлена по причине отсутствия притока. Добыча нефти по скважине составила 127 тонн. В скважине №276 в ноябре 2006 года залит интервал 2435.4 - 2439.5 м пласта Ю₂, в октябре 2008г. проведена первичная перфорация интервала 2419.7 – 2427.7 м пласта Ю₁⁴. Скважина введена в работу в октябре 2008 г. с дебитом нефти/жидкости 18.0/45.0 т/сут при обводненности 34.0%, добыча нефти составила 974 тонны.[4]

Таблица 4.1 - Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ГТМ на Лугинецком месторождении за 2007 - 2011 гг.

(с учетом переходящей добычи нефти)

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	2007			2008			2009			2010			2011			ИТОГО		
			проект	факт	+/-	проект	факт	+/-	проект	факт	+/-	проект	факт	+/-	проект	факт	+/-	проект	факт	+/-
1	Уровень добычи нефти	тыс. т	1028,0	1011,2	-16,8	1099,0	750,1	-348,9	1175,0	680,6	-494,4	1156,0	666,2	-489,8	1064,0	620,3	-443,7	5522,0	3728,4	-1793,6
2	Базовая добыча	тыс. т	918,0	559,5	-358,5	989,0	418,8	-570,2	1065,0	298,4	-766,6	1091,0	360,0	-731,0	1064,0	479,6	-584,4	5127,0	2116,3	-3010,7
3	Дополнительная добыча за счет ГТМ	тыс. т	110,0	451,7	341,7	110,0	331,3	221,3	110,0	382,2	272,2	65,0	306,2	241,2	0,0	140,7	140,7	395,0	1612,1	1217,1
4	Эксплуатационное бурение	тыс. м	73,9	0,0	-73,9	73,9	0,0	-73,9	73,9	27,6	-46,3	43,4	27,6	-15,8	0,0	0,0	0,0	265,1	55,2	-209,9
5	Ввод новых скважин,	скв.	29	2	-27,0	29	0	-29,0	29	14	-15	17	3	-14	0	4	4	104	23	-81
6	в том числе:	тыс. т	110,0	0,8	-109,2	110,0	0,0	-110,0	110,0	60,7	-49,3	65,0	1,3	-63,7	0,0	1,4	1,4	395	64,2	-330,8
7	- из бурения	скв.	29	0	-29	29	0	-29	29	13	-16	17	1	-16	0	2	2	104	16	-88,0
8		тыс. т	110,0	0,0	-110,0	110,0	0,0	-110,0	110,0	58,2	-51,8	65,0	1,3	-63,7	0,0	1,1	1,1	395	60,6	-334,4
9	- переводы на др. горизонты	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	- приобщение	опер.	0	2	2	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2	2	0	5	5
12		тыс. т	0,0	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	3,6	3,6
13	ГРП	опер.	0	6	6	0	0	0	0	7	7	0	5	5	0	7	7	0	25	25
14		тыс. т	0,0	450,4	450,4	0,0	329,4	329,4	0,0	296,0	296,0	0,0	296,3	296,3	0,0	125,3	125,3	0,0	1497,4	1497,4
15	ИДН	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2	2	0	5	5
16		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5	0,0	0,8	0,8	0,0	2,3	2,3
17	ОПЗ (ДП, КО, ИВВ)	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	7	7	0	12	12
18		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,8	0,0	0,8	0,8	0,0	3,6	3,6
19	МУН	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
20		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Закатка ПАВ	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
22		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	РИР	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1,0
24		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2
25	Ликвидация аварий	опер.	0	4	4	0	14	14	0	18	18	0	12	12	0	12	12	0	60	60,0
26		тыс. т	0,0	0,5	0,5	0,0	1,9	1,9	0,0	25,5	25,5	0,0	4,3	4,3	0,0	12,2	12,2	0,0	44,4	44,4
27	Действующий фонд	скв.	429	193	-236	458	195	-263	474	176	-298	481	166	-315	465	170	-295	465	170	-295

4.3 Интенсификация притока

На Лугинецком месторождении за 2007 - 2011 гг. выполнено 25 скважино-операции ГРП, работы проводились фирмами «МеКаМиннефть», «Shlumberger»[10] , «Newco» и «Катобь». В 2008 г. фирмой «Newco» проведен гидроразрыв пласта на 6 скважинах (№№ 619, 642, 809, 850, 1037, 1154), фирмой «Катобь» на 1 скважине № 839, дополнительно получено 48.8 тыс. т нефти, средний прирост добычи нефти на 1 скважину составил 7.0 тыс.т, прирост дебита нефти составил 24.9 т/сут, средняя обводненность на скважину 73.7%. В таблице 4.2 приведены данные по скважинам с ГРП - 2011г.

Таблица 4.2 - Данные по скважинам с ГРП 2011 года

№№ скв.	Пласт	Дата ГРП	Насос	Параметры до ГРП			Насос	Параметры после ГРП		
				дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %		дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %
619	Ю1(3)	20.02.2011	ЭЦН-25	0,0	0,0	0,0	ЭЦН-80	8,9	108,0	90,0
642	Ю1(1)	29.02.2011	вор.	5,6	7,0	3,0	ЭЦН-80	43,9	106,0	50,0
809	Ю1(3+4)	08.03.2011	вор.	0,8	1,0	3,4	ЭЦН-60	26,8	60,0	46,0
839	Ю1/3	10.03.2011	вор.	0,4	1,0	40,0	ЭЦН-80	22,0	70,0	62,0
850	Ю1(3)	14.03.2011	ЭЦН-18	2,4	3,0	4,0	ЭЦН-80	49,4	89,0	33,0
1037	Ю1(3)	05.04.2011	вор.	1,6	2,0	2,0	ЭЦН-500	5,1	62,0	90,0
1154	Ю1(3)	08.04.2011	вор.	0,7	1,0	10,0	ЭЦН-80	20,4	112,0	78,0

Скважина № **850** куст 1 пласт Ю₁³. По данной скважине в интервале 2346.0 – 2361.0 м пласта Ю₁³ проведен гидроразрыв. Получена максимальная дополнительная добыча нефти 12.7 тыс. т, при максимальном приросте дебита нефти 44.0 т/сут, обводненность по данной скважине в пределах 3.0% -5.0%. Скважина № **642** куст 38 пласт Ю₁³⁺⁴. ГРП был проведен на пласт Ю₁³, дополнительно получено 9.2 тыс. т нефти, прирост дебита нефти составил 33.5 т/сут, обводненность увеличилась от 3.0% (до ГРП) до 50.0% (после ГРП). Скважина № **809** куст 23 пласт Ю₁³⁺⁴. ГРП проведен в интервале 2459.0 -2467.8 м. получено дополнительно 7.8 тыс. т нефти, прирост дебита нефти составил 27.2 т/сут, обводненность увеличилась от 3.0% (до ГРП) до 25.0% (после ГРП). Скважина № **1154** куст 38 пласт Ю₁³. Проведен ГРП на пласт

Ю₁³ в интервале 2396.0 - 2406.0 м. По данной скважине получено дополнительно 7.0 тыс. т нефти, при увеличении дебита нефти с 0.7 т/сут (до ГРП) до 27.0 т/сут, существенно увеличилась обводненность продукции по данной скважине от 10.0% (до ГРП) до 88.0% (после ГРП). Скважина № **839** куст 23 пласт Ю₁³⁺⁴. ГРП был проведен на пласт Ю₁³, дополнительно получено 4.9 тыс. т нефти, прирост дебита нефти составил в среднем за год 18.4 т/сут, изменился от 0.4 т/сут до 20.0 т/сут, произошел рост обводненности от 40.0% до 64.0%. Скважина № **619** куст 31 пласт Ю₁¹. Скважина после проведения ГРП выведена из бездействия, объем добычи нефти составил 4.6 тыс. т, среднегодовой дебит нефти 15.8 т/сут, жидкости 95.9 т/сут, обводненность 83.5%. По данной скважине наблюдается рост обводненности, что предполагает развитие трещины в зону нижележащего водоносного пропластка. Скважина № **1037** куст 68 пласт Ю₁³. По данной скважине при приросте дебита нефти 9.3 т/сут, дополнительно получено 2.5 тыс. т нефти. После проведения ГРП началось резкое обводнение скважинной продукции, так обводненность увеличилась с 2.0% до 90.0%, что предполагает развитие трещины в зону нижележащего водоносного пропластка.

В 2011 году объем дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения гидроразрыва пласта на скважинах Лугинецкого месторождения за период 2008 – 2011 гг. составил **125.3** тыс. т или 20.2% от всей добычи нефти по месторождению за отчетный год. На рисунке 4.1 представлено распределение дополнительной добычи нефти за 2011 год за счет операций ГРП, проведенных в период 2008-2011 гг., с учетом переходящей добычи.

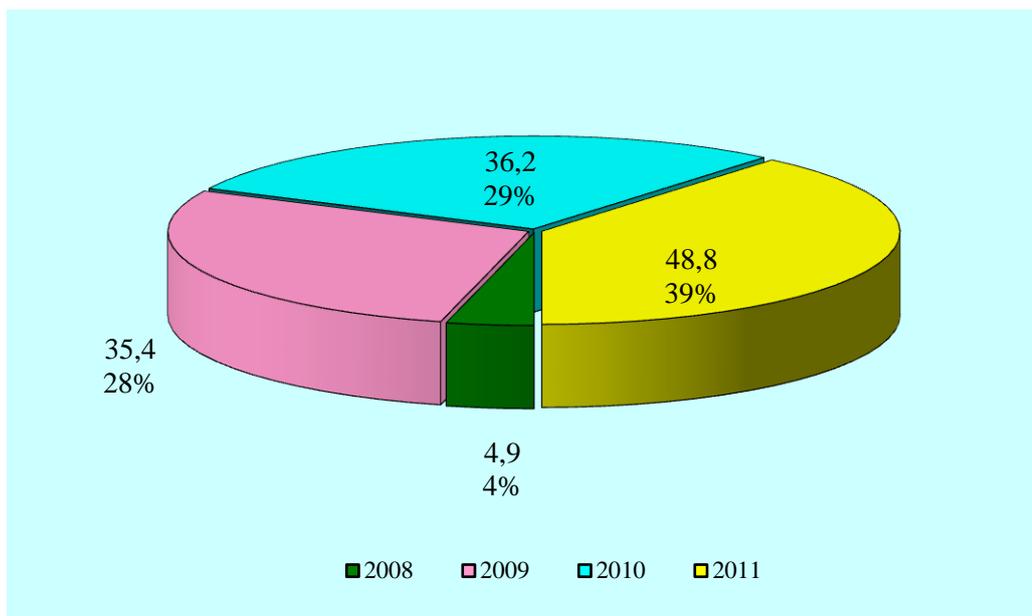


Рисунок 4.1- Распределение дополнительной добычи нефти за счет ГРП по годам в тоннах

За период 2008 - 2011 гг. обработка призабойной зоны пласта проводилась на 12 скважинах. В 2008 - 2011 гг. обработка призабойной зоны пласта на скважинах Лугинецкого месторождения не проводилась. В 2010 г. - 5 скважин, 2011 г. - 7 скважин. В 2011 г. проведена дополнительная перфорация на 7 скважинах (№№ 701, 1071, 724, 1036, 214, 838, 790). По скважине № 724 проведена обработка скважины термогазохимическим методом, термогазохимическое воздействие на призабойную зону скважины (ТГХВ) заключается в сжигании на забое скважины порохового заряда, спускаемого на электрокабеле. Время его сгорания регулируется может длиться от нескольких минут до долей секунды. В соответствии с этим изменяется и газоприток, т. е. скорость выделения газа при сгорании пороха, что определяет давление и температуру в зоне горения. Кроме того, интенсивность процесса регулируется и количеством сжигаемого заряда, которое может изменяться от 20 до 500 кг. Носущественного изменения дебита нефти (0.7 т/сут) после обработки скважины не наблюдается, обводненность скважины увеличилась практически в 2 раза, 50.0% до ГТМ и 98.0% после ГТМ. В скважине № 214 проведена первичная перфорация интервала 2562.5 - 2574.5 м пласта Ю₁³ и скважина находится в совместной

эксплуатации двух пластов $Ю_1^3+Ю_1^4$, от приобщения пласта $Ю_1^3$ получено 238 тонн нефти. По остальным скважинам провели «дострел», «перестрел» уже существующих интервалов перфорации. Суммарная дополнительная добыча нефти, полученная от ОПЗ в 2011 г. составила 828 тонн.

В 2008-2011 гг. интенсификацию притока на скважинах Лугинецкого месторождения не проводили. Интенсификация добычи нефти на скважинах Лугинецкого месторождения в 2010 г. проводилась на 3 скважинах: №№ 65 ($Ю_1^3$), 808 ($Ю_1^{2+3}$), 710 ($Ю_1^3$). Объем дополнительной добычи нефти составил (исключая скважину № 808 – дополнительная добыча нефти после проведения ОПЗ соляной кислотой) **1.5** тыс. т. В 2011 г. интенсификация проведена на двух скважинах: №№ 622, 834. По скважине № 834 после смены насоса ЭЦН-160 на ЭЦН-250, ожидаемого эффекта от проведенного мероприятия не получено из-за неверных данных по динамическому уровню. Плановый дебит нефти - **86.0** т/сут, дебит нефти до ГТМ - 68.7 т/сут, дебит нефти после ГТМ составил 64.0 т/сут, а к концу года снизился до 45.3 т/сут. В скважине № 622 после смены насоса ЭЦН-50 на ЭЦН-125 дебит нефти, превышающий базовый 15.0 т/сут, продержался всего 4 месяца, к концу года снизился до 9.2 т/сут, дополнительно получено 773 тонны.

В 2011 г. было проведено 46 мероприятий по капитальному ремонту скважин, 38 из них на нефтяном и 8 на нагнетательном фонде. На 12 добывающих скважинах были ликвидированы аварии, дополнительная добыча нефти по этим скважинам составила 12.2 тыс. т. На одной скважине № 1149 проведены РИР, дополнительная добыча составила **172** т нефти. В целом дополнительная добыча от КРС составила **13.2** тыс. т нефти.

На рисунке 4.2 представлено распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ в 2011 г., (с учетом переходящей добычи нефти).

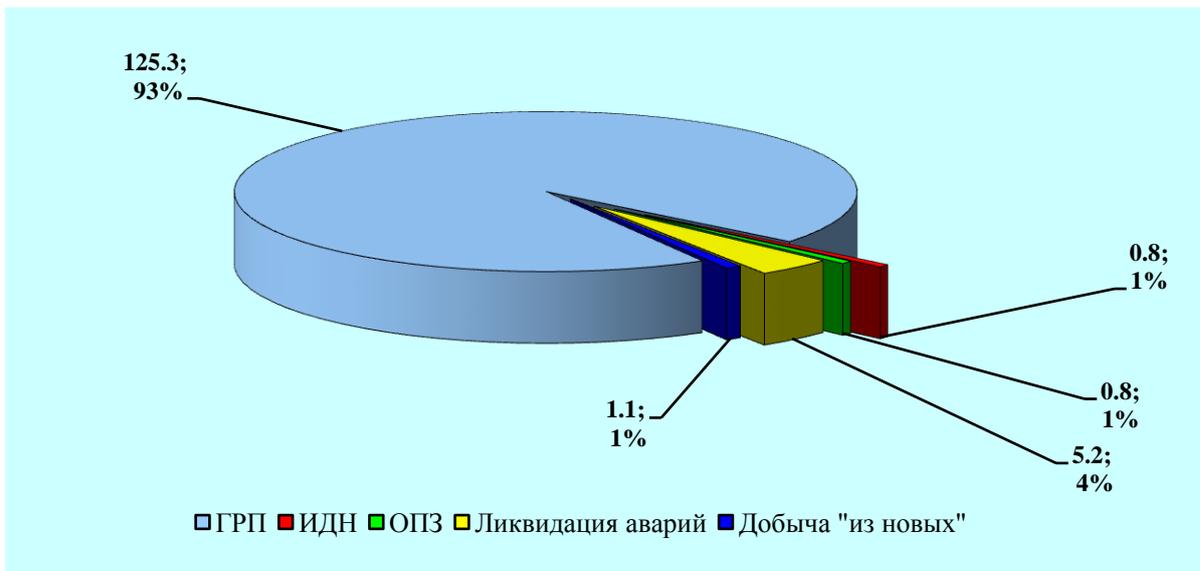


Рисунок 4.2 - Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления: определение вида трещины и расчет ее размеров.

Для расчета забойного давления разрыва пласта разаб при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м³ жидкости разрыва):

$$\frac{P_{збр}}{P_{гг}} - \left(\frac{P_{збр}}{P_{гг}} - 1\right)^3 = 5,25 \times \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \times \left(\frac{E}{P_{гг}}\right)^2 \times \frac{Q \times \mu_{жр}}{P_{гг}} \quad (1)$$

где $P_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления, МПа;

$$P_{гг} = P_{гв} \times \frac{\nu}{(1-\nu)}, \quad (2)$$

где ν – коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0,2-0,3$); $P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{zg} = P_n \times g \times L_c \times 10^{-6} \quad (3)$$

P_n – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м³ ($\rho_n=2600$ кг/м³); E – модуль упругости пород ($E = (1-2)10^4$ МПа, Q – темп закачки жидкости разрыва, м³/с (в соответствии с характеристикой насосного агрегата); $m_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па·с.

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующейся жидкости можно использовать формулу;

$$P_{забр} = 10^{-2} \cdot K \cdot L_c \quad (4)$$

где K – коэффициент, принимаемый равным (1,5 -1,8) МПа/м. При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины

$$P_y = P_{забр} - P_{жсп} \cdot g \times L_c \cdot P_{mp}, \quad (5)$$

где $P_{жсп}$ – плотность жидкости с песком, кг/м³:

$$P_{жсп} = P_{жсп}^1 \cdot (1 - \beta_n) + P_n \cdot \beta_n, \quad (6)$$

где $P_{жсп}^1$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³, P_n – плотность песка, кг/м³ ($\rho_n=2500$ кг/м³); β_n – объемная концентрация песка в смеси.

$$P_n = \frac{\frac{C_n}{P_n}}{\frac{C_n}{P_n} + 1}, \quad (7)$$

где C_n – концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³ ($C_n=250-300$ кг/м³).

Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$P_{mp}^1 = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L_c \cdot P_{жсп}}{\pi^2 \cdot d_{вн}^5}, \quad (8)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (9)$$

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot P_{жсп}}{\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_{жсп}}, \quad (10)$$

Где Q – темп закачки, м³/с; $m_{жсп}$ – вязкость жидкости с песком, Па·с;

$$m_{жсп} = m_{жсп}^1 \cdot \exp(3,18 \cdot P_n), \quad (11)$$

где $m_{жп}^1$ – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя,

Па с.

Если $Re > 200$, то потери давления на трение увеличивают в 1,52 раза:

$$P_{тр} = 1,52 \cdot P_{тр}^1 \quad (12)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_p \cdot Q_p \cdot K_{мс}} + 1, \quad (13)$$

Где P_p – рабочее давление агрегата; Q_p – подача агрегата при данном P_p ; $K_{мс}$ – коэффициент технического состояния агрегата ($K_{мс} = 0,5-0,8$).

Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$v_n = 0,785 \times d_{вн}^2 \times L_c \quad (14)$$

Минимальный темп закачки жидкости разрыва определяется по формулам:

Для горизонтальной трещины

$$Q_{minr} > 10^{-3} \times \frac{\pi \times R_T \times \omega}{\mu_{жр}} \quad (15)$$

Для вертикальной трещины

$$Q_{minw} > 10^{-3} \times \frac{h \times \omega_0}{\mu_{жр}}, \quad (16)$$

Где R_T радиус горизонтальной трещины, м; w_0 – ширина (раскрытость) трещины на стенке скважины, м; $m_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па с; h – толщина пласта, м.

В случае проведения разрыва пласта нефилтующейся жидкостью можно принять фактический темп закачки жидкости Q равным Q_{min} . При проведении разрыва фильтрующей жидкостью фактический темп закачки жидкости $Q > Q_{min}$.

Количество песка Q_n на один гидравлический разрыв пласта принимается равным 8-10 т. При концентрации песка в 1 м³ жидкости C_n объем жидкости

$$V_{ж} = \frac{Q_n}{C_n} \quad (17)$$

Рассчитаем основные характеристики гидроразрыва пласта в добывающей скважине глубиной $L = 2270$ м. Вскрытая толщина пласта $h = 10$ м. Разрыв провести по НКТ с пакером, внутренний диаметр НКТ $d_{вн} = 0.0759$ м. В качестве жидкости разрыва и песконосителя используется нефилтующаяся амбарная нефть плотностью $P_n = 945$ кг/м³ и вязкостью $m_n = 0.285$ Па*с. Предполагается закачать в скважину $Q_n = 4.5$ т песка диаметром зерен 1 мм. Принимаем темп закачки $Q = 0.010$ м³/с. Используется агрегат 4АН-700.

Рассчитываем по (3) вертикальную составляющую горного давления

$$P_{zг} = 2600 \times 9.81 \times 2270 \times 10^{-6} = 57.9 \text{ МПа.}$$

Принимая $\nu = 0.3$, по формуле (2) рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления

$$P_{zг} = \frac{57.9 \times 0.3}{1 - 0.3} = 24.8 \text{ МПа.}$$

В данных условиях предположительно образуются вертикальные или наклонные трещины. По формуле (1) рассчитываем забойное давление разрыва

$$\frac{P_{збр}}{24.8} \times \left(\frac{P_{зобр}}{24.8} - 1 \right)^3 = 5.25 \times \frac{1}{(1 - 0.3^2)^2} \times \frac{1 \times 10^{10}}{(24.8 \times 10^6)} \times \frac{0.285 \times 0.01}{24.8 \times 10^6} = 0.29;$$

$$\frac{P_{зобр}}{24.8} = 1.0269 \text{ или } P_{зобр} = 25.47 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем по (7) β_n (принимая $C_n = 275$ кг/м³);

$$\beta_n = \frac{\frac{275}{2500}}{\frac{275}{2500} + 1} = 0.1$$

Плотность жидкости с песком рассчитываем по (6);

$$P_{жсн} = 945 \times (1 - 0.1) + 2500 \times 0.1 = 1100 \text{ кг/м}^3.$$

Рассчитываем по (11) вязкость жидкости с песком

$$P_{жсн} = 0.285 \times \exp(3.18 \times 0.1) = 0.392 \text{ Па} \times \text{с.}$$

$$\text{Число Рейнольдса } Re = \frac{4 \times 0,010 \times 1100}{3,14 \times 0,0759 \times 0,392} = 471;$$

$$\text{Коэффициент гидравлического сопротивления } \lambda = \frac{64}{471} = 0,136.$$

Потери на трение рассчитываем по (8)

$$P_{mp}^l = \frac{8 \times 0,136 \times (0,01)^2 \times 2270 \times 1100}{3,14^2 \times 0,0759^5} = 11 \text{ МПа.}$$

Учитывая, что $Re=471 > 200$, потери на трение составят: $P_{mp}=1,52 \times 11=16,72$ МПа.

Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя

$$P_y = 25,47 - 1100 \times 9,81 \times 2270 + 16,72 \times 10^{-6} = 18,2 \text{ МПа.}$$

При работе агрегата 4АН-700 на IV скорости $P_p=29$ МПа, а $Q_p=0,0146$ м³/с.

Необходимое число агрегатов

$$N = \frac{18,2 \times 0,01}{29 \times 0,0146 \times 0,5} + 1 = 2.$$

Объем продавочной жидкости $V_n = 0,785 \times 0,0759^2 \times 2270 = 10,3$ м³.

Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-песконоситель) $V_{жс} = \frac{4500}{275} = 16,4$ м³.

Суммарное время работы одного агрегата 4АН-700 на IV скорости $t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q_p}$ или $t = \frac{16,4 + 10,3}{0,0146} = 1829$ с или 30,5 мин.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Голубков Владислав Евгеньевич

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: Экономическое обоснование методов освоения скважины.	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет и экономическое обоснование методов освоения скважины №815 куста 8 бис Герасимовского месторождения</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Положение об оплате труда ОАО «Томскнефть» ВНК от 01.05.2014 №0188</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Расчет необходимой техники и затрат на топливо</i>	
2. <i>Затраты на оплату труда</i>	
3. <i>Затраты на страховые взносы</i>	
4. <i>Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования</i>	
5. <i>Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы</i>	
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. <i>Рисунок 6.1–Сравнительная временная зависимость для двух методов освоения скважины</i>	
2. <i>Рисунок 6.2– Сравнение общих затрат и прибыли для двух методов освоения скважины</i>	
3. <i>Рисунок 6.3 – Распределение затрат</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Голубков Владислав Евгеньевич		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Экономическое обоснование методов освоения скважины № 815 куста 8 Бис Герасимовского месторождения

В данном разделе произведен расчет экономических показателей при освоении скважины №815 куста 8 Бис Герасимовского месторождения двумя методами: методом освоения бригадой капитального ремонта скважин и методом установок колтюбинга.

5.1.1 Анализ условий, необходимых для расчета

При выполнении данного расчета была выбрана скважина №815 куста 8 Бис – суточный дебит 117 тонн, глубина скважины $L=2270$ м, забойное давление $P_3= 10$ атмосфер [8].

Расчет производился на основе следующих показателей: время затраченное на освоение, количество отработанных суток после освоения, добыча нефти за сутки, затраты на освоение, прибыль.

5.1.2 Расчет для метода освоения скважины бригадой капитального ремонта скважин

1. Общее количество времени, затраченное на освоение скважины, включая время на ремонт скважины бригадой подземного ремонта скважин (ПРС) определяется выражением:

$$T = T_{КРС} + T_{ВНР} + T_{ПРС}, \quad (18)$$

где $T_{КРС}$ – время, затраченное бригадой капитального ремонта скважин (КРС) на освоение скважины, сутки;

$T_{ВНР}$ – время, затраченное на вывод скважины на режим, сутки;

$T_{ПРС}$ – время, затраченное бригадой ПРС на смену УЭЦН, сутки.

$$T = 7 + 3 + 4 = 14 \text{ суток}. \quad (19)$$

2. Производительность скважины ($ПР_C$) № 815 составляет 117 т/сут.

Потери нефти со скважины за 14 суток составят [8]:

$$П_H = ПР_C \times T = 117 \times 14 = 1638 \text{ тонн.} \quad (20)$$

3. Стоимость потерь нефти от простоя скважины, при стоимости 1 тонны нефти ($C_{ТН}$), равной 18909 руб.¹:

$$C_{ПН} = П_H \times C_{ТН} = 1638 \times 18909 = 30972942 \text{ руб.} \quad (21)$$

4. Время наработки скважины после освоения и запуска (T_O) составило 47 суток.

5. Добыча нефти за отработанные сутки [8]:

$$Д_H = ПР_C \times T_O = 117 \times 47 = 5499 \text{ тонн.} \quad (22)$$

6. Выручка от добычи нефти за отработанные сутки, при стоимости 1 тонны нефти ($C_{ТН}$), равной 18909 руб.:

$$В_H = Д_H \times C_{ТН} = 5499 \times 18909 = 103980591 \text{ руб.} \quad (23)$$

7. Затраты, связанные с освоением скважины, ремонтом, а также стоимость подземного оборудования (прямые затраты):

$$ПЗ = З_{КРС} + З_{ГФР} + З_{ПРС} + УП, \quad (24)$$

где $З_{КРС}$ – затраты на оплату работы бригаде КРС (5715руб./час);

$З_{ГФР}$ – затраты на оплату работы бригаде геофизиков (3120 руб./час);

$З_{ПРС}$ – затраты на оплату работы бригаде ПРС (5120руб./час);

$УП$ – условно переменные расходы (42,47 руб./тонна) [20].

Условно переменные расходы составляют:

$$УП = 42,47 \times Д_H = 42,47 \times 819 = 34783 \text{ руб.} \quad (25)$$

Прямые затраты:

$$ПЗ = З_{КРС} \times T_{КРС} + З_{ГФР} \times T_{ГФР} + З_{ПРС} \times T_{ПРС} + УП = \\ 5715 \times 168 + 3120 \times 8 + 5120 \times 96 + 34783 = 1511423 \text{ руб.} \quad (26)$$

8. Прибыль:

$$П_1 = В_H - ПЗ \quad (27)$$

¹Стоимость тонны нефти определена по формуле:

$C_{ТН} = 0,1373 \times C_{БН} \times C_{ДСША}$,

где 0,1373 – коэффициент пересчета баррели в тонну для нефти марки Urals, $C_{БН}$ – стоимость баррели нефти [18], $C_{ДСША}$ – курс доллара США по отношению к российскому рублю [20].

$$П_1 = 103980591 - 1511423 = 102469168 \text{ руб.}$$

9. Прибыль с учетом оборудования:

$$П_2 = П_1 - C_{УЭЦ} \quad (28)$$

где $C_{УЭЦ}$ – стоимость УЭЦН.

$$П_2 = 102469168 - 1500000 = 100969168 \text{ руб.}$$

6.1.3 Расчет для метода освоения скважины установкой колтюбинга

1. Общее количество времени, затраченное на освоение скважины установкой колтюбинг:

$$T = T_{КТ} + T_{КРС} + T_{ВНР}, \quad (29)$$

где $T_{КТ}$ – время, затрачено на освоение скважины колтюбингом, сутки;

$T_{КРС}$ – время, затраченное бригадой капитального ремонта скважин (КРС) на монтаж и спуск УЭЦН, сутки;

$T_{ВНР}$ – время, затраченное на вывод скважины на режим, сутки [8].

$$T = 3 + 2 + 1 = 6 \text{ суток.} \quad (30)$$

2. При производительности скважины № 815 117 т/сут. потери нефти со скважины за 6 суток согласно (6.3) составят:

$$П_H = 117 \times 6 = 702 \text{ тонны.} \quad (31)$$

3. Стоимость потерь нефти от простоя скважины, при стоимости 1 тонны нефти ($C_{ТН}$), равной 18909 руб. согласно (6.4):

$$C_{ПН} = П_H \times C_{ТН} = 702 \times 18909 = 13274118 \text{ руб.} \quad (32)$$

4. Время наработки скважины после освоения и запуска (T_0) равно 90 суток.

5. Добыча нефти за отработанные сутки согласно (6.5) составит:

$$Д_H = 117 \times 90 = 10530 \text{ тонн.} \quad (33)$$

6. Выручка от добычи нефти за отработанные сутки, при стоимости 1 тонны нефти ($C_{ТН}$), равной 18909 руб. согласно (6.6):

$$В_H = 10530 \times 18909 = 199111770 \text{ руб.} \quad (34)$$

7. Затраты, связанные с освоением скважины колтюбингом, составляют 80000 долларов США, включая затраты компании «Шлюмберже» на азот [33].

$$ПЗ = З_{КТ} + З_{КРС} + УП, \quad (35)$$

где $З_{КТ}$ – затраты на приобретение колтюбинга, руб. [33];

$З_{КРС}$ – затраты на оплату работы бригаде КРС (5715 руб./час) [20].

Условно переменные расходы согласно (6.8):

$$УП = 42,47 \times 10530 = 447209 \text{ руб.} \quad (36)$$

Таким образом, прямые затраты составляют:

$$ПЗ = 4560000 + 274320 + 447209 = 5281529 \text{ руб.} \quad (37)$$

8. Прибыль по (6.10):

$$П_1 = 199111770 - 5281529 = 193830241 \text{ руб.} \quad (38)$$

Сводные данные сравнительного расчета представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1–Сравнительные данные расчета

Показатель	Освоение бригадой КРС	Освоение установкой колтюбинга
Общевремя, затраченное на освоение скважины, сутки	14	6
Потери нефти, тонн.	1638	702
Стоимость потери нефти от простоя скважины, руб.	30972942	13274118
Наработка скважины после освоения и запуска, сутки	47	90
Добыча нефти за отработанные сутки, тонн	5499	10530
Выручка от добычи нефти за отработанные сутки, руб.	103980591	199111770
Затраты на освоение, руб.	1511423	5281529
Прибыль, тыс.,руб.	102469	193830

5.1.4 Расчет необходимой техники и затрат на топливо

Для расчета затрат на топливо, а также объёмов работ на объекте, необходимо рассчитать количество единиц техники.

Объем работ на объекте:

Глубина скважины 2270 метров. Плановый ремонт по освоению скважины после проведения ГРП составляет 84 часа. Переезд бригады – 9 часов. Расстановка оборудования бригады, подготовительные работы к ремонту, включающие в себя разрядку скважины, монтаж подъемного агрегата, срыв пакера, промывка скважины, подъем пакера, нормализация забоя.

Принимаем скорость освоения скважины 480 м/сут [8]. Время на освоение скважины глубиной 2270 м:

$$T = L/V_{осв} = 2270/480 = 6 \text{ сут} = 144 \text{ ч}, \quad (39)$$

где T – время, затраченное на освоение скважины, ч;

L – глубина скважины, м;

$V_{осв}$ – скорость освоения, $V_{осв} = 480$ м/сут.

Время на подготовительные работы составляет 25 % от основного времени, затраченного на освоение скважины:

$$T_{подг} = T/4 = 36 \text{ ч}, \quad (40)$$

Подбор необходимой техники для спуско-подъемных операций:

Техническая производительность агрегата для освоения и ремонта скважины А-50М показана в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Техническая характеристика агрегата А-50М [38]

Характеристика	Значение
Допустимая нагрузка, кН	600
Мощность привода, кВт	132,4
Максимально тяговое усилие, кН	112
Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	426 × 560
Диаметр реборд барабана, мм	1100
Емкость барабана, м	300
Усилие на рычаге тормоза лебедки, кН	0,25

Таким образом, для освоения скважины необходим 1 агрегат А-50М.

Подбор необходимой техники для глушения скважины:

Техническая производительность цементировочного агрегата ЦА–320 показана в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Техническая характеристика агрегата ЦА – 320 [37]

Характеристика	Значение
Мощность двигателя, кВт	14,775
Тип цементировочного насоса	поршневой насос НПЦ-32
Тип водяного насоса	центробежный насос
Масса агрегата, тонн	16
Вместимость мерного бака, м ³	6,4
Вместимость бака цементного раствора, м ³	0,25

Для освоения скважины потребуется 1 агрегат типа ЦА – 320.

Сводные данные расчета необходимого количества техники и затрат на ее работу представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Необходимое количество техники и затрат на неё

Характеристика	А50 – М	ЦА – 320
Время работы, ч	96	6
Количество машин, ед.	1	1
Расход топлива, л/час	40	35
Расход топлива за все время освоения, л	3840	210
Стоимость одного литра дизельного топлива, руб.[43]	33	
Затраты на дизельное топливо, руб.	126720	6930
Затраты итого, руб.	133650	

Сравнительная временная зависимость для двух методов освоения скважины отображена на рисунке 5.1.



Рисунок 5.1– Сравнительная временная зависимость для двух методов освоения скважины

Сравнение общих затрат и прибыли для двух методов освоения скважины отображено на рисунке 5.2.

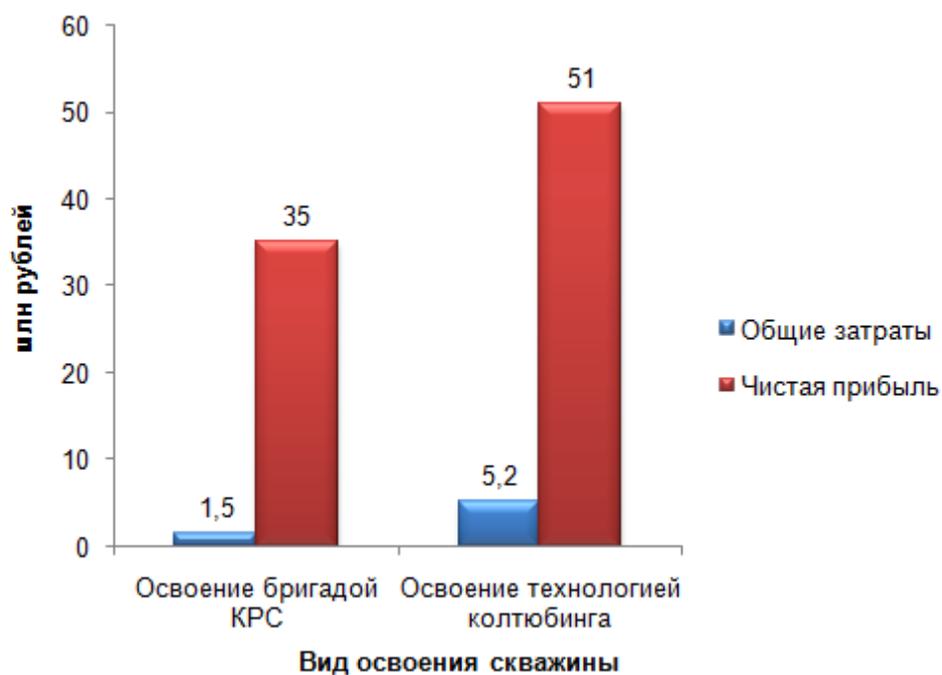


Рисунок 5.2– Сравнение общих затрат и прибыли для двух методов освоения скважины

5.1.5 Затраты на оплату труда

Расчет затрат на оплату труда работников производился согласно [26] с учетом размеров надбавок и доплат, показанных в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника [20]

Название	Значение, отн. ед.
Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Результаты расчета затрат на оплату труда работников показаны в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет затрат на заработную плату работников

	Мастер	Бурильщик	Первый помощник бурильщика	Второй помощник бурильщика	Машинист	
					ЦА-320	А-50М
Часовая тарифная ставка, руб. [19]	91,96	87,74	77,9	65,99	55,17	56,26
Районный коэффициент, руб. [19]	64,372	61,418	54,53	46,193	38,619	39,382
Северная надбавка, руб. [19]	45,98	43,87	38,95	32,995	27,585	28,13
Доплата за вредность, руб. [19]	11,0352	10,5288	9,348	7,9188	6,6204	6,7512
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты, руб. [19]	22,99	21,935	19,475	16,4975	13,7925	14,065
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы, руб. [19]	9,196	8,774	7,79	6,599	5,517	5,626
Заработная плата за один час работы, руб.	245,533 2	234,2658	207,993	176,193 3	147,3039	150,2142
Время работы, час	72	72	72	72	72	72
Заработная плата одного работника, руб.	17678,3 9	16 867,14	14975,50	12685,9 2	10605,88	10815,42
Количество работников	2	2	2	2	2	2
Итого, руб.	35356,7 8	33734,28	29950,99	25371,8 4	21211,76	21630,84
Общая сумма заработной платы, руб.	167 256,49					

5.1.6 Затраты на страховые взносы

Расчет затрат на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлен в таблице 5.7. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [22] класс III с тарифом 0,4 предоставление прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД–11.20.04).

Таблица 5.7 – Расчет страховых взносов

Показатель	Мастер	Бурильщик	Первый помощник бурильщика	Второй помощник бурильщика	Машинист	
					ЦА-320	А-50 М
Зарботная плата одного работника, руб.	17678,39	16867,14	14975,50	12685,92	10605,88	10815,42
ФСС (2,9%) [24]	512,67	489,15	434,29	367,89	307,57	313,65
ФОМС (5,1%) [24]	901,60	860,22	763,75	646,98	540,90	551,59
ПФР (22%) [24]	3889,25	3710,77	3294,61	2790,90	2333,29	2379,39
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4) [22]	70,71	67,47	59,90	50,74	42,42	43,26
Всего отчислений на одного работника, руб.	5374,23	5127,61	4552,55	3856,52	3224,19	3287,89
Количество работников	2	2	2	2	2	2
Затраты на заработную плату, включая отчисления	46105,24	43989,49	39056,09	33084,87	27660,14	28206,62
Общая сумма заработной платы, включая отчисления, руб.	218 102,46					

5.1.7 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную

амортизацию их активной части. Нормы амортизации для агрегатов ЦА – 320и А-50 М выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов [17]. Выбираем значения норм в процентах в зависимости от грузоподъемности, мощности двигателя. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во, ед.	Время работы, часов	Сумма амортизации, руб.
ЦА-320	3950000	25	987500	112,7	1	6	676,3
А-50М	8000000	10	800000	91,3	1	96	8767,1
Итого, рублей	9443,4						

Все рассчитанные показатели приведены в общей таблице расходов (таблица 5.9).

Таблица 5.9 – Общая сумма затрат

Расходы	Стоимость, руб.
Дизельное топливо	133650
Оплата труда	167256
Страховые взносы	50846
Амортизационные отчисления	9443,4
Накладные расходы (20 %)	72885
Итого	434080,4

Общая сумма затрат при освоении скважины №815 куста 8 Бис Герасимовского месторождения составит 434080,4 руб. Распределение затрат по видам показано на рисунке 6.3.



Рисунок 5.3 – Распределение затрат

Таким образом, большинство затрат приходится на оплату труда работников и топливные ресурсы.

Выводы:

Затраты на освоение скважины с применением технологии колтюбинга в 3,5 раза выше затрат на освоение бригадой капитального ремонта скважин, однако, применение технологии колтюбинга позволяет сократить время освоения скважины на 57 % и увеличить время наработки скважины после освоения на 91 % при увеличении чистой прибыли на 45 %.

Учитывая, что окупаемость связана сразу с несколькими факторами: сокращением времени освоения скважины; снижении потерь нефти за счет экономии времени на освоение скважины; увеличении времени работы скважины после запуска применение более дорогой технологии экономически целесообразно.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Голубков Владислав Евгеньевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочим местом является Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение Томской области. Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении работ на Лугинецком месторождении могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность а. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Лугинецкомнефтегазоконденсатном месторождение</p>	<p>При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Лугинецкомнефтегазоконденсатном месторождение существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</p> <ul style="list-style-type: none"> – превышение уровней шума – отклонение показателей климата; – электромагнитные поля радиочастот; – техника безопасности при такелажных работах
<p>Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Лугинецкомнефтегазоконденсатном месторождение</p>	<p>При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Лугинецкомнефтегазоконденсатном месторождение могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – поражение электрическим током; – опасность механических повреждений; – пожаровзрывоопасность
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>При эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождение будет оказываться негативное воздействие, в основном, на:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Окружающую среду – Атмосферу воздуха – Поверхностные и подземные воды от

	загрязнения и истощения
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - По причине техногенного характера; - Газонефтеводопроявления; - Попадания молнии.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Голубков Владислав Евгеньевич		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность при эксплуатации УЭЦН на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

Любая производственная деятельность сопряжена с воздействием на работающих вредных и опасных производственных факторов. Отсюда обеспечение безопасных условий труда – одна из основополагающих целей, к которой должно стремиться руководство предприятия.

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северо-западной части Парабельского района Томской области. Ближайшим крупным центром является город Кедровый. Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время - 40-55°С. Величина снежного покрова достаточно велика, на заселенных Участках достигает 1,5 м. Почва зимой промерзает на 1-1,5 м.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации установок погружных центробежных и винтовых насосов необходимо выполнять в строгом соответствии с Правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах. Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок и требованиями инструкций.

Режим работы – непрерывный круглосуточный.

6.1 Производственная безопасность

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ с электроцентробежными насосами.

Наименование видов работ	Факторы(ГОСТ 12.0.003-74-ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление работ	1.Повышенный шум; 2.Отклонение показателей климата; 3.Электромагнитные поля радиочастот.	1.Опасность поражения электрическим током; 2.Опасность механических повреждений	ГОСТ 12.3.003-86 ПОТ Р М 020-2001 СН2.2.4/2.1.8.562-96 ГОСТ 12.1.003-83

6.2 Анализ вредных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Повышенный шум - источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельности машин, используемых при монтаже и спуско-подъемных операций (СПО) установок электроцентробежных насосов (агрегат ЦА-320, подъемный агрегат А60-80, передвешная паровая установка (ППУ), автокран). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80:

1.Использование средств, снижающих шум. К акустическим средствам защиты относятся звукоизоляция, звукопоглощение, виброизоляция, вибродемпфирование.

2.Применяются звукоизолирующие экраны, кожухи, кабины, облицовки, прокладки, опоры, конструктивные разрывы, демпферы, а также глушители шума - реактивные, абсорбционные, комбинированные.

3. Для защиты от непосредственного, прямого воздействия шума используют звукоизолирующие экраны и перегородки;

4.Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

5.Соблюдение режима труда и отдыха.

Отклонение параметров климата - климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томской области составляет +37 °С, минимальная -55°С.

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

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

Электромагнитные поля радиочастот - основными источниками электромагнитной энергии радиочастотного диапазона (РЧ) в производственных помещениях являются неэкранированные ВЧ-блоки установок: генераторные шкафы, конденсаторы, ВЧ-трансформаторы, магнетроны, клистроны, лампы бегущей волны, волноводные тракты и другое). Основными источниками излучения электромагнитной энергии РЧ в окружающую среду служат антенные системы радиолокационных станций (РЛС), радио- и телерадиостанций, в том числе систем мобильной радиосвязи, воздушные ЛЭП и прочее. Современный этап характеризуется увеличением мощностей источников электромагнитного излучения (ЭМИ) РЧ, что при определенных условиях может приводить к электромагнитному загрязнению окружающей среды и оказывать неблагоприятное воздействие на организм человека.

Наиболее характерными при воздействии радиоволн всех диапазонов являются отклонения от нормального состояния центральной нервной системы и сердечно-сосудистой системы человека. Общим в характере биологического действия электромагнитных полей радиочастот большой интенсивности является тепловой эффект, который выражается в нагреве отдельных тканей или органов. Особенно чувствительны к тепловому эффекту хрусталик глаза, желчный пузырь, мочевого пузырь и некоторые другие органы.

Субъективными ощущениями облучаемого персонала являются жалобы на частую головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, вялость, слабость, повышенную потливость, потемнение в глазах, рассеянность, головокружение, снижение памяти, беспричинное чувство тревоги, страха и другое.

ЭМП радиочастот следует оценивать показателями интенсивности поля и создаваемой им энергетической нагрузкой.

В диапазоне частот 60 кГц - 300 МГц интенсивность ЭМП характеризуется напряженностью электрического (Е) и магнитного (Н)

полей, энергетическая нагрузка (ЭН) представляет собой произведение квадрата напряженности поля на время его воздействия.

Предельно допустимы параметры ЭМП радиочастот на рабочих местах персонала указаны в таблице 1.1. согласно ГОСТ 12.1.006-84:

Таблица 6.2 – Предельно допустимы параметры ЭМП радиочастот

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	от 0,06 до 3	св. 3 до 30	св. 30 до 300
Напряженность электрического поля, В/м	500	300	80
Напряженность магнитного поля, А/м	50	-	-
Энергетическая нагрузка электрического поля, $(В/м)^2 \cdot ч$	20000	7000	800
Энергетическая нагрузка магнитного поля, $(А/м)^2 \cdot ч$	200	-	-

Организационные мероприятия по защите от ЭМП. К организационным мероприятиям по защите от действия ЭМП относятся:

- 1.Использование средств индивидуальной защиты, например, экранирующие комплект – индивидуальная сетка Фарадея;
2. Экранирование рабочего места или источника излучения;
3. Правильный выбор режима работы оборудования;
4. Ограничение время нахождения в зоне действия ЭМП радиочастот;
5. Ограждение зон с повышенным уровнем ЭМП радиочастот; максимальное увеличение расстояния от источников ЭМП радиочастот

Техника безопасности при такелажных работах. При работах по погрузке и разгрузке оборудования установок ЭЦН с транспортных средств необходимо соблюдать правила безопасности при такелажных работах. В частности, нельзя быть на пути кабельного барабана, спускаемого лебедкой с откосов машины или саней. Нельзя находиться и сзади него. Все

погрузочные и разгрузочные устройства должны подвергаться периодическим испытаниям и не реже чем раз в 3 месяца осматриваться и регулироваться. На транспортировочном агрегате все части установки ЭЦН должны быть надежно закреплены. Насосы, гидрозашита и электродвигатель закрепляются скобами и винтами, трансформатор, станция управления - цепями, а барабан - за свою ось четырьмя винтовыми растяжками.

6.3 Анализ выявления опасных факторов при эксплуатации нефтяных скважин установками ЭЦН на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении

Опасность поражения электрическим током. Принятые в проекте технические решения и оборудование обеспечивают его эксплуатацию при соблюдении оперативным и ремонтно-эксплуатационным персоналом «Правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок.» ПОТ РМ-01602001, РД 153-34.0-03.150-00.

Электроснабжение узла учета выполняется от КТП 6/0,4 кВ, которая расположена в здании основной насосной.

Основные потребители электроэнергии по надежности электроснабжения относятся к II категории.

Для предотвращения возникновения и распространения пожара предусмотрен ряд противопожарных мероприятий в соответствии с требованиями ПУЭ, основным из которых является применение кабелей с оболочкой, не поддерживающей горение.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Предусмотрено рабочее освещение здания и его помещений.

Задвижки системы пожарной защиты здания запитываются со щита станции управления, расположенного в электрощитовой основной насосной станции, имеющей I категорию надежности по электроснабжению.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 1.2.

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения. Наиболее вероятные и одновременно наиболее опасные пути протекания тока: рука-рука, рука-нога, нога-нога.

Таблица 6.3 – Воздействие тока на человека

Воздействие на человека постоянного и переменного токов		
Сила тока проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток 50-60 Гц	постоянный ток
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания

90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания
-----------	---	-------------------

Возникновение электротравмы в результате воздействия электрического тока или электрической дуги может быть связано:

1. С одновременным прикосновением человека к двум токоведущим неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;

2. С однофазным (однополюсным) прикосновением неизолированного от земли (основания) человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением, или к металлическому корпусу электрооборудования, оказавшегося под напряжением;

3. С приближением на опасное расстояние человека к неизолированным от земли токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

1. Изолировать токоведущие части оборудования;
2. Заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
3. Применять СИЗ, не проводящие токи;
4. Устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Опасность механических повреждений. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Для выполнения работ на высоте необходимо предусмотреть наличие исправных оградительных средств по ГОСТ 12.4.059 и защитных приспособлений по ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при проведении работ, применяемые средства коллективной

и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно–гигиенических норм до начала работ:

1. Оформить наряд–допуск на проведение работ повышенной опасности;

2. Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд–допуске;

3. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным планом производства работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе.

4. Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

5. Проверить исправность используемого оборудования.

Пожаровзрывоопасность. При эксплуатации УЭЦН на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении при возгорание и взрыве на устье, нужно сообщить старшему по смене необходимо остановить все виды работ, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий.

6.4 Экологическая безопасность

Специальные требования по безопасному ведению работ предусматривают выполнение следующих правил.

1. Проверку надежности крепления аппаратов, контактов наземного электрооборудования и другие работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществлять только при

выключенной установке, выключенном рубильнике и со снятыми предохранителями.

2. Корпуса трансформатора (автотрансформатора) и станции управления, а также броня кабеля должны быть заземлены.

3. Обсадная колонна скважины должна быть соединена с заземляющим контуром или нулевым проводом сети 380 В.

4. Установка включается нажатием на кнопки "Пуск" и "Стоп" при повороте пакетного переключателя, расположенных на наружной стороне двери станции управления, персоналом, имеющим квалификации группы I и прошедшим специальный инструктаж.

5. Работы по монтажу, проверке, регулировке, снятию на ремонт и установке измерительных приборов и релейных аппаратов на станциях управления, а также переключение ответвлений в трансформаторах (автотрансформаторах) необходимо проводить только при выключенной установке, выключенном блоке рубильник - предохранитель, со снятыми предохранителями, двумя лицами с квалификацией одного из них не ниже группы III.

6. Кабель от станции управления до устья скважины прокладывается на металлических стойках на высоте от земли 0,5 м. Через каждые 50 м должны быть установлены предупреждающие знаки. Кабель должен иметь на своей длине открытое соединение с тем, чтобы газ из скважины не мог проходить по кабелю в помещение станции управления. Для этого делается металлическая коробка, в которой размещено соединение жил кабеля, исключающее перемещение газа к станции управления.

7. Запрещается прикасаться к кабелю при работающей установке и при пробных пусках.

8. Сопротивление изоляции установки измеряется мегомметром напряжением до 1000 В.

9. Менять блок рубильник — предохранитель и ремонтировать его непосредственно на станции управления только при отключенном

напряжении сети 380 В от станции управления (отключение осуществляется персоналом с квалификацией не ниже группы III на трансформаторной 6/0.4 кВ).

10. При соединении узлов погружного агрегата запрещается держать руками шлицевую муфту.

Оборудование установки ЭЦН монтируется согласно руководству по эксплуатации.

Если наземное оборудование установки установлено в будке, станция управления должна быть установлена таким образом, чтобы при открытых ее дверях обеспечивался свободный выход наружу. Оборудование должно быть ограждено, а пол рабочей площадки должен быть на уровне земли не менее чем на 0,2м.

Все наземное оборудование установки надежно заземляется. Сопротивление контура заземления должно быть не более 4 Ом.

При спуско-подъемных работах скорость движения труб с кабелем не должна быть больше 0,25 м/с. Для намотки и смотки кабеля с барабана используются установки подачи кабеля с дистанционным управлением приводом механизированного барабана.

Защита окружающей среды. Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и 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 многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

Защита атмосферного воздуха от загрязнения. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений,

запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ на технической площадке УПН складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения;
- коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;

- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 3. 1)

Таблица 6.5 – Вредные вещества

Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
			г/сек	т/год
Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9.140	298.8
Сажа	0.15	3	0	2
Метанол	1	3	0.041	1.290

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. 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.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;
8. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
9. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
10. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.
11. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;

12. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе монтажа ЭЦН при спуско-подъемных операциях по различным причинам:

1. По причине техногенного характера;
2. Газонефтеводопроявления;
3. Попадания молнии.

В случае возгорания и взрывов на устье старшему по смене необходимо остановить все виды работ, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий.

6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

Участники работ должны быть ознакомлены с расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР отражены следующие вопросы: общие сведения о месторождении; геологическая характеристика и анализ текущего состояния разработки.

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти пласта Ю1³ Лугинецкого месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации добычи нефти и увеличению охвата воздействием с помощью гидроразрыва пласта, интенсификации притока и своевременного формирования системы ППД. Как показала практика, проведение ГРП на данном месторождении довольно эффективно. Согласно проведенным исследованиям «Томск НИПИ Нефть» по Лугинецкому месторождению в скважинах с низкой проницаемостью эффект полученный от ГРП увеличивает дебит скважины от 2 до 5 раз.

Основная дополнительная добыча нефти по Лугинецкому месторождению получена за счет ГРП и других ГТМ, не предусмотренных последним проектным документом. Общий объем дополнительной добычи за счет ГТМ (период 2007 - 2011 гг.) составил 1605.1 тыс. т нефти или 43.0% от всего объема добытой нефти за этот же период.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ разработки Лугинецкого месторождения, Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2009 г.
2. Технологическая схема разработки Лугинецкого месторождения, Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2004 г.
3. Фондовая технологическая литература УДНГ ЦДНГ-5, «Томскнефть» ВНК, 2009.
4. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.-М.: Недра, 1990.-427 с.
5. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности.– М.: Недра, 1997.– 488 с.
6. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче.– Уфа:ООО «Издательство научно- технической литературы «Монотомь»», 2003.- 302с.
7. В.Г. Крец, Л.А. Саруев “Оборудование для добычи нефти”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г.
8. Ежедневные и ежемесячные сводки работы скважин Крапивинской группы месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК.
9. Сайт компании Centrilift / www.bakerhughes.com/centrilift
10. Сайт компании Schlumberger / www.oilfield.slb.com
11. Сатарова Ф.М., Жданов А.А. О причинах и методах предотвращения солеотложения на нефтепромысловом оборудовании в объединении «Татнефть» // Нефтепромысловое дело.- 1981.- №3.- С.19-21.
12. Справочник инженера по добыче нефти / А. В. Дашевский, И. И. Кагарманов, Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев; Уфимский государственный нефтяной технический университет; Нефтяная компания ЮКОС. – Стрежевой: Печатник, 2002. – 279 с.
13. Гудков Е.П. Скважинная добыча нефти. – Пермь, 2002 – 218 с.

14. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
15. Справочная книга по добыче нефти / Ш. К. Гиматудинов – М.: Книга по Требованию, 2012. – 456 с.
16. Справочник по нефтепромысловому оборудованию / под ред. Е. И. Бухаленко. – Москва: Недра, 1983. – 399 с.
17. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа: учебник для техникумов / И. В. Элияшевский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 303 с.
18. ТАСС Информационное агентство в России [Электронный ресурс] URL: <http://tass.ru/ekonomika/3257204/> (дата обращения: 07.05.2017).
19. Положение ОАО «Томскнефть» ВНК об оплате труда работников общества от 01.05. 2014
20. Курс доллара и евро в 2015 году [Электронный ресурс] URL: <http://tass.ru/kolebaniya-kursa-rublya> (дата обращения: 07.05.2017).
21. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей / Сост. О.Б. Назаренко – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 12 с.
22. ГОСТ 12.0.003.-74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
23. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
24. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.)
25. ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (01. 01.89).

26. Приказ Минтруда России от 25.12.2012 № 625н «Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» (Зарегистрировано в Минюсте России 25.12.2012 №26385)[Электронный ресурс] URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_140637/(дата обращения: 07.05.2017).
27. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.)
28. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01.10.1996 г.
29. Трудовой кодекс Российской Федерации (по состоянию на 20 октября 2014 года). – Новосибирск: Норматика, 2014. – 206 с.
30. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
31. Правила устройства электроустановок (все действующие главы) / под общ.ред. В. В. Дрозд. – Москва: Альвис, 2012. – 814 с.
32. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утв. Постановлением Госгортехнадзором от 05.06.2003
33. Компания «Шлюмберже». Гибкие насосно-компрессорные трубы [Электронный ресурс] URL:<http://www.slb.ru/page.php?code=16/>(дата обращения: 07.05.2017).
34. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление (01.07.82).
35. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92)
36. Гудков Е.П. Скважинная добыча нефти. – Пермь, 2002 – 218 с.

37. Цементировочный агрегат ЦА–320 [Электронный ресурс] URL: <http://tiu.ru/Tsa-320.html> (дата обращения: 08.05.2017).

38. Агрегат для освоения и ремонта скважин А–50М [Электронный ресурс] URL: http://studopedia.ru/1_80470_agregat-dlya-osvoeniya-i-remonta-skvazhin-a-m.html (дата обращения: 08.05.2017).

39. Федеральный закон от 22.12.2005 № 179-ФЗ (с изм. от 01.12.2014) «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 год» [Электронный ресурс] URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_57243/(дата обращения: 08.05.2017).

40. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 № 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР» [Электронный ресурс] URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_1927/(дата обращения: 08.05.2017).

41. Взносы в ПФР, ФОМС, ФСС [Электронный ресурс] URL: <http://www.glavbukh.ru/rubrika/157/>(дата обращения: 08.05.2017).

42. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов /Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко– Томск: Изд. ТПУ, 2016.

43. Ати-Медиа[Электронный ресурс] URL:<http://ati.su/Media/News.aspx?ID=54004&HeadingID=1/>(дата обращения:08.05.2017).

44. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».