TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГУРАРИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.53(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Г	Субботин Денис Васильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.м.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск–2019 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *гуманитарных и естественных* наук и использование их в профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3,ОК-4,ОК-5,ОК-7) (EAC-4.2a) (ABET-3A)*
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*	*Требования ФГОС ВО (ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2,ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (ABET-3i),ПК1,ПК-23, ОПК-6, ПК-23*
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5,ОПК-6) (EAC-4.2d), (ABET3e)*
в области производственно-технологической деятельности		
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3,ПК-4, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14,ПК-15)*
Р6	внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6,ПК-10, ПК-12)*
в области организационно-управленческой деятельности		
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	*Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16,ПК-18) (EAC-4.2-h), (ABET-3d)*
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*	*Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)*
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли	*Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23,ПК-24,ПК-25,ПК-26)*
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (ABET-3b)*
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	*Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (ABET-3c), (EAC-4.2-e)*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ _____ Максимова Ю.А.
(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**
З-2Б4Г	Субботин Денис Васильевич

Тема работы:

АНАЛИЗ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГУРАРИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора	1677/с от 04.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

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	1.1. Назначение и технические данные УЭЦН 1.2. Преимущества и недостатки УЭЦН. 1.3. Состав оборудования. 1.4.Выбор стратегии механизированной добычи нефти при концептуальном проектировании разработки. 2.1. Общие сведения о месторождении. 2.2.Физико-химическая характеристика и компонентный состав пластовой и дегазированой нефти и растворенного газа.

	2.3. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом. 3.1. Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования. 3.2. Эффективность работы механизированного фонда скважин. 3.3. Расчет эффективности применения механизированных способов добычи

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1.Преимущества применения механизированных способов добычи на месторождениях Западной Сибири. 2. Характеристика объекта исследований - Гураринского нефтегазоконденсатного месторождения. 3. Анализ эффективности работы механизированного фонда.	Курганова Елена Владимировна
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницина Зоя Васильевна
5.Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.03.2019

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Г	Субботин Денис Васильевич		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования: бакалавр
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения Весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.04.2019	Преимущество применения механизированных способов добычи на месторождениях Западной Сибири	20
10.05.2019	Характеристика объекта исследования – Гураринского нефтегазоконденсатного месторождения	30
15.05.2019	Анализ эффективности работы механизированного фонда	30
19.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
22.05.2019	Социальная ответственность	10

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.м.н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:
РУКОВОДИТЕЛЬ ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 страницы, 13 рисунков и 14 таблиц, 13 источников.

Ключевые слова: пластовое давление, электроцентробежный насос, обводненность, продуктивность скважины.

Объект исследования – способы и режимы эксплуатации скважин Гураринского месторождения.

Целью работы является анализ эффективности работы механизированного фонда скважин Гураринского месторождения, выдача рекомендаций по оптимизации существующих подходов.

В рамках работы решаются следующие задачи:

1. Анализ текущего состояния разработки Гураринского месторождения.
2. Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин.
3. Подбор оптимального режима эксплуатации скважин Гураринского месторождения.
4. Оценка эффективности предложенных технологий.

Защищаемые положения:

Эксплуатация скважин Гурариринского месторождения при помощи насосов позволяет более чем в 2 раза увеличить дебит нефти и, следовательно, значительно увеличить рентабельность разработки.

Оптимальным видом насосного оборудования является ЭЦН.

Рекомендация и итоги внедрения: рекомендуется введение всех новых скважин, а также перевод действующих скважин на работу УЭЦН.

Проведенный расчет показал высокий потенциал технологии.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

ЭЦН (электроцентробежный насос) – ключевой элемент установки, который осуществляет подъем жидкости из скважины на поверхность. Состоит из секций, которые в свою очередь состоят из ступеней (направляющих аппаратов) и большого числа рабочих колес, собранных на валу и заключенных в стальной корпус (трубу). Основные характеристики ЭЦН – это дебит и напор, поэтому в названии каждого насоса присутствуют эти параметры. В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ПЗП – призабойная зона пласта

ГРП – гидравлический разрыв пласта

РФ – Российская Федерация

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ВНК – водо-нефтяной контакт

ППД – Поддержание пластового давления

ЛА – ликвидация аварии

МОП – межочистной период

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ГС – горизонтальная скважина

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

КРС – капитальный ремонт скважин

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 9
1 Преимущества применения механизированных способов добычи на месторождениях Западной Сибири 11
1.1 Назначение и технические данные УЭЦН 12
1.2 Преимущества и недостатки УЭЦН 14
1.2.1 Преимущества электроцентробежных насосов 14
1.2.2 Недостатки электроцентробежных насосов 15
1.3 Состав оборудования 16
1.4 Выбор стратегии механизированной добычи нефти при концептуальном проектировании разработки 19
2 Характеристика объекта исследований – Гураринского нефтегазоконденсатного месторождения 27
2.1 Общие сведения о месторождении 27
2.2 Физико-химическая характеристика и компонентный состав пластовой и дегазированой нефти и растворенного газа 29
2.3 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом 33
3 Анализ эффективности работы механизированого фонда 40
3.1 Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования 45
3.1.1 Фонтанный способ эксплуатации скважин 48
3.1.2 Механизированный способ эксплуатации скважин 51
3.2 Эффективность работы механизированного фонда скважин 56
3.2.1 Отложение солей в нефтепромысловом оборудовании 56
3.2.2 Коррозия нефтепромыслового оборудования 57
3.3 Расчет эффективности применения механизированных способов добычи 58
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 60
4.1 Основные особенности разработки месторождений Западной Сибири крупнейшими компаниями региона 60
4.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи 60
4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи 61
5 Социальная ответственность 71
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 71
5.2 Производственная безопасность 72
5.3 Экологическая безопасность 76
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы 77
5.3.2 Мероприятия по охране гидросферы д 78
5.3.3 Мероприятия по охране литосферы 78
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 79
Заключение 82
Список Используемых источников 83

ВВЕДЕНИЕ

При разработке месторождений, находящихся на поздней стадии, крайне важно уделять внимания режимам работы скважин.

В случае некорректно подобранного способа эксплуатации возможны потери продуктивности, аварии, сокращение межремонтного периода.

В данной работе проанализированы теоретические аспекты эксплуатации скважин механизированным фондом, изучен опыт применения насосного оборудования на месторождениях Западной Сибири.

Актуальность работы: использование механизированного фонда позволяет увеличить дебит нефти более чем в 2 раза. В случае отказа от насосного оборудования для скважин с обводненностью более 50% будет отсутствовать приток.

Объект исследования: способы и режимы эксплуатации скважин Гураринского месторождения.

Предметом исследования являются изучение эффективности эксплуатации скважин на разных режимах.

Помимо выбора фонтанного или механизированного способа крайне важно определиться с типом насоса, его характеристиками, параметрами работы.

Ключевыми факторами при определении режима эксплуатации являются:

- Пластовое давление;
- Целевое значение забойного давления (депрессии);
- Обводненность;
- Коэффициент продуктивности;
- Газовый фактор;
- Линейное давление.

Практическая значимость: применение предложенного способа эксплуатации позволит значительно повысить рентабельность скважин, а также сократить достижения целевых дебитов новых скважин за счет контроля забойного давления.

Реализация работы: рекомендуется введение всех новых скважин, а также перевод действующих скважин на ЭЦН.

1 ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СПОСОБОВ ДОБЫЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Более 90% скважин в Западной Сибири эксплуатируются механизированным способом.

Применение насосного оборудования имеет ряд преимуществ, и в первую очередь это возможность снижения забойного давления, и тем самым повышения дебита и рентабельности скважин.

В Россий среди бесштанговых насосов наиболее распространенными являются установки электроцентробежных насосов. Ими оборудовано свыше 35 % всего фонда скважин страны. Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач (от 10 до 1000 м³/сут. и более) и способны развивать напор до 2000 м. В области больших подач (свыше 80 м³/сут.) УЭЦН имеют самый высокий коэффициент полезного действия (к.п.д.) среди всех механизированных способов добычи нефти. В интервале подач от 50 до 300 м³/сут. к.п.д. УЭЦН превышает 40 %, но в области небольших подач к.п.д. УЭЦН резко падает. По возможности организации дистанционного контроля состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также работоспособность УЭЦН меньше подвержена влиянию кривизны ствола скважины.

Влияние кривизны ствола скважины на работоспособность УЭЦН сказывается в основном при спуско - подъемных операциях (СПО) вследствие возможности повреждения кабеля и не связано (до определенной величины угла наклона скважины и темпа набора ее кривизны), как у ШСНУ, с самим процессом эксплуатации. Однако, УЭЦН плохо работают в условиях коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка, в условиях высокой температуры и высокого газового фактора [1].

УЭЦН предназначены для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин и используется для форсирования отбора жидкости.

Для надежной работы насоса требуется его правильный подбор к данной скважине. При работе скважины постоянно меняются параметры пласта,

призабойной зоны пласта, свойства отбираемой жидкости: содержание воды, количество попутного газа, количество механических примесей, и как следствие, отсюда идет недобор жидкости или работа насоса вхолостую, что сокращает межремонтный период работы насоса. На данный момент делается упор на более надежное оборудование, для увеличения межремонтного периода, и как следствие из этого снижение затрат на подъем жидкости. Этого можно добиться, применяя центробежные УЭЦН вместо ШСН, так как центробежные насосы имеют большой межремонтный период.

Установку УЭЦН можно применять при откачке жидкости, содержащей газ, песок, и коррозионо - активные элементы.

1.1 Назначение и технические данные УЭЦН

Погружные центробежные установки предназначены для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти предназначены для эксплуатации нефтяных, подчас сильно обводненных, скважин малого диаметра и большой глубины, они обеспечивают безотказную и длительную работу в жидкостях, содержащих агрессивные пластовые воды с растворенными в них различными солями, газа (в том числе сероводород), механические примеси в виде песка. Глубина погружения насоса достигает 2500 м и более, а температура откачиваемой жидкости иногда достигает 100^0 С. Требования к пластовой жидкости для эксплуатации скважины установками электроцентробежных насосов приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Допустимые характеристики пластовой жидкости для эксплуатации скважины установками ЭЦН

Техническая характеристика пластовой жидкости	Значение технической характеристики
1	2
Максимальное содержание попутной воды, %	99
Водородный показатель попутной воды, pH	5,0-8,5
Максимальная плотность жидкости, кг/м^3	1400
Максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД, мм^2/с	1
Максимальная массовая концентрация твердых частиц для насосов, г/л: -обычного исполнения -коррозионостойкого исполнения -износостойкого, коррозионноизносостойкого исполнения -повышенной коррозионноизносостойкости -при комплектации насосов фильтром тонкой очистки	 0,1 0,2 0,5 1,0 3,0
Микротвердость частиц по Морс, баллов, не более: - обычного, коррозионностойкого исполнения -повышенной коррозионноизносостойкости, износостойкого, коррозионноизносостойкого исполнения	 5 7
Максимальное содержание свободного газа на приеме насоса, % по объему: -обычного исполнения -с применением газосепаратора в составе установки -с применением газосепаратора-диспергатора -с применением модуля входного диспергирующего в составе установки	 25 55 65 30
Максимальная концентрация сероводорода для насосов, г/л: -обычного, износостойкого исполнения -коррозионноизносостойкого исполнения, повышенной коррозионноизносостойкости	0,10 1,25
Максимальная температура откачиваемой жидкости, °С	150
Максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки, МПа	40
Количество агрессивных компонентов, не более (при применении насосов повышенной коррозионноизносостойкости, коррозионноизносостойкого исполнения), г/л: - CO_2 - HCO_3 - Cl^- - Ca^{2+}	 0,15 1,00 20,0 2,00

Скважины, в которых эксплуатируются установки, должны удовлетворять следующим условиям:

а) минимальный внутренний диаметр скважины для каждого габарита установки согласно технического описания на насосы и двигатели;

б) максимальный темп набора кривизны ствола скважины - 2º на 10 метров, а в зоне работы установки – 3 минуты на 10 метров;

в) максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки – 40 МПа;

г) в зоне работы погружной установки отклонение ствола скважины от вертикали должно быть не более 60 градусов.

1.2 Преимущества и недостатки УЭЦН

Широкое применение в нашей стране получили погружные установки центробежных электронасосов. Средний дебит нефтяной скважины, оборудованной такой установкой, составляет 120-140 тонн/сутки, в то время как дебит скважин, оборудованных штанговыми насосными установками, всего 15 тонн/сутки. Большое преимущество этих установок - простота обслуживания, большой межремонтный период работы - 1 год. Нередки случаи, когда на отдельных месторождениях установки работают более 2-3 лет без подъема.

1.2.1 Преимущества электроцентробежных насосов

Скважины, оборудованные установками погружных центробежных электронасосов, выгодно отличаются от скважин, оборудованных глубиннонасосными установками.

Здесь на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громадные металлоемкие станки - качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки.

Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения в любой период года, даже в самые суровые зимние месяцы, без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтажа тяжелого оборудования. При эксплуатации скважин

ЭЦН устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа. Для установок ЭЦН характерно отсутствие промежуточного звена насосных штанг, благодаря чему повышается межремонтный период работы скважин.

Расширяется область применения насосной добычи из глубоких скважин и форсированного отбора жидкости из сильно обводненных скважин, а также наклонно-направленных скважин.

1.2.2 Недостатки электроцентробежных насосов

К недостаткам бесштанговых насосных установок можно отнести: сложный ремонт скважины при падении труб, иногда не приводящий к результату; сложное оборудование, требующее электрика высокой квалификации.

На больших оборотах нефть смешивается с водой, приходится тратить большое количество энергии, чтобы отделить нефть от воды. ЭЦН могут применяться также для межпластовой закачки воды и для поддержания пластовых давлений в нефтяных залежах.

Не рекомендуется применять погружные электроцентробежные насосы в скважинах:

а) в жидкостях которых содержится значительное количество песка, вызывающего быстрый износ рабочих деталей насоса;

б) с большим количеством газа, снижающего производительность насоса.

Содержание свободного газа у первой ступени насоса не должно превышать 2% от объема перекачивающей жидкости.

Повышение содержания свободного газа приводит к снижению напора, подачи, коэффициента полезного действия, а работа насоса становится неустойчивой [2].

1.3 Состав оборудования

В комплект погружной установки для добычи нефти входят: электродвигатель с гидрозащитой, насос, кабельная линия, наземное электрооборудование, станция автоматического управления (рисунок 1.1).

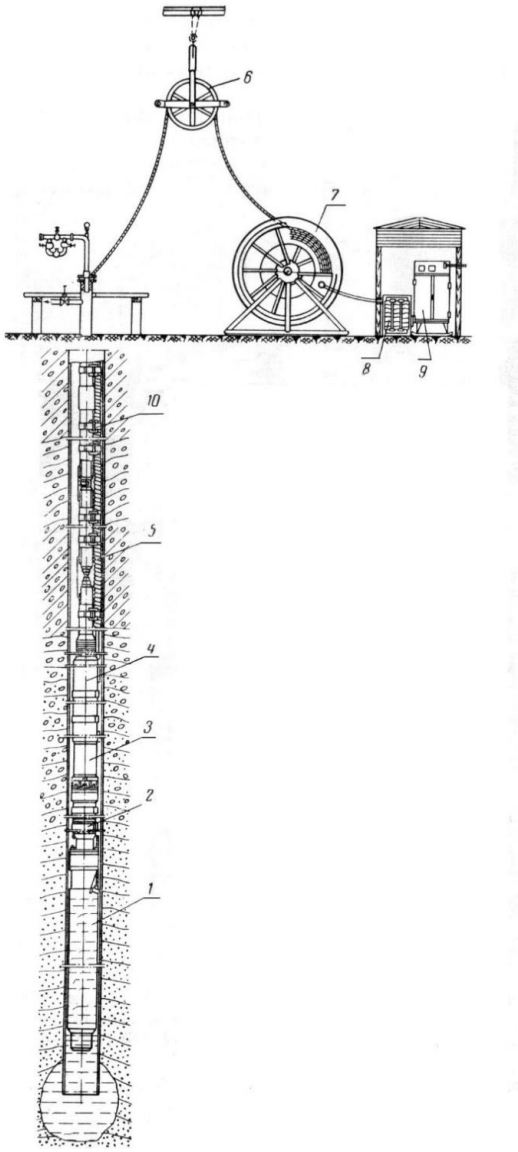
Насос приводится в действие электродвигателем и обеспечивает подачу пластовой жидкости из скважины по насосно-компрессорным трубам на поверхность в трубопровод.

Кабельная линия обеспечивает подвод электроэнергии к электродвигателю. Соединяется с электродвигателем при помощи муфты кабельного ввода.

Кабель крепится к гидрозащите, насосу и компрессорным трубам металлическими поясами, входящими в комплект поставки насоса.

Наземное электрооборудование – комплектная трансформаторная подстанция или станция управления с трансформатором преобразует напряжение промысловой сети до величины, обеспечивающей оптимальное напряжение на выходе в электродвигатель с учетом потерь напряжения в кабеле, обеспечивает управление работой погружной установки и ее защиту при аномальных режимах [3].

Электронасос представляет собой агрегат, состоящий из специального погружного маслозаполненного электродвигателя переменного тока, протектора, предохраняющего двигатель от проникновения в него окружающей жидкости, и центробежного многоступенчатого насоса. Корпуса электродвигателя, протектора и насоса соединены между собой посредством фланцев. Валы имеют шлицевые соединения. В собранном агрегате электродвигатель расположен внизу, над ним протектор, а над протектором насос.



1 - электродвигатель; 2 - протектор; 3 – сетчатый фильтр насоса; 4 – погружной центробежный насос; 5 – специальный кабель; 6 – направляющий ролик; 7 – кабельный барабан; 8 - автотрансформатор; 9 – автоматическая станция управления; 10 – пояс для крепления кабеля

Рисунок 1.1 – Схема размещения оборудования ЭЦН

Электронасос спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах и подвешивают на подвесной шайбе без дополнительного крепления в скважине. Питание двигателя электроэнергией осуществляется по специальному нефтестойкому круглому трехжильному кабелю марки КРБК в гибкой ленточной броне, который проходит через подвесную шайбу и укреплен к насосным трубам металлическими поясами. На поверхности лишь

устанавливают станцию управления и автотрансформатор, а на устье скважины – манометр и задвижку.

Для максимального уменьшения диаметрального габарита погружного агрегата вдоль него укладывают специальный плоский кабель КРБП в гибкой ленточной броне, защищенный от повреждения ребрами, приваренными к насосу, и защитными кожухами.

Комплектную трансформаторную подстанцию или станцию управления и трансформатор устанавливают и закрепляют на фундаменте или постаменте на расстоянии не менее 20 м от устья скважины. Высота фундаментов (постаментов) должна быть такой, чтобы были исключены затопления водой и занос снегом установленного на них оборудования. На расстоянии 15-20 м от устья скважины, на специально приготовленной ровной площадке расположить барабан с кабелем, установив его на механизированный кабеленаматыватель или на опоры, на которых будет вращаться барабан. Барабан должен располагаться так, чтобы его ось вращения была перпендикулярна воображаемой линии, проведённой от устья скважины к середине барабана. Будет удобнее производить спуск установки, если расположите барабан так, чтобы кабель сматывался с верхней его части.

Для удобства направления кабеля в скважину при его спуске используют так называемый кабельный ролик, подвешенный над устьем скважины на небольшой высоте.

Приготовить и расположить на мостках или подставках насосно-компрессорные трубы и переводники к ним таким образом, чтобы муфты труб были обращены к устью скважины, чтобы трубы находились в поле зрения оператора подъёмного агрегата и не мешали проводить работы с кабелем. Наружная и внутренняя полости труб должны быть чистыми.

При эксплуатации скважин погружными центробежными электронасосами устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа. Наземное электрооборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитных кожухов, в

зависимости от климатических условий может быть установлено либо непосредственно на открытом воздухе, либо в небольшой неотапливаемой будке, но так, чтобы ни снежные заносы, ни паводки не препятствовали нормальной бесперебойной эксплуатации скважины.

Характерной особенностью погружных центробежных электронасосов является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы. Продолжительность работы насосов между подъемами для ремонта в большинстве случаев превышает 200 суток, во многих скважинах они работают без подъема 2-3 года.

1.4 Выбор стратегии механизированной добычи нефти при концептуальном проектировании разработки

Как было сказано в предыдущей части, эксплуатация скважин с помощью УЭЦН имеет высокий потенциал.

При этом крайне важно правильно подобрать насос, параметры его работы и заложить мероприятия для решения потенциальных проблем.

Рассмотрим процесс оптимизации работы насосного оборудования на примере подхода, описанного в статье Алфёров А.В. Выбор стратегии механизированной добычи нефти при концептуальном проектировании разработки// SPE-176670-RU– 2015. – С. 13 [4].

При концептуальном проектировании выбор способа эксплуатации сильно влияет на оценку эффективности разработки месторождений. Это обусловлено не только различием эксплуатационных затрат на обеспечение механизированной добычи, которые определяются энергетическими характеристиками и ресурсом оборудования, но и оптимальным использованием поверхностной инфраструктуры. В работе обсуждается подход для выбора способа эксплуатации, основанный на совместном решении задач по определению оптимального дебита и эксплуатационных затрат для каждой технологии с учетом осложняющих факторов, капитальных затрат на поверхностное обустройство для обеспечения механизированной добычи.

Предложенный в работе подход основывается на аналитических моделях оценки достигаемого дебита скважин и энергетических затрат различными способами эксплуатации с учетом возможных геологических и технологических ограничений на все время разработки месторождения. Основными отличиями от классического подхода выбора способа эксплуатации являются: отсутствие необходимости использовать специализированное программное обеспечение по подбору глубинно-насосного оборудования; возможность учитывать значительные изменения условий эксплуатации скважин, которые так характерны для новых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами; возможность совместного решения задач выбора системы разработки и оптимальной технологии добычи посредством расчета достижимого забойного давления при гидродинамическом моделировании.

В статье представлены результаты применения предложенного подхода при выборе способа эксплуатации. Месторождение характеризуется большими глубинами залегания. Залежи месторождения относятся к карбонатным коллекторам трещинно-кавернозно-порового типа, характеризуются низкой проницаемостью матрицы коллектора и значительной изменчивостью по площади трещиноватости и кавернозности. Применение классического подхода выбора способа эксплуатации с использованием «средних» скважин затруднено из-за большого разброса продуктивности проектных скважин.

Для месторождения произведен подбор оптимальной технологии добычи, как для отдельных скважин, так и для всего месторождения в целом на весь период эксплуатации. Подбор технологий добычи произведен с учетом прогноза осложнений добычи, характерных для данного месторождения (парафины, соли и коррозия), и оценкой затрат на предупреждение осложнений. Заданные сценарные условия позволили определить оптимальную схему приобретения и проката оборудования в зависимости от стоимости насосного оборудования, затрат на строительство ремонтных баз и на логистику. Для учета неопределенности исходных данных произведен анализ

чувствительности, результаты которого представлены в виде карт применимости технологий в зависимости от ключевых параметров эксплуатации.

Предложенный подход был реализован в виде расчетного шаблона, который может быть использован для выбора оптимальных способов эксплуатации скважин на месторождениях со сложным геологическим строением в условиях значительной изменчивости параметров эксплуатации скважин. Оценка достижимых проектных показателей может быть использована для корректировки проектных профилей добычи в гидродинамических симуляторах.

В настоящий момент применение нефтяными компаниями концептуального проектирования является общепринятым и направленно на достижение следующих целей:

- повышение экономической эффективности развития месторождения;
- обеспечение высокоэффективного бизнес-планирования;
- формирование стратегии развития месторождения;
- оптимизацию и обоснованность капитальных вложений.

Одной из важных технических задач, которую приходится решать в рамках концептуального планирования, является формирование стратегии механизированной добычи для месторождения. Выбор того или иного способа эксплуатации оказывает влияние на капитальные и эксплуатационные затраты. К первым относятся затраты на строительство ремонтных баз, организацию или расширение инфраструктуры, обеспечение логистики при доставке оборудования, затраты на капитальный ремонт инфраструктуры. Эксплуатационные затраты определяются энергетическими характеристиками и ресурсом оборудования, расходами на текущий ремонт и амортизацию подземного и наземного оборудования, а также затратами на персонал. Также при организации бизнес-планирования, необходимо учитывать, что в последние годы многие нефтяные компании РФ применяют прокатную схему

эксплуатации оборудования, что приводит к изменению, как капитальных, так и эксплуатационных затрат.

В связи с вовлечением в разработку месторождений со сложным геологическим строением и трудноизвлекаемыми запасами, ограничения на эксплуатацию скважин оказываются более сложными и, часто, значительно меняющимися во времени. Например, рост газового фактора при снижении пластового давления на месторождениях с газовой шапкой. В таких условиях выбор системы добычи может значительно влиять на достижимый профиль добычи, а значит и на показатель эффективности проекта в целом. Месторождение характеризуется большими глубинами залегания (более 3500 м). Залежи относятся к карбонатным коллекторам трещинно-кавернозно-порового типа, характеризуются низкой проницаемостью матрицы коллектора и значительной изменчивостью по площади трещиноватости и кавернозности. Пробная эксплуатация месторождения выявила неоднородность скважин по продуктивности, изменчивость продуктивности скважин с течением времени, а также снижение продуктивности из-за смыкания трещин при увеличении депрессии. Кроме того, нефть месторождения является высокопарафинистой (6,53 – 8,19 % вес.) – добыча нефти осложнена образованием АСПО в скважинах и выкидных линиях, что приводит к дополнительным затратам на борьбу с осложнениями. Запланированное и реализуемое применение технологии смешивающего водогазового воздействия также усилит неоднородность, т.к. может привести к прорывам газа и воды к добывающим скважинам.

Описание подхода для выбора способа эксплуатации скважин

Исторически сложилась практика разделения задач построения профилей добычи, и выбора оптимальной стратегии добычи. Эти задачи решаются, как правило, независимо друг от друга. Широко используется подход [2,3], основанный на использовании матриц применимости технологий добычи, который представляет собой таблицу с ограничениями и рекомендуемыми диапазонами для каждой технологии добычи. Эти таблицы являются

обобщением практического опыта авторов и общеизвестных технологических ограничений. Обычно они ориентированы на учет ограничений технологии добычи и не содержат явного экономического смысла. Например, ограничение на долю газа в насосе для УЭЦН. Выбор способа эксплуатации для месторождения таким методом основан на том, что работа оборудования в наиболее благоприятных диапазонах работы обычно соответствует наибольшей экономической эффективности. Таким образом, этот метод дает возможность отсеять явно неприменимые способы эксплуатации, произвести качественное сравнение различных методов добычи, а также выделить технологии, применение которых несет повышенные риски ввиду совпадения их технических ограничений с предполагаемыми условиями применения.

Такой подход в чистом виде не позволяет оценить эффективность применяемой технологии внутри рекомендуемых диапазонов и требует проведения детальных расчетов. Обычно окончательный выбор способа эксплуатации осуществляется с использованием доступного программного обеспечения для подбора погружного оборудования. Ввиду трудоемкости расчета всего фонда скважин с учетом динамики изменения параметров производят выборочный расчет – средней скважины на весь период разработки или части скважин на небольшой промежуток времени. При анализе нескольких сценариев разработки, тем более происходит сокращение числа анализируемых режимов работы скважин. Практика задания целевых проектных показателей может привести к эксплуатации заведомо нерентабельной скважины. Учет технологических ограничений и параметров может привести к невозможности достижения проектных показателей: дебитов и забойных давлений. Кроме того, изменение режима работы скважины влечет изменение режимов работы других скважин, и, следовательно, требует обновление проектных профилей добычи и (или) целевых забойных давлений (депрессий). Проведение анализа чувствительности к исходным данным позволяет исключить высокорисковые сценарии, но необходимо помнить, что

при подобном подходе фиксируется большая часть параметров, заданных для средних скважин, что снижает достоверность прогнозирования.

Для формирования стратегии добычи была сформирована система оптимизации способа эксплуатации, основанная на развитии подхода предложенного в работах [4,5]. Он основан на применении инженерных методик, которые позволяют по заданным технологическим параметрам скважин и ограничениям технологий добычи определить рекомендуемые режимы работы оборудования для каждого способа эксплуатации. В свою очередь, это позволяет спрогнозировать номенклатуру необходимого оборудования и оценить энергетические затраты. Предложенный подход был реализован в виде расчетного шаблона и позволяет выбирать оптимальные способы механизированной добычи, как отдельных скважин, так и месторождения в целом, на все время эксплуатации. Также реализованный расчетный шаблон позволяет проводить анализ чувствительности результатов в виде карт применимости технологий в зависимости от ключевых параметров эксплуатации. Сценарные условия по стоимости насосного оборудования, ремонтных баз и логистике в расчетном шаблоне позволяют определить оптимальную схему приобретения или проката оборудования.

Рассмотрим, как используется предложенный подход для формирования оптимальной стратегии добычи на месторождении. Алгоритм можно представить в виде последовательности шагов, выполнение которых позволяет получить согласованную интегрированную модель в рамках выбранного сценария разработки. Предварительно, исходя из экспертных оценок, желательно исключить часть технологий, как заведомо неприменимых или малоэффективных. Данный этап не является обязательным и может быть опущен. Однако в большинстве случаев выбор технологии добычи происходит с учетом каких- либо дополнительных соображений, например, доступности оборудования, наличия подготовленного персонала в регионе и т.п. Сразу отметим, что были признаны малоэффективными следующие методы механизированной добычи:

- по ограничению глубины спуска и производительности оборудования – штанговый глубинный насос (ШГН), штанговый винтовой насос (ШВН), установка электродиафрагменного насоса (УЭДН), установка электровинтового насоса (УЭВН);
- по ограничению производительности, необходимости организации подвода агента закачки, сброса воды и увеличения пропускной способности трубопроводов – гидроструйный насос (ГСН).

Дальнейшая расчетная схема алгоритма представлена на рисунке (Рисунок 1.2). На первом шаге производятся расчеты динамики технологических параметров на основании данных конструкции скважин, физико-химических свойств пластовых флюидов и технических ограничений для каждой технологии добычи нефти. Озвученные ранее особенности потребовали учитывать динамику следующих показателей:

- Пластовое давление;
- Целевое значение забойного давления (депрессии);
- Обводненность;
- Коэффициент продуктивности;
- Газовый фактор;
- Линейное давление.

При этом были приняты следующие приближения при оценке технологических параметров эксплуатации:

- Технологические параметры и ограничения по способу эксплуатации неизменны для всех объектов разработки и на весь период прогнозирования, например, предельно допустимая доля газа на приеме ЭЦН, межремонтный период;
- Технологические параметры технологий предотвращения и удаления осложнений неизменны для всех объектов разработки и на весь период прогнозирования, например, удельные показатели дозирования реагентов.

Обоснованность этих приближений базируется на том, что для разрабатываемых месторождений известны фактические показатели, а для новых будут использованы целевые значения.

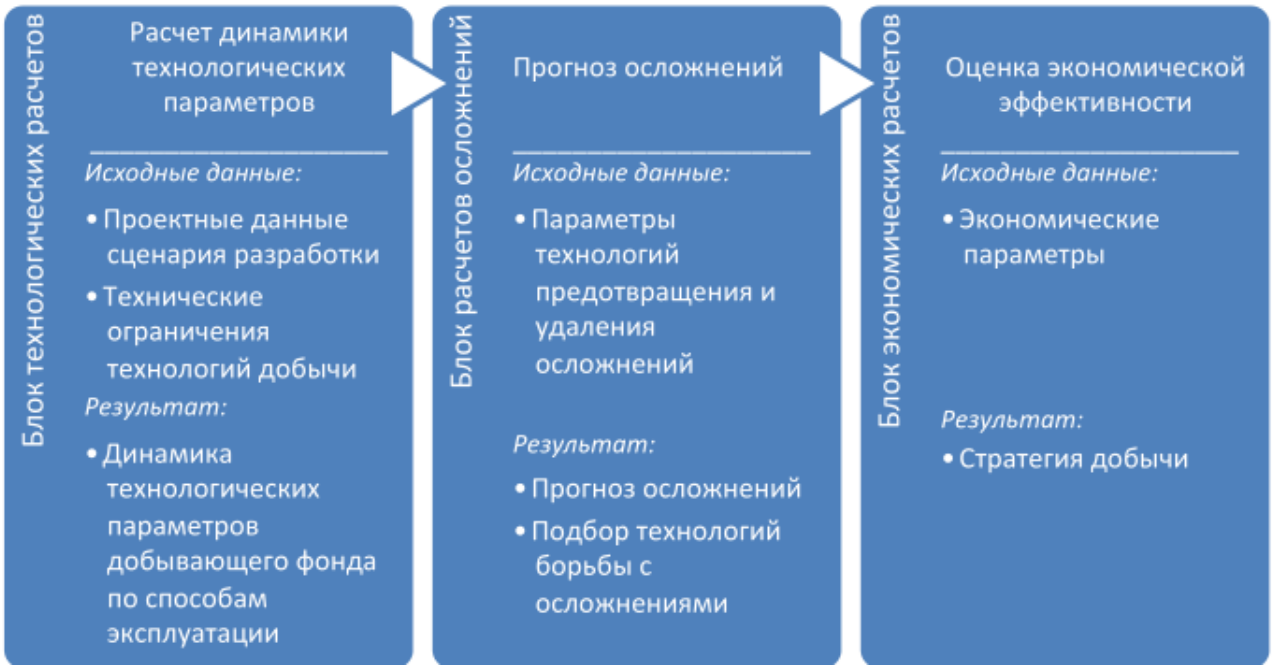


Рисунок 1.2 – Общая расчетная схема для заданного сценария добычи

На данном этапе определяется компоновка оборудования и технологические параметры, которые могут обеспечить достижение проектных показателей добычи. Отметим, что потребность в технологиях и номенклатура оборудования на весь период разработки определяются на основании заданных значений наработки на отказ для каждой технологии добычи. Для эксплуатируемых месторождений используются фактические значения, а для новых месторождений наработка на отказ может быть получена по опыту эксплуатации скважин на месторождениях аналогах или в период пробной эксплуатации.

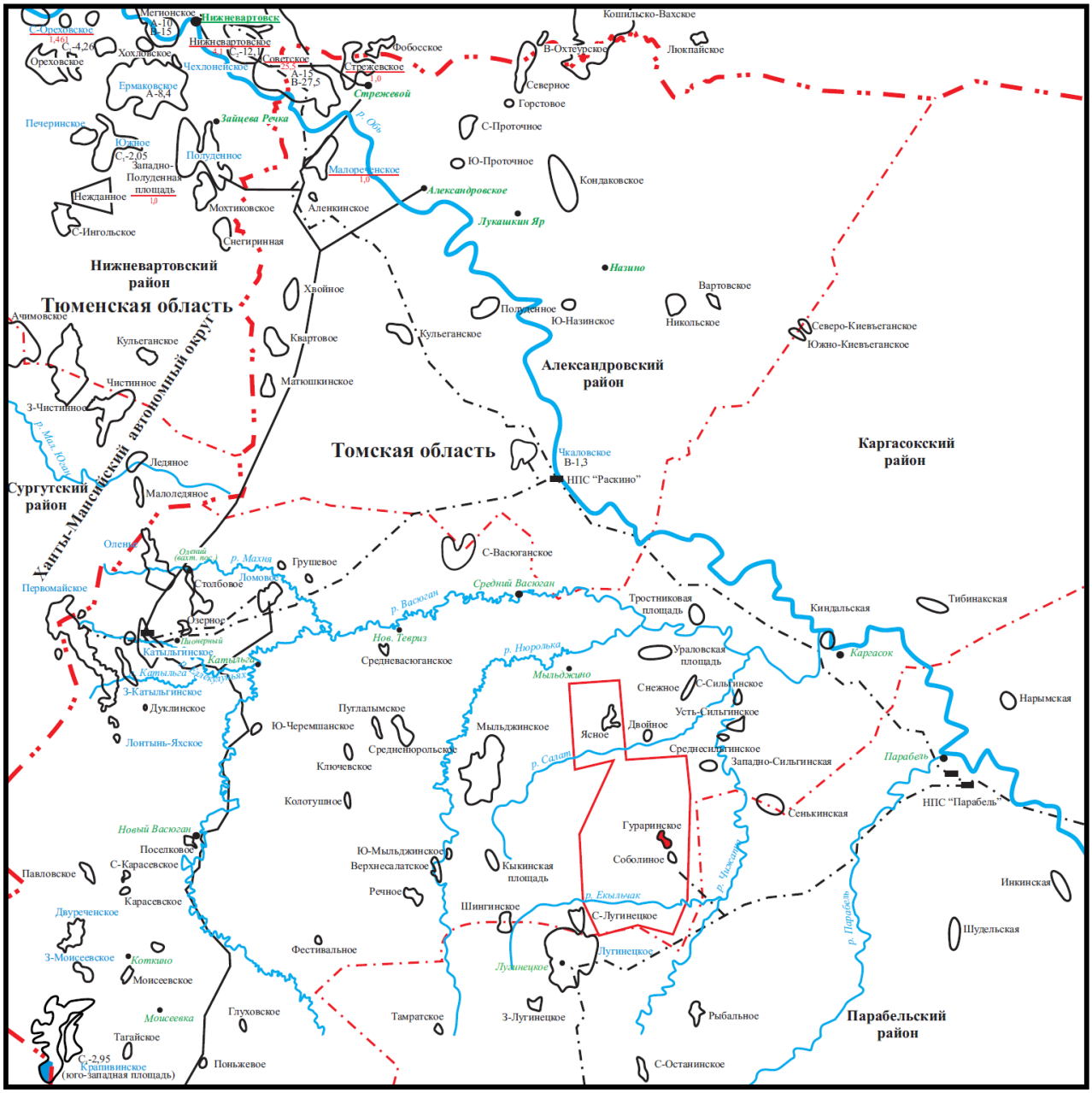
Сформированные проектные технологические режимы для всех скважин на весь период разработки месторождения используются для прогнозирования влияния осложняющих факторов добычи. В расчетном шаблоне реализован блок расчета интенсивности осложнений: влияние газа, отложение парафинов, коррозия и отложение неорганических солей на внутрискважинном оборудовании.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ - ГУРАРИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Гураринское нефтегазоконденсатное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области в пределах Пудинского нефтегазоносного района (рисунок 2.1).

Промышленных предприятий вблизи месторождений нет. Ближайшими крупными железнодорожными станциями являются г. Томск и г. Новосибирск, находящиеся соответственно в 573 и 865 км водным путем и 370 и 460 по воздуху; от районного центра пос. Каргасок - 75 км по воздуху. В районном центре имеется аэропорт, почта, столовая, магазины, нефтебаза, речпорт и электростанция. Постоянно действующая дорожная сеть в районе работ отсутствует. Транспортировка бурового оборудования и других грузов до площади работ осуществляется из г. Томска водным путем в период навигации и зимой наземным транспортом. Завоз вахт на буровую и легких срочных грузов проводится авиацией. Электроснабжение месторождения осуществляется от дизельных и газопоршневых электростанций. Нефть месторождения транспортируется по трубопроводам в магистральный нефтепровод Лугинецкое-Парабель. Для обустройства Гураринского участка разведан карьер песчаного грунта на правобережье реки Чижапки в районе нефтяных скважин 180, 171 [6].



Условные обозначения:

- Нижневартовск — населенный пункт, название.
- С-Васюганское — контур месторождения, площади и название;
- Нижневартовское C_2-12,1 — эксплуатационные запасы подземных вод апт-сеноманского комплекса, утвержденные ГКЗ (* ТКЗ) по категории, в количестве (тыс.м^3/сут);
- Стрежевское 1,0 — действующие полигоны утилизации с утвержденными ГКЗ МПР РФ объёмами (тыс. м^3/сут);
- Двуреченское — действующие водозаборы по состоянию на 1.01.2014 г.;
- насосно-перекачивающие станции;
- граница лицензионного участка;
- автомобильная дорога;
- нефтепровод;
- границы областей;
- границы административных районов.

Рисунок 2.1 – Обзорная карта района работ

2.2 Физико-химическая характеристика и компонентный состав пластовой и дегазированой нефти и растворенного газа

Нефти меловых пластов недостаточно полно охарактеризованы глубинными пробами. При испытании поисково-оценочных и эксплуатационных скважин были отобраны и исследованы 4 глубинные пробы нефти пласта $Б_9$ из скважины 181Р, 10 глубинных проб нефтей пласта $Б_{10}$ из скважин 179Р и 181Р, 4 глубинных пробы нефти пласта $Б_{11}$ из скважины 181Р и 12 глубинных проб нефтей пласта $Б_{12}$ из скважин 178Р, 181Р, 182.

Свойства устьевых проб нефтей охарактеризованы 4 пробами нефтей пласта $Б_9$ из скважины 181, 11 пробами нефтей пласта $Б_{10}$ из скважин 179, 180, 181, 5 поверхностными пробами нефтей пласта $Б_{11}$ из скважин 181, 23 поверхностными пробами нефтей пласта $Б_{12}$ из скважин 171, 178, 181, 182, 183 и одной поверхностной пробой нефти пласта $Б_{13}$ из скважины 182Р.

По пластам $Б_8$ и $Б_{14}$ пробы не отбирались. По пласту $Ю_1^1$ и $Ю_1^{му}$ были исследованы только поверхностные пробы нефтей. Глубинные пробы нефтей из этого объекта не были отобраны.

Исследования проб по Гураринскому и Соболиному месторождениям были объединены, так как большинство продуктивных пластов имеют единую залежь.

Исследования глубинных и поверхностных проб нефтей проводились в лабораториях ТомскНИПИнефть и Томского политехнического университета. Состав и свойства нефтей определялись по стандартным методикам, предусмотренным ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей». Компонентный состав газа и нефти после однократной и ступенчатой сепарации определялся методом газовой хроматографии.

Ступенчатая сепарация проводилась на режимах соответствующих промысловым Гураринскому и Соболиному участкам до стандартных условий:

– для нефти Гураринского участка: 1ступень – Р=0.50 МПа, Т=65°С; 2 ступень – Р=0.21МПа, Т=60°С, 3 ступень – Р=0.103МПа, Т=20°С.

– для нефти Соболиного участка: 1ступень – Р=0.38 МПа, Т=60°С; 2 ступень – Р=0.21 МПа, Т=60°С, 3 ступень – Р=0.103МПа, Т=20°С.

Как видно из таблицы 2.1 давление насыщения нефти газом по пластам $Б_9$–$Б_{12}$ существенно ниже пластового и изменяется от 4.8 до 5.4 МПа. Плотность пластовых нефтей этих объектов находится в интервале от 766.5 до 772.3 кг/м^3, вязкость – от 1.17 до 1.50 мПа с. Объемный коэффициент после однократного разгазирования нефтей по залежам изменяется в интервале от 1.156 до 1.170, при ступенчатом – от 1.135 до 1.154.

Таблица 2.1 – 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, ^{0}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 коэффицент при однократном разгазировании, доли ед.	1	2	1.15-1.162	1.156	2	4	1.16-1.174	1.164
Объемный коэффицент 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

Продолжение таблица 2.1.- 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		
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, ^{O}C	-	-	-	-	2	3	(-27)-(-39)	-34
Пластовое давление, Мпа	1	2	20.2-21.47	20.84	3	6	20.34-21.65	20.8
Пластовая температура, ^{0}C	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 коэффицент при однократном разгазировании, доли ед.	1	2	1.152-1.188	1.17	3	6	1.155-1.172	1.164
Объемный коэффицент 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

Усредненный состав пластовой разгазированной нефти и газа представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – 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		-	-	-	-	-	-	-	-
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
при 50^{0}С,мм^2/с		1	4	3.13-4.10	3.61	3	9	3.61-4.45	4
Массовое содержа-ние, %	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, ^{0}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 содержа-ние, %	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

2.3 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Гураринское месторождение открыто в 1996г., введено в пробную эксплуатацию в 1998г. В период с 1998г. по 2001г. добыча велась из одной разведочной скважины. С 2002 г. на месторождении активизировались работы по освоению запасов пластов $Б_9$, $Б_{10}$, $Б_{11}^{1-2}$ и $Б_{12}^{1-2}$. Таким образом, в 2002 г. Гураринское месторождение введено в промышленную разработку.

С 01.01.2009 г. добыча на месторождении была приостановлена в связи с отзывом лицензии на право пользования недрами. На эту дату в эксплуатации находились только меловые объекты $Б_{9-10}$, $Б_{11}$, $Б_{12}$. В период с 2009г. по август 2013г. месторождение числилось в нераспределенном фонде.

В августе 2013г. лицензию на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья в пределах Соболиного участка получило ООО «Томская нефть». С декабря 2013г. в соответствии с решениями действующего проектного документа добыча на месторождении возобновлена путем вывода из бездействия трех скважин.

С учетом малой продолжительности периода работы скважин после возобновления добычи, статистический анализ разработки месторождения выполнен по состоянию 01.01.2009г., т.е. на момент остановки добычи. Далее выполненный анализ дополнен данными за декабрь 2013г., т.е. по состоянию на 01.01.2014г., а также пусковыми показателями по скважинам, выведенным из бездействия в период с января по апрель 2014г.

Основные показатели разработки в целом по месторождению за период 1998-2008гг. приведены на рисунках 2.2 и 2.3.

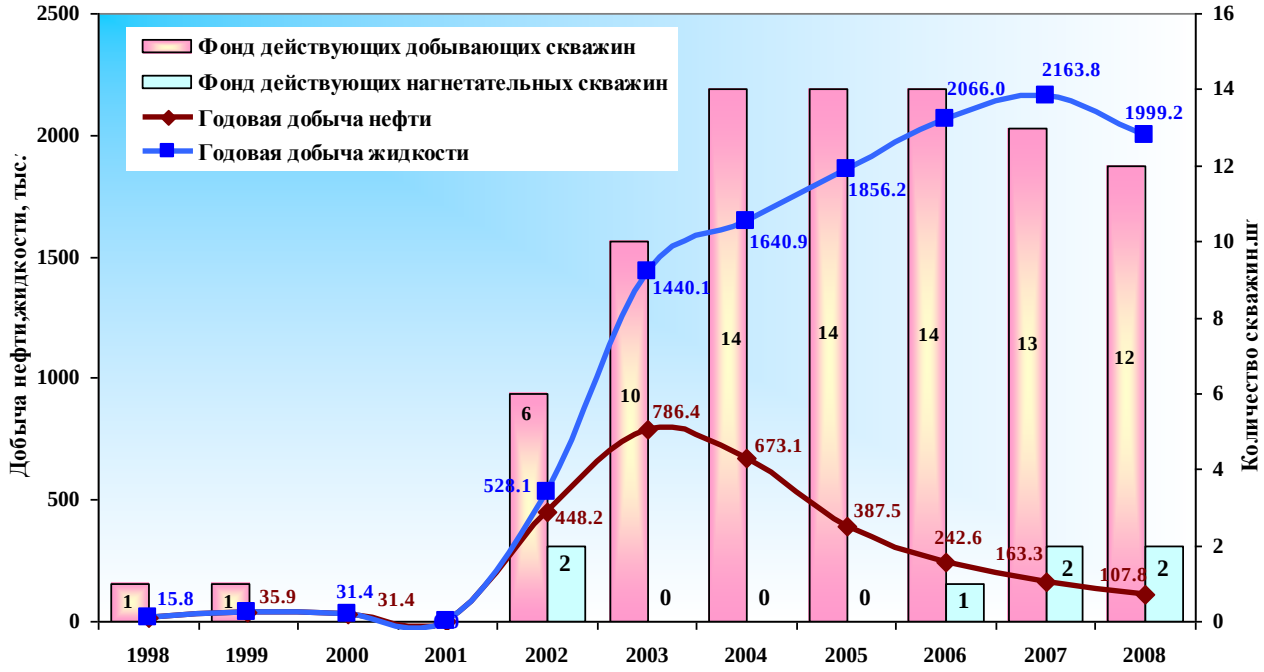


Рисунок 2.2 – Добыча нефти, жидкости и фонд скважин по месторождению

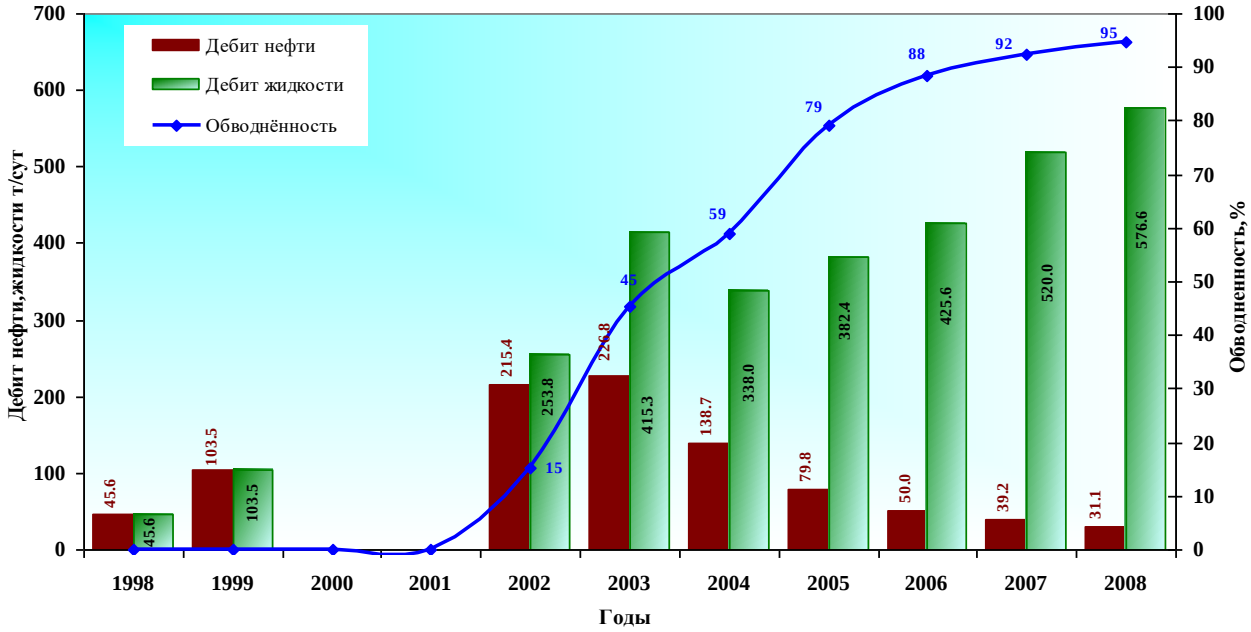


Рисунок 2.3 – Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности

Динамика добычи нефти в период с 1998 по 2003 гг. плавно растущая, определяемая числом, режимом работы скважин и коэффициентом их эксплуатации. Интенсивная эксплуатация месторождения ведется с 2002 г, все скважины были переведены с фонтанного способа эксплуатации на

механизированный. В этот период дебиты скважин по нефти изменялись от 226.8 до 171.4 т/сут.

Начиная с 2004 года идет плавное падение добычи нефти и роста обводненности скважин. Наличие заколонных перетоков, подошвенной воды, местами незначительной непроницаемой перемычки между продуктивными пластами и водоносным горизонтом, в совокупности с высокими депрессиями привело к интенсивному обводнению продукции скважин.

В 2002 г. производилась закачка воды в незначительных объемах на пробном участке (скважина №27), однако в целом можно считать, что до 2006г. разработка месторождения велась на естественном режиме. В 2006 г. в соответствии с решениями технологической схемы (но с запозданием) началось формирование системы воздействия посредством закачки в одну, а затем в две скважины. Дальнейшее развитие системы ППД было приостановлено по причине активности законтурных вод и высокой обводненности продукции. Прослеживающаяся тенденция к падению дебитов нефти связана, прежде всего, с естественной выработкой запасов.

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности на момент остановки в декабре 2008г. приведено в таблице 2.4 и рисунках 2.4 и 2.5.

Фонд скважин, работавших с обводненностью от 80 до 85%, составил 10% действующего фонда (1 скважина из десяти), от 85 до 90% - 20% (2 скважины), от 90 до 95% - 10% (1 скважина), от 95 до 98% - 50% (5 скважин) и с обводненностью более 98% работала одна скважина. Таким образом, 70% действующего фонда (7 скважин из десяти) на момент остановки работал с обводненностью выше 90% [7].

По текущему среднегодовому дебиту нефти за 2008г. действующий фонд скважин распределен следующим образом: с дебитом до 5 т/сут работало три скважины (30 % действующего фонда), в диапазоне от 5 до 10 т/сут работало пять скважин (50 %) и от 10 до 15 т/сут работала одна скважина (10%).

Таблица 2.3 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебиту нефти и обводненности (по состоянию на 01.01.2009г.)

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	-	-	-	-
Итого	1	2	1	5	1	10

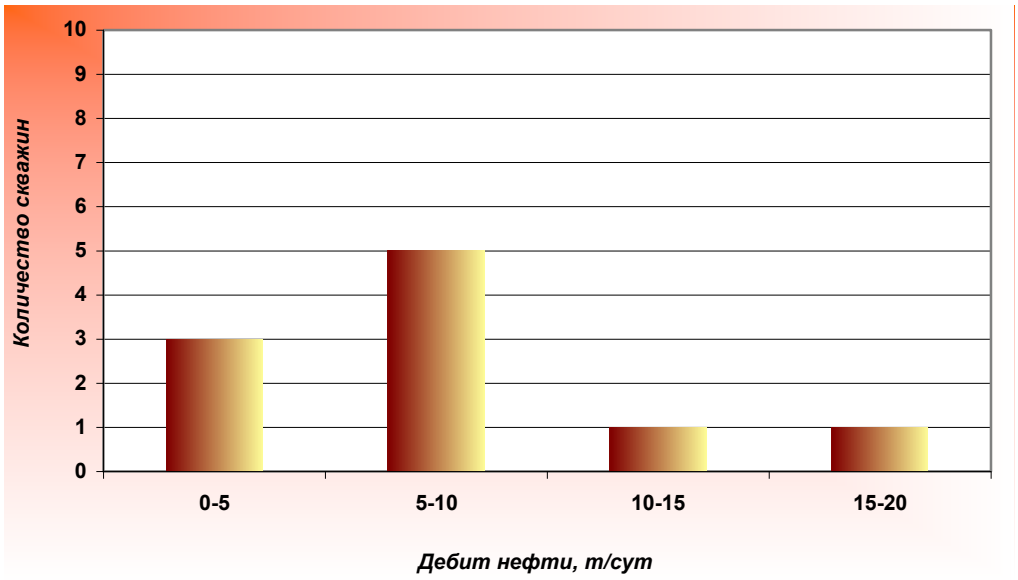


Рисунок 2.4 – Распределение действующего фонда скважин по дебиту нефти

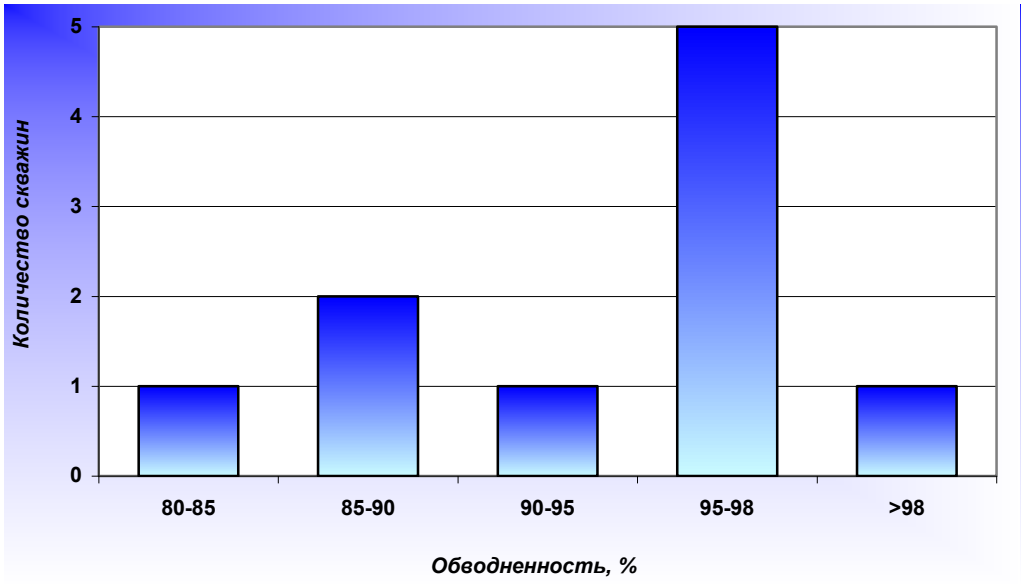


Рисунок 2.5 – Распределение действующего фонда скважин по обводненности

На 01.01.2009 г. с дебитом от 10 до 50 т/сут работает три скважины (или 30 %), в диапазоне от 50 до 100 т/сут одна скважина (или 10 %)., свыше 150 т/сут работает шесть скважин (или 60%).

Распределение фонда действующих в 2008г. добывающих скважин по накопленной добыче нефти и обводненности приведено в таблице 2.5 и на рисунке 2.6.

В целом по скважинам отборы достаточно высокие:

- три скважины отобрали менее 150 тыс.т нефти;
- четыре скважины отобрали от 150 до 300 тыс.т нефти;
- три скважины отобрали более 300 тыс.т нефти.

В декабре 2013г. в соответствии с решениями действующего проектного документа добыча на месторождении была возобновлена путем вывода из бездействия трех скважин (№№21, 23, 26).

Скважина № 21 выведена из бездействия в декабре 2013 года на объект $Б_{12}$. Входной дебит по нефти – 10.8 т/сут, по жидкости – 392.5 т/сут при обводненности 97.5%.

Скважина № 23 выведена из бездействия в декабре 2013 года совместно на объекты $Б_{9\text{-}10}$, $Б_{11}$ и $Б_{12}$. Входной дебит по нефти – 23.3 т/сут, по жидкости – 692.8 т/сут при обводненности 96.9%.

Скважина № 26 выведена из бездействия в декабре 2013 года совместно на объекты $Б_{9\text{-}10}$ и $Б_{12}$. Входной дебит по нефти – 34.3 т/сут, по жидкости – 967.0 т/сут при обводненности 96.5%.

На 01.01.2014г. с начала разработки по месторождению в целом извлечено 2893.8 тыс.т нефти, что соответствует 57.8% отбора от НИЗ, числящихся на балансе РГФ. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0.247. Накопленная добыча жидкости составила 11830 тыс.т., закачка воды – 1704 тыс.м3.

Распределение действующего фонда скважин по дебитам жидкости и обводенности приведено в таблице 2.5 и рисунке 2.6.

Таблица 2.4 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по накопленной добыче нефти и обводненности (по состоянию на 01.01.2009 г.)

Накопленная добыча нефти, тыс.т	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

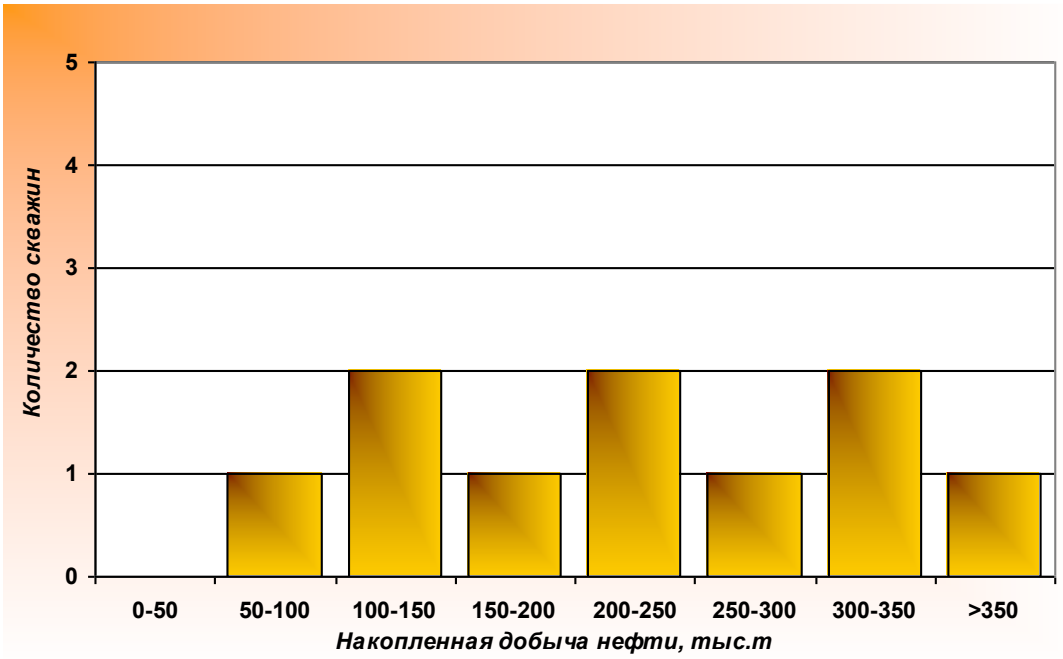


Рисунок 2.6 – Распределение добывающего фонда по накопленной добыче нефти

В период с января по апрель 2014г. из бездействия выведены еще две скважины (№№28, 181Р).

Таблица 2.5 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	$Б_{9-10}$	$Б_{11}$	$Б_{12}$	$Б_{13}$	$Ю_1^{му}$	$Ю_1^{3}$	По месторождению
Фонд добывающих скважин	Пробурено	2	4	11	-	1	1	19
	Переведены из нагнетательных	-	-	-	-	-	-	
	Возвращено с других горизонтов	-	2	-	-	-	-	-
	Приобщено с других горизонтов	6	2	-	-	-	-	-
	Всего	8(6*)	8(4*)	11(6*)	-	1	1	19
	В том числе:	-	-	-	-	-	-	-
	Действующие:	2(2*)	1(1*)	3(2*)	-	-	-	3
	фонтанные	-	-	-	-	-	-	-
	ЭЦН	2(2*)	1(1*)	3(2*)	-	-	-	3
	ШГН	-	-	-	-	-	-	-
	Бездействующие	5(4*)	5(3*)	6(4*)	-	-	-	10
	В освоении после бурения	-	-	-	-	-	1	1
	В консервации	-	-	-	-	-	-	-
	Пьезометрические	-	-	-	-	-	-	-
	Переведены под закачку	-	-	-	-	-	-	-
	Переведены на другие горизонты	-	-	2	-	-	-	-
	Переведены в другие категории	-	2	-	-	-	-	2
	Ликвидированные	1	-	-	1	1	-	3
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	-	1	2	-	-	-	3
	Переведено с других категорий	-	1	-		-	-	1
	Приобщено с других горизонтов	1	1	1		-	-	-
	Всего	1(1*)	3(2*)	3(2*)	-	-	-	4
	В том числе:	-	-	-	-	-	-	-
	Под закачкой	-	-	-	-	-	-	-
	Бездействующие	1(1*)	1(1*)	2(1*)	-	-	-	2
	В освоении после бурения	-	-	-	-	-	-	-
	В консервации	-	-	-	-	-	-	-
	В отработке на нефть	-	-	-	-	-	-	-
	Переведены в другие категории	-	2(1*)	1*	-	-	-	2
	Ликвидированные	-	-	-	-	-	-	-
Специальные скважины	Пробурено	-	1	-	-	-	-	1
	Переведено с других категорий	-	3(1*)	1*	-	-	-	3
	Поглощающие	-	4(1*)	1*	-	-	-	4
	Водозаборные	-	-	-	-	-	-	-
	Наблюдательные	-	-	-	-	-	-	-

* в т.ч. совместные скважины

Скважина № 28 выведена из бездействия в январе 2014 года на объект $Б_{10}$, проработала 4 дня и была остановлена по техническим причинам. В феврале скважина вновь запущена в работу, входной дебит по нефти составил – 30.5 т/сут, по жидкости – 236.5 т/сут при обводненности 87.1%. Скважина работает на объекте $Б_{10}$.

Скважина № 181Р выведена из бездействия в марте 2014 года совместно на объекты $Б_{9-10}$, $Б_{11}$ и $Б_{12}$. Входной дебит по нефти составил – 19.4 т/сут, по жидкости – 641.3 т/сут при обводненности 96%.

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ МЕХАНИЗИРОВАНОГО ФОНДА

Основной способ добычи нефти – механизированный, с использованием импортных и отечественных ЭЦН. Структура фонда скважин и распределение добычи нефти по способам эксплуатации в период активной эксплуатации представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – 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	

Скважины, оборудованные УЭЦН импортного производства, REDA типа DN4300, DN5800, производительностью от 680 до 1300 $м^3$/сут, характеризуются стабильными высокими дебитами. Средний дебит нефти за 2005 год составил - 69,6 т/сут. при обводненности 86,3 %. Глубина спуска насосов REDA изменяется в диапазоне от 2128 до 2456 м (средняя глубина

2250 м), динамический уровень от 1267 до 1951 м (в среднем 1695 м), забойные давления от 4,8 до 8,0 МПа (в среднем 6,0 МПа).

Скважины, оборудованные УЭЦН отечественного производства, эксплуатируются насосами ЭЦНА5А, ЭЦНМК5А и ЭЦНМ6, производительностью от 250 до 500 $м^3$/сут. Средний дебит нефти за 2005 год составил - 91,8 т/сут при обводненности 67,2 %. Глубина спуска насосов изменяется в диапазоне от 1032 до 2260 м (средняя глубина 2000 м), динамический уровень от 804 до 2031 м (в среднем 1500 м), забойные давления от 3,4 до 12 МПа (в среднем 6,9 МПа).

Для скважин с падающими дебитами скважин по жидкости и наличием мех. примесей, разработаны новейшие технологии в насосных системах – установка для добычи нефти фирмы REDA * Maximus*:

- Дебиты от 300–1,250 м3/сут при 50 Гц;
- Высокий газовый фактор и низкий газовый фактор;
- Программы по оптимизации добычи;
- Холодные климатические условия, такие как Сибирь, Канада, Аляска, где необходим высококачественный монтаж, улучшенный МРП и максимальное нефтеизвлечение;
- Может монтироваться и эксплуатироваться с любыми стандартными насосами REDA**;**
- Надежный ПроМотор покрывает дебиты от 30 до 1600 м3/сут с требуемой мощностью от 25 до 675 лс.

Из анализа технико-технологических показателей эксплуатации механизированных скважин Гураринского месторождения (таблица 3.2) видно, что погружные ЭЦН эксплуатируются в достаточно интенсивных режимах: на большой глубине спуска, в среднем 2100 м, при достаточно низком забойном давлении, в среднем, 6,7 МПа. Это позволяет достичь высоких дебитов жидкости – порядка 423 $м^3$/сут в среднем по месторождению (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Средние значения технико-технологических показателей работы фонда скважин Гураринского месторождения, оборудованных УЭЦН и REDA

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

Распределение скважин по обводненности продукции (действующий фонд):

От 2 до 20 процентов - 1 скважина

От 20-50 процентов - 2 скважины

От 50-90 процентов - 5 скважин

От 90 – 98 процентов – 6 скважин

Видно, что на месторождении обводненность продукции высокая, скважины с обводненностью от 50 до 100 процентов составляют основную часть фонда (более 79 процентов).

МРП (межремонтный период) скважин фонда УЭЦН по скользящему году по состоянию на январь 2006 г. составляет в среднем 281 суток (плюс 5 процентов к 01.01.2005 года), наработка на отказ значительно ниже МРП и по состоянию на 01.01.2006 г. достигает лишь 248 суток (плюс 131 процент к 01.01.2005 года). МРП и наработка на отказ представлены на рисунках 3.1 и 3.2.

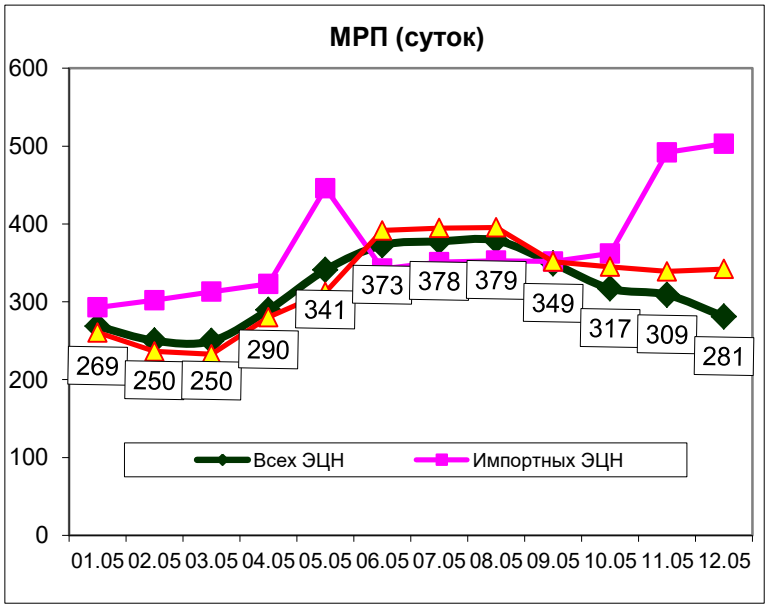


Рисунок 3.2 – МРП по скважинам Гураринского м/р

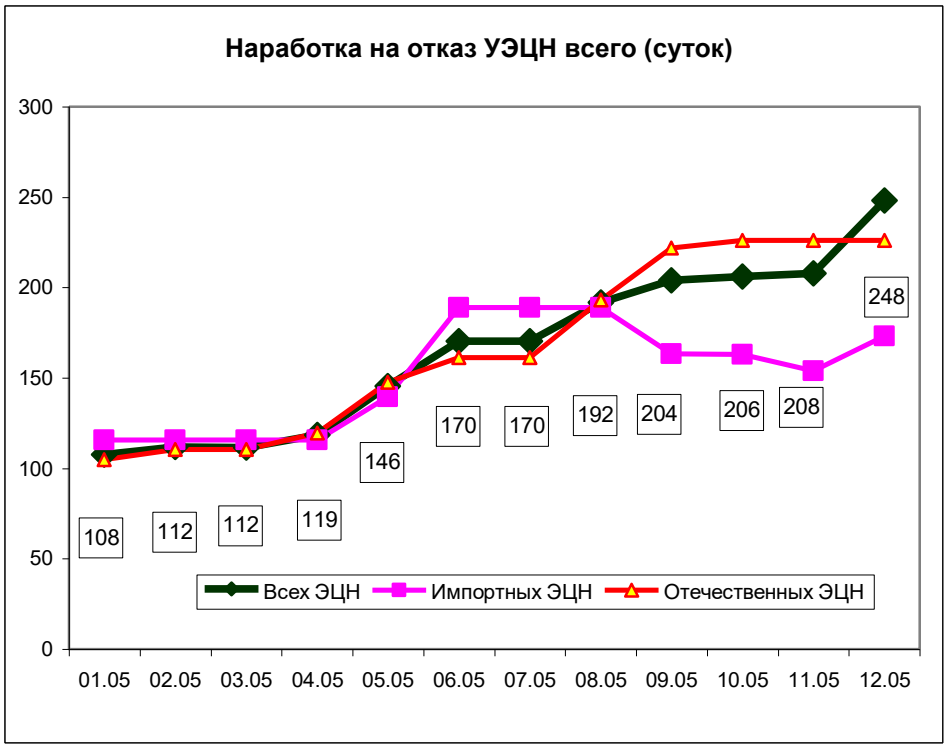


Рисунок 3.3 – Наработка на отказ по скважинам Гураринского м/р

К часто ремонтируемому фонду (ЧРФ) в текущем 2005 г. отнесена одна скважина 17 с наработкой 120 суток. Увеличение наработки на отказ по сравнению с 2004 г. обусловлено, правильным подбором УЭЦН, своевременной сменой УЭЦН при наработке более 250 суток без отказа, с целью увеличения

добычи нефти и проведением дополнительных геолого-технических мероприятий.

Причины отказов ЭЦН в основном связаны с засорением насосов мехпримесями, по техническим причинам (отказ оборудования) и нарушению требований эксплуатации и ремонта скважин.

Очевидно, что выносу мехпримесей способствует высокая скорость потока добываемой жидкости и увеличение глубины спуска УЭЦН (максимальная - 50 м от верхнего интервала перфорации).

По Гураринскому месторождению добыча нефти по скважинам, эксплуатируемым УЭЦН за 4 года составила 2579 тыс. тонн или 96 % от общей добычи. Установками Фирма REDA добыто 564 тыс. тонн или 21 % и УЭЦН российского производства добыто 2015 тыс.тонн или 78 % от добычи механизированным способом.

На фоне увеличения МРП и наработки на отказ, а также увеличения действующего фонда скважин, добыча нефти снизилась по сравнению с 2002, 2003, 2004 годами, по причине увеличения обводненности и истощения пластов Гураринского месторождения (падение пластовых давлений).

С целью увеличения добычи нефти в 2005 году проводились работы по оптимизации и интенсификации скважин (смена установок на более производительные, увеличение глубины спуска установок, частотное регулирование и ДП) на скважинах 13, 15, 17, 19, 21, 25, 26, 28, 20, 21, 23. Получен прирост за счет проведения геолого-технических мероприятий за 2005 год 47 тыс.тонн.

Стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при проведении комплекса работ по исследованию скважин, корректного подбора ЭЦН в соответствии с добывными возможностями скважин, использования износостойкого оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации, использования и выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

Относительно большие глубины, невысокий энергетический потенциал залежей, низкое газосодержание, большая разница между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом являются факторами, снижающими возможности фонтанной эксплуатации скважин, с другой стороны, те же факторы, являются благоприятными при эксплуатации скважин погружными насосами.

За весь период разработки с помощью механизированного способа добычи отобрано 2893.8 тыс. т нефти, в том числе с помощью насосов RED – 669.5 тыс. т нефти (23.2% от общей добычи механизированным способом) с использованием ЭЦН - 2037.5 тыс.т (70.4% от общей добычи механизированным способом) и фонтанным способом – 186.8 тыс.т (6.4% от общей добычи).

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

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) радикальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

– соблюдение «Закона о недрах» Российской Федерации;

– соответствие принимаемых технологических, технических и конструкторских решений Российским стандартам, нормам и правилам в

области горного надзора, противопожарной и экологической безопасности, охраны труда и окружающей среды.

– обеспечение проектных дебитов скважин;

– максимальная надежность работы;

– минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;

– минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

Рекомендации и расчеты по применению оборудования, материалов и технологий их применения базируются на показателях разработки на период 20 - 30 лет, исходя из тех соображений, что за этот срок существующая техника амортизируется и будет заменена более прогрессивной.

Рекомендации выданы на основе анализа комплекса условий эксплуатации:

– динамики дебита газа и конденсата, обводненности продукции, проектного забойного и устьевого (буферного) давления;

– конструкции скважин – диаметр эксплуатационной колонны, кривизна профиля ствола;

– физико-химических свойств продукции – газа, конденсата и воды – температуры, вязкости, минерализации, содержания механических примесей, коррозионных агентов;

– оценки возможности возникновения осложнений – образование гидратов, солей и накопления воды в стволах скважин при изменении термобарических условий в потоке продукции при движении его от забоя к устью;

– неформализуемых условий – природно-климатических условий, наличия инфраструктуры, ремонтно-эксплуатационных баз, персонала с опытом работы с тем или иным оборудованием, реагентами и технологиями и т.п.

Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в

скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования

Проектирование в области технологии и техники добычи нефти на Гураринском месторождении выполняется с учетом геолого-физической характеристики продуктивных пластов:

- глубины залегания продуктивных пластов - 2005-2045 м;

- пластовые давления близки к гидростатическим;

- нефти сильно недонасыщены газом, разница между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом составляет 15.3-16.0 МПа;

- невысокое газосодержание нефти - 39-49 $м^3$/т;

- высокая продуктивность скважин (коэффициент продуктивности – 26.9 $м^3$/сут/МПа);

- сравнительно невысокая вязкость нефти в пластовых условиях – 1.4-1.7 мПа*с.

Относительно большие глубины залегания продуктивных пластов, невысокий энергетический потенциал залежей, низкое газосодержание, большая разница между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом являются факторами, ограничивающими возможности фонтанной эксплуатации скважин. С другой стороны, те же факторы, являются благоприятными для эксплуатации скважин погружными насосами.

Выбор рационального способа подъема жидкости зависит не только от гидродинамических параметров и системы разработки залежей, режимов эксплуатации скважин, а также от горно-геологических и природных условий района работ, развитости производственной и сервисной инфраструктуры. С учетом указанных факторов по Гураринскому месторождению рассмотрены способы эксплуатации скважин, предусматривающие использование серийно выпускаемого, наиболее надежного и технологически изученного в практике нефтедобычи подземного оборудования.

Для определения рациональных способов эксплуатации скважин

проведены расчеты по подъему продукции из скважин.

Рассмотрены следующие способы эксплуатации скважин:

- фонтанный;
- установки погружных центробежных электронасосов.

Для расчетов режимов эксплуатации принято устьевое давление 1,5 МПа.

3.2.1 Фонтанный способ эксплуатации скважин

Инженерные расчеты показывают, что при заданных условиях эксплуатации скважин пласта $Б_{10}$ от забоя до глубины 440 м по лифту движется однофазная газонасыщенная нефть, далее до устья - поток двухфазной газожидкостной смеси.

Исходя из проектной депрессии на пласт и значения пластового давления, соответствующее проектное забойное давление составит величину 19.3 МПа.

Рассчитанные характеристики фонтанирования скважин пласта $Б_{10}$ в зависимости от степени обводненности продукции показывают, что при величине устьевого давления Руст. =1.5 МПа (стандартная величина при проектировании разработки нефтяных месторождений России) и при подъемежидкости по трубам диаметром 60х5 мм минимально необходимое забойное давление фонтанирования безводной нефтью составляет около 16.9МПа. Близкие значения предельного забойного давления фонтанирования при Руст. =1.5 МПа получены для НКТ 73х5.5 мм и 89х6.5 мм.

Небольшие размеры залежей позволяют рекомендовать для отдельных близлежащих к ПСП кустов скважин устьевое давление принять величиной 1.0 МПа. В этом случае предельное забойное давление фонтанирования скважин для подъема безводной нефти составит около 16.1 МПа (при разных диаметрах подъемников).

Сравнивая значения проектного забойного давления пласта $Б_{10}$ (19.3 МПа) и минимально необходимого для обеспечения фонтанирования скважин безводной нефтью (16.1-16.9 МПа), становится очевидным, что имеет место

некоторый запас энергии (пластовой и растворенного газа) для обеспечения проектных значений дебитов скважин фонтанным способом. При условии сохранения или поддержания на начальном уровне энергетического состояния залежи и продуктивности скважин фонтанирование возможно при обводненности продукции до 54 – 55.5 % приРуст= 1.5 МПа и до 60-62 % при Руст= 1.0 МПа.

При начальных условиях фонтанирования допустимая предельная обводненность продукции составляет 54-55 %, при снижении Рпл до 20.0 МПа (и, соответственно, Рзаб. до 18МПа) фонтанирование с проектным дебитом прекратится при обводненности 25%, и при падении Рпл до 19.0 МПа.

При забойном давлении 17 МПа фонтанирование возможно только безводной нефтью. Дальнейшее снижение Рпл. до 18 МПа (Рзаб до 16 МПа) сделает невозможным фонтанирование скважины с проектным дебитом даже безводной нефтью. Если устьевое давление будет равно 1.0 МПа, то при снижении Рпл. обеспечивается фонтанирование скважин с проектным дебитом при более высокой степени обводненности продукции.

Пласт $Б_{11-12}$. По данному пласту двухфазная смесь “жидкость – газ” по колонне НКТ образуется на ограниченном участке: от глубины 430 м - до устья скважины. Глубже указанной отметки и до забоя скважины будет движение потока однофазной газонасыщенной нефти.

Проектное забойное давление в скважинах пласта $Б_{11-12}$ составляет величину 19.0 МПа.

Полученные по характеристикам фонтанирования скважин пласта $Б_{11-12}$ значения предельных забойных давлений фонтанирования приРуст=1.0 МПа находятся на уровне 15.7 МПа (безводная нефть). Фонтанирование скважин при неизменных начальных условиях эксплуатации (Рпл., Кпрод.) прекратится, когда обводненность продукции достигнет 60% и выше.

При Руст. = 1.5 МПа минимальные забойные давления фонтанирования около 16.4 МПа, фонтанирование прекращается при обводненности продукции 50% и более.

По объекту пласта $Б_{12\text{-}12}^{1}$ также рекомендуется принять давление на устье скважин ближайших к ПСП кустов величиной 1,0 МПа.

Объекты отличаются удельной продуктивностью пластов. По $Б_{12\text{-}12}^{1}$она составляет по результатам испытания скважин 6.1 $м^3$/(сут*МПа)*м. Пробная эксплуатация скважины № 178 в течение 1998-2002 гг. и ежегодное выполнение исследований на стационарных режимах показали стабильную продуктивность скважины на уровне 3.3$м^3$/(сут*МПа)*м, что значительно ниже, чем по пласту $Б_{10}$. Принимая последнее значение коэффициента удельной продуктивности за основу, как более выверенное и достоверное, расчетная производительность скважин $Б_{11\text{-}12}$ из-за более развитой эффективной нефтенасыщенной толщины пласта и большей депрессии превосходит производительность скважин пласта $Б_{10}$. Начальный средний дебит нефти скважин $Б_{11\text{-}12}$, исходя из средней величины депрессии на пласт (2.5 МПа), Куд.прод. (3.3$м^3$/сут*МПа*м) и Нэфф. нефт. толщ. (7.44 м), составит около 61.4 $м^3$/сут против 43 $м^3$/сут по пласту $Б_{10}$.

Результаты расчетов предельных давлений фонтанирования свидетельствуют о близости энергетических потенциалов пластов $Б_{10}$ и $Б_{11\text{-}12}$ и поэтому вышеприведенный по пласту $Б_{10}$ анализ влияния падения пластового давления на фонтанирование скважин остается в силе и для пласта $Б_{11\text{-}12}$.

Вариации дебитов жидкости скважин $Б_{11\text{-}12}$ при сохранении отмеченных условий адекватны вариациям эффективных нефтенасыщенных толщин пласта на различных участках залежи и могут изменяться от 35 до 100 $м^3$/сут.

Скважины оборудуются устьевой арматурой типа АФКЭ-65х21(МПа); изготовители: ОАО ФНПЦ «Станкомаш» (Челябинск-10), ЗАО «Нефтемашвнедрение» - арматура с узлом кабельного ввода (Тюменская обл., г.Ноябрьск), ОАО «Нефтепроммаш» – в исполнении ХЛ (г.Тюмень), П.О. «Баррикады» (г.Волгоград), в т.ч. в холодостойком исполнении (ХЛ) и др.

Насосно-компрессорные трубы диаметром 60 или 73 мм из стали марки «К» (ГОСТ 633-80); изготовители: «Первоуральский новотрубный завод» (Свердловская обл., г. Первоуральск), «Синарский трубный завод» (Свердловская обл., г. Каменец-Уральский) и др.

Рекомендуется следующий оптимальный диаметр НКТ в зависимости от дебита жидкости: до 100 т/сут - 60 мм, 100-200 т/сут и выше - 73 мм.

3.2.2 Механизированный способ эксплуатации скважин

Проектные дебиты скважин пластов на определенной стадии их разработки при обводненности продукции свыше 50% (и сохранении стабильными начальных значений Рпл., Рзаб., Кпрод.) обеспечиваются за счет механизированной добычи нефти.

Газлифтный способ эксплуатации не рассматривается ввиду полного отсутствия ресурсов природного газа и малых объемов добычи нефтяного газа.

Установки гидропоршневых и струйных насосов не рекомендуются к промышленному внедрению по причине значительных капвложений на обустройство скважин системой наземных высоконапорных насосов, подачи и распределения рабочей жидкости, ее сепарации и очистки. Эксплуатационные затраты также будут повышенные ввиду необходимости постоянного присутствия производственного персонала по обслуживанию относительно широкого перечня видов наземного оборудования.

Учитывая наклонно-направленный профиль скважин, величины ожидаемых дебитов, свойства продукции (вязкость, газосодержание), термобарические условия в скважинах, а также степень изученности технологии эксплуатации, серийность производства - в качестве основных способов механизированной добычи принимаются установки погружных электронасосов (УЭЦН) и в отдельных скважинах, а также на поздней стадии разработки месторождения - штанговых глубинных насосов (УШГН).

Близкие глубины залегания объектов и схожесть физико-химических свойств пластовых флюидов позволяют рассматривать вопросы механизированной добычи идентично для обоих объектов с учетом ожидаемой продуктивности скважин.

Глубина установки погружных электроцентробежных насосов и, соответственно, длина подвески НКТ по скважинам при их вводе в эксплуатацию механизированным способом возможна в широких пределах, так

как разгазирование нефти начинается с глубины 440-430 м и при этом нефть имеет малое газосодержание. Глубина спуска насосов зависит также от коэффициента продуктивности скважины, состояния энергетики пласта в момент перевода скважин на механизированный способ добычи и задаваемого режима эксплуатации (дебита и депрессии).

При обосновании рекомендуемой величины забойного давления необходимо учитывать следующие технологические факторы ограничения минимальной величины забойного давления в добывающих скважинах:

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

Целостность эксплуатационной колонны может быть нарушена при невыполнении условия:

$$Рзаб.min \leq Рпл-(Рсм/((1-k)m)), \quad (3.1)$$

где

Рзаб.min - минимальное забойное давление, МПа;

Рпл - текущее пластовое давление, МПа;

Рсм - допустимое давление на смятие труб, МПа;

m - коэффициент запаса прочности на смятие (m-1.2);

k - коэффициент разгрузки цементного кольца (k-0.25).

Предельная максимальная депрессия по этому критерию не достигается, она значительно выше допустимой максимальной депрессии по вышеперечисленным ограничениям и соответствует полному опорожнению скважины.

Сохранение боковой устойчивости породы призабойной зоны пласта (ПЗП) может быть нарушено при невыполнении условия:

$\Delta P \leq \sigma_{сж}/2\text{-}K_{\sigma}$ (Рг-Рпл), (3.2)

где:

Рпл - давление в продуктивном пласте, МПа;

Рг - горное давление (Ргор= $\gamma \cdot H_{скв} \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-6}$);

$\sigma_{сж}$ - предел прочности на сжатие породы, МПа (принимается 30-50 МПа);

K_{σ} - коэффициент бокового распора, доли единиц (K=v/(1-v));

ν - коэффициент Пуассона;

γ - средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м^3.

По данному критерию предельная максимальная депрессия не достигается, ее величина существенно выше допустимой максимальной депрессии, при которой наблюдается нарушение целостности цементного камня.

Минимизировать осложнения, связанные с разгазированием нефти и образованием свободного газа в призабойной зоне скважин можно, ограничивая забойное давление величиной давления насыщения. Данная рекомендация достаточно часто используется ведущими специалистами по разработке, в частности, В.Д. Лысенко, т.к. такой режим эксплуатации скважин позволяет поддерживать стабильную добычу нефти, снижать риски образования АСПО, образования солей.

Достаточно часто применяется на практике менее жесткое требование, чтобы величина Рзаб составляла не менее чем 75 % от Рнас , полученное на основе опыта эксплуатации месторождений Урала и Поволжья и получившее распространение на месторождениях Западной Сибири, в том числе и на эксплуатируемых ОАО «Томскнефть» ВНК, как «безопасное» Рзаб, позволяющее длительное время эксплуатировать скважины без потери продуктивности. С другой стороны, те же авторы допускают возможность использования оценки критической величины забойного давления с учетом величины промыслового газового фактора продукции, ниже которой

недопустима эксплуатация и наблюдаются потери добычи нефти, вследствие снижения фазовой проницаемости по нефти:

Исходя из сопоставления представленных данных, в качестве рекомендуемых следует применить наибольшее из значений ограничивающих факторов.

По результатам расчетов с учетом пластовых условий и характеристик пластовых флюидов рекомендуется:

- депрессию на пласт увеличить до 10 МПа при условии изоляции водопритока из ниже лежащих пластов $Б_{12}$, $Б_{13}$;.

- динамические уровни – 950-1000м;

- глубина спуска УЭЦН – 1600-1800м.

Изготовители УЭЦН: ОАО «АЛНАС» (Татарстан, г.Альметьевск; имеет филиалы по России, в т.ч. в г.Нижневартовске), ОАО «Лебедянский машиностроительный завод» (Липецкая область, г.Лебедянь) и др.

На поздней стадии разработки для скважин с дебитом менее 40 $м^3$/сут могут применяться также штанговые насосные установки со станками-качалками типа СКД8-3,0-4000 (или аналогичные им) с насосами 28, 38, 44 мм для соответствующих дебитов до 40 $м^3$/сут с трехступенчатой колонной штанг 25 - 22 - 19 мм, снабженных полимерными центраторами и при подвеске насоса до 1200 м. При расчете глубины установки насосов для полного исключения влияния газа необходимым условием должно быть обеспечение погружения их под динамический уровень не менее, чем на 440 м.

Подбор оборудования УСШН должен вестись в соответствии с РД 39-1-289-79 «Методика оптимального подбора типоразмера и режима работы штанговой глубинно-насосной установки».

Станки-качалки выпускает «Уралтрансмаш» (г.Екатеринбург), в т.ч. тумбовом варианте, что исключает необходимость строительства бетонного основания и создает возможности мобильности при перемещении установок и их монтаже.

Насосно-компрессорные трубы диаметром 60,73, 89 мм из стали марки

«К» (ГОСТ 633-80); изготовители: «Первоуральский новотрубный завод» (Свердловская обл., г.Первоуральск), «Синарский трубный завод» (Свердловская обл., г. Каменец-Уральский) и др.

Штанги насосные диаметром 19, 22, 25 мм (ГОСТ 13877-80) - изготовители:

ОАО «Мотовилихинские заводы» (г.Пермь), ООО «Нигмаш-Сервис» (Башкортостан, г. Нефтекамск)

Для насосных скважин рекомендуется также применять следующее оборудование:

для скважин, оборудованных электронасосами:

- устьевая арматура АФК Э 1-65-21 МПа (ГОСТ-13846-84)- изготовители:ОАО «Станкомаш» (г. Челябинск), ОАО АК «Корвет» (г.Курган);
- циркуляционный клапан для слива жидкости из НКТ при спуско-подъемных операциях;

для скважин, оборудованных штанговыми глубинно-насосными установками:

- устьевая арматура штангоносная АШ- 65х14ХЛ с комплектом сальникового устройства (ОАО АК «Корвет», г.Курган);
- циркуляционный клапан для слива жидкости из НКТ при спуско-подъемных операциях;

Для уменьшения вредного влияния на призабойную зону пласта задавочной жидкости, используемой при подземных ремонтах, желательно применять под скважинным насосом пакер-отсекатель, перекрывающий ствол скважины при увеличении динамического давления над ним. Это обеспечит безопасность работы при подземном ремонте и быстрый вывод скважины после ремонта на запланированный режим.

Профиль ствола скважин до глубины 1400 м (по вертикали) должен обеспечивать возможность беспрепятственного спуска насосов и их работоспособность в соответствии с Техническими Условиями на их эксплуатацию. На участках набора кривизны ее интенсивность не должна

превышать 2 градуса на 10 метров по зенитному углу и 3 градуса/10м - по азимутальному. Зенитный угол наклона скважины (отклонение от вертикали) в интервале установки погружных насосов ЭЦН (1400-1800 м по вертикали) не должен превышать 40 градусов.

3.3 Эффективность работы механизированного фонда скважин

При эксплуатации скважин Гураринского месторождения наиболее вероятными осложнениями могут быть:

- солеотложения;
- коррозия подземного и наземного оборудования от воздействия агрессивными водами;

3.3.1 Отложение солей в нефтепромысловом оборудовании

Одной из проблем, осложняющих добычу нефти, является солеобразование, связанное с обводнением скважин. Там, где присутствует вода, всегда существует угроза выпадения трудноудаляемых неорганических солей.

Выпадение осадков происходит в результате смешения разнотипных вод, заключенных в нефтяной залежи и закачиваемых в систему ППД. В ряде случаев причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров.

Интенсивность осадкообразования при этом увеличивается с повышением температуры и уменьшением давления. Более интенсивное отложение солей наблюдается в трубах малого (до 50мм) диаметра, в задвижках, клапанах, переходных патрубках, что обусловлено повышенной турбулизацией газожидкостного потока в этих местах. В скважинах, оборудованных ЭЦН, отложения солей обнаруживается на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах насоса, токоведущем кабеле.

Многолетний опыт борьбы с солеотложениями показал, что более эффективны методы, основанные на предупреждении отложении солей. При этом правильный выбор метода может быть сделан лишь на основе тщательного изучения гидрохимической и термодинамической обстановки и свойств среды.

3.3.2 Коррозия нефтепромыслового оборудования

Коррозионные поражения нефтепромыслового оборудования принимают глобальные масштабы во всей технологической инфраструктуре нефтедобычи. Эта проблема является одной из наиболее актуальных при эксплуатации всех месторождений углеводородов.

На практике отмечаются многочисленные преждевременные порывы промысловых трубопроводов различного диаметра и назначения, отказы и снижение ресурса работы нефтепромыслового оборудования и сосудов, работающих под давлением. Результатом являются недоборы нефти, связанные с вынужденной остановкой скважин, дестабилизация разработки, большие затраты на ремонт или замену элементов инфраструктуры и восстановление фонда скважин. Причинами аварий, сопровождающихся залповыми выбросами в окружающую среду нефти и нефтяных пластовых вод, в большинстве (95-98%) случаев является коррозия трубопроводов. Это говорит об изношенности основных производственных фондов и об усложнении процессов разработки месторождений.

Для скважин с повышенным содержанием мехпримесей, осложненных солеотложением и коррозией, рекомендуется применение насосных установок в износо- и коррозионностойком исполнении ОАО АЗПЭН “Алнас”. Рабочие ступени этих насосов изготовлены из каленого чугуна с твердостью 43-45 HRC. Защитные втулки вала и опорные шайбы изготовлены из порошкового материала ПК70Н2Д2-6.4, обеспечивающего абразивную стойкость опорных элементов ступеней насоса.

Исходя из проведенного анализа потенциальные проблемы работы механизированного фонда успешно решаются на месторождении и позволяют эффективно эксплуатировать насосное оборудование.

3.4 Расчет эффективности применения механизированного способа добычи

Как было сказано ранее, 93% извлеченной нефти добыто механизированным способом.

Это объясняется тем, что, начиная с определенного момента, скважины перестают фонтанировать.

При этом, как видно из проведенных расчетов, минимальное забойное давление для фонтанного способа эксплуатации составляет 16 МПА, в то время как использование насосов позволяет снизить данный показатель до 10 МПА. Проведем расчет для параметров типовой скважины, приведенной в таблице 3.1 Проведем расчеты по формуле 3.3:

$$\mathrm{Qo} = \frac{2\pi k h \Delta P}{18.41 * B * \mu * (\ln \frac{\mathrm{Re}}{rw} - \frac{1}{2} + S)} \qquad (3.3)$$

Дебит жидкости на фонтанном способе составит 550 т/сут, в случае перевода на насос дебит жидкости вырастет до 1000 т/сут. Даже с учетом обводненности в 50% и потенциального падения, прирост по дебиту нефти превысит 100 т/сут.

Исходя из этого можно сделать вывод, что перевод скважин на насосы является эффективным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	**ФИО**		
З-2Б4Г	Субботин Денис Васильевич		
Школа	**ИШПР**	**Отделение школы (НОЦ)**	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Финансовый расчет эффективности мероприятий, предложенных в рамках ВКР
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые вносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка эффективности использования ЭЦН на месторождении
2. Разработка устава научно-технического проекта	Расчет потенциала предложенных мероприятий
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Экономическая оценка предлагаемых в рамках ВКР решений
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение финансовой эффективности предложенных мероприятий.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент	Криницына З.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
З-2Б4Г	Субботин Денис Васильевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные особенности разработки месторождений Западной Сибири крупнейшими компаниями региона

Разработкой месторождения Х занимается компания ООО «Томская нефть».

Основной деятельностью компании является добыча нефти и газа, при этом большая часть добычи нефти осуществляется механизированным способом, поскольку применение насосного оборудования позволяется снижать забойное давление, тем самым увеличивая производительность скважины.

В рамках данной раздела оценивается эффективность применения насоса на скважинах исследуемого месторождения

4.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи

Произведем оценку эффективности перевода скважины на механизированную добычу.

Стоимость данного перевода составляет 1,3 млн. р., при этом ожидается рост дебита нефти на скважине с 200 до 300 т/сут за счет роста депрессии.

Повышение операционных затрат составит порядка 0,4 млн. р в год.

Для расчетов примем цены на нефть актуальные на май 2019 г.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
1	Курс $ к рублю Центральным Банком РФ	руб./долл.	65
2	Цена реализации нефти	$ за баррель	71
3	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,2
4	Количество дней работы скважины в год,	дни	347
5	Норма рентабельности,	%	20
6	Налог на прибыль	%	20
7	Среднесуточный дебит нефти наклонно-направленной скважины, т/сут	200	
8	Среднесуточный дебит нефти горизонтальныой скважины, т/сут	300	
9	Объём дополнительных капитальных вложений, млн. руб.	1,3	
11	Рост операционных затрат, млн. руб.	0,5	
12	Стоимость базовой скважины, млн. руб.	50	

4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_O = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, \quad (4.1)$$

где *Io* – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

I_1 – финансирование геологоразведочных работ, млн. руб.;

I_2 – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

I_3 – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

I_4 – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^{n} Qi, \quad (4.2)$$

где I_k – капитализация затрат, млн. руб.;

s – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

Q – прирост доказанных запасов нефти в i-том году, млн.тонн;

n – Период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_O = q * F * \sum_{i=1}^{n} k \qquad (4.3)$$

где Ro – выручка от реализации, млн. руб.;

q – Среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

F – Количество рабочих дней в году;

k – Количество вводимых скважин в i-том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль (p) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;

- доходность инвестиций;

- срок окупаемости;

- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;

- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \qquad (4.4)$$

p_i – Прибыль в i-том году;

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = p_i / I_i \quad (4.5)$$

I_i – Объем инвестиций в i-том году;

Срок окупаемости T_p (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / p_i \quad (4.6)$$

Выручка от реализации продукции (Bt) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$Bt = (Цн \times Qн + Цг \times Qг)^t, \quad (4.7)$$

где Цн, Цг - соответственно цена реализации нефти и газа в t-м году тыс. руб.;

Qн, Qг - соответственно добыча нефти и газа в t-м году тыс. тонн.

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объема производства.

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья, материалов, энергии, топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация

основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать двумя способами: absorption costing (традиционный способ, с полным распределением затрат); marginal costing (маржинальный метод, по переменным издержкам).

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании absorption costing в период роста объёма продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе absorption costing прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства. Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную

информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные, и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю.

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost- profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдёт с финансовыми результатами, если определённый уровень производительности (дебит скважины) или объём производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B/(w-a), \tag{4.8}$$

где T_k – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

B – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

w – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

a – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта.

Таблица 4.2 – Результаты расчета порога рентабельности

№ п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
1.	**Основные экономические показатели**			
	Капитальные затраты на мероприятие	40	41,3	1,3
	Выручка от реализации, млн. руб.:	832,80	1249,20	416,40
	- себестоимость добычи;	666,24	666,74	0,50
	- прибыль	166,56	582,46	415,90
2.	**Эффективность от деятельности**			
	Рентабельность, %	20,0	46,6	26,6
	Срок окупаемости капитальных вложений, лет		0,003	1 месяц

Таблица 4.3 – Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	1249200
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	582460
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	666740
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	400044
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	266696
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	849156
7.Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	68
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	ПR	390000
9.Запас финансовой устойчивости,тыс. руб.	Зфу	1249198
- в натуральном выражении, тыс. руб		1228700

Произошло увеличение рентабельности проекта с 20% до 46,6%. Технология окупается за 1 месяц.

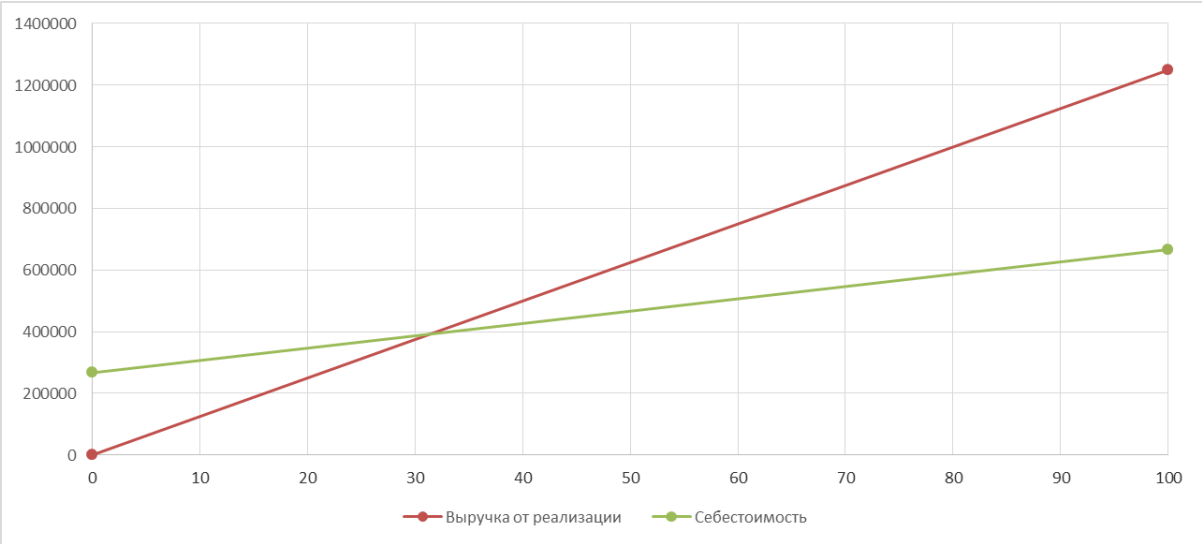


Рисунок 4.1 – График порога рентабельности

Таблица 4.4 – Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	1249200
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	582460
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	666740
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	а	3843
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	266696
6.Цена 1 тонны, руб.	w	12000
7.Объем добычи, тонн в год	Q	104100
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	38000

Вывод:

Проведенные работы позволяют увеличить рентабельность технологии более чем в 2 раза, и могу быть рекомендованы для реализации.

Рисунок 4.2 – График точки безубыточности проекта

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
З-2Б4Г	Субботин Денис Васильевич		
Школа	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение школы (НОЦ)**	**Отделение нефтегазового дела**
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/специальность**	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения: *– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и т.д.)* *– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы)* *– чрезвычайных ситуаций социального характера*	Рабочее место располагается на кустовой площадке, с которой осуществляется добыча нефти. Работы ведутся как в дневное так и ночное время, в холодную и жаркую погоду. На кустовой площадке присутствует техника, создающая электромагнитные поля, шум, вибрационное воздействий. Поскольку работы ведутся с легковоспламеняющимся флюидом, существует угроза возникновения пожара, что требует повышенного внимания к данному вопросу.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	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)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: *– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;* *– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны*	– характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства: – рабочая смена 12 часов. Контроль над работой оборудования проходит в две смены. – правильная компоновка рабочих мест.
2. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: *– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;* *– действие фактора на организм человека;* *– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);* *– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)*	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, сенсибилизирующие, концерогенные. Индивидуальные средства защиты: – беруши при высоком уровне шума; – применение спецодежды и противогазов; – налобная повязка для защиты от электромагнитных излучений
3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности	Опасные факторы: – движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; –

– *механические опасности (источники, средства защиты;* – *термические опасности (источники, средства защиты);* – *электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);* – *пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)*	электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; – химически опасные – мутагенные и влияющие на репродуктивную функцию. Средства защиты: проведения инструктажа, применение спецодежды и противогазов.
4. Охрана окружающей среды: – *защита селитебной зоны* – *анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);* – *анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);* – *анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);* *разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на*	В работе рассмотрены средства защиты окружающей среды по следующим направлениям: 1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
5. Защита в чрезвычайных ситуациях: – *перечень возможных ЧС на объекте;* – *выбор наиболее типичной ЧС;* – *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;* – *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;* – *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий*	Наиболее опасными ЧС являются: - выбросы пластового флюида; - возникновение пожаров; -обрушение производственных помещений; -транспортные аварии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Г	Субботин Денис Васильевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДНИЕ

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности разработки Гураринского месторождения. 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.

5.1 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.

5.2 Производственная безопасность

Таблица 5.1 – 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»; [9] 2. СП 52.13330.2016 [10] 3. СП 51.13330.2011[11] 4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [12] .

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 80дБА. 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 [11].

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 [12].

Таблица 5.2 – 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 [11].

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.

5.3 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, является 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, воздуховоды, 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.

5.3.1 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, исключающих 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.

5.3.2 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.

5.3.3 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;

- обордюривание 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 нелицензированной охоты на территории месторождения;

- рекультивация нарушенных земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

а) природного характера:

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

б) техногенного характера:

- пожара
- розлива 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 [13].

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломами, ведрами и огнетушителями ОХП-10, 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;

- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И - индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Заключение

В работе приведены основные источники опасного и вредного воздействия на человека.

Работы на кустовой площадке являются потенциальным источник нанесения вреда жизни и здоровью человека.

Для того чтобы этого избежать необходим контроль за источниками негативного воздействия, соблюдение основных правил, использование защитной амуниции.

Также все сотрудники должны знать правила безопасности и поведения в ЧС, на кустовых площадках должны присутствовать люди, отвечающие за безопасность.

Также в работе уделено внимание охране природы, приведены мероприятия, позволяющие снизить негативное воздействие на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках анализа работы механизированного фонда скважин Гураринского месторождения были изучены различные способы эксплуатации скважин, встречающихся в Западной Сибири.

Из проделанной работы можно сделать вывод, что ключевую роль при подборе режима эксплуатации играют следующие факторы:

- Пластовое давление;
- Целевое значение забойного давления (депрессии);
- Обводненность;
- Коэффициент продуктивности;
- Газовый фактор;
- Линейное давление.

В Западной Сибири преобладает применение УЭЦН, за счет высокой эффективности, низкой стоимости, а также возможности поддерживать низкие забойные давления.

Данный вывод подтверждается и на Гураринском месторождении – более 93% нефти добыто механизированным способом, при этом более 70% с использованием ЭЦН.

Эксплуатация скважин фонтанным способом позволяет снизить забойное давление до 16 МПА, при этом скважины с обводненностью более 50% не смогут фонтанировать в таких условиях.

При этом использование ЭЦН позволит снизить забойное давление до 10 МПА и тем самым увеличить депрессию более чем в 2 раза.

Даже с учетом снижения пластового давления и стартовой обводненности увеличение дебита нефти позволит в 2 раза увеличить рентабельность месторождения.

Исходя из вышесказанного следует, что механизированный фонд работает эффективно, рекомендуется его дальнейшее применение.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бобрицкий Н.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1988 г., 200 с.
2. Никишенко С.Л. «Нефтепромысловые машины и механизмы» - М: УМК, 2005 г., 342 с.
3. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. Москва, 2010 г., 224 с.
4. Алфёров А.В. Выбор стратегии механизированной добычи нефти при концептуальном проектировании разработки// SPE-176670-RU– 2015. – С. 13.
5. Никишенко С.Л. «Нефтепромысловые машины и механизмы» - М: УМК, 2005 г., 248 с.
6. Ефимов Д.В. Сопряженное композиционное моделирование систем подготовки нефти и газа: учет детального материального и компонентного баланса // Нефтяное хозяйство, 2012, № 4.
7. Флешмен Р., Механизированная добыча для увеличения дебитов. Нефтегазовое обозрение: Шлюмберже, весна 2000, т. 5, № 1, с. 53-71
8. Петров А., , Выбор и опробование способов механизированной добычи высоковязкой нефти в условиях пескопроявления//SPE 135973, 2010
9. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
10. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
11. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция
12. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
13. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.