

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН НА ГУРАРИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.53(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кульменев Виталий Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	<u>Сечин Андрей Александрович</u>	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Кульменев Виталий Сергеевич

Тема работы:

Анализ механизированного фонда скважин на Гураринском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-32/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Проектно-технический документ на разработку Гураринского месторождения. Отчеты: «Эффективность применения насосного оборудования на Гураринском месторождении»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о месторождении. Физико-химическая характеристика и компонентный состав пластовой и дегазированной нефти и растворенного газа. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом. Обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования. Эффективность работы механизированного фонда скважин.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>
--

Раздел	Консультант
Общие и геологические сведения о месторождении	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент ООД, к.т.н. <u>Сечин Андрей Александрович</u>
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие и геологические сведения о месторождении	
Обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.04.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		21.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			21.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кульменев Виталий Сергеевич		21.04.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

ВНК – водонефтяной контакт;

ППД – поддержание пластового давления;

ОПЕК – организация стран экспортеров нефти;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

МРП – межремонтный период;

СПО – спуско-подъемные операции;

АСПВ – асфальто-смоло-парафиновые вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

КВЧ – концентрации взвешенных частиц;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ДНС – дожимная насосная станция;

ЦПС – центральный пункт сбора;

ППУ – передвижная парообразующая установка;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайные ситуации.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 75 страницы, 12 рисунков и 21 таблицу, 14 источников.

Ключевые слова: пластовое давление, обводненность, продуктивность скважины, установка электроцентробежного насоса, межремонтный период.

Объектом исследования является эксплуатационный фонд скважин на Гураринском месторождении.

Целью работы является анализ эффективности работы механизированного фонда скважин Гураринского месторождения.

В рамках работы приведены сведения о геолого-физической и геолого-промысловой характеристике месторождения и проведён анализ разработки месторождения в целом. Представлены сведения о структуре фонда добывающих скважин, оборудованных УЭЦН. Проведён анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин в период максимальной добычи нефти и в период 2018-2020 гг. Рассмотрены возможные осложнения при использовании УЭЦН и даны рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ОБЩИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ ...	10
1.1 Общие сведения о месторождении.....	10
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	12
1.3 Нефтеносность месторождения.....	13
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов	20
1.4.1 Физико-химическая характеристика, компонентный состав пластовой и дегазированной нефти, растворенного газа.....	20
1.4.2 Свойства пластовой воды	24
1.5 Характеристика разработки месторождения в целом	25
2 ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ И РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРИМЕНЯЕМОГО ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	31
2.1 Фонтанный способ эксплуатации скважин.....	33
2.2 Анализ выбора механизированного способа эксплуатации скважин ...	35
2.3 Анализ эффективности работы механизированного фонда скважин в период максимальной добычи нефти.....	36
2.4 Анализ эффективности работы механизированного фонда скважин в период с 2018 г. по 2020 г.....	41
2.5 Анализ осложнений при эксплуатации скважин Гураринского месторождения и методы борьбы с ними	44
2.5.1 Отложения асфальтосмолопарафиновых веществ в нефтепромысловом оборудовании	45
2.5.2 Коррозионный износ нефтепромыслового оборудования	46
2.5.3 Отложение солей в нефтепромысловом оборудовании	47
2.5.4 Содержания механических примесей	47
2.5.5 Снижение продуктивности скважин	47
2.5.6 Влияние газа на установки электроцентробежных насосов.....	48

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	50
3.1 Организация проведения работ по спуску УЭЦН в качестве примера X нефтегазоконденсатного месторождения	50
3.2 Планирование и формирование графика и бюджета работ	51
3.3 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия	53
3.4 Расчет параметров экономической эффективности	58
3.5 Расчёт годового экономического эффекта.....	59
3.6 Расчёт прироста прибыли	60
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	63
4.2 Производственная безопасность	64
4.3 Экологическая безопасность	68
4.3.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	69
4.3.2 Мероприятия по охране гидросферы.д	70
4.3.3 Мероприятия по охране литосферы.....	70
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	74

ВВЕДЕНИЕ

Основным способом добычи нефти в России является механизированный. Этот способ является основным средством выхода из положения, когда давление в нутрии пласта уменьшается и добыча нефти фонтанным способом не возможна. Большое распространение получили установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). Ими оборудовано более 40 % всего фонда скважин страны. Применение УЭЦН даёт возможность снижение забойного давления, что ведёт к повышению дебита и рентабельности скважин.

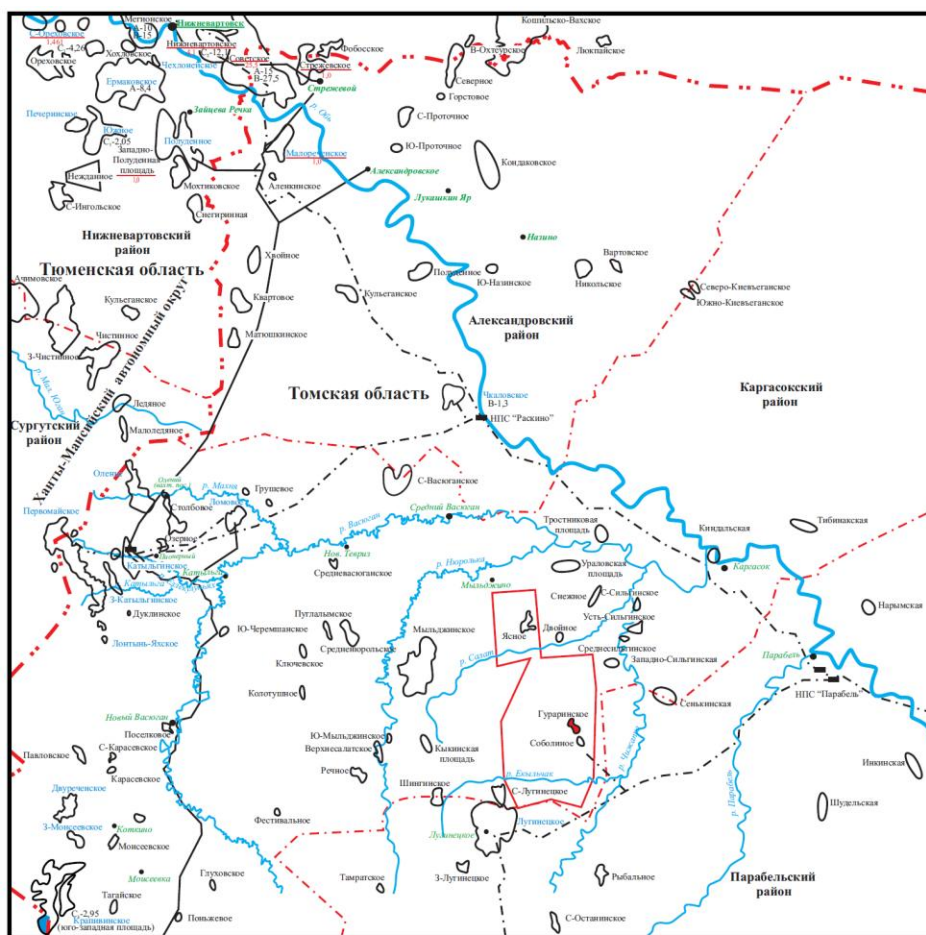
Гуларинское месторождение было открыто в 1997 г., в промышленную разработку введено в 2002 г., приостановлено в 2009 г. и повторно запущено в конце 2013 г. С конца 2002 г. весь фонд скважин месторождения был переведен на механизированный способ эксплуатации скважин с применением установок УЭЦН.

В данной дипломной работе был проведен анализ результатов эффективности работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН на Гуларинском месторождении в период максимальной добычи нефти и в период 2018-2020 гг.

1 ОБЩИЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Общие сведения о месторождении

Гуларинское нефтегазоконденсатное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области, в 55 км на северо-восток от вахтового поселка Лугинецкое и в 75 км по воздуху от районного центра пос. Каргасок [1] (рисунок 1).



Условные обозначения:

- | | | | |
|--------------------------|---|------------------------|-------------------------------------|
| ● Нижневартовское | - населенный пункт, название. | ■ | - насосно-перекачивающие станции; |
| ☺ С-Васюганское | - контур месторождения, площади и название; | □ (красная) | - граница лицензионного участка; |
| ☺ Нижневартовское С-12,1 | - эксплуатационные запасы подземных вод аптосеноманского комплекса, утвержденные ГКЗ (* ТКЗ) по категориям, в количестве (тыс.м ³ /сут); | — (черная) | - автомобильная дорога; |
| ☺ Стрежевское 1,8 | - действующие полигоны утилизации с утвержденными ГКЗ МПР РФ объемами (тыс. м ³ /сут); | — (пунктирная) | - нефтепровод; |
| ☺ Дуровское | - действующие водозаборы по состоянию на 1.01.2014 г.; | — (красная пунктирная) | - границы областей; |
| | | — (черная пунктирная) | - границы административных районов. |

Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Постоянно действующей дорожной сети в районе месторождения нет. Ближайшей крупной железнодорожной станцией является г. Томск, находящийся в 573 км водным путём и в 370 км по воздуху. В летнее время транспортировка различного оборудования и грузов на месторождение осуществляется водным путём из г. Томска, смена вахт и доставка лёгких срочных грузов – авиацией (вертолёт) из пос. Пашня, находящегося в 11 км от пос. Каргасок. В зимний период транспортировка грузов и смена вахт происходит по зимникам [2].

Вблизи Гуларинского месторождения промышленных предприятий нет. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Лугинецкое и Усть-Сильгинское. Вся основная инфраструктура сосредоточена в районном центре пос. Каргасок. На самом месторождении электроснабжение осуществляется газопоршневыми электростанциями. Так же в резерве месторождения имеются две дизельные электростанции. При обустройстве Гуларинского участка был разведан карьер песчаного грунта на правом берегу р. Чижанки. Добываемая нефть с месторождения транспортируется по трубопроводу на ПСП «Лугинецкое», а далее в магистральный нефтепровод Лугинецкое-Парабель.

В орографическом отношении территория месторождения представляет собой слабопересеченную, заболоченную равнину с отметками рельефа от плюс 70 до плюс 120 м. Территория покрыта лесом, болотами, озерами и поймами рек. Лесной покров преимущественно таежного типа с завалами, кустарниками и подлеском.

Климат района – континентальный с холодной и продолжительной зимой (около пяти месяцев) и коротким теплым летом. Зимой температура может опускаться до -50-55 °С, летом может достигать 30-35 °С. Среднегодовое количество осадков примерно 400-500 мм. Толщина снежного покрова достигает 80-100 см., устанавливается с конца ноября и может сохраняться до середины апреля. Промерзание грунта болот

начинается с декабря и доходит до 0,75 м. в глубину. Тем не менее, некоторые участки болот могут не промерзать под покровом снега в течение всей зимы.

По территории Гураринского месторождения протекает река Чижалка, судоходная в период лета для маломерных судов. Основной же водной артерией района является р. Васюган, которая протекает в 30 км от месторождения. Продолжительность навигационного периода по рекам составляет 150-170 дней. Замерзание рек происходит в конце октября – в начале ноября. Для водоснабжения питьевой водой и для технических нужд на территории Гураринского месторождения пробурена артезианская скважина.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

В 1947 году Западно-Сибирское геологическое управление провело геологическую съемку исследуемого района Западно-Сибирской низменности. По результатам данной съёмки была составлена геологическая карта масштаба 1:1 000 000. С этого времени началось планомерное геолого-геофизическое изучение данного района работ.

В 1952 году была проведена аэромагнитная съемка масштаба 1:100 000, которая дала первое представление о простирании тектонических элементов фундамента в исследуемом районе Западно-Сибирской низменности. В 1956 году была проведена повторная аэромагнитная съемка более мелкого масштаба (1:200000). По полученным данным была составлена структурно-тектоническая схема доюрского фундамента и сделан вывод о его тектоническом строении.

В 1965г. сейсморазведочными работами была детализирована и передана под глубокое бурение структура Соболиного месторождения. Совместно с изучением Соболиного месторождения производилось поисково-разведочное бурение и на Гураринском месторождении, которое выполнялось в два этапа: сначала в 1966-1968 гг., затем 1982-1998 гг.

Перспективы нефтегазоносности Гураринского месторождения обосновывались близким расположением к открытому ранее Соболиному месторождению.

В 1997 г. на Гураринском месторождении была пробурена разведывательная скважина №181Р с проектной глубиной 2850 м. При опробовании скважины в колонне были получены промышленные притоки нефти из пластов тарской свиты – Б₉, Б₁₀, Б₁₁, Б₁₂, подтверждена нефтеносность пласта Ю₁¹ наунакской свиты. Таким образом открыто многопластовое Гураринское месторождение. Эксплуатационное бурение на Соболином и Гураринском месторождениях велось с 2002 года [3].

В 2013г. ООО «Томская нефть» получило лицензию ТОМ 01833НР, сроком до 27 августа 2038г. на геологическое изучение, разведку и добычу УВ сырья Соболиного участка, включающего в себя площадь Гураринского месторождения.

С ноября 2013 по январь 2014 гг. на Гураринском месторождении проводились работы по изучению перспектив нефтеносности в коллекторах пласта Б₁₄¹, которые ранее считались не продуктивными. В результате исследований в эксплуатационной колонне в скважинах №№19, 26 и 181Р были получены промышленные притоки нефти [4].

По состоянию на 01.01.2021г. на Гураринском месторождении пробурено 8 разведочных и 20 эксплуатационных скважин.

1.3 Нефтеносность месторождения

Нефтеносность на Гураринском месторождении, как и региона в целом, связана с верхнеюрскими и нижнемеловыми отложениями, а именно с пластами Б₉, Б₁₀, Б₁₁^{1+л}, Б₁₁², Б₁₂¹, Б₁₂², Б₁₃, Б₁₄¹ (нижняя часть Тарской свиты) и пластами Ю₁¹, Ю₁^{му} и Ю₁³ (верхняя часть Наунакской свиты).

Залегание Пласт Б₉ – примерно на глубине 2055.2-2635.2 м. (а.о.-1950.4-2076.6 м). В скважинах 16, 17, 19, 21 Гураринского участка Пласт Б₉ выделяется как неколлектор, и отсутствует в скважинах 22, 23, 24, 25, 27,

28 и 181. Два поля коллектора разделяются зоной литологического замещения субширотного направления. Размеры контура нефтеносности составляют примерно 1.4×0.7 км². Залежь пластово-сводовая литологически экранированная и достигает высоты в 6 м. В продуктивной зоне находятся 2 скважины (13 и 181Р), характеризующие нефтяную зону пласта. Данные скважины приуроченные к Гураринскому участку.

При отдельном опробовании пласта Б₉ в скважине 181Р в интервале 2080-2083 м. был получен приток нефти дебитом 76 м³/сут. на 8 мм штуцере. При совместном опробовании пластов Б₉, Б₁₀ и Б₁₂ в скважине 13 в интервалах 2120.8-2124.8 м., 2137.8-2141.8 м. и 2173.8-2178.8 м. был получен приток нефти дебитом 648 т/сут. на динамическом уровне, равном 638 м. Указанные интервалы имеют близкие фильтрационно-емкостные свойства и нефтенасыщенность, что позволяет однозначно оценивать вклад пласта Б₉ в продуктивность скважины 13.

Водонефтяной контакт (ВНК) принят на абсолютной отметке в 1993 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 181Р и контролируется кровлей водонасыщенного пласта в скважине 14. Пласт Б₉ имеет незначительную нефтенасыщенную толщину - от 2.7 до 3.0 м. Коэффициенты расчлененности и песчаности равны 1

Залегание Пласта Б₁₀ – примерно на глубине 2081.0-2654.6 м как коллектор, выделен во всех пробуренных скважинах. Размеры контура нефтеносности составляют примерно 7.6×1.3 км², высота 13 м.. Тип залежи пластово-сводовый, водонефтяная зона узкая (от 50 до 500 м). Пласт Б₁₀ отдельно опробован в семи скважинах: 22, 176Р, 179Р, 180, 181Р, 182Р, 214.

При отдельном испытании пласта в скважине 181Р в интервале 2097-2101 м был получен приток нефти дебитом 162 м³/сут. на 8 мм. штуцере. При опробовании пласта в скважине 179Р в интервале 2128-2131 м. получен приток нефти дебитом 38 м³/сут. на 4 мм штуцере. При

опробовании пласта в скважинах 180 и 22 были получены притоки нефти дебитами $48.5 \text{ м}^3/\text{сут.}$ на 5 мм штуцере и $677 \text{ м}^3/\text{сут.}$ с 18% воды. При опробовании пласта в законтурной части получены значительные притоки пластовой воды дебитами $21.6\text{-}25.2 \text{ м}^3/\text{сут.}$, на 8 мм штуцере на динамическом уровне 249 м. Совместное опробование пласта B_{10} проводилось в 12 скважинах, в основном в сочетании с пластами B_{12}^1 и B_{12}^2 и были получены притоки нефти дебитами от 22.8 до $700 \text{ м}^3/\text{сут.}$ с различным содержанием воды.

ВНК принят на абсолютной отметки в 2012 м. (совместно со скважинами Соболиного месторождения, так как образуют единую залежь). Коэффициент расчлененности равен 1.1, а коэффициент песчаности равен 0.84.

Пласты $B_{11}^{1+л}$, B_{11}^1 и B_{11}^2 объединены в горизонте B_{11}

Залегание пласт $B_{11}^{1+л}$ – примерно на глубине 2102.6-2171.0 м. Как коллектор пласт вскрыт почти всеми пробуренными скважинами за исключением скважин 25, 28 в центральной части месторождения. Размеры нефтяной залежи составляют примерно $8.3 \times 1.8 \text{ км}^2$, высота 17 м. В плане расположение совпадает с вышележащим пластом B_{10} . Тип залежи пластово-сводовый, водонефтяная зона не большая (примерно 23% от общей площади месторождения).

Эффективная и нефтенасыщенная толщины пласта изменяются от 1.2 до 5.9 м. Коэффициент песчаности равен 0.52, коэффициент расчлененности – 1.8.

Залегание пласта B_{11}^2 – примерно на глубине 2107.8-2545.0 м. Тип нефтяной залежи – пластово-сводовая. Размеры залежи составляют примерно $7.5 \times 1.3 \text{ км}$, высота – 6 м.

Пласт B_{11}^2 отделён от вышележащего пласта B_{11}^1 плотным прослоем толщиной от 4 до 6м.

При отдельном опробовании пласта в скважине 181Р в интервале 2122-2126 м. получен приток нефти дебитом 90 м³/сут. на 6 мм. штуцере.

Эффективная толщина пласта изменяется от 0.9 до 3.9 м., нефтенасыщенная – от 0.7 до 3.8 м. Коэффициент песчаности равен 0.48. Коэффициент расчлененности выше, чем у пласта Б₁₁^{1+л}.

Горизонт Б₁₂ объединяет два пласта – Б₁₂¹ и Б₁₂², разделенных плотным пропластком толщиной от 5 до 7 м.

Залегание пласта Б₁₂¹ – примерно на глубине 2119.0-2554.8 м. Тип нефтяной залежи – пластово-сводовая. Размеры залежи составляют примерно 7.7 x 1.4 км², высота – 8 м.

Пласт отдельно опробован в 13 скважинах, из которых 2 разведочные и 11 эксплуатационные. Получены притоки нефти дебитами от 3.1 м³/сут до 680 м³/сут, притоки воды - до 92.7 м³/сут. При отдельном опробовании пласта в поисковой скважине 181Р был получен приток нефти дебитом 150 м³/сут на 8 мм штуцере. В эксплуатационных скважинах 17, 19, 20, 23, 24 при спущенном УЭЦН добыча нефти достигала 658 м³/сут.

Положение ВНК принято на абсолютной отметке 2047 м.

Эффективная толщина пласта изменяются от 1.6 до 5.6 м, при среднем значении нефтенасыщенной толщины 3.3 м. Коэффициент песчаности равен 0.82, коэффициент расчлененности равны 1.6.

Залегание пласта Б₁₂² – примерно на глубине 2126.4-2577.3 м. Пласт вскрыт всеми пробуренными скважинами. Тип нефтяной залежи – пластово-сводовая. Размеры залежи составляют примерно 8 x 1.5 км, высота -10 м. Для залежи характерна обширная водонефтяная зона, составляющая примерно 60% от площади залежи.

При совместном испытании нефтеносной части пласта Б₁₂² с водоносным пластом Б₁₃ в эксплуатационной скважине 15 получен приток нефти дебитом 120 м³/сут на УЭЦН-800 при содержании воды до 60%. Простреленная нефтеносная часть пласта Б₁₂² имеет более высокую гидропроводность нежели пласт Б₁₃. Соответственно, основной приток воды

в скважину шёл за счет её подтока из приконтурной высокопроницаемой зоны, которая вскрыта этой же скважиной на 2 м ниже интервала перфорации. Дебит нефти в скважине 16 составил 193 м³/сут. Отдельно добыча жидкости ведется из пласта в скважине 21, дебит нефти составил 98 м³, воды – 50 т/сут (34%).

Положение ВНК принято на абсолютной отметке -2057 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 3.8 до 11.7 м, нефтенасыщенная – от 1.1 до 11.3 м.

Залегание пласт Б₁₃ – примерно на глубине 2150.2-2608.53 м. Вскрыт всеми пробуренными скважинами. Эффективная толщина пласта – 6.4 м, нефтенасыщенная толщина равная 2.4 м. Тип залежи – пластово-сводовая, Размеры залежи составляют примерно 2.4 x 1.4 км², высота – 3 м.

При раздельном опробовании пласта в скважине 182Р в интервале 2173.4-2183.8 м. получен приток нефти дебитом 3.4 м³/сут. и пластовой воды дебитом 12.7 м³/сут. на динамическом уровне 631 м.

Залегание пласт Б₁₄¹ – примерно на глубине 2179.8-2755.8 м. Вскрыт почти всеми пробуренными скважинами кроме скважин 1В, 21. Пласт эффективен только на территории северной части Гураринского месторождения. Тип нефтяной залежи пластово - сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи составляют примерно 3.3 x 1.2 км² с высотой 12 м.

Эффективная толщина изменяет от 0 до 8.0 м и в среднем составляет 4.6 м. Эффективная толщина в пределах залежи изменяется от 1.5 м до 6.9 м, эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется - от 0 м до 4.8 м.

Как неколлектор пласт Б₁₄¹ вскрыт в центральной части Гураринского месторождения (скважинами 25 и 27).

Коэффициент песчанистости равен 0.33, коэффициент расчлененности равны 2.4.

Пласт Ю₁¹ как коллектор вскрыт в северной части месторождения в пределах Гураринского участка (скважинами 181Р, 182Р и 9). Тип нефтяной

залежи – пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи составляют примерно $9.5 \times 3 \text{ км}^2$ и высотой 47 м.

При раздельном опробовании пласта в интервале 2459-2465 м. в скважине 182Р был получен приток нефти дебитом $1 \text{ м}^3/\text{сут.}$ на среднединамическом уровне 710 м. При опробовании пласта в скважине 181Р на глубине 2446.1-2453.1 м. был получен приток жидкости неоднозначного состава легкого удельного веса дебитом $0.6 \text{ м}^3/\text{сут.}$ на среднединамическом уровне 1113 м. Для пласта Ю_1^1 характерны слабопроницаемые коллекторы, обладающие предельными фильтрационно-емкостными свойствами.

Эффективная и нефтенасыщенная толщины пласта изменяются от 2 до 5 м. Пласт Ю_1^1 сильно расчленен и имеет низкий коэффициент песчаности.

Залегание пласта $\text{Ю}_1^{\text{МУ}}$ – на абсолютной отметке 2375 м. При испытании скважины 182Р в интервале 2480-2484 м. из пласта $\text{Ю}_1^{\text{МУ}}$ получен приток нефти дебитом $2 \text{ м}^3/\text{сут.}$ на динамическом уровне 507 м.

Нефтяная зона залежи пласта $\text{Ю}_1^{\text{МУ}}$ имеет эффективную нефтенасыщенную толщину 2.6 м. без непроницаемых прослоев. Тип нефтяной залежи пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи составляют примерно $3.4 \times 0.8 \text{ км}^2$, высота 4 м.

Нефтяной Пласт Ю_1^3 вскрыт в интервале 2490.0 – 2503.6 м. (скважиной 185Р).

Общая толщина пласта 12.2 м. Суммарная эффективная толщина этих коллекторов 11.4 м. Кровельная часть пласта – нефтенасыщена. В подошве коллектор насыщен нефтью с водой.

Тип нефтяной залежи – пластовая сводовая. Размеры залежи составляют примерно $4 \times 1,4 \text{ км}^2$, высота 12.2 м. Доля водонефтяной зоны составляет 54.8 % [5].

Схема совмещенных контуров нефтеносности продуктивных пластов представлена рисунке 2.

Таблица 1 – Характеристики неоднородности продуктивных пластов

Пласт	Коэффициент песчаности, д. ед.			Коэффициент расчлененности, д. ед.		
	среднее значение	коэф-нт вариации	интервал изменения	среднее значение	коэф-нт вариации	интервал изменения
Б ₉	1.00	-	-	1.0	-	-
Б ₁₀	0.84	0.22	0.48-1.00	1.1	0.30	1-2
Б ₁₁ ^{1+л}	0.52	0.43	0.00-1.00	1.8	0.43	1-4
Б ₁₁ ²	0.48	0.44	0.15-1.00	2.1	0.59	1-5
Б ₁₂ ¹	0.82	0.20	0.43-1.00	1.6	0.39	1-3
Б ₁₂ ²	0.83	0.15	0.55-1.00	2.2	0.46	1-5
Б ₁₃	0.48	-	-	5.0	-	-
Б ₁₄ ¹	0.33	0.34	0.12-0.59	2.4	0.33	1-4
Ю ₁ ¹	0.50	0.58	0.21-0.86	2.3	0.22	2-3
Ю ₁ ^{му}	0.41	-	-	1.0	-	-
Ю ₁ ^{3(нефть)}	0.93	-	-	2	-	-
Ю ₁ ^{3(газ)}	0.66	0.1	0.61-0.7	3	0	3-3

1.4 Свойства и состав пластовых флюидов

1.4.1 Физико-химическая характеристика, компонентный состав пластовой и дегазированной нефти, растворенного газа

Большинство продуктивных пластов Гураринского и Соболиного месторождений имеют единую залежь, поэтому исследование проб по ним были объединены.

Лабораториями компании «ТомскНИПИнефть» и Томского Политехнического Университета проводились исследования глубинных и поверхностных проб нефти пластов Гураринского и Соболиного месторождений. Из пласта Б₉ (скважины 181Р) были отобраны и исследованы 4 глубинные пробы нефти, из пласта Б₁₀ (скважин 179Р и 181Р) – 10 глубинных проб, из пласта Б₁₁ (скважины 181Р и 12) – 4 глубинные пробы и из пласта Б₁₂ (скважин 178Р, 181Р, 182) – 12 глубинных проб.

Для изучения свойств устьевых проб нефтей из пласта Б₉ (скважина 181) было отобрано 4 поверхностных пробы, из пласта Б₁₀ (скважин 179, 180, 181) – 11 проб, из пласта Б₁₁ (скважины 181) – 5 поверхностных проб, из пласта Б₁₂ (скважин 171, 178, 181, 182, 183) – 23 поверхностных проб, из пласта Б₁₃ (скважины 182Р) – 1 поверхностная проба.

По пластам Ю₁¹ и Ю₁^{му} были исследованы только поверхностные пробы нефти. По пластам Б₈ и Б₁₄ ни глубинные ни поверхностные пробы не отбирались [6].

Состав и свойства нефти определялись согласно стандартным методикам, предусмотренным ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей» [8].

Компонентный состав газа и нефти после сепарации определялся методом газовой хроматографии.

Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти

Наименование	Пласт Б ₉				Пласт Б ₁₀			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
Пластовое давление, Мпа	1	2	20.94-21.4	21.17	2	4	21.3-21.5	21.39
Пластовая температура, °С	1	2	72-75	73.5	2	4	74-77	75.8
Давление насыщения газом, МПа	1	2	4.4-5.1	4.75	2	4	4.3-5.7	5
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	1	2	38.8-44.4	41.6	2	4	40.3-45.1	42.8
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /т	1	2	31.9-38.4	35.2	2	4	36.6-37.7	36.6
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	1	2	1.15-1.162	1.156	2	4	1.16-1.174	1.164
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	2	1.127-1.142	1.134	2	4	1.129-1.157	1.144

Плотность пластовой нефти, кг/м ³	1	2	767-771	769	2	4	760-778	772.3
Плотность после однократной сепарации, кг/м ³	1	2	843-844	843.5	2	4	842-854.7	850.8
Плотность нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, кг/м ³	1	2	838-840	839	2	4	838-849.7	845.6
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1	2	1.13-1.2	1.17	2	4	1.13-1.68	1.47
Вязкость после однократной сепарации, мПа·с	1	2	5.6-6.05	5.83	2	4	5.54-7.93	7.04
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	1	2	10.10.05	10.3	2	4	10.6-11.1	10.8
Коэффиц. растворим. газа в нефти, ((м ³ /м ³)/МПа)	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °С	-	-	-	-	2	3	(-27)-(-39)	-34

Продолжение таблицы 2 – Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти

Наименование	Пласт Б ₁₁ ¹⁺²				Пласт Б ₁₂ ¹⁺²			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
Пластовое давление, Мпа	1	2	20.2-21.47	20.84	3	6	20.34-21.65	20.8
Пластовая температура, °С	1	2	74.4-79	76.7	3	6	74-77	75.7
Давление насыщения газом, МПа	1	2	5.1-5.5	5.3	3	6	5.2-5.8	5.4
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	1	2	39.6-48.7	44.15	3	6	39.2-47.8	43.4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, м ³ /т	1	2	33.5-46	39.8	3	6	35.3-42.4	39.6
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	1	2	1.152-1.188	1.17	3	6	1.155-1.172	1.164
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1	2	1.127-1.180	1.15	3	6	1.128-1.164	1.144

Плотность пластовой нефти, кг/м ³	1	2	756-777	766	3	6	762.8-773.2	769
Плотность после однократной сепарации, кг/м ³	1	2	845-851	848	3	6	847-854	849
Плотность нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, кг/м ³	1	2	844-847	845.5	3	6	841-851.3	844.3
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	2	1.23-1.66	1.45	3	6	1.30-1.66	1.5
Вязкость после однократной сепарации, мПа*с	1	2	5.76-7.52	6.64	3	6	7.10-7.42	7.3
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	1	2	10.9-12.4	11.65	3	6	10.9-11.8	11.1
Коэффиц. растворим. газа в нефти, ((м ³ /м ³)/МПа)	-	-	-	-	-	-	-	-
Температура застывания, °С	1	2	(-25)-(-30)	-27.5	4	10	(-8)-(-37)	-23

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти в таблице 3.

Таблица 3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование	Пласт Б ₉				Пласт Б ₁₀				
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Средние значения	Количество исследованных		Диапазон изменения	Средние значения	
	скв.	проб			скв.	проб			
Плотность, кг/м ³	1	4	843.4-850.2	846.9	3	9	844.7-854.7	850.2	
Вязкость динамическая при 20 ⁰ С, мПа*с	-	-	-	-	-	-	-	-	
Вязкость динамическая при 50 ⁰ С, мПа*с	-	-	-	-	-	-	-	-	
Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С, мм ² /с	1	4	6.64-8.48	7.54	3	9	7.07-9.30	8.07	
Вязкость кинематическая при 50 ⁰ С, мм ² /с	1	4	3.13-4.10	3.61	3	9	3.61-4.45	4	
Массовое содержание, %	Серы	1	4	0.36-0.46	0.4	2	6	0.23-0.57	0.43
	Смол силикагеновых	1	4	5.44-7.03	6.47	2	6	5.53-7.03	6.13
	Асфальтенов	1	4	1.72-2.86	2.33	2	6	1.30-3.55	2.66
	Парафинов	1	4	2.38-2.59	2.49	2	6	1.36-2.54	1.89
Температура плавл. парафина, °С	-	-	-	-	-	-	-	-	
Объемный выход фракций, %	НК	1	4	47.0-62.0	53	3	9	45.0-56.0	50
	до 100 ⁰ С	1	1	7.5	7.2	2	8	3.0-8.0	6.5
	до 150 ⁰ С	1	4	14.0-19.0	16.9	2	6	10.0-19.0	16.6
	до 200 ⁰ С	1	4	25.0-32.0	28	2	6	20.0-31.0	26.3
	до 250 ⁰ С	1	4	35.0-41.0	37.9	2	6	30.0-41.0	35.7
до 300 ⁰ С	1	4	46.0-50.0	48.1	2	6	41.4-52.0	45.8	

Классификация нефти	лёгкая, малосернистая, смолистая, парафинистая				лёгкая-средняя, малосернистая, смолистая, парафинистая				
	Пласт Б ₁₁				Пласт Б ₁₂				
Плотность, кг/м ³	1	4	847.0-851.2	849.3	5	20	845.0-865.3	853.8	
Вязкость динамическая									
при 20 ⁰ С, мПа*с	-	-	-	-	-	-	-	-	
при 50 ⁰ С, мПа*с	-	-	-	-	-	-	-	-	
Вязкость кинематическая									
при 20 ⁰ С, мм ² /с	1	4	7.38-8.83	8.01	3	10	6.37-13.95	10.21	
при 50 ⁰ С, мм ² /с	1	4	3.67-4.43	4.01	3	10	3.41-5.91	4.74	
Массовое содержание, %	Серы	1	4	0.23-0.37	0.32	5	18	0.32-0.47	0.39
	Смол силикагеновых	1	4	5.50-8.01	6.66	5	16	4.35-8.90	6.28
	Асфальтенов	1	4	2.06-2.72	2.47	5	15	2.09-3.27	2.62
	Парафинов	1	4	20.6-2.37	2.01	5	16	1.80-3.90	2.45
Температура плавл. парафина, ⁰ С	-	-	-	-	-	-	-	-	
Объемный выход фракций, %	НК	1	4	52.0-56.0	54	5	20	38.0-88.0	60
	до 100 ⁰ С	1	2	5.0-5.5	5.2	4	12	2.0-8.0	5.6
	до 150 ⁰ С	1	4	14.0-19.0	17	5	16	10.0-18.0	15.6
	до 200 ⁰ С	1	4	24.0-29.0	27	5	20	20.0-28.0	25.4
	до 250 ⁰ С	1	4	33.0-39.0	26.6	5	16	31.5-38.0	35.2

1.4.2 Свойства пластовой воды

Сибирским научно-исследовательским институтом геологии, геофизики и минерального сырья проводился анализ химического состава и физических свойств пластовой воды Гураринского месторождения. Для изучения брались пробы из пластов Б₁₀, Б₁₁², Б₁₂¹ и Б₁₃, воды которых относятся к неокомскому водоносному комплексу.

По классификации С.А. Щукарева исследуемая вода относится к типу хлоридно-натриево-кальциевой, по классификации В.А. Сулина – хлор-кальциевой. В стандартных условиях плотность пластовой воды составляет 1007-1012 кг/м³. Водородный показатель (рН) изменяется от 6.85 до 8.2 (в среднем 7.4). Минерализация воды варьируется от 11.269 до 17.101 г/м³ (в среднем 15.671.7 г/м³). Пластовая вода содержит: йод – в среднем 5.1 мг/л, бор – в среднем 5.3 мг/л, бром – в среднем 40.3 мг/л, кремний – в среднем 8.55 мг/л.

1.5 Характеристика разработки месторождения в целом

Гуларинское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1997 г. в результате бурения поисковой скважины 181Р. В пробную эксплуатацию введено в 1998 г. С 1998 по 2001 гг. добыча нефти велась из одной разведочной скважины. В промышленную разработку Гуларинское месторождение было введено в 2002 г., когда началось освоение запасов пластов Б₉, Б₁₀, Б₁₁¹⁻² и Б₁₂¹⁻². Действующий фонд добывающих скважин составлял 14 ед. Средний дебит жидкости по действующим скважинам достигал максимума 442 м³/сут.

Разработка месторождения была остановлена в январе 2009 г. в связи с отзывом лицензии на право пользования недрами. В августе 2013 г. ООО «Томская нефть» получает лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Соболиного участка и с декабря 2013 г. возобновляет добычу по трем скважинам.

Основные показатели разработки по Гуларинскому месторождению за период 1998-2008 гг. приведены на рисунках 3 и 4.

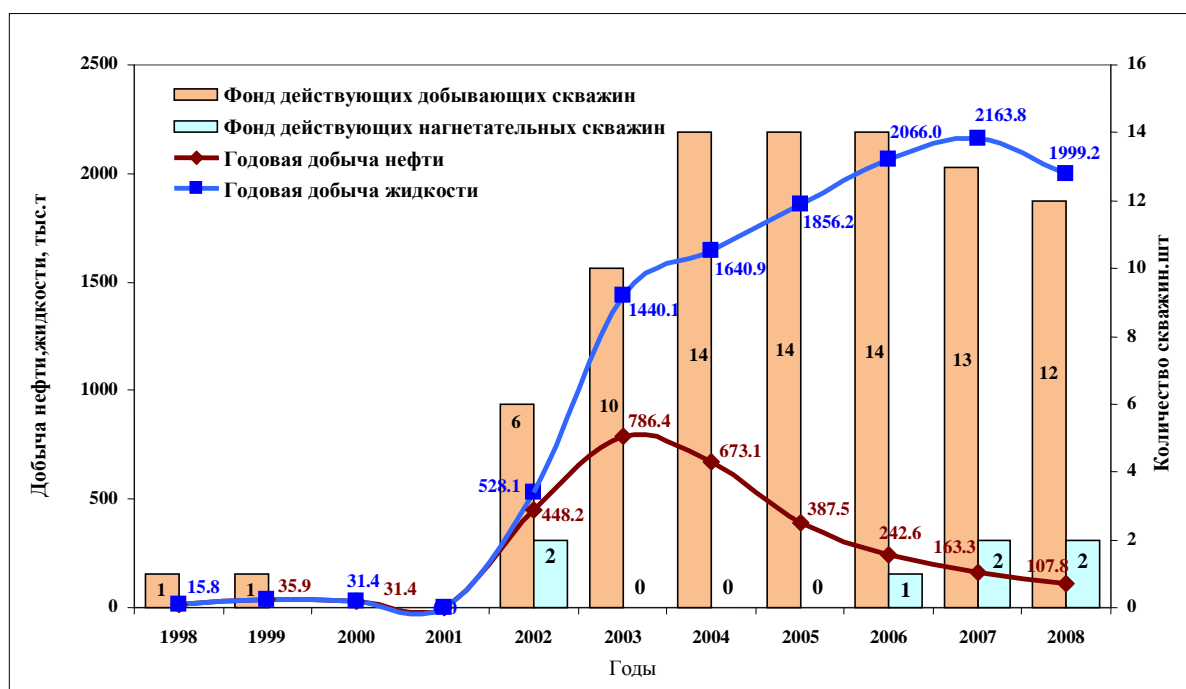


Рисунок 3 – Добыча нефти, жидкости и фонд скважин по месторождению

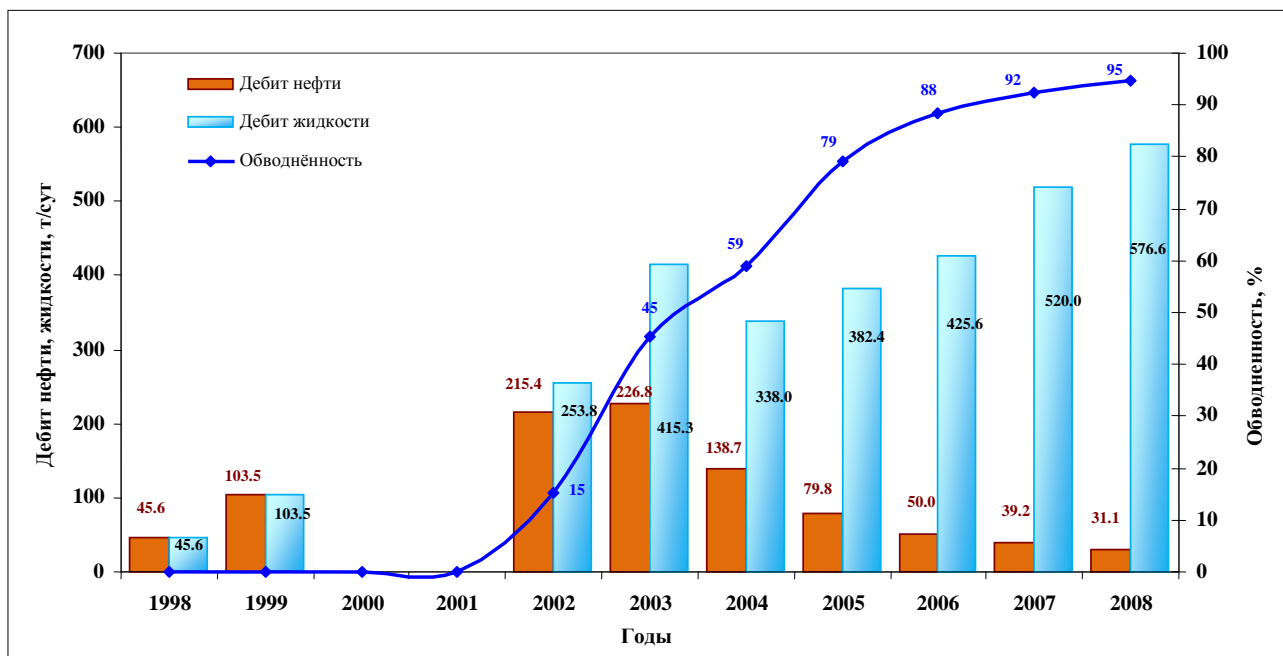


Рисунок 4 – Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности

С 1998 по 2003 гг. наблюдается рост добычи нефти, определяемая числом добывающих и нагнетающих скважин. С 2002 г, началась промышленная разработка месторождения. В этот период наблюдалось падение дебита от 226.8 до 171.4 т/сут., в связи с этим все скважины переводились с фонтанного способа эксплуатации на механизированный. До 2006 г. разработка месторождения велась в естественном режиме, однако в 2002 г. производилась пробная закачка воды на пробном участке в скважину 27.

С 2004 г. идёт увеличение обводненности скважин и падение добычи нефти. К обводнению продукции скважин привели в совокупности такие факторы как: наличие подошвенных вод и заколонных перетоков, незначительные перемычки между продуктивными пластами и водоносным горизонтом.

В 2006 г. началось формирование системы ППД путём закачки воды в одну скважину, далее в две скважины. Однако дальнейшее развитие системы ППД приостановили в связи с активностью законтурных вод. Падение дебитов нефти связывают, прежде всего, с естественной выработкой запасов.

В период с 2009 г. по 2013 г. статистика по месторождению не велась, так как была приостановлена разработка месторождения. При запуске полного фонда скважин в 2014 г. дебит нефти составил примерно 500 т/сут. Вплоть до 2019 г. наблюдалось падение добычи нефти. На конец 2019 г. дебит жидкости составил 4630 м³/сут., а дебит нефти – 123 т/сут. С начала 2020 г. разработка месторождения приостановлена в связи с решением ОПЕК о сокращении добычи нефти.

Данные по действующему фонду скважин, по дебитам нефти и обводненности приведены в таблице 4 и рисунках 5 и 6.

Таблица 4 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебиту нефти и обводненности (по состоянию на 01.01.2009 г.)

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %					Итого
	80 - 85	85 - 90	90 - 95	95 - 98	> 98	
0 - 5	–	1	1	–	1	3
5 - 10	–	–	–	5	–	5
10 - 15	1	–	–	–	–	1
15 - 20	–	1	–	–	–	1
Итого	1	2	1	5	1	10

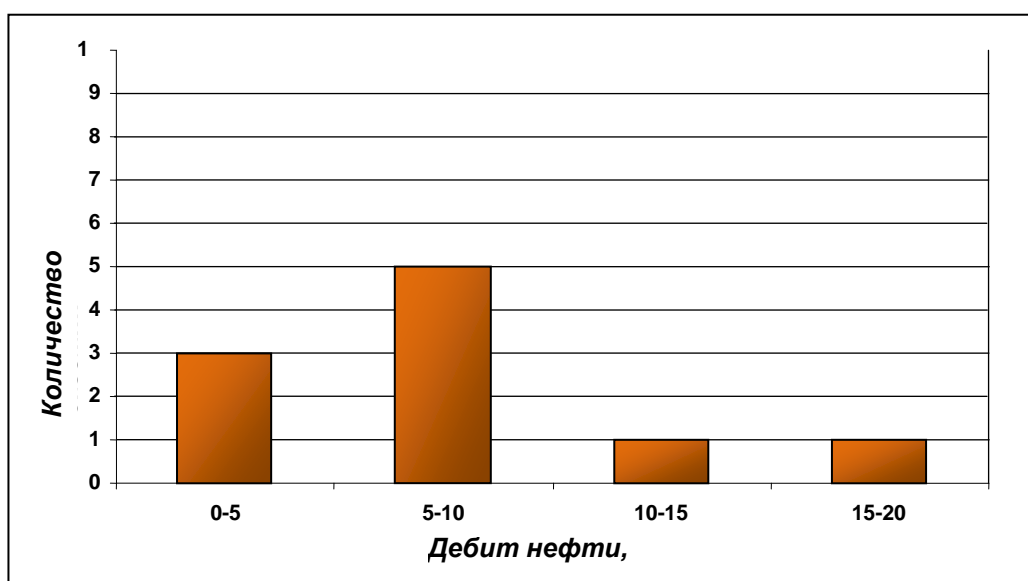


Рисунок 5 – Распределение действующего фонда скважин по дебиту нефти

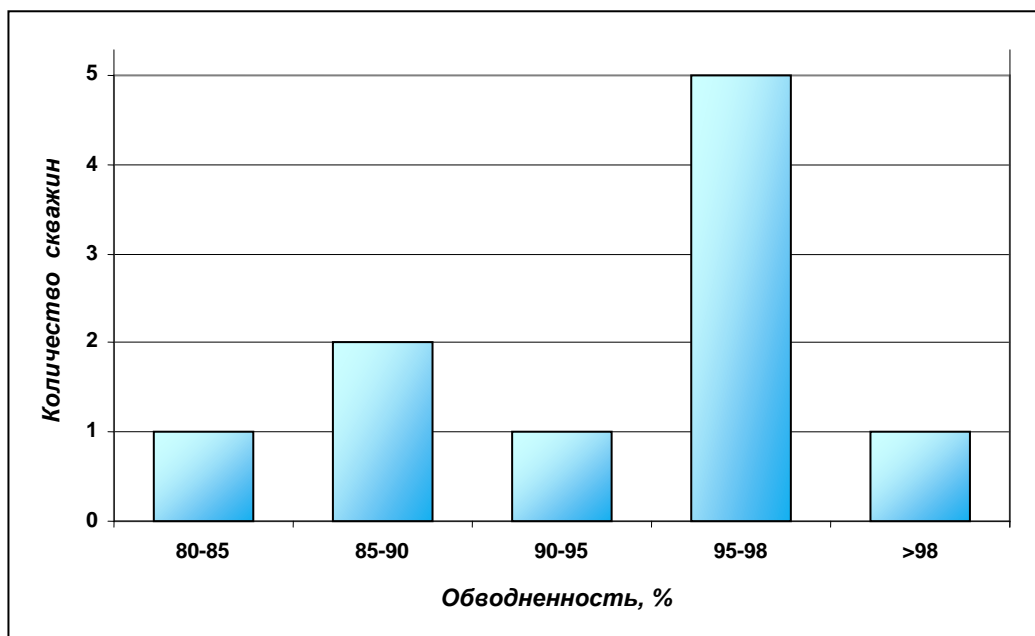


Рисунок 6 – Распределение действующего фонда скважин по обводненности

По состоянию на 01.01.2009 г. фонд действующих скважин составлял 10 ед. С обводненностью от 80 до 85% работала одна скважина (10% действующего фонда), с обводненностью от 85 до 90% – две скважины (20%), с обводненностью от 90 до 95% – одна скважина (10%), с обводненностью от 95 до 98% – пять скважин (50%), с обводненностью более 98% – одна скважина (10%). Таким образом, с обводненностью свыше 90% работало 70% действующего фонда скважин.

По среднегодовому дебиту нефти действующий фонд скважин распределялся следующим образом: с дебитом менее 5 т/сут. работало три скважины (30%), с дебитом от 5 до 10 т/сут. – пять скважин (50%), с дебитом от 10 до 15 т/сут. – одна скважина (10%).

Данные по действующему фонду добывающих скважин, накопленной добычи нефти и обводненности приведены в таблице 5 и на рисунке 7.

Таблица 5 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по накопленной добыче нефти и обводненности (по состоянию на 01.01.2009 г.)

Накопленная Добыча нефти, т/сут	Обводненность, %					Итого
	80 - 85	85 - 90	90 - 95	95 - 98	> 98	
0 - 50	–	–	–	–	–	–
50 - 100	–	–	1	–	–	1
100 - 150	–	1	–	–	1	2
150 - 200	–	–	–	1	–	1
200 - 250	–	1	–	1	–	2
250 - 300	–	–	–	1	–	1
300 - 350	1	–	–	1	–	2
> 350	–	–	–	1	–	1
Итого	1	2	1	5	1	10

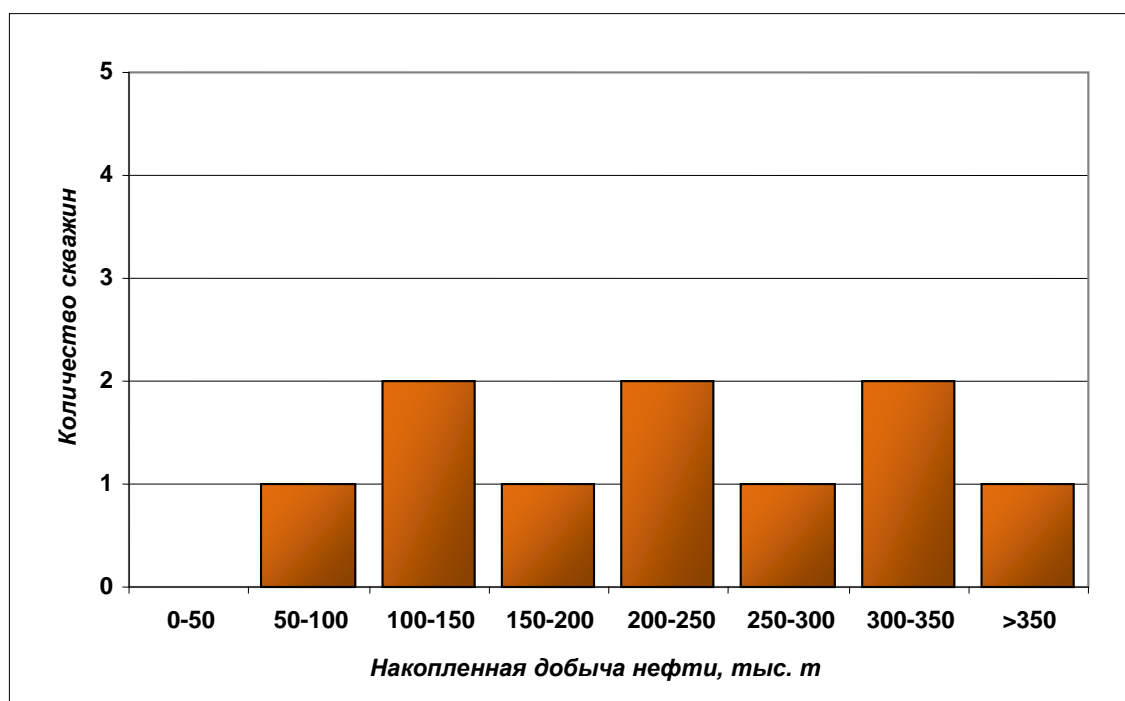


Рисунок 7 – Распределение добывающего фонда по накопленной добыче нефти

По накопленной добыче нефти действующий фонд скважин распределялся следующим образом: менее 150 тыс.т нефти – три скважины (30% действующего фонда), от 150 до 300 тыс.т нефти – четыре скважины

(40% действующего фонда), и более 300 тыс.т нефти – три скважины (30% действующего фонда) [4].

По состоянию на 01.05.2020 г. фонд скважин Гуларинского месторождения состоит из 13 добывающих скважин, одна из которой находится в консервации, и 7 нагнетательных скважин. Характеристики фонда добывающих скважин приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика фонда добывающих скважин на 01.05.2020 г.

Скв. №	13	16	17	19	20	21	23	24	25	26	28	35	181Р
Пласт Б ₉₋₁₀	+	-	+	-	+	-	+	+	-	-	+	-	-
Пласт Б ₁₁	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+	-	-	-
Пласт Б ₁₂	-	-	+	+	+	+	+	-	-	+	-	-	-
Пласт Б ₁₃	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Пласт Б ₁₄	-	-	-	-	-	+	-	-	+	-	-	+	-
Пласт Ю ₁ ^{му}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Пласт Ю ₁ ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
УЭЦН	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
УШГН	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фонтанная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
В консервации	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+
Бездействующие	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Qж, м3/сут	713	518	26,3	498	202	27,4	727	47	307	750	638	201	-
Qн, т/сут	6,6	10,1	2,6	23,2	7,4	1,6	16,6	1,6	5,7	29,8	4,3	8	-
Обводнённость, %	99,8	97,7	88,5	94,5	95,8	93,2	97,3	96,1	97,8	95,3	99,2	95,3	-

2 ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ И РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПРИМЕНЯЕМОГО ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Основными критериями выбора способа эксплуатации на Гураринском месторождении явились:

- заданные отборы нефти и жидкости по скважинам, обусловленные оптимальными условиями разработки месторождения;
- достаточная надежность применяемого способа эксплуатации на данном месторождении, обеспечивающая планируемый межремонтный период работы скважин;
- допустимые экономические затраты, обусловленные применяемым способом эксплуатации и влияющие на себестоимость добычи нефти.

Кроме того, для обоснования возможности применения способа эксплуатации, использовались следующие данные:

- физико-химические свойства нефти и водонефтяной эмульсии, их коррозионная характеристика, газовые факторы, давления насыщения;
- профили скважин, глубина забоев, диаметры эксплуатационных колонн;
- режим работы залежи во времени, пластовые давления, коэффициенты продуктивности скважин;
- внутрипромысловая система сбора нефти и газа, ожидаемые устьевые давления;
- устойчивость пород продуктивной толщи и условия пескопроявления;
- технологические и технико-экономические данные о результатах разработки и эксплуатации рассматриваемых залежей.

Для выбора рационального способа подъема жидкости не обходимо учитывать не только гидродинамические параметры и системы разработки

залежей, режимы эксплуатации скважин, но и горно-геологические и природные условия района, сервисную и производственную инфраструктуру.

На Гураринском месторождении проводились исследовательские работы, предусматривающие изучение гидродинамических характеристик продуктивных пластов по данным стационарных и нестационарных режимов фильтрации, замеров пластовых и забойных давлений и температур. Итоговые значения пластовых давлений, температур и показатели газосодержания в пластах приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Начальные пластовые давления, температура и газовый фактор пластов

Пласт	Пластовое давление. МПа	Пластовая температура. °С	Газосодержание. м ³ /т
Б ₉	20.90	73.5	35
Б ₁₀	21.40	75.8	37
Б ₁₁	21.55	76.7	40
Б ₁₂	21.57	75.7	39
Б ₁₃	21.57	76.0	39

При проектировании технологии и техники добычи нефти на Гураринском месторождении учитывались следующие геолого-физические характеристики продуктивных пластов:

- глубины залегания продуктивных пластов – 2190-2618 м;
- пластовые давления близки к гидростатическим;
- разница между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом составляет 15.3-16.0 МПа;
- низкое газосодержание нефти (от 35 до 40 м³/т);
- достаточно высокая продуктивность скважин (коэффициент продуктивности – 26.9 м³/(сут*МПа));
- сравнительно невысокая вязкость нефти в пластовых условиях (от 1.4 до 1.7 мПа*с).

Исходя из вышеуказанных горно-геологических условий, в качестве

возможных способов эксплуатации скважин Гураринского месторождения могут быть рассмотрены: фонтанная и механизированная эксплуатация.

2.1 Фонтанный способ эксплуатации скважин

Исследования показали, что при эксплуатации скважин пласта Б₁₀ от забоя до глубины 440 м движется поток однофазной газонасыщенной нефти, выше (до устья) – двухфазная газожидкостная смесь.

Исходя из значения пластового давления и проектной депрессии на пласт, проектное забойное давление составляет 19.4 МПа.

Для расчётов режимов эксплуатации нефтяных месторождений России принято брать величину устьевого давления ($P_{уст.}$) равной 1.5 МПа.

По расчётным данным фонтанирование скважин пласта Б₁₀ получили, что минимально необходимое забойное давление фонтанирования безводной нефтью составляет примерно 16,9 МПа, при эксплуатации труб НКТ 60x5 и $P_{уст.}=1.5$ МПа.

При сравнении значения проектного забойного давления и минимально необходимого для обеспечения фонтанирования скважин безводной нефтью, видно, что эксплуатация скважин пласта Б₁₀ возможна фонтанным способом.

При неизменности продуктивности и энергетического состояния залежи пласта Б₁₀ дальнейшая эксплуатация скважин с проектным дебитом фонтанным способом возможна при обводнённости продукции до 54 – 55 %, при $P_{уст.} = 1.5$ МПа и до 60-62 %, при $P_{уст.} = 1.0$ МПа. При такой обводнённости фонтанирование с проектным дебитом сохранится даже при снижении пластового давления ($P_{пл}$) до 20 МПа ($P_{заб} = 18$ МПа). При обводнённости продукции 25% и при падении $P_{пл}$ до 19 МПа фонтанирование с проектным дебитом прекратится. Возможно лишь фонтанирование безводной нефтью. При дальнейшем снижении $P_{пл}$ до 18 МПа фонтанирование скважины с проектным дебитом (даже безводной нефтью) не возможно.

При эксплуатации скважин Пласт Б₁₁₋₁₂ от забоя до глубины 430 м движется поток однофазной газонасыщенной нефти, выше (до устья) – двухфазная газожидкостная смесь.

Исходя из значения пластового давления и проектной депрессии на пласт, проектное забойное давление составляет 19.0 МПа.

По расчётным данным фонтанирование скважин пласта Б₁₁₋₁₂ получили, что минимально необходимое забойное давление фонтанирования безводной нефтью составляет примерно 16,4 МПа. При обводнённости продукции 50% и выше фонтанирование прекратится.

Пласты Б₁₀ и Б₁₁₋₁₂ отличаются удельной продуктивностью. Пробная эксплуатация пласта Б₁₁₋₁₂ показала стабильную продуктивность на уровне $3.3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что оказалось значительно ниже, чем по пласту Б₁₀. Из-за большей нефтенасыщенной толщины и большей депрессии производительность скважин пласта Б₁₁₋₁₂ превосходит производительность скважин пласта Б₁₀. Исходя из средней величины депрессии на пласт (2.5 МПа), коэффициента удельной продуктивности ($3.3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$) и мощности эффективного нефтенасыщенного пласта (7.44 м), средний дебит скважин по пласту Б₁₁₋₁₂ составит примерно $61.4 \text{ м}^3/\text{сут.}$, а по пласту Б₁₀ – $43 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Расчеты предельных давлений фонтанирования пластов Б₁₀ и Б₁₁₋₁₂, приведённых выше, свидетельствует о схожести энергетических потенциалов этих пластов. Соответственно, влияние падения пластового давления и обводнённость продукции на фонтанирование скважин пласта Б₁₀ характерно и для пласта Б₁₁₋₁₂. Дебиты скважин по этим пластам могут варьироваться от 35 до $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Из выше сказанного, рекомендуется использовать НКТ диаметром 60 мм для дебита жидкости до 100 т/сут. и НКТ диаметром 73 мм для дебита 100-200 т/сут.

2.2 Анализ выбора механизированного способа эксплуатации скважин

При обводненности продукции свыше 50%, проектные дебиты скважин пластов возможно обеспечить за счёт механизированного способа добычи нефти.

Из-за незначительных объёма природного газа и малых объёмов попутного нефтяного газа на Гураринском месторождении газлифтный способ эксплуатации скважин не возможен. Всего объёма полученного газа хватает лишь на выработку электроэнергии для обеспечения инфраструктуры месторождения.

Установка гидropоршневых и струйных насосов на Гураринском месторождении экономически не выгодна, так как требует больших капитальных вложений на обустройство скважин системой наземных высоконапорных насосов, обеспечение подачи и распределения рабочей жидкости, ее сепарации и очистки, и на обслуживание наземного оборудования.

На поздней стадии разработки скважин с небольшими дебитами допускается использование штанговых насосных установок со станками-качалками. Но в виду сложности их монтажа и обслуживания не рекомендуются.

Исходя из геолого-физических характеристик продуктивных пластов Гураринского месторождения и наклонно-направленного профиля скважин, наиболее подходящим способом механизированной добычи является УЭЦН.

Глубина установки УЭЦН может варьироваться в широком диапазоне, так как нефть имеет не высокое газосодержание, а разгазирование нефти начинается с глубины 440-430 м.

Факторами, влияющими на глубину спуска насосов, являются так же: состояние энергетики пласта, коэффициент продуктивности скважины и задаваемый режим эксплуатации.

С учётом геолого-физических условий пласта и характеристик пластовых флюидов рекомендуется:

- увеличить депрессию на пласт до 10 МПа (при условии изоляции водопритока из ниже лежащих пластов);
- спускать УЭЦН на глубину 1600-1800 м;
- удерживать динамический уровень не выше 900-1000 м.

При расчёте величины забойного давления следует учитывать такие факторы ограничения минимальной величины забойного давления как:

- предельное количество свободного газа в призабойной зоне пласта и на приеме насоса;
- сохранение боковой устойчивости породы в призабойной зоне;
- прочность крепления скважин (эксплуатационной колонны).

По техническим условиям эксплуатации УЭЦН профиль ствола скважин должен обеспечивать беспрепятственный спуска насосов и их работоспособность до глубины 1400 м по вертикали.

На искривленных участках профиля ствола скважин отклонение от вертикали (зенитный угол) не должно превышать 2 градуса на 10 метров, и 3 градуса на 10 метров по горизонтали (азимутальный угол).

Максимально допустимый угол наклона скважины в интервале установки УЭЦН (1400-1800 м по вертикали) составляет 40 градусов.

2.3 Анализ эффективности работы механизированного фонда скважин в период максимальной добычи нефти

Такие факторы как: низкое газосодержание, невысокий энергетический потенциал и относительно большие глубины залежей, а также большая разница между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом снижают возможность эксплуатации скважин фонтанным методом, но являются благоприятными для эксплуатации скважин механизированном методом.

Именно по этому основным способом добычи нефти на Гураринском месторождении является механизированный (с использованием импортных и отечественных УЭЦН).

Для скважины оборудованных УЭЦН импортного производства (REDA типа DN4300, DN5800, производительностью от 680 до 1300 м³/сут.) характерен стабильно высокий дебит. Средний дебит нефти этих скважин за 2005 год составил 69,6 т/сут. при обводненности 86,3 %. Диапазон глубины спуска насосов REDA – от 2120 до 2460 м (средняя глубина 2250 м), динамический уровень – от 1270 до 1950 м (в среднем 1695 м), забойные давления – от 4,7 до 8,1 МПа (в среднем 6,0 МПа).

Из отечественных УЭЦН на Гураринском месторождении используются насосы ЭЦНА5А, ЭЦНМК5А и ЭЦНМ6 (производительностью от 250 до 500 м³/сут.). Средний дебит нефти скважин с отечественными УЭЦН за 2005 г. составил 91,8 т/сут. при обводненности 67,2 %. Глубина спуска насосов изменяется от 1030 до 2265 м (средняя глубина 2000 м), динамический уровень – от 800 до 2040 м (в среднем 1500 м), забойные давления – от 3,3 до 12,1 МПа (в среднем 6,9 МПа).

В таблице 8 приведена структура фонда скважин и распределение добычи нефти по способам эксплуатации в период максимальной добычи нефти (2002-2005 г.) [7].

Таблица 8 – Добыча нефти и фонд скважин по Гураринскому месторождению

Показатели	Ед.	2002	2003	2004	2005	Отклонение 2005 к 2002, %
Добыча нефти всего	тыс. тонн	448	786	673	387	-14
Фонтан	тыс. тонн	104	0	0	0	
УЭЦН	тыс. тонн	344	710	395	282	-18
REDA	тыс. тонн	0	76	278	105	
Эксплуатационный фонд скважин	скв.	6	12	15	14	133
Фонтанные	скв.	0	0	0	0	
УЭЦН	скв.	6	12	15	14	133

в т.ч. импортные	скв.	0	3	6	4	
Действующий фонд скважин	скв.	6	12	14	14	133
Фонтанные	скв.	0	0	0	0	
УЭЦН	скв.	6	12	14	14	133
в т.ч. импортные	скв.	0	3	6	4	
Бездействующий фонд скважин	скв.	0	0	1	0	
Фонтанные	скв.	0	0	0	0	
УЭЦН	скв.	0	0	1	0	

Общая добыча нефти по скважинам, эксплуатируемым УЭЦН за 4 года составила 2580 тыс. тонн (96 % от общей добычи). Импортными установками (фирмы REDA) добыто 565 тыс. тонн (22 % от добычи механизированным способом) и отечественными установками – 2015 тыс. тонн (78 % от добычи механизированным способом).

Средние значения технико-технологических показателей работы фонда скважин Гуларинского месторождения, оборудованных УЭЦН и REDA приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Средние значения технико-технологических показателей работы фонда скважин Гуларинского месторождения

Наименование месторождения	Кол-во скважин действ. фонда	Технико-технологические показатели						
		Нсп, м	Ндин, м	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв-ть, %
Гуларинское	14	2100	1695	15,5	6,7	79	423	78

Таким образом видно, что погружённые УЭЦН эксплуатируются в достаточно интенсивных режимах: на большой глубине спуска (в среднем 2100 м) и при достаточно низком забойном давлении (в среднем, 6,7 МПа). Тем самым достигался высокий дебит жидкости – порядка 423 м³/сут. в среднем по месторождению.

Не маловажными показателями работы УЭЦН является межремонтный период (МРП) и наработка на отказ.

Значение МРП фонда скважин, оборудованных УЭЦН на конец 2005 г. составляет 281 суток, что на пять процентов больше значения МРП на

начало 2005 г. (269 суток). Среднее значение МРП за 2005 г. составляет 315 суток.

На рисунке 8 представлены ежемесячные значения МРП по скважинам Гуларинского месторождения за 2005 г.

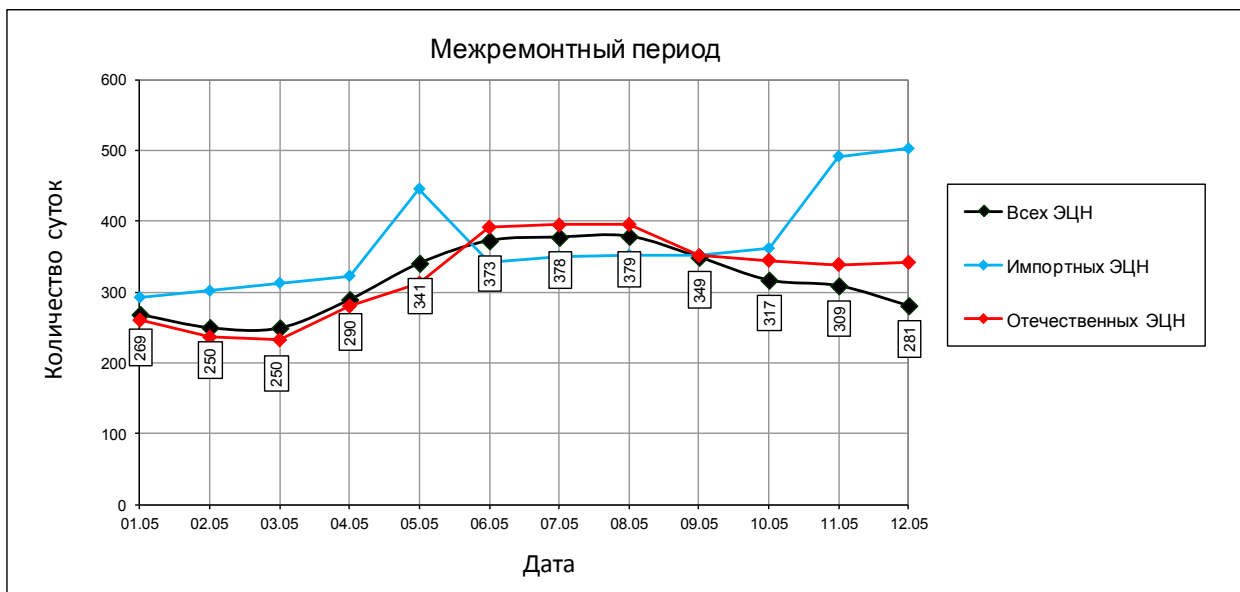


Рисунок 8 – Межремонтный период по скважинам Гуларинского месторождения за 2005 г.

Наработка на отказ УЭЦН на конец 2005 г. составляет 248 суток, что на 131 процентов больше значения наработки на отказ на начало 2005 г. (108 суток).

На рисунке 9 представлены ежемесячные значения наработки на отказ по скважинам Гуларинского месторождения за 2005 г.

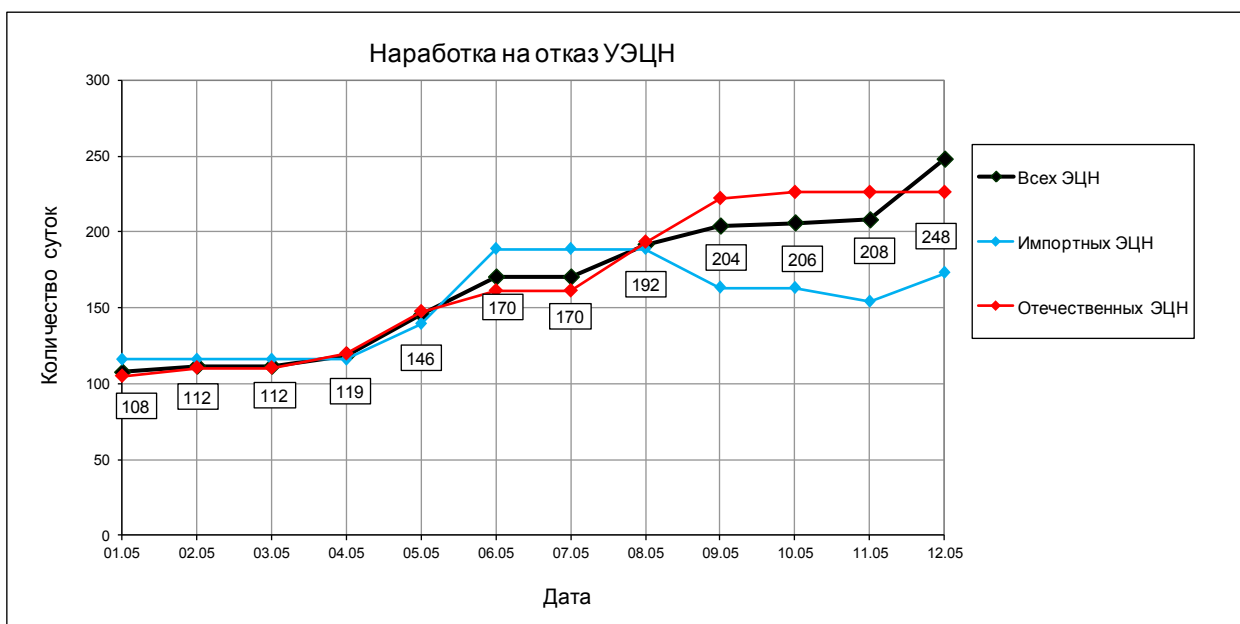


Рисунок 9 – Наработка на отказ по скважинам Гураринского месторождения за 2005 г.

Увеличение наработки на отказ обусловлено правильным подбором и своевременной сменой УЭЦН с целью увеличения добычи нефти и проведением дополнительных геолого-технических мероприятий.

Основными причинами отказов ЭЦН являются: засорение насосов мехпримесями, технические причины (внутренняя поломка оборудования), повреждения оборудования при спуско-подъемных операциях (СПО) и нарушение требований эксплуатации и ремонта скважин.

Не смотря на увеличение МРП, наработки на отказ УЭЦН и расширение действующего фонда скважин, начиная с 2005 г. наблюдается сильное падение добычи нефти. Это связано, прежде всего, с увеличением обводнённости и естественным истощением Гураринского месторождения (падение пластовых давлений).

Для увеличения добычи нефти в 2005 г. проводились работы по оптимизации и модернизации скважин: устанавливались более производительные установки, увеличивалась глубина спуска и проводилась дополнительная перфорация в скважинах. Благодаря этим геолого-

техническим мероприятиям был получен прирост добычи нефти в размере 47 тыс. тонн.

2.4 Анализ эффективности работы механизированного фонда скважин в период с 2018 г. по 2020 г.

На момент запуска промысла (2013-2014 гг.) все импортные насосные установки были заменены на отечественные (УЭЦН5, УЭЦН5А, с производительностью от 80 до 700 м³/сут.).

В таблице 10 приведена структура фонда скважин и распределение добычи нефти по способам эксплуатации.

Таблица 10 – Добыча нефти и фонд скважин по Гураринскому месторождению за 2018-2020 г.

Показатели	Ед.	2018	2019	По май 2020	Отклонение 2019 к 2018, %
Добыча нефти всего	тыс. тонн	46.82	46.02	13.88	-2
Фонтан	тыс. тонн	0	0	0	
УЭЦН	тыс. тонн	46.82	46.02	13.88	-2
в т.ч. импортные	тыс. тонн	0	0	0	
Эксплуатационный фонд скважин	скв.	12	12	12	
Фонтанные	скв.	0	0	0	
УЭЦН	скв.	12	12	12	
в т.ч. импортные	скв.	0	0	0	
Действующий фонд скважин	скв.	12	12	12	
Фонтанные	скв.	0	0	0	
УЭЦН	скв.	12	12	12	
в т.ч. импортные	скв.	0	0	0	
Бездействующий фонд скважин	скв.	0	0	0	
Фонтанные	скв.	0	0	0	
УЭЦН	скв.	0	0	0	

Динамика добычи нефти и обводненности скважин по Гураринскому месторождению в период с 2018 по апрель 2020 г. приведена на рисунке 10.

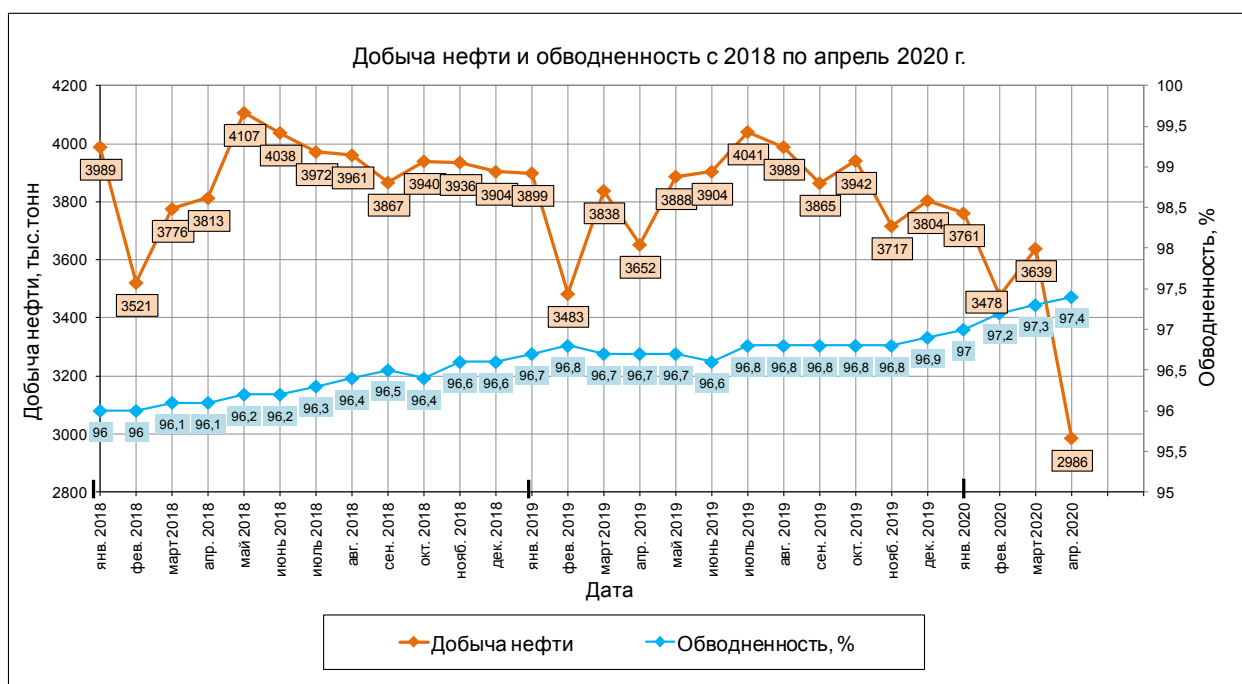


Рисунок 10 – Добыча нефти и обводненность с 2018 по апрель 2020 г.

Средние значения технико-технологических показателей работы фонда скважин Гураринского месторождения за 2019 г., оборудованных УЭЦН приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Средние значения технико-технологических показателей работы фонда скважин Гураринского месторождения за 2019 г.

Наименование месторождения	Кол-во скважин действ. фонда	Технико-технологические показатели					
		Нсп, м	Ндин, м	Рзаб, МПа	Qн, т/сут	Qж, м ³ /сут	Обв-ть, %
Гураринское	12	1980	1807	6,4	10,2	386	96,8

Несмотря на эксплуатацию УЭЦН в интенсивных режимах дебит нефти значительно упал по сравнению с 2005 г. (10.2 т/сут. в 2019 г. против 79 т/сут. в 2005 г.). Это связано, прежде всего, с увеличением обводнённости и естественным истощением Гураринского месторождения (падение пластовых давлений).

Значение МРП фонда скважин, оборудованных УЭЦН на конец 2019 г. составляет 1988 суток. Среднее значение МРП за 2019 г. составляет 3239 суток. Что значительно больше, чем в период с 2002 - 2005 г.

На рисунке 11 представлены ежемесячные значения МРП по скважинам Гуларинского месторождения за 2019 г.

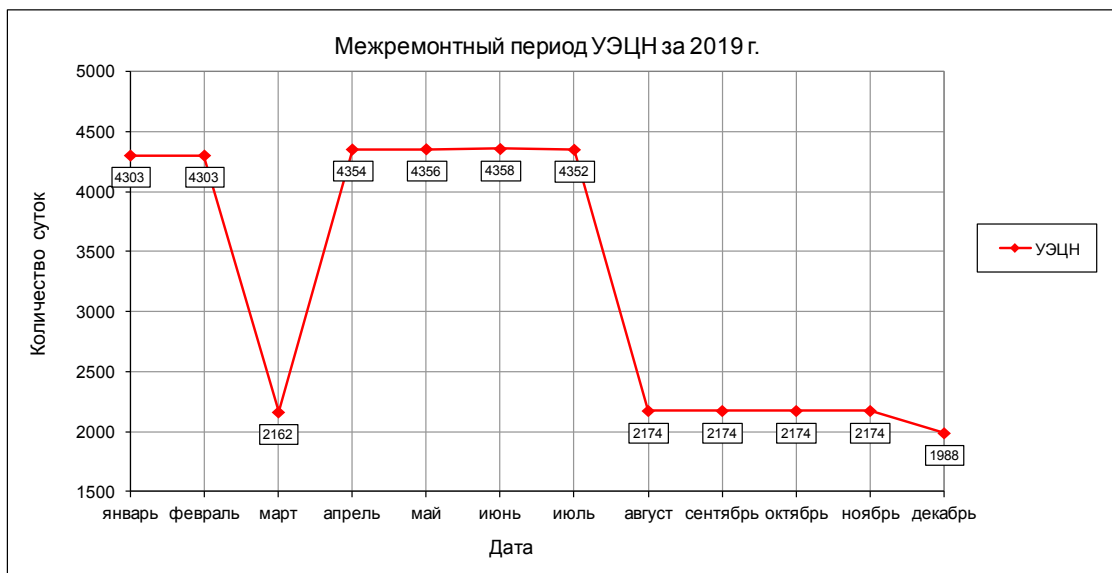


Рисунок 11 – Межремонтный период по скважинам Гуларинского месторождения за 2019 г.

Наработка на отказ УЭЦН на конец 2019 г. составляет 577 суток. Среднее значение наработки на отказ за 2019 г. составляет 548 суток. Что так же значительно больше, чем в период с 2002 - 2005 г.

На рисунке 12 представлены ежемесячные значения наработки на отказ по скважинам Гуларинского месторождения за 2019 г.

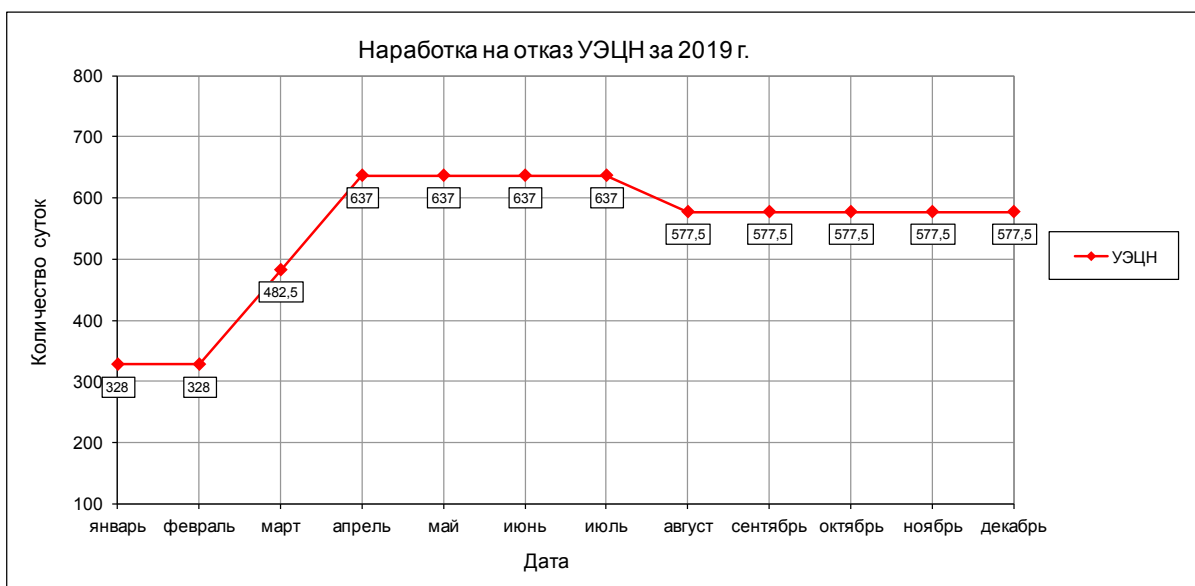


Рисунок 12 – Наработка на отказ по скважинам Гуларинского месторождения за 2019 г.

Увеличение наработки на отказ обусловлено правильным подбором и своевременной сменой УЭЦН с целью увеличения добычи нефти и проведением дополнительных геолого-технических мероприятий.

Основными причинами отказов ЭЦН всё так же являются: засорение насосов мехпримесями, но чаще всего технические причины (внутренняя поломка оборудования), повреждения оборудования при спуско-подъемных операциях (СПО) и нарушение требований эксплуатации и ремонта скважин.

2.5 Анализ осложнений при эксплуатации скважин Гуларинского месторождения и методы борьбы с ними

Наиболее вероятными осложнениями при эксплуатации скважин Гуларинского месторождения могут быть:

- отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в нефтепромысловом оборудовании;
- коррозионный износ нефтепромыслового оборудования;
- солеотложения в нефтепромысловом оборудовании;
- повышение содержания механических примесей;
- снижением продуктивности скважин;

- вредное влияние газа на УЭЦН.

При разработке месторождения следует предусмотреть меры по устранению или борьбе с данными осложнениями. По мере эксплуатации скважин условия добычи нефти, состав и свойства пластовых флюидов могут сильно меняться, что может привести к ослаблению одних типов осложнений и появлению других. Соответственно, ввести борьбу с осложнениями следует по результатам текущего мониторинга.

2.5.1 Отложения асфальтосмолопарафиновых веществ в нефтепромысловом оборудовании

Отложения АСПВ на оборудовании связаны с охлаждением газонефтяного потока до температуры ниже температуры насыщения нефти парафином. Наиболее интенсивный процесс отложения АСПВ происходит в скважинах с низкими дебитами, незначительной обводненностью продукции и значительным содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ в нефти. Содержание в продукции скважин Гураринского месторождения АСПВ (в среднем 10,83%), в том числе силикагелевых смол (5,89%), говорит о возможности образования отложений АСПВ на поверхности внутрискважинного и наземного оборудования.

Расчётная устьевая температура потока добываемой жидкости на Гураринском месторождении составляет 62 - 67 °С (при пластовой температуре 75 – 78 °С, обводненности свыше 80 % и дебитах от 140 до 420 м³/сут.). Для подавляющего большинства скважин температура насыщения нефти парафинами составляет примерно 50 - 55 °С, что ниже расчётной температуры потока добываемой жидкости. Соответственно запарафинивание внутрискважинного оборудования будет иметь место только для ограниченного количества малodeбетных скважин на краях месторождения. Значительная обводненность продукции (более 95% на 2020 г.) так же мешает образованию отложений смол и церезинов на внутрискважинном оборудовании.

Для решения проблем отложения АСПВ на малодебитных скважинах применяют механические методы (скрепки), которые позволяют очистить внутреннюю поверхность НКТ скважин, оборудованных УЭЦН.

Для трубопроводов малого диаметра могут быть рекомендованы химические методы предупреждения и очистки с использованием ингибиторов и растворителей. Подбор наиболее эффективного ингибитора и рабочих концентраций следует осуществлять на основе лабораторных исследований состава АСПВ.

Для трубопроводов диаметром свыше 200мм на Гураринском месторождении предусмотрено оснащение камерами пуска – приема очистных и диагностических устройств, что позволит полностью решить проблему АСПВ.

2.5.2 Коррозионный износ нефтепромыслового оборудования

При большой обводненности, концентрации взвешенных частиц (КВЧ) и солесодержании продукции скважин имеет место коррозионный износ оборудования. При высокой обводненности продукции Гураринского месторождения (свыше 95% на 2020 г.) обеспечить защиту от коррозии технологическими методами (сохранением эмульсии «вода в нефти») не возможно. Пластовая вода на Гураринском месторождении не содержит особо агрессивных примесей, поэтому скорость общей коррозии достаточно умеренная (до 0,2 мм/год). Коррозионный износ поверхностного оборудования месторождения связан с долгим безремонтным сроком эксплуатации. Для продления срока службы трубопроводов рекомендуется производить ремонт трубами из сталей повышенной коррозионной стойкости и прочности (13ХФА, 09ГСФ). Так же допустимо применение метода непрерывной дозировки ингибиторов коррозии. Но это может быть экономически не рентабельно. Для защиты наружной поверхности стальных труб применяется экструдированный полиэтилен или пропилен заводского изготовления с защитой сварных швов вспененным полипропиленом.

2.5.3 Отложение солей в нефтепромысловом оборудовании

Пластовые воды Гураринского месторождения являются низкоконцентрированными солевыми растворами (общая минерализация не более 17,4 г/л).

Результаты анализов солевого состава пластовых вод месторождения показали, что потенциал солеотложения не высокий, поскольку содержание осадкообразующих компонентов (кальция, магния, бикарбоната, сульфата) невелико. Повышенное содержание других примесей (стронций, бром, йод) не оказывает заметного влияния на выпадение солей.

Для отдельных скважин с повышенной минерализацией допустимо применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений).

2.5.4 Содержания механических примесей

Содержание большого количества механических примесей в продукции высокодебитных нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механическими примесями могут являться продукты коррозии, песок, солеотложения, продукты разрушения коллектора и т.д.

В связи с не высоким солесодержанием и отсутствием агрессивных примесей, влияющих на образование коррозии в продукции, на Гураринском месторождении устанавливаются обычные УЭЦН с входными модулями имеющие фильтрационные свойства.

2.5.5 Снижение продуктивности скважин

Снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны пласта (ПЗП) зачастую связано с осаждением крупных фракций взвешенных частиц.

Для частичного восстановления первоначальной продуктивности скважин могут быть применены следующие проверенные способы:

– химическая обработка ПЗП. Осуществляется с помощью кислот, растворителей и поверхностно активных веществ (ПАВ) (солянокислотные и

глинокислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями).

– депрессионные методы очистки ПЗП. Осуществляют резкое краткосрочное повышение разности пластового и забойного давлений, в следствии чего происходит вымывание осаждённых частиц загрязнителей потоком флюидов. Для многопластовых скважин Гураринского месторождения при использовании пакерных отсекателей этот вариант может быть эффективным при поочередном отключении пластов, начиная с нижнего.

2.5.6 Влияние газа на установки электроцентробежных насосов

В виду не высокого газосодержания нефти Гураринского месторождения (35-40 м³/т) газовый фактор не является причиной серьезных осложнений при эксплуатации механизированным способом, особенно с учетом высокой обводненности продукции месторождения.

На скважинах с повышенным газовым фактором, превышающим предел газосодержания для УЭЦН, применяются газосепараторы отечественных производителей (Новомет).

Сероводород в газе отсутствует, содержание углекислого газа невелико (0,47 % мол.), поэтому газ не обладает повышенной коррозионной активностью и не образует пиррофорных сульфидов железа.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Кульменев Виталий Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Затраты на применение мероприятия 122232,85 Материальные затраты - 3000; амортизационные отчисления - 561,72 затраты на оплату труда - 67950,41 Затраты на используемую технику- 10422,53</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Процентная надбавка за вахтовый метод - 11 % Районный коэффициент - 50 % Ежемесячная премия от 30-50 %</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20%; Отчислений во внебюджетные фонды 30,4% Налог на добавленную стоимость 18%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Разработка календарного план- графика</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кульменев Виталий Сергеевич		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Организация проведения работ по спуску УЭЦН в качестве примера X нефтегазоконденсатного месторождения

3.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта

С течением времени наблюдается значительное снижение объемов добычи нефти. Это происходит по многим причинам. Основная из них – вступление месторождений в позднюю стадию разработки, которая характеризуется повышенной обводненностью продукции, увеличением числа ремонтов скважин и снижением добычи нефти. Поэтому особое значение приобретает проблема повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин. Одно из решений данной проблемы является спуск УЭЦН.

Работу выполняет бригада подземного ремонта скважин, в которую входят оператор 5 разряда и оператор 4 разряда с помощью подъемника АПРС-50.

Данная работа может условно делиться на 4 этапа:

– Подготовительные работы

К месту работы обязательно доставляется требуемое оборудование. До начала работы по подъему НКТ надо произвести глушение скважин раствором, плотность которого равна $1,03 \text{ г/см}^3$. Глушение производится специализированным оператором 5 разряда и машинистом ЦА-320. Для глушения понадобится около 30 т раствора, для доставки которого используется цистерна ЦР-10. 10 часов рабочего времени затрачено на подготовительные работы.

– Подъем оборудования из скважины

Подъемные работы включают в себя монтаж АПРС-50, демонтаж фонтанной арматуры, подъем НКТ, замер ее длины, укладка на мостки. Все эти работы производятся бригадой КРС, которая включает в себе двух

человек 5 и 4 разрядов и подъемника АПРС-50. Работа ведется в 2 смены по 12 часов и продолжается 30 часов.

– Монтаж нового оборудования

Данную работу выполняет монтажная бригада. Работа продолжается 5 часов.

– Спуск нового оборудования

Спуск установки производится бригадой КРС. Работа длится 36 часов. Заключительные работы: после вышесказанных работ необходимы: уборка территории, увоз излишков НКТ, пропаривание устьевой арматуры передвижной парообразующей установкой (ППУ), рабочей площадки, опрессовка оборудования скважины и др.

До применения мероприятия дебит скважин $q_d = 44,1$ т/сут. После принятия мероприятия по оптимизации УЭЦН дебит q_p равен 60,3 т/сут.

3.2 Планирование и формирование графика и бюджета работ

Разработка графика проведения работ

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ приведём по часам [9].

Расчетные данные сводим в таблице 12, на основании которой можно построить календарный план-график таблица 13.

Таблица 12- Календарный план график

Название	Время, ч	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Подготовительные работы	10	15.01	12.03	Геофизик
Подъем оборудования из скважины	30	10.01	05.04	Машинист УДР Бурильщик КРС Помощник бурильщика

Монтаж нового оборудования	5	05.04	20.04	Машинист УДР
Спуск нового оборудования	36	05.04	25.04	Помощник бурильщика
Итого	81	15.01	25.04	

Таблица 13- Календарный план - график проведения мероприятия

Вид работ	Специальность	Тк, ч.	Продолжительность выполнения работ																				
			2.03		3.03		4.03		5.03		6.03												
			16	24	8	16	24	8	16	24	8	16	24										
Подготовительные работы	Мастер ДНГиК	10																					
	Оператор ДНГ																						
	Слесарь КиП																						
	Мастер КРС																						
	Оператор глушения скважин																						
	Операторы подземного ремонта скважин																						
	Операторы подземного ремонта скважин																						
Подъем оборудования из скважины	Мастер КРС	30																					
	Операторы подземного ремонта скважин																						
	Стропальщики																						
Монтаж нового оборудования	Мастер КРС	5																					
	Операторы подземного ремонта скважин																						
	Электромонтажер																						
Спуск нового оборудования	Мастер КРС	36																					
	Операторы подземного ремонта скважин																						
	Стропальщики																						
	Мастер ДНГиК																						
	Оператор ДНГ																						
	Слесарь КиП																						
	Электромонтажер																						

Где:

- Мастер ДНГиК
- Оператор ДНГ
- Слесарь КиП
- Мастер КРС
- Оператор глушения скважин
- Операторы подземного ремонта скважин
- Стропальщики
- Электромонтажник

3.3 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия

Расчёт основной заработной платы

Основная заработная плата определяется по формуле (1):

$$Зр = Ч*Т*С_2. \quad (1)$$

Где:

Ч – количество рабочих, чел;

Т – затраченное рабочее время на проведение мероприятия;

С₂ – тарифная ставка на час, руб. (Таблица 14)

Таблица 14 – Отношение тарифных ставок относительно разряда

Профессия	Разряд	Продолжительность проведения мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб
Мастер КРС	10	22	117.95	2594.9
Оператор подземного ремонта скважин	8	81	103.18	8357.58
	6	81	84.56	6849.36
Оператор глушения скважин	6	8	84.56	676.48
Мастер по ДНГ и К	10	2	117.95	235.9
Оператор по ДНГ	6	2	84.56	169.12
Стропальщик	6	8	84.56	388.48
	5	8	68.6	548.8
Слесарь КиП	7	4	94.92	379.68
Электромонтажник	7	6	94.92	569.52
Сумма				20769.82

Сумма доплат с учетом премии каждой категории работников (2):

$$Др = \frac{Зр*Нпр}{100}. \quad (2)$$

Где Нпр – премия от прямой заработной платы.

Процесс и результаты расчетов доплаты с учетом премии каждой категории работников представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Процесс и результаты расчетов доплаты с учетом премии категорий работников

Профессия	Разряд	Доплата с учётом премии
Мастер КРС	10	$Др = \frac{2594,9 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб}$
Оператор подземного ремонта скважин	8	$Др = \frac{8357,58 * 50}{100} = 4178,79 \text{ руб}$
	6	$Др = \frac{6849,36 * 50}{100} = 3424,68 \text{ руб}$
Оператор глушения скважин	6	$Др = \frac{676,48 * 30}{100} = 202,94 \text{ руб}$
Мастер по ДНГиК	10	$Др = \frac{235,9 * 50}{100} = 117,95 \text{ руб}$
Оператор по ДНГ	6	$Др = \frac{169,12 * 30}{100} = 50,73 \text{ руб}$
Стропальщик	6	$Др = \frac{388,48 * 30}{100} = 116,54 \text{ руб}$
	5	$Др = \frac{548,8 * 30}{100} = 164,64 \text{ руб}$
Слесарь КиП	7	$Др = \frac{379,68 * 30}{100} = 113,90 \text{ руб}$
Электромонтажник	7	$Др = \frac{569,52 * 30}{100} = 170,85 \text{ руб}$
Сумма		$\sum Др = 9838,47 \text{ руб}$

Расчётная заработная плата (3):

$$Зрас. = \sum Зр + \sum Др = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.} \quad (3)$$

Заработная плата с учетом доплаты по районному коэффициенту к зарплате (4):

$$Зр.к. = Зрас.* Кр = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.} \quad (4)$$

Где:

Кр – районный коэффициент к зарплате.

Доплата за работу в районах Крайнего Севера (5):

$$Дсев. = Зрас. * q = 30608,29 * 50\% = 15304,15 \text{ руб.} \quad (5)$$

Где:

q – оплата от расчетной зарплаты за работу в данном районе.

Общая сумма основной заработной платы рабочих:

$$З_{общ.осн.} = (Зк.р. + Дсев.) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.}$$

Расчёт дополнительной заработной платы за вахтовый метод

$$З_{доп.} = З_{общ.осн.} * Д = 61216,8 * 11\% = 6733,82 \text{ руб.}$$

Где:

Д – дополнительная зарплата к основной зарплате (11% для данного региона).

Расчёт отчислений на социальные нужды

$$Осн. = (З_{общ.осн.} + З_{доп.}) * O = (61216,59 + 6733,82) * 30,4\% = 20656,92 \text{ руб.}$$

Где:

О – отчисления во внебюджетные фонды от основной и дополнительной зарплат, % (30,4%).

Расчёт стоимости материалов

В таблице 16 приведены данные о стоимости материалов.

Таблица 16 – Стоимость материалов

Материал	Размерность	Число скважин	Число материала	Цена	Стоимость материала
Раствор глушения	т	1	30	100 руб.	3000 руб.

Стоимость материалов, расходуемых в процессе проведения мероприятия (6):

$$С_M = Ц_M * M * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \text{ руб.} \quad (6)$$

Где:

Цм – цена материала, руб.;

М – количество материала, использованного при проведении мероприятия;

N – количество скважин.

Расчёт стоимости электроэнергии (7):

$$C_{Э} = H_{Э} * T_{P} * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.} \quad (7)$$

Где:

$H_{Э}$ – нормативный расход электрической энергии на единицу рабочего времени, руб./ч;

T_{P} – продолжительность проведения мероприятия, ч.

Расчёт амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений (8):

$$A_{Г} = \frac{C_{П} * N * N_{a}}{100}. \quad (8)$$

Где:

$C_{П}$ – первоначальная стоимость на единицу оборудования, руб.;

N – число оборудования данного вида, шт.;

N_{a} – годовая нормативная амортизация оборудования, %.

Таблица 17 – Амортизация производственных фондов

Оборудование	Кол-во, шт.	Стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
УЭЦН	1	117450	18.3	21493.35
Резервуар	1	10200	11.2	1142.4
Балок Кедр	1	110000	14.3	15730
Электроплита	1	4500	11	495
Приёмный мост	1	95460	20	19092
Инструменталка	1	19560	14.3	2797.08
Сумма				60749.83

Амортизационные отчисления на проведение мероприятия (9):

$$A_{M} = \frac{\sum A_{Г} * T_{P}}{T_{К}} = \frac{60749,83 * 81}{365 * 24} = 561,72. \quad (9)$$

Где:

T_{P} – продолжительность проведения мероприятия;

$T_{К}$ – календарный фонд рабочего времени оборудования за год, час.

Прочие прямые расходы (10):

$$C_{усл.} = C^2_{усл.} * T_p * N. \quad (10)$$

Где:

$C^2_{усл.}$ – стоимость 1 ч. работы на единицу транспорта или спецтехники;

T_p – продолжительность работы на единицу транспорта или специальной техники во время проведения мероприятия, час.

Таблица 18 – Стоимость используемой техники

Техника	Продолжительность работы	Стоимость на 1 час. работы	Стоимость услуг, руб.
АПС-40	81	62.81	5087.61
ЦА-320	22	47.38	1042.36
Трактор К-700	10	77.55	775.5
УРАЛ «ВАХТА»	30	38.77	1163.1
УРАЛ-357. Трубовоз.	16	38.32	613.12
АЦН-12	18	32.53	585.54
КРАЗ-255	10	58.45	584.5
АК-8	8	71.35	570.8
Сумма			10422.53

Расходная накладная

Сумма прямых затрат (11):

$$З_{пр.} = З_{общ.осн.} + З_{доп.} + О_{осн.} + С_{э} + С_{м} + А_{м} + С_{усл.} = 61216,59 + 6733,82 + 20656,92 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 10422,53 = 102988,48 \text{ руб.} \quad (11)$$

Сумма прочих расходов (12):

$$С_{пр} = З_{пр.} * P_p = 102716,68 * 5\% = 5135,83 \text{ руб.} \quad (12)$$

Где:

$З_{пр}$ – прямые затраты на применение мероприятия, руб;

P_p – прочие расходы от прямых затрат (5%).

Расчёт цеховых расходов (13):

$$С_{цех.} = З_{пр.} * C_p = 102988,48 * 14\% = 14418,38 \text{ руб.} \quad (13)$$

Где:

C_p – цеховые расходы в процент от прямых затрат (14%).

Смета затрат на применение мероприятия:

$$З_{см.} = З_{пр.} + С_{пр.} + С_{цех.} = 102988,48 + 5135,83 + 14380,34 = 122232,85 \text{ руб.}$$

3.4 Расчет параметров экономической эффективности

Расчёт прироста добытой нефти

Объём добытой нефти по скважинам за год (14):

$$Q = q * T_K * K_{\text{Э}} * K_{\text{И}}. \quad (14)$$

Где:

q – средний суточный дебит скважины, т/сут;

T_к – календарные дни данного месяца, суток;

K_Э – коэффициент эксплуатации скважины;

K_И – коэффициент изменения дебита.

Объём добытой нефти до проведения мероприятия в каждом месяце:

$$Q_1 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,995 = 1156,2 \text{ т}$$

$$Q_2 = 44,1 * 28 * 0,85 * 0,99 = 1039,2 \text{ т}$$

$$Q_3 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,985 = 1144,5 \text{ т}$$

$$Q_4 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,98 = 1102,2 \text{ т}$$

$$Q_5 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,975 = 1133,1 \text{ т}$$

$$Q_6 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,97 = 1090,8 \text{ т}$$

$$Q_7 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,965 = 1121,4 \text{ т}$$

$$Q_8 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,96 = 1115,7 \text{ т}$$

$$Q_9 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,955 = 1073,7 \text{ т}$$

$$Q_{10} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 1103,7 \text{ т}$$

$$Q_{11} = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 1062,6 \text{ т}$$

$$Q_{12} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,94 = 1092,3 \text{ т}$$

Сумма добытой нефти за год до проведения мероприятия:

$$Q_{\text{Г.д}} = \sum Q_{Ni} = 1156,2 + 1039,2 + 1144,5 + 1102,2 + 1133,1 + 1090,8 + \\ + 1121,4 + 1115,7 + 1073,7 + 1103,7 + 1062,6 + 1092,3 = 13235,4 \text{ т}$$

Объём добытой нефти после применения мероприятия в каждом месяце:

$$Q_1 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ т}$$

$$Q_2 = 60,3 * 28 * 0,9 * 0,995 = 1511,9 \text{ т}$$

$$Q_3 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ т}$$

$$Q_4 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,99 = 1611,8 \text{ т}$$

$$Q_5 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,985 = 1657,1 \text{ т}$$

$$Q_6 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 1595,5 \text{ т}$$

$$Q_7 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 1640,3 \text{ т}$$

$$Q_8 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,97 = 1631,9 \text{ т}$$

$$Q_9 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,965 = 1571,1 \text{ т}$$

$$Q_{10} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 1615,1 \text{ т}$$

$$Q_{11} = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 1554,8 \text{ т}$$

$$Q_{12} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 1598,3 \text{ т}$$

Сумма добытой нефти после применения мероприятия:

$$Q_{Г.н} = \sum Q_{Ni} = 1673,9 + 1511,9 + 1673,9 + 1611,8 + 1657,1 + 1595,5 + 1640,3 + 1631,9 + 1571,1 + 1615,1 + 1554,8 + 1598,3 = 19335,6 \text{ т}$$

Прирост добытой нефти после применения мероприятия (15):

$$\Delta Q = Q_{Г.н} - Q_{Г.д} = 19335,6 - 13235,4 = 6100,2 \text{ т.} \quad (15)$$

3.5 Расчёт годового экономического эффекта

Расчёт годового экономического эффекта (16):

$$Э_{Г} = C_{Г.д} - C_{Г.н}. \quad (16)$$

Где:

$C_{Г.д}$ и $C_{Г.н}$ – годовая себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия соответственно, руб.

Таблица 19 – Изменение технико-экономических показателей

	Ед.изм	До применения мероприятий	После применения мероприятий	отключение
Дебит	т/сут	44,1	60,3	+16,2
Объём годовой добычи нефти	т	13235,4	19335,6	+6100,2
Себестоимость 1т нефти без единовременных затрат	руб	490,91	368,44	-122,47

$$C_{Г.д} = C_{1.н} * Q_{Г.д} = 13235,4 * 490,91 = 6486670 \text{ руб.}$$

$$C_{Г.н} = C_{1.н} * Q_{Г.н} + Z_{см.} = 19335,6 * 368,44 + 122232,85 = 7246241 \text{ руб.}$$

$$\Delta P = 7246241 - 6486670 = 759571 \text{ руб.},$$

Где:

$C_{1.д}$ и $C_{1.п}$ – себестоимость 1 т нефти без единовременных затрат, руб.

3.6 Расчёт прироста прибыли

Прирост прибыли за счёт оптимизации УЭЦН (17):

$$\Delta P = P_2 - P_1. \quad (17)$$

Где:

P_1 и P_2 – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия соответственно, руб.

$$P_1 = (C - C_1) * Q_1 = (21800 - 470,91) * 13235,4 = 282299037,8 \text{ руб.}$$

$$P_2 = (C - C^1_2) * Q_{г.п} - З_{см.} =$$

$$(21800 - 374,86) * 19335,6 - 122232,85 = 414145704,1 \text{ руб.}$$

где C – цена на 1 т нефти (на май 2021 г).

$$\Delta P = 414145704,1 - 282299037,8 = 131846666,3 \text{ руб.}$$

Удельный прирост прибыли на 1 т нефти (18):

$$\Delta P_{уд.} = \frac{\Delta P}{Q_{г.п}} = \frac{131846666,3}{19335,6} = 6818,9. \quad (18)$$

Вывод: в результате применения мероприятия по оптимизации УЭЦН дебит нефти увеличился на 16,2 тонн в сутки, что составляет 6100,2 тонн годового прироста. При этом себестоимость одной тонны нефти без единовременных затрат снизилась на 122,47 рубля, что дает прирост прибыли 131 миллиона рублей в год. Таким образом, данное мероприятие является экономически эффективным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Кульменев Виталий Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Анализ механизированного фонда скважин на Гураринском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочее место располагается на кустовой площадке, с которой осуществляется добыча нефти.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГОСТ 12.1.003–2014 (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.00491(ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением №1). ГОСТ 12.1.019-2009 (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – ГОСТ 12.1.006–84(ССБТ). Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля (с Изменением №1)
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – повышенный уровень шума и вибрации; – повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны; – повышенная загазованность воздуха рабочей среды; – химически вредные – токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие, канцерогенные. Индивидуальные средства защиты: – беруши при высоком уровне шума; – применение спецодежды и противогазов; –

	<p>налобная повязка для защиты от электромагнитных излучений</p> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; – электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; – химически опасные – мутагенные и влияющие на репродуктивную функцию. <p>Средства защиты: проведение инструктажа, применение спецодежды и противогазов.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>В работе рассмотрены средства защиты окружающей среды по следующим направлениям:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении) – Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) – Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – возникновение пожаров; – обрушение производственных помещений; – транспортные аварии <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – выбросы пластового флюида;

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кульменев Виталий Сергеевич		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является Анализ механизированного фонда скважин на Гураринском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область). А значит, предусматриваются работы на устье скважины. При неправильной организации труда, несоблюдении техники безопасности возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

Опасность механических травм при производстве работ возникает при неисправности перил, лестниц, при производстве спуско-подъемных работ, от движущихся и вращающихся частей машин и механизмов, при захламленности рабочей площадки и т.д.

Поражение электрическим током. Данный вид опасности возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции.

Кроме этого возможно воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, плохое освещение, шум, вибрация, концентрация вредных веществ.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

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

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

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

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера - 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.

4.2 Производственная безопасность

Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума и вибрации; 3. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	1. Поражение электрическим током; 2. Давление в системах работающих механизмов	1. ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ «Вредные вещества»; [10] 2. СП 52.13330.2016 [11] 3. СП 51.13330.2011[12] 4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [13]

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

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

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи:

«Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

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

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

Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80 дБА. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение СИЗ для органов слуха, такие как антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники [12].

Производственное освещение

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [13].

Таблица 21 – Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа [12].

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается

путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1. Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)

2. Обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.)

3. Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75*0,75 м.)

4. Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)

5. Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

Давление в системах работающих механизмов

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

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника

давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

4.3 Экологическая безопасность

Охране недр и окружающей среды, рациональном использовании ее ресурсов относится к актуальным проблемам современности, от правильных решений которых во многом зависит успешное развитие экономики и благосостояния нашего и будущего поколения.

Большая часть экосистем территории месторождения относится к зоне с повышенными экологическими требованиями к размещению и эксплуатации объектов нефтепромысла.

Около 100 проектируемых кустовых площадок скважин, а также ЦПС, ДНС и КНС расположены на поверхности хорошо дренированных суглинистых водоразделов. Данные экосистемы, по оценке разработчиков, являются устойчивыми к механическому риску.

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения в атмосферный воздух выбрасываются вредные вещества.

При совместном присутствии суммацией действия обладают следующие вредные вещества: “бензол и ацетофенон”, “свинец и его неорганические соединения, ангидрид сернистый”, “азота диоксид и ангидрит сернистый”, “фтористый водород и ангидрит сернистый”.

Вредные вещества будут выбрасываться в атмосферу через организованные источники (дымовые трубы котельных, нагревателей, дежурные горелки факелов, воздухопроводы, дефлекторы оборудования, расположенного в блоках: насосных станций, узлов учета нефти, компрессорной станции низких ступеней сепарации, производственных помещений опорных баз промысла, замерных установок на кустах скважин, установок по вводу ингибиторов коррозии, парафинообразования) и неорганизованные источники, которыми будут запорно-регулирующая аппаратура оборудования, расположенного на открытых технологических

площадках ДНС, КНС, ЦПС, кустах скважин, газопровода.

4.3.1 Мероприятия по охране атмосферы

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объёмов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- выполнение сварных швов, исключаящих в них возможные микротрещины;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое

обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;

- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

4.3.2 Мероприятия по охране гидросферы.

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

4.3.3 Мероприятия по охране литосферы

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;

- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;

- обдорюивание бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;

- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;

- запрещение нелегальной охоты на территории месторождения;

- рекультивация нарушенных земель.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В наших суровых природно-климатических условиях в системе добычи нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

- а) природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже -40С), метели и снежные заносы.

- б) техногенного характера: пожары, розлив нефти, отключение электроэнергии и др.

Нарушение технологического режима:

- увеличение давления и температуры в аппаратах выше нормы, сброс нефти на очистные сооружения с отстойников;

- повышение давления на выходе насосов;

- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, возможности отравления нефтепродуктами, пожару, взрыву;

- низкая квалификация обслуживающего персонала;

- низкая производственная дисциплина;
- несоблюдение основных мер безопасности согласно требований инструкции при проведении огневых, газоопасных работ, и т.д.;
- несоблюдение мер безопасности при работе с деэмульгаторами, кислотами, щелочами и другими вредными веществами.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия, как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Пожарная безопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми [14].

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломami, ведрами и огнетушителями ОП-5(з), ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для контроля, за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы, руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе был проведён анализа работы механизированного фонда скважин Гураринского месторождения в период максимальной добычи нефти и в период 2018-2020 гг. Так же были рассмотрены различные способы эксплуатации скважин.

Из проведённого анализа можно сделать вывод, что основными факторами при подборе режима эксплуатации скважин на Гураринском месторождении являются:

- достаточно большие глубины залегания
- очень высокая обводненность продукции
- малый энергетический потенциал залежей
- низкое газосодержание нефти

Данные факторы делают невозможной фонтанную добычу, но являются благоприятными для эксплуатации скважин механизированным способом (с УЭЦН). Таким образом фонтанная добыча на Гураринском месторождении велась только на начальном этапе разработки (до 2002 г.), когда обводнённость продукции была меньше 50%. Дальнейшая эксплуатация скважин велась и ведётся по настоящий момент с помощью УЭЦН, что, даже с учетом снижения пластового давления и ростом обводненности продукции, позволяет оставаться месторождению рентабельным.

По результатам анализа видно, что механизированный фонд работает стабильно и эффективно (показатели МРП и наработки на отказ достаточно высокие), поэтому можно рекомендовать дальнейшее использование УЭЦН на месторождении.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гураринское месторождение [Электронный ресурс]. – URL: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/tomskaja_oblast/gurarinskoe/9-1-0-193
2. Сведения об объекте учета геологической информации о недрах [Электронный ресурс]. – URL: <https://efgi.ru/object/17182421>
3. Проект пробной эксплуатации Гураринского месторождения, 2002г.
4. Технологическая схема разработки Гураринского месторождения, ООО «НТЦ-РуссНефть», Москва, 2013г.
5. Подсчет балансовых запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Гураринского и Соболиного месторождений, ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК, Томск, 2006г.
6. Авторский надзор за реализацией технологических схемы разработки Соболиного и Гураринского месторождений, ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», Томск, 2007г.
7. Технологическая схема разработки Гураринского месторождения, 2005г.
8. Стандарт отрасли ОСТ 153-39.2-048-2003 [Электронный ресурс]. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293832/4293832602.htm>
9. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение // Издательство ТПУ 2004 г., 36с.
10. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
11. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
12. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция

13. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

14. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.