

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

АНАЛИЗ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ САМОЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.054(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Алентьев Евгений Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына 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			

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		
P1	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) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	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
P3	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) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	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) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	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)
P6	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		
P7	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) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	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)
Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
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,) (АВЕТ-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) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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 нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю. А.

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Алентьеву Евгению Евгеньевичу

Тема работы:

Анализ механизированного фонда скважин при разработке Самотлорского нефтяного месторождения (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора	1828/с от 11.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Техническая, технологическая и нормативная информации по Самотлорскому нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, учебники и т.п.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Особенности геологического строения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных горизонтов Самотлорского месторождения. 2. Состояние разработки месторождения. 3. Исследования особенностей работы насосного оборудования при эксплуатации фонда скважин. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н., Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Марина Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Особенности геологического строения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных горизонтов Самотлорского месторождения	
Состояние разработки месторождения	
Исследования особенностей работы насосного оборудования при эксплуатации фонда скважин	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Алентьев Евгений Евгеньевич		

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 бакалавриат
 Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
18.03.2019	Особенности геологического строения и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных горизонтов Самотлорского месторождения	25
25.03.2019	Состояние разработки месторождения	25
08.04.2019	Исследования особенностей работы насосного оборудования при эксплуатации фонда скважин	25
18.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
13.05.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульников Маргарита Радиевна	к.г.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 60 с., 11 рис., 8 табл., 15 источников.

Ключевые слова: месторождение, скважина, нефть, эксплуатация, механизированный фонд, показатели, пласт, оборудование, УЭЦН, ЩГНУ.

Объектом исследования бакалаврской работы является Самотлорское нефтяное месторождение, на котором осуществляет добычу и подготовку нефти предприятие АО «Самотлорнефтегаз».

Целью работы является анализ эффективности эксплуатации скважин и изучению влияния осложняющих факторов таких, как солеотложение, механические примеси и др. на работу УЭЦН и способам борьбы с ними на Самотлорском месторождении.

В данной работе представлены сведения о геолого-физических характеристиках Самотлорского месторождения, дан анализ текущего состояния разработки продуктивных пластов, динамики текущих дебитов, обводненности продукции, энергетического состояния пластов и системы разработки. В работе дано описание эксплуатационного фонда скважин, выявлены осложнения в процессе эксплуатации. Проанализирована эффективность эксплуатации работающих на данный момент УЭЦН. Также в работе рассматривается организация работ по промышленной безопасности, охране труда в обществе и основные требования соблюдения экологической безопасности на месторождении.

Оглавление

Введение	10
1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	12
1.1 Геологическое строение	12
2 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	25
2.1 Анализ структуры фонда скважин	25
2.2 Анализ основных показателей эксплуатации фонда скважин	23
3 ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНДА СКВАЖИН	26
3.1 Конструкция добывающих и нагнетательных скважин	28
3.2 Устьевое и глубинно-насосное оборудование скважин Самотлорского месторождения	29
3.3 Осложнения при добыче нефти и методы их устранения на Самотлорском месторождении	36
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	43
4.1 Расчет затрат на проведение мероприятий по борьбе с осложнениями при эксплуатации механизированного фонда скважин на исследуемом месторождении	46
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	50
5.1 Производственная безопасность	50
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов	50
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов	51
5.2 Экологическая безопасность	52
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	54
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	55
Заключение	58
Список использованных источников	59

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ПО	– производственное объединение
ГОП	– гидравлическая обработка пласта
МГД	– метод глубоких депрессий
ОПЗ	– обработка призабойной зоны
МУН	– методы увеличения нефтеотдачи
ГТМ	– геолого-технические мероприятия
ГИС	– геофизические исследования скважин
ВНК	– водонефтяной контакт
ГДИ	– гидродинамические исследования
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
КИН	– коэффициент извлечения нефти
НИЗ	– начальные извлекаемые запасы
ТИЗ	– текущие извлекаемые запасы
ППД	– поддержание пластового давления
ЭЦН	– электрический центробежный насос
ШГН	– штанговый глубинный насос
КРС	– капитальный ремонт скважин
ЦКР	– центральная комиссия по разработке
ВНФ	– водонефтяной фактор
ПГИ	– промысловые геофизические исследования
НКТ	– насосно-компрессорные трубы
ПГИС	– промысловые геофизические исследования скважин
КРТ	– коэффициент работающей толщины
КОХВ	– коэффициент охвата
КВСКР	– коэффициент вскрытия
СКО	– соляно-кислотная обработка
ПЗП	– призабойная зона пласта
РИР	– ремонтно-изоляционные работы

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время ярко выражена тенденция возрастания добычи нефти механизированными способами эксплуатации скважин. Лидирующее положение в данный момент занимают установки штанговых глубинных насосов и электроцентробежных насосов. Ни для кого не секрет, что УЭЦН уделяется все больше и больше внимания. Сейчас ими оборудовано более 80% от общего фонда нефтяных скважин и добывается более 75% нефти нашей страны. Однако в связи с изменением структуры разведанных отечественных запасов нефти в сторону более вязкой и тяжелой нефти установки ЭЦН будут малоэффективны, так как в таких условиях они будут иметь низкий КПД. Таким образом, установки штанговых насосов могут вновь стать востребованными.

В данной работе будет проведен анализ эксплуатации скважин Самотлорского месторождения установками ШГН и УЭЦН. Будут выявлены основные причины выхода из строя насосного оборудования, а также будут предложены возможные пути решения данных проблем.

скорость течения 0,5 м/сек. Навигация начинается во второй половине мая и заканчивается в середине октября. Река Ватинский-Ёган, расположенная на северо-западе месторождения, не судоходна.

Отличительной особенностью района является его крайняя заболоченность, а также многочисленность больших и малых озер. Непосредственно на территории месторождения расположены следующие крупные озера: Самотлор (62 км²), Кымыл-Эмтор, Белое, Окуневое, Калач, Проточное; в северо-западной части - озера Мысовое, Урманное, Вильент, Островное и множество небольших безымянных озер. Суммарная площадь, занимаемая крупными озерами, равна примерно 130 км², что составляет около 15% всей площади месторождения.

Самотлорское нефтяное месторождение относится к крайне сложным объектам разработки как по своему геологическому строению. Нефть на Самотлорском месторождения добывается только механизированным способом. При этом на эффективность работы механизированных скважин влияет ряд осложняющих факторов, которые присутствуют на месторождении.

Геологический разрез Самотлорского месторождения (рисунок 1.2) представлен мощной (около 3000 м) толщей осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента. [3]

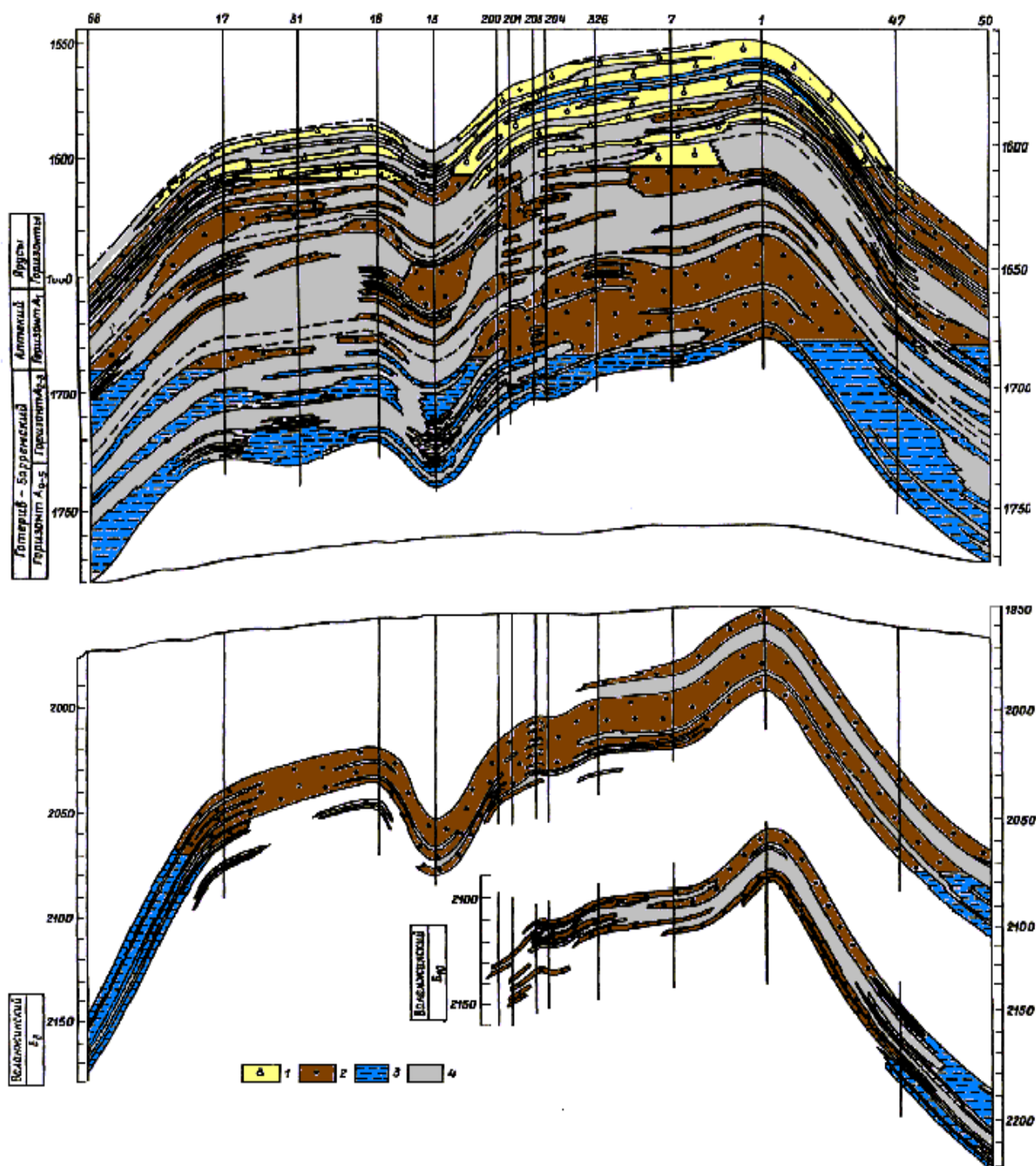


Рисунок 1.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез: 1–газонасыщенные пласты; 2 – нефтенасыщенные пласты; 3 – водонасыщенные пласты; 4 - глины.

В геологическом строении района принимают участия породы доюрского фундамента, мезокайнозойских терригенных отложений ортоплатформенного чехла. В разрезе последнего выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные образования (таблицы 1.1 и 1.2).

Таблица 1.1 – Состав стратиграфического разреза скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервал, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (кровля)	до (подошва)			град	мин	
0	125	Четвертичная система	Q	0	000	1,3
125	140	Журавская свита	P ² ₃	0	000	1,3
140	240	Новомихайловская свита	P ² ₃	0	000	1,3
240	350	Атлымская свита	P ¹ ₃	0	000	1,3
350	390	Чеганская свита	P ¹ ₃	0	000	1,3
390	560	Люлинворская свита	P ² ₂	0	000	1,3
560	685	Талицкая свита	P ₁	0	000	1,3
685	740	Ганькинская свита	K ₂	0	000	1,3
740	810	Березовская свита	K ₂	0	000	1,25
810	865	Кузнецовская свита	K ₂	0	000	1,25
865	1600	Покурская свита	K ₂ +K ₁	0	30	1,25
1600	1710	Алымская свита	K ₁	0	30	1,25
1710	2200	Вартовская свита	K ₁	0	30	1,25
2200	2450	Мегионская свита	K ₁	0	-	1,25
2450	2475	Баженовская свита	J3	1	30	1,25
2475	2524	Георгивская свита	J3	1	30	1,25
2524	2630	Васюганская свита	J3	1	30	1,25

Таблица 1.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)		
Q	0	125	пески, глины,	Глины серые, пески желтовато-серые
P ₃ ²	125	140	глины	Глины серые с прослоями бурых углей, пески серые с/з и м/з
P ₃ ²	140	240	пески, глины, алевролиты	Глины з-серые с прослоями песка и алевролита
P ₃ ¹	240	350	опоки, глины	Глины диатомовые, алевролитистые с прослоями опок
P ₃ ¹	350	390	глины	Глины серые песчанистые.
P ₂ ²	390	560	глины	Глины алевритистые, опокovidные
P ₁	560	685	глины	Глины серые с прослоями алевролитов и глинистых известняков
K ₂	685	740	глины	Глины серые, известковистые с линзами песков
K ₂	740	810	глины, опоки	Глины зеленовато-серые с прослоями опок
K ₂	810	865	глины	Глины зеленовато-серые
K ₂ +K ₁	865	1600	песчаники, глины, пески	Чередование песков, глин, песчаников, алевролитов, глинистых известняков
K ₁	1600	1710	аргиллиты, алевролиты, песчаники	Аргиллиты серые, плотные, песчаники м/з, рыхлые, алевролиты серые, слюдистые
K ₁	1710	2200	аргиллиты, алевролиты, песчаники	Аргиллиты серые, слюдистые, песчаники темно-серые, алевролиты серые
K ₁	2200	2450	аргиллиты, алевролиты, песчаники	Песчаники серые алевритистые с включениями растительного детрита
J ₃	2450	2630	аргиллиты	Аргиллиты темно-серые с включениями глауконита

1.1 Геологическое строение

Самотлорское нефтяное месторождение в региональном тектоническом плане приурочено к крупной положительной структуре первого порядка – Нижневартовскому своду [3].

Свод представляет вытянутое в юго-восточном – северо-западном направлениях поднятие, ограничено по периметру глубинными разломами, которые выделены по данным гравитационных и магнитных съемок.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западносибирской геосинеклизы свод ограничен с запада Ярсовым крупным прогибом, с юга и юга-запада Юганской мегавпадиной, а с востока Колтогорским крупным прогибом.

Протяженность вытянутой оси структуры составляет 300 км, короткой - в центральной части свода – 180 км.

Нижневартовский свод по поверхности отражающего горизонта “Б”, отождествляемого с кровлей баженовской свиты, также представляет собой крупную платформенную структуру, осложненную куполовидными и валообразными поднятиями второго порядка.

Наиболее приподнятая часть свода осложнена Самотлорским куполовидным поднятием и Больше-Черногорским структурным мысом.

Самотлорское месторождение располагается в пределах одноименного куполовидного поднятия (КП), в состав которого входят Самотлорская, Мартовская, Галинская, Белозерная, Черногорная, Новогодняя, локальные структуры III - IV порядка.

Все они оконтурены изогипсой – 2350-2475 м и имеют амплитуду порядка 50-100 метров.

По отражающему горизонту “М”, приуроченному к низам аптского яруса, структурный план Самотлорского поднятия существенно выполаживается. В частности, отдельные структуры III порядка, четко выделяемого по горизонту “Б”, объединяются в единое куполовидное поднятие. Так, Белозерная, Самотлорская и Мартовская структуры по существу превращаются в незначительного размера осложнения единой структурной единицы и имеют небольшие амплитуды (10-25 м) при амплитуде всего купола 100-125 м.

Более существенные изменения структурного плана происходят по кровле самого верхнего продуктивного пласта АВ1 – Черногорское, Мартовское, Белозерное поднятие практически сливаются с Самотлорским. С севера и востока они имеют контур изогипсы – 1690 м, а на западе раскрываются (отметки – 1640-1650 м) в сторону Аганского поднятия. Углы наклона крыльев до 1°45'.

Продуктивные пласты месторождений нефти и газа на Самотлорском месторождении представлены в основном песчано-алевролитовыми коллекторами с межзерновой пористостью, преобладающее значение (свыше 60%) имеют породы-коллекторы III класса ($K_{пр}=100-500$ мД).

Вышеизложенное свидетельствует об унаследованном характере развития структур Самотлорского месторождения, где наяву с тектоническим фактором сыграли заметную роль процессы их облегания.

На Нижневартовском своде в середине нижнего валанжина на юге и севере отмечается значительное опесчанивание разреза. Одновременно появляются выдержанные по простиранию пласты песчаников, перекрытые однородными глинистыми породами, играющими роль зональной покрывки. Наиболее выдержанным является пласт БВ10. Конец нижнего готерива на Вартовском своде складывается из средней части вартовской свиты. Пачка представлена линзовидным переслаиванием зеленых комковатых глин и серых песчаников. Пласты песчаников гидродинамически связаны между собой за счет многочисленных литологических окон. Крупных залежей нефти и газа не выявлено. Пластам низов готерива Нижневартовского свода условно присвоены индексы от БВ1 до БВ4. В конце нижнего готерива произошла трансгрессия моря и в связи с этим нижние части пимской пачки опесчанены, в которых местами зафиксированы нефтепроявления. Породы верхнего готерива на Нижневартовском своде представлены линзовидным переслаиванием песчаников и зеленых глин. В этой пачке выделяются пласты АВ7 и АВ8.

В отложениях Кайнозойской группы не предполагаются залежи нефти и газа. Нужно отметить, что они расчленяются на два комплекса пород, резко

различающихся по условиям осадконакопления и литологическому составу пород. Палеоценовые, эоценовые и олигоценовые отложения накапливались в нормальных морских условиях и представлены они глинистыми и кремнисто-глинистыми породами. Мощность морских отложений 350-450м (талицкая, люлинворская, тавдинская свиты). Следует отметить, что в северо-восточной и северной частях Нижневартовского свода морские глинистые отложения чеганской свиты замещаются прибрежно-морскими с прослоями континентальных отложений юрковской толщи, сложенной песками и песчаниками чеганского облика.

Часть нижнеолигоценовых и верхнеолигоценовых отложений накапливались в континентальных условиях и представлены песками, алевроитами и глинами с преобладанием первых. В этих отложениях выделяются атлымская, новомихай-ловская, журавская свиты. Мощность их равна 20-250м. Неогеновые отложения на рассматриваемой территории отсутствуют и глинисто-песчаные отложения четвертичной системы залегают на размывтой поверхности новомихайловской или журавской свит. Мощность четвертичных отложений 20-30м.

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты выделяются три структурно-тектонических этажа.

Нижний этаж сформировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной плиты. Отложения этого возраста составляют её складчатый фундамент, тектоническое строение которого изучено к настоящему времени весьма слабо. В соответствии с последней тектонической схемой фундамента Западно-Сибирской низменности, составленной под редакцией И.Н.Ростовцева, район Самотлорского месторождения приурочен к области развития байкальской и салаирской складчатости.

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в условиях парагеосинклинали, существовавшей в пермо-триасовое время. От образований нижнего этажа эти породы отличаются

меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма. Развита она не повсеместно. В рассматриваемом районе отложения среднего этажа не вскрыты.

Верхний структурно-тектонический этаж - мезозойско-кайнозойский - типично платформенный, формировавшийся в условиях длительного, устойчивого погружения фундамента, характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород, слагающих осадочный чехол плиты. Отложения мезозойско-кайнозойского возраста содержат основные промышленные скопления нефти и изучены гораздо лучше других. Для мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты в 1968г. составлена тектоническая карта под редакцией И.Н.Ростовцева, которой мы пользуемся для описания морфологии надпорядковых структурных элементов и структурных элементов 1 порядка.

Тарховское куполовидное поднятие расположено в северо-восточной части Нижневартовского свода, входящего, в свою очередь в состав надпорядковой Хантейской антеклизы. Антеклиза граничит на юге и западе с Мансийской синеклизой, на востоке - с Колтогорско-Пуровским мегапрогибом, а на севере - с центральной зоной поднятий, выделяемой в бассейнах р.р. Пякупор, Пурпе и правой Хетты. Хантейская антеклиза, расположенная в центральной части Западно-Сибирской низменности, включает в себя положительные структурные элементы первого порядка: Сургутский свод на западе, Нижневартовский на востоке, Каймысовский свод и Верхне-Демьянский на юге.

Центральную часть антеклизы занимает отрицательный структурный элемент первого порядка - Юганская впадина.

Нижневартовский свод с запада ограничен от Сургутского Ярсомовским прогибом; на юго-западе и юге свод граничит с Юганской впадиной, на востоке с Колтогорским прогибом. Свод образован относительным поднятием крупного блока фундамента. Наличие такого приподнятого блока подтверждается единым, крупным минимумом поля силы тяжести и однообразным,

слабоотрицательным магнитным полем. С востока и запада блок ограничен зонами глубинных разломов, выделенных по характеру гравимагнитных аномалий и подтвержденных профилем глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ), проходящего в широтном направлении по реке Оби.

Наиболее четко Нижневартовский свод вырисовывается по поверхности юрского сейсмического горизонта “Б”. Максимальная амплитуда свода по этому горизонту составляет 450м (на западном склоне) и 250м (на восточном). Вверх по разрезу склоны свода выполаживаются настолько, что по кровле сеномана (горизонт “Б”) свод как самостоятельная структура не выделяется, а вместе с Сургутским сводом образует крупный структурный нос, открывающийся в восточном направлении. Строение платформенного чехла Нижневартовского свода сейсморазведкой изучена довольно полно вплоть до выявления всех возможных структур III порядка (всего более 30 структур). Бурением лучше всего изучены центральная и восточная части свода.

Все выявленные локальные поднятия - типично платформенные, пологие, изометрической или неправильной формы, с извилистыми контурами. Амплитуда их составляет 50-190м, наклон слоев на крыльях не превышает 1-2. Большинство структур свода являются погребенными, причем, в южной половине свода преобладают структуры, выраженные по юрскому горизонту, в северной - поднятия более длительного развития, сохраняющие еще заметную амплитуду и по аптскому горизонту. Часть структур III- го порядка по своему расположению и наличию общего приподнятого цоколя объединяются в положительные структуры II-го порядка (валы, куполовидные поднятия). На схеме 1968г. в пределах Нижне-Вартовского свода выделено 7 положительных структур II порядка: Аганское, Кедровое, Варьеганское и Тарховское куполовидные поднятия. Самотлорское месторождение нефти располагается в пределах Тарховского куполовидного поднятия. По опорному отражающему горизонту “Б” (баженовская свита верхней юры) куполовидное поднятие оконтуривается изогипсой - 2400м. На северо-западе, востоке и юге куполовидное поднятие ограничивается заметными погружениями. На севере

через небольшую седловину к нему примыкает валообразное поднятие Большой Черногорской и Мало-Черногорской структур. На юго-западе относительно приподнятая зона, с Мыхпайской структурой в седловине, протягивается к Мегионской и Ватинской структуре.

Тарховское куполовидное поднятие объединяет Самотлорскую, Мартовскую, Северо-Самотлорскую, Белозерную, Черногорскую структуры III-порядка. Все они оконтурены изогипсами - 2350-2475м и имеют амплитуду порядка 50-100м. Наибольшую амплитуду (100м) имеет собственно Самотлорская локальная структура, ее вершина - наиболее высокое место всего куполовидного поднятия.

По отражающему горизонту “М”, приуроченному к низам аптского яруса, структурный план Тарховского куполовидного поднятия существенно меняется. В частности, отдельные структуры II порядка: Ореховский, Мегионский, Зайцевский, Соснинский - валы, отдельные структуры III-порядка, четко выделяемые по горизонту “Б”, выполаживаются и более тесно объединяются в единое куполовидное поднятие. Белозерная, Мало-Самотлорская и Мартовская структуры превращаются в незначительного размера осложнения единой структурной единицы и имеют небольшие амплитуды (10-25м) при амплитуде всего купола 100-125м.

Морфология отражающего горизонта “Б” наиболее точно совпадает со структурным планом нижних продуктивных пластов месторождения, горизонта “М” - верхних пластов, поэтому при построении структурных карт по продуктивным пластам группы БВ за основу взята карта по горизонту “Б”, а по пластам группы АВ - карта горизонта “М”.

Залежи нефти и газа на Нижневартовском своде приурочены к мощной толще терригенных отложений, охватывающих возрастной диапазон от юры до сеномана включительно. Для всех без исключения горизонтов характерна послойная и зональная литологическая неоднородность, определяющая изменчивость физических свойств коллекторов.

2 СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Разработка Самотлорского месторождения в границах деятельности АО «Самотлорнефтегаз» начата в 1976 году. За период разработки добыто 6142 тыс. м³ нефти, что составляет 2,7 % от начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,008. Основные показатели разработки и на 1.01.2010 г. представлены в таблице 2.1[4].

Таблица 2.1 – Основные показатели разработки на 1.01.2010 г.

Показатели	АО «СНГ»
Добыча нефти в 2009 г, тыс.м ³	1373,1
Накопленная добыча нефти, тыс.м ³	4610,6
Добыча жидкости в 2007 г, тыс.м ³	2867,3
Накопленная добыча жидкости, тыс.м ³	9941,8
Обводненность, %	52,1
Закачка воды, тыс.м ³	308,5
Накопленная закачка воды, тыс.м ³	4535,9
Текущий КИН, ед.	0,011
Отбор от НИЗ, %	3,75
Темп отбора от НИЗ, %	1,12
Темп отбора от ТИЗ, %	1,15
Дебит нефти в 2007 г, м ³ /сут	10,4
Дебит жидкости в 2007 г, м ³ /сут	21,7
Приемистость в 2007 г, м ³ /сут	120,0
Эксплуатационный фонд добывающих скважин, шт.	422
Действующий фонд добывающих скв., шт.	388
Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин, шт.	17
Действующий фонд нагнетательных скв., шт.	14
Текущая компенсация, %	8,9
Накопленная компенсация, %	9,5

2.1 Анализ структуры фонда скважин

Характеристика пробуренного фонда скважин на Самотлорском месторождении по состоянию на 01.01.2010 г. представлена в таблице 2.2 [4].

Таблица 2.2 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 1.01.10 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	АО «СНГ»
Фонд добывающих скважин	Общий фонд	485
	Эксплуатационный фонд	422
Фонд добывающих скважин	в т.ч. действующие	388
	из них фонтанные	4
Фонд добывающих скважин	УЭЦН	152
	ШГНУ	222
	УВН	2
	СТР	8
	В бездействии	33
	В освоении	1
	В консервации	45
	Пьезометрические	1
	Наблюдательные	2
	Ликвидированные	15
Фонд нагнетательных скважин	Общий фонд	18
	Эксплуатационный фонд	17
	в т.ч. действующие	14
	В бездействии	3
	В освоении	0
	В консервации	0
	Пьезометрические	0
	Наблюдательные	0
	В ожидании ликвидации	0
	Ликвидированные	1

2.2 Анализ основных показателей эксплуатации фонда скважин

В добывающем фонде АО «СНГ» на 1.01.2010 г. составляет 485 скважин, в том числе в эксплуатационном фонде числится 422 добывающих и 17 нагнетательных скважин. В действующем добывающем фонде находятся 388 скважин (91,9 % эксплуатационного фонда), в бездействии числятся 33 скважины (7,8 %). В пассивном фонде находятся 63 скважины: 45 скважин – в консервации, 3 скважины – контрольные и пьезометрические, 15 – скважин ликвидировано. Распределение добывающего фонда скважин по категориям фонда показано на рисунке 2.1.

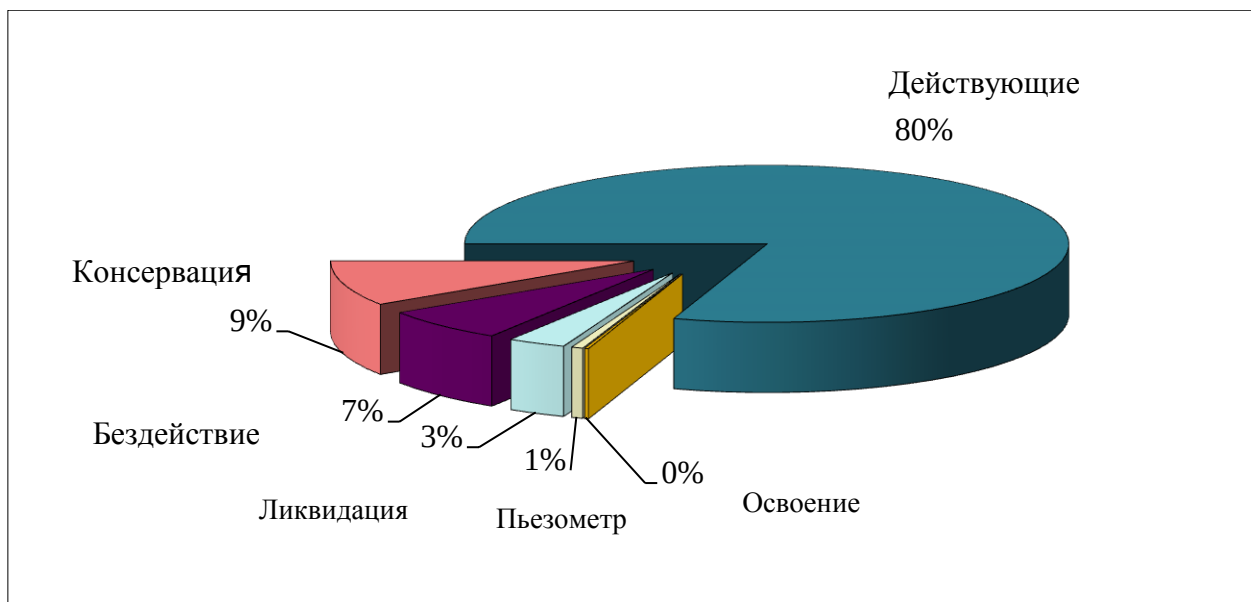


Рисунок 2.1 – Характеристика добывающего фонда скважин на 1.01.10 г.

Практически весь действующий фонд эксплуатируется механизированным способом, фонтаном работают 4 скважины.

Среднегодовые дебиты жидкости за весь период разработки изменялись от 3,3 м³/сут до 34,0 м³/сут. Максимальный дебит отмечался в 1987 году. В 2007 году средний дебит жидкости составил 21,7 м³/сут, при обводненности продукции 52,1%. Средний дебит нефти – 10,4 м³/сут. Действующий фонд можно характеризовать как низкодебитный. Наибольшее количество добывающих скважин (150 скважин) эксплуатируется с дебитами по жидкости менее 10 м³/сут (38,7 % действующего фонда). С дебитами жидкости в интервале 10 – 20 м³/сут, и 20 – 50 м³/сут эксплуатируется равное количество – соответственно 94 и 95 скважин (около 50 % скважин), это скважины после проведения ГРП.

Основной объем действующего фонда эксплуатируется с обводненностью от 20% до 60% - 182 скважины (46,9 %). Число высокообводненных скважин невысоко и составляет 20 скважин (5,2 %). В общем, нагнетательном фонде находятся 18 скважин, из них действующие – 14, 3 скважины находятся в бездействии и одна ликвидирована.

Распределение нагнетательных скважин по категориям фонда показано на рисунке 2.2.

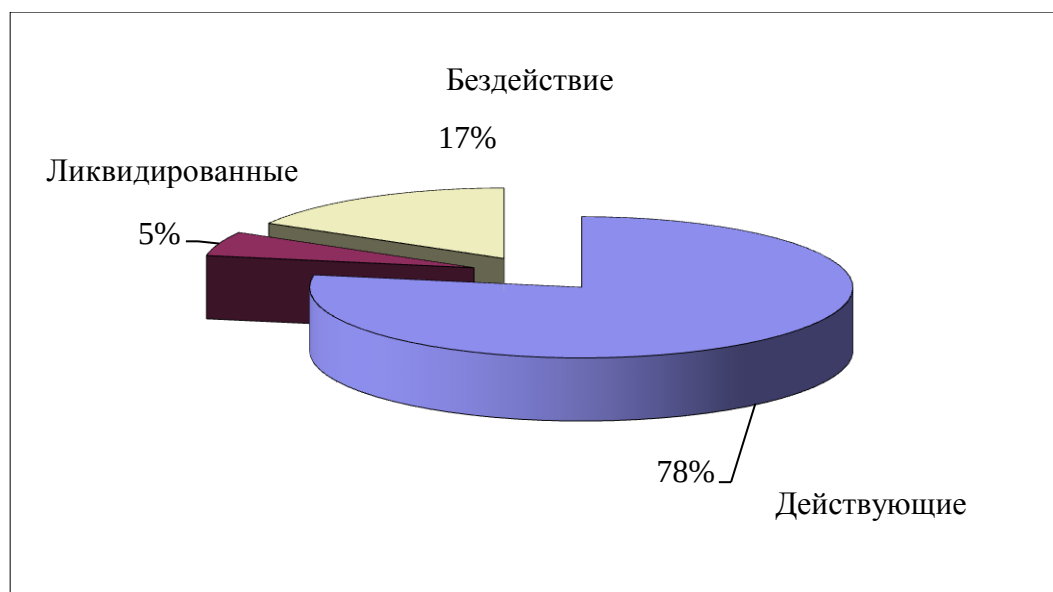


Рисунок 2.2 – Распределение нагнетательных скважин по категориям фонда

3 ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНДА СКВАЖИН

Основная доля добычи нефти в России осуществляется установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Для Тюменской области, по-прежнему остающейся основным регионом добычи нефти, данный способ является значительным, как по объему добываемой продукции, так и по количеству эксплуатационного фонда скважин. Так, в регионе УЭЦН обеспечивает – 70 % объема добычи, фонд скважин, эксплуатируемых УЭЦН составляет около 60%. Анализ работы погружного оборудования на промыслах показал, что в установках модульного исполнения (УЭЦНМ) возросло на 25-30 % количество отказов в насосных установках, по сравнению с немодульными конструкциями (ЭЦН), при этом резко возросло количество отказов типа «полет». Количество отказов различно по нефтяным компаниям, при примерном соотношении по типам отказов. Отказы распределяются следующим образом при общей тенденции к снижению: обрывы по НКТ 31,9% (2003 год - снижение за 10 лет на 13,1 %), обрывы по фланцевым соединениям насосных секций и модульголовки – 26,4 (снижение 7,6%), по гидрозащите – 5,4 % (снижение на 1,6%). Применение секционных электродвигателей и газосепараторов увеличило число отказов с 4% до 9,4% и 12,4% соответственно. Установлено, что основной причиной расчленения установок (особенно в верхней части: по трубам, фланцевым соединениям и телу секций) является повышенная вибрация насосных агрегатов модульного исполнения. Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений характеризуется высокой обводненностью продукции, с содержанием значительного количества механических примесей и солей, интенсификацией процессов коррозии оборудования. На этой стадии разработки форсированные режимы работы скважин являются одним из решающих факторов увеличения объемов добычи нефти и поэтому применение

высокопроизводительных УЭЦН особенно оправдано, однако в этом случае возникает большое количество осложнений.

С ростом вязкости откачиваемой жидкости КПД и напор УЭЦН падают; а потребляемая мощность растет. При откачке обводненной нефти образуется стойкая эмульсия, значительно более вязкая, чем нефть в пластовых условиях. Применяемые в настоящее время УЭЦН могут работать при величинах вязкости жидкости (эмульсии) не более 350 мПа·с, (что имеет место при вязкости нефти в пластовых условиях до 80 мПа·с), при этом подача падает до 0,7 от подачи на воде, а потребляемая мощность возрастает в 1,7 раза [3]. К положительным особенностям УЭЦН при эксплуатации скважин с высоковязкой нефтью относят нагрев продукции теплом от двигателей, что вызывает некоторое снижения вязкости откачиваемой жидкости. Наиболее целесообразно использовать УЭЦН для эксплуатации высокодебитных скважин с высоковязкими нефтями (ВВН), имеющих высокую температуру, и, следовательно, сравнительно невысокую вязкость. Установки винтовых насосов с погружным электродвигателем предназначены для добычи нефти повышенной вязкости и газосодержания. Выпускаются серийно. Установка состоит из насоса, соединенного с погружным электродвигателем, гидрозащиты, ПЭД, кабельной линии, станции управления и трансформатора. Компоновка аналогична ЭЦН. Производительность не регулируется. Насос объемного типа, рабочие органы – стальной однозаходный винт и двухзаходная обойма, обрезиненная изнутри. Винт, вращаясь в обойме, совершает сложное планетарное движение. За один оборот винта замкнутые полости, имеющие винтообразную форму, перемещаются с заключенной в них средой на один шаг обоймы в осевом направлении в сторону нагнетания. При вращении винта непрерывно открываются и замыкаются полости, образуемые винтом с обоймой. По температуре среды установки подразделяются на 4 типа: до 30 °С, от 30 до 50 °С, от 50 до 70 °С и до 90 °С. Эксплуатация установок не в своем диапазоне приводит либо к значительному ухудшению параметров насоса, либо к преждевременному выходу из строя

Подъем жидкости установками скважинных штанговых насосов УСШН – самый распространенный способ эксплуатации скважин, продукция которых имеет повышенную вязкость. Основные трудности заключаются в обеспечении движения штанговой колонны вниз и снижении надежности работы штанговой колонны из-за увеличения нагрузок в точке подвеса штанг. Серийное оборудование обеспечивает подъем на поверхность жидкости с вязкостью до 600 мПа·с, хотя при худших (по сравнению с паспортными) технологических и экономических показателях.

3.1 Конструкция добывающих и нагнетательных скважин

Стратиграфический разрез, литологическая характеристика, физико-механические свойства слагающих горных пород по всей площади Самотлорского месторождения сходны. В связи с этим принимается единая конструкция скважин в целом для всего месторождения. Выбор конструкции скважин произведен с учетом геологической характеристики раздела, их назначения и способа эксплуатации.

Конструкция добывающих и нагнетательных скважин следующая:

- направление спускается на глубину 30 м для предотвращения загрязнения верхних горизонтов и размыва устья и цементируется до устья;
- кондуктор спускается на глубину 600 м для перекрытия зоны осыпей и обвалов и цементируется до устья;
- эксплуатационная колонна спускается на глубину 2556 м, уровень подъема цемента на 150 м выше башмака кондуктора, а в нагнетательных скважинах до устья[2].

Схема конструкции добывающей скважины приведена на рисунке 3.1.

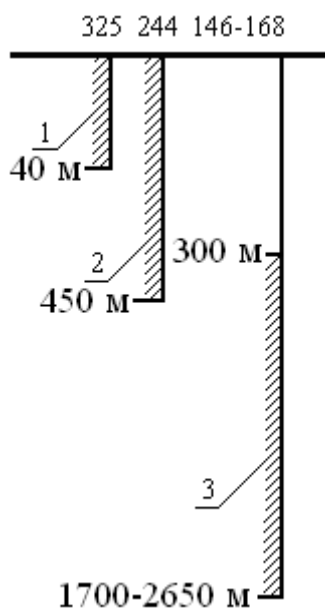


Рисунок 3.1 – Схема конструкции добывающей скважины

3.2 Устьевое и глубинно-насосное оборудование скважин Самотлорского месторождения

Эффективность добычи нефти зависит от условий эксплуатации скважин, определяющих выбор подземного и наземного оборудования, режимов работы оборудования. Условия эксплуатации обусловлены геофизической характеристикой скважины, глубиной залегания продуктивных пластов, динамическим уровнем, составом откачиваемой пластовой жидкости, содержанием воды, газа, наличием песка в жидкости, вязкостью, температурой и т.д. [6]. Режимы эксплуатации скважин определяются объемными скоростями пластовой жидкости выходящей в скважину, которые со временем изменяются с изменением притока, уменьшением подачи насосной установки от солеотложений и износа, остановках при заменах и ремонтах оборудования [7].

Оборудование устья скважин всех типов предназначено для герметизации затрубного пространства, отвода продукции скважины, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских

работ. Оно комплектуется в зависимости от способа эксплуатации. На Самотлорском месторождении применяются следующие механизированные способы добычи пластовой жидкости: [2]

- эксплуатация электроцентробежными насосами;
- эксплуатация глубинными штанговыми насосами;
- эксплуатация струйными насосами.

При эксплуатации скважин электроцентробежными насосами устье скважины оборудуется колонными головками ООУС-2-210х168х245, которые предназначены для обвязки смежных обсадных колонн, выступающих над устьем, с целью их подвески, герметизации межколонного пространства и контроля давления. Оборудование для обвязки устья скважин ООУС-2-210х168х245 изготавливается в категории исполнения УХЛ по ГОСТ 15150-69 и предназначено для работы в условиях климатических районов П2-П5 по ГОСТ 16350-80. Оборудование изготавливается на рабочее давление на 21 и 35 МПа, для двухколонной конструкции скважин. Преимуществом этого оборудования является повышенная надежность герметизации межтрубного пространства за счет регулирования величины поджатия уплотнительных элементов; компактно и не металлоемко, имеет повышенную монтажеспособность, окончательная сборка не требует подъемно-транспортной техники и проведения сварочных работ; удобно при ремонте и обслуживании за счет замены уплотнительных элементов, в случае разгерметизации, без остановки работы скважины.

При эксплуатации скважин глубинными штанговыми насосами устье скважины оборудуется также колонными головками ООУС-2-210х168х245. Фонтанная арматура применяется АУШ-40х14, которая предназначена для герметизации устья скважин при эксплуатации, контроля давления в затрубном пространстве, выполнения технологических операций в процессе работы и ремонта скважин. Арматура предназначена для работы в условиях климатических районов П2-П5 по ГОСТ 16350-80. Климатическое исполнение УХЛ, категория размещения при эксплуатации I – по ГОСТ 15150-69.

Преимуществом данной фонтанной арматуры является повышенная надежность уплотнения сальникового узла; конструкция позволяет осуществлять контроль режима работы скважины; конструкция сальникового узла позволяет компенсировать несносность станка-качалки и колонны штанг, возникающих в процессе монтажа и эксплуатации; позволяет производить смену уплотнительных манжет без глушения скважины. Особенностью данного изделия является резьбовое соединение отдельных элементов в узлах обвязки и соединение узлов с помощью быстроразъемных соединений.

Устьевой сальник СУСГ 2-31(25)x140 предназначен для уплотнения устьевого штока при эксплуатации нефтяных насосных скважин. Сальник входит в состав устьевой арматуры для штангового насоса АУШ-40x14. Преимуществом сальника является его конструкция, которая позволяет компенсировать несоосность станка-качалки и колонны штанг в размере 15 мм и повысить надежность уплотнения (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Глубинные штанговые и электроцентробежные насосы, применяемые на Самотлорском месторождении

Марка насоса	Марка насоса
ЭЦНМ5-25-1700	ЭЦН5-50-1750
ЭЦН5-25-1750	ЭЦН5-50-1400
ЭЦН5-30-1750	ЭЦН5-50-2050
ЭЦНМ5-35-2100	ЭЦН5-50-2100
ЭЦН5-35-2100	ЭЦН5-60-1750
ЭЦН5-35-1850	ЭЦНМ5-60-1700
ЭЦН5-35-1600	ЭЦН5-60-1700
ЭЦНМ5-45-1750	ЭЦНМ5-80-2100
ЭЦН5-45-1750	ЭЦН5-80-2100
ЭЦН5-50-2100	ЭЦН5-80-1750
ЭЦНМ5-50-1700	ЭЦН5-80-1600
ЭЦН5-50-1700	ЭЦН5-80-1850
ЭЦН5-50-1550	ЭЦН5-80-1700
ЭЦН5-80-1800	НВ-29

Схема компоновок подземного и наземного оборудования УЭЦН и ШГНУ на скважине представлены на рисунках 3.2 - 3.5.

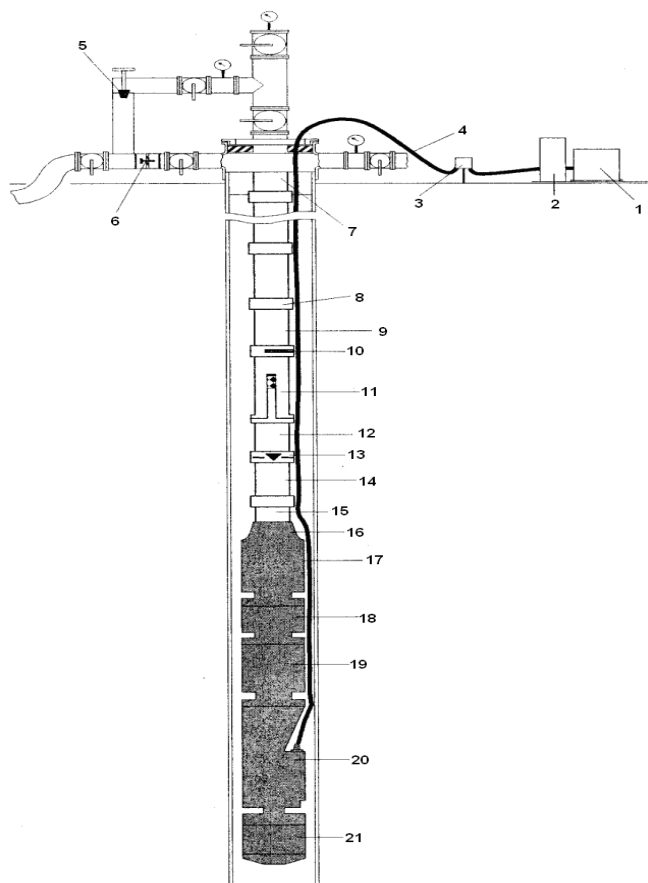


Рисунок 3.2 – Схема компоновки оборудования УЭЦН на скважине: 1- трансформатор; 2-станция управления; 3-клеммная коробка; 4-кабельная линия; 5-регулируемый штуцер; 6-обратный клапан; 7-маркированный патрубок в зависимости от размера труб; 8-при подвеске из НКТ-2” переход на 2,5” выполняется переводником из муфты от НКТ-2” с внешней резьбой под муфту НКТ-2,5”; 9- 4-я НКТ 2,5”; 10-сбивной клапан; 11- 3-я НКТ (шламовая труба для ЭЦН, производительностью до 125 м³/сут); 12- 2-я НКТ 2,5” марки “К”; 13-обратный клапан; 14- 1-я НКТ 2,5” марки “К”; 15- маркированный патрубок 2,5” марки “К”, длиной 1 м, резьбой 10 ниток на 1”; 16-ловильная головка; 17-ЭЦН; 18-газосепаратор; 19-протектор; 20- электродвигатель; 21-компенсатор.

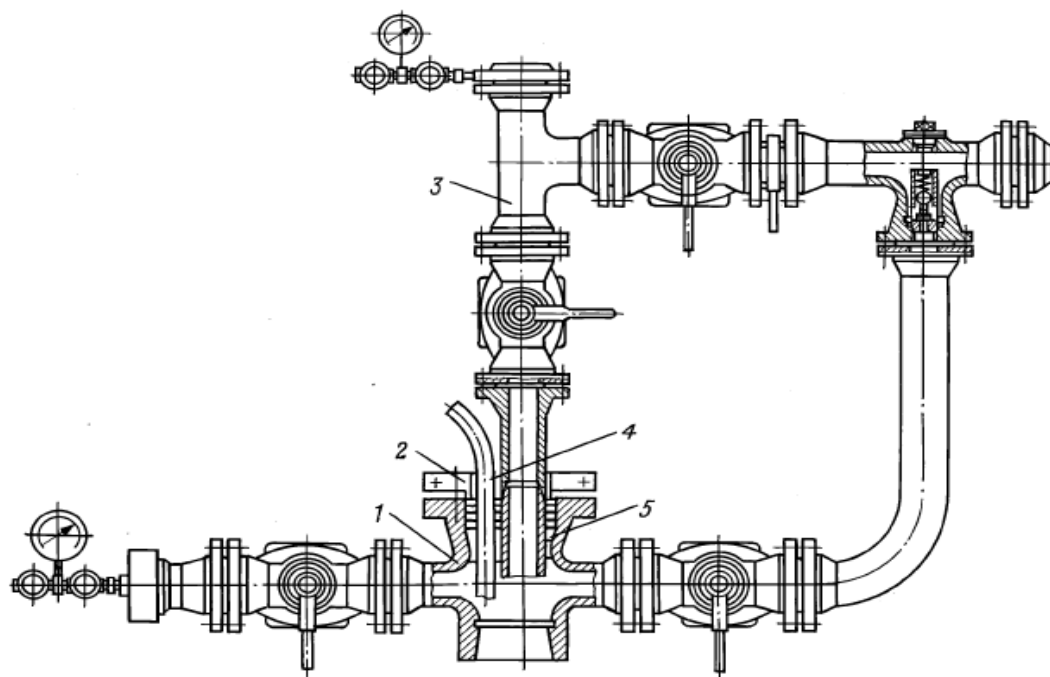


Рисунок 3.3 – Оборудование устья ОУЭН140-65: 1 - крестовик; 2 - разрезной фланец; 3 - тройник; 4 - кабель; 5 - разъемный конус

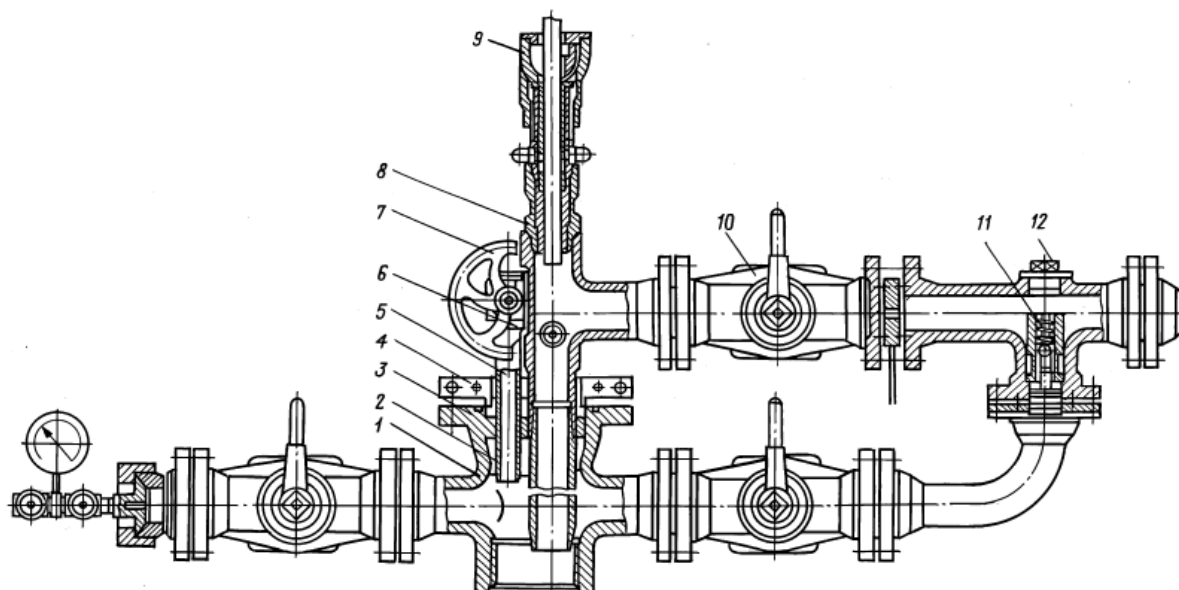


Рисунок 3.4 – Оборудование устья ОУ140-146/168-65Б: 1 - крестовик; 2 - конусная подвеска; 3 - резиновые уплотнения; 4 - разъемный фланец; 5 - патрубок; 6 - тройник; 7 - задвижка; 8 - сальник устьевого СУС2; 9, 11 - обратный клапан; 10 - кран; 12 – пробка

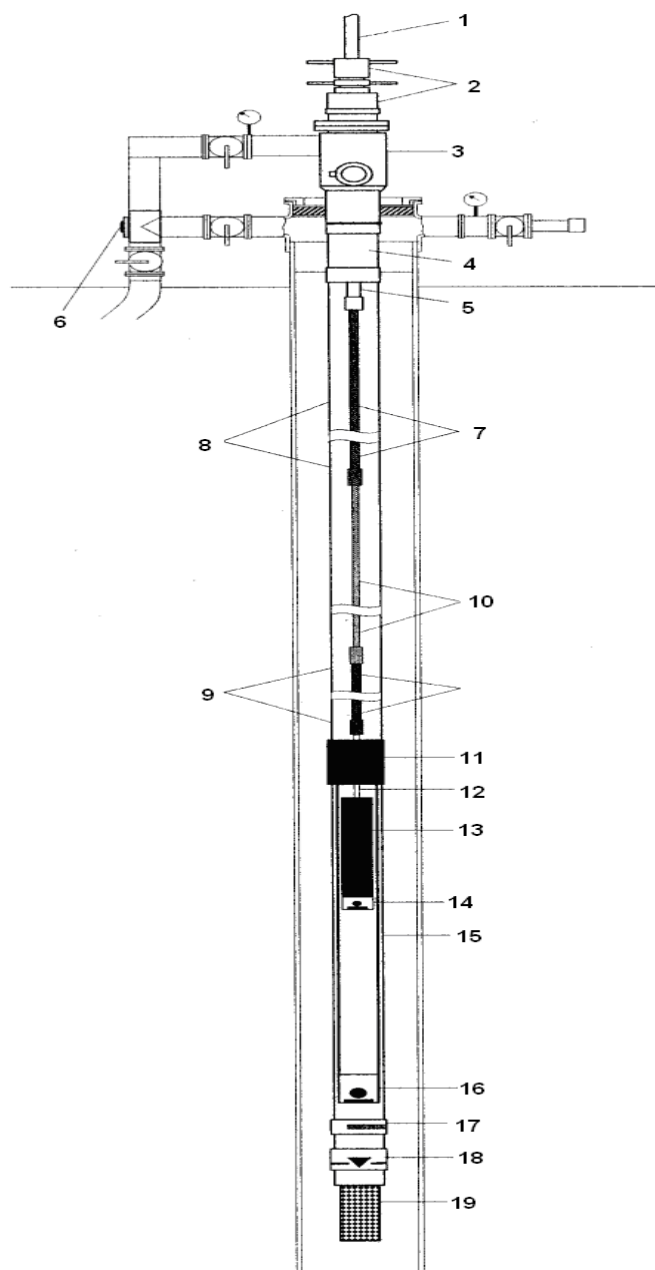


Рисунок 3.5 – Схема компоновки оборудования ШГНУ на скважине вставного насоса: 1-полированный шток; 2-сальник устьевой; 3-превентор штока; 4-маркированный патрубок; 5-полированный шток; 6-обратный клапан; 7-первая ступень: скребки-центраторы; 8,9-НКТ; 10-вторая ступень: центраторы; 11-замковая опора; 12-шток плунжера; 13-плунжер; 14-нагнетательный клапан; 15-цилиндр; 16-приемный (обратный) клапан; 17-сбивной клапан; 18-обратный клапан; 19-фильтр.

Привод ШГНУ осуществляется с поверхности через колонну специальных штанг от станка - качалки (рисунок 3.6).

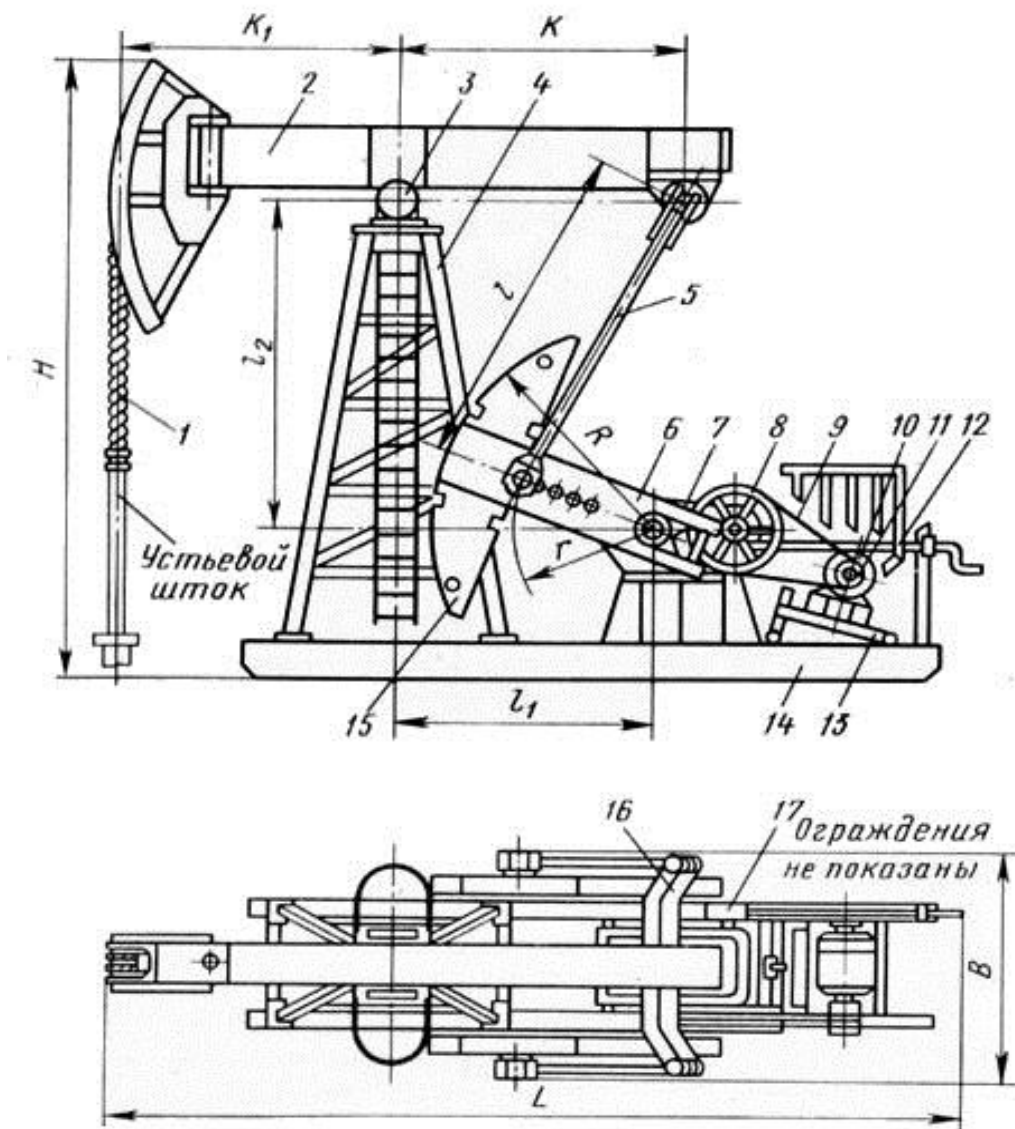


Рисунок 3.6 – Схема балансного станка-качалки типа СКД: 1- канатная подвеска; 2-балансир с поворотной головкой; 3-опора балансира; 4- стойка; 5-шатун; 6-кривошип; 7-редуктор; 8-ведомый шкив; 9- клиноременная передача; 10-электромотор; 11-ведущий шкив; 12- ограждения; 13-саздки поворотные для электромотора; 14-рама; 15- противовес; 16-траверса; 17-тормозной шкив.

3.3 Осложнения при добыче нефти и методы их устранения на Самотлорском месторождении

При эксплуатации скважин возможны осложнения глубинного оборудования, которые ведут к снижению подачи насоса и при не устранении осложнения – к срыву подачи и выводу из строя насоса[4].

На Самотлорском месторождении встречаются следующие виды осложнения:

- отложение парафина;
- отложение солей;
- влияние газа на работу насоса;
- образование песчаных пробок.

Отложение парафина

Вдоль пути движения нефти уменьшается температура и давление, выделяется газ, поток охлаждается, снижается растворяющая способность нефти, выделяется твердый парафин, мазеобразные асфальтены и смолы. Наиболее интенсивно парафин откладывается в подъемных трубах. Толщина его слоя на внутренней стенке труб увеличивается от нуля на глубине 900-300 м, до максимума на глубине 200-50 м, а затем уменьшается за счет смыва отложений потоком. Отложения приводят к снижению дебита.

Процесс отложения парафина имеет адсорбционный характер (поглощение поверхностью твердого тела). Поэтому защитные покрытия труб гидрофильными (смачиваемыми водой) материалами весьма эффективны для борьбы с отложениями парафина. Для создания защитных покрытий применяют лакокрасочные материалы (бакелитовый, эпоксидный, бакелитово-эпоксидный лаки), а также стекло, стеклоэмали (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 – Отложение парафина на внутренней стенке НКТ

Состав АСПО Самотлорского месторождения

Смесь углеводородов состоящая из:

- Парафинов (33 %)
- Асфальтено-смолистых веществ (2,4-2,5 %)
- Силикогелевых смол (29%)
- Воды
- Нефти
- Механических примесей из привнесённого материала в виде

глинистых частиц, кварцевых зёрен песчаника, железной окалины и т.д.

АСПО практически не растворяются повторно и не диспергируются в сырой нефти в условиях ее добычи и транспортировки.

Добавки в поток химических реагентов способствует гидрофилизации стенок труб, увеличению числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина в нефти. Такими реагентами могут быть вода и нефтерастворимые поверхностно-активные вещества. Например, на объекте БВ8 Самотлорского месторождения реагент ХТ-48 .

Исследованиями установлено, что использование переменного магнитного поля увеличивает число центров кристаллизации в потоке и предотвращает отложение парафина.

Отложения парафина удаляют тепловыми и механическими способами. При тепловом способе проводят периодическую закачку в затрубное пространство скважины горячей нефти (газоконденсата), перегретого пара или паровоздушной смеси. При этом парафин растворяется и выносится потоком из скважины по НКТ.

При механическом способе используют скребки, которыми соскабливают отложения со стенок труб.

Отложение солей

Отложения солей могут происходить на всем пути движения воды – в пласте, скважине, трубопроводах и оборудовании установок подготовки нефти. Причинами отложения солей считают химическую несовместимость вод, поступающих в скважины из различных горизонтов (пластов) или пропластков; перенасыщенность водо-солевых систем при изменении термодинамических условий. В основном солеотложения наблюдаются при внутриконтурном заводнения пресными водами, что связывают с обогащением закачиваемых вод сульфатами при контакте с остаточными водами и растворении минералов.

Отложения солей приводят к уменьшению добычи нефти, сокращению межремонтных периодов работы скважин; в некоторых случаях они столь велики, что вообще затрудняют эксплуатацию.

Осадки могут быть плотными или рыхлыми, прочность сцепления с металлом возрастает с глубиной залегания пласта. Различный состав и структура отложений требуют индивидуального подхода к выбору метода борьбы с ними.

Все методы борьбы с отложениями солей можно разделить на две группы: методы предотвращения выпадения солей и методы удаления солевых отложений.

Наиболее приемлемый метод предотвращения выпадения солей в трубах – применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений). Их периодически задавливают в пласт или закачивают в затрубное пространство добывающих скважин. Ингибиторы с так называемым “пороговым эффектом” покрывают микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляют их рост и удерживают во взвешенном состоянии. Наиболее эффективны полифосфаты, органические фосфаты, соли сульфокислот, акрилсульфонаты, аммофос и др.

Отложения солей удаляют с помощью химических реагентов и, в крайнем случае, разбуривают долотом.

При химическом методе удаления, осадки гипса преобразовывают в водорастворимую соль сульфат натрия (калия) и в осадки карбоната (гидроксида) кальция, которые затем растворяют солянокислотным раствором и промывают водой[4].

При работе насоса в интервале обводненности 40-60% коэффициент относительной подачи насоса в среднем уменьшился примерно в 1,6 раза, а продолжительность безотказной работы насоса сократилась в 1,5 раза. Кроме этого было установлено, что влияние высоковязкой эмульсии на насосы с большей подачей выражено меньше. Другой формой осложнения является появление высокоминерализованной пластовой воды, что приводит к сильной коррозии и активному солеотложению в органах насоса. Это связано с высокой коррозионной активностью пластовой воды. Сочетание воздействия высокоминерализованной воды и электрического тока приводят к

возникновению электрохимической коррозии металла. Если этим факторам добавляется низкое забойное давление, то происходит активное солеотложение в рабочих органах насоса. Другим постоянным спутником нефти при ее добыче является газ. При попадании газа в рабочие органы насоса образуются газовые каверны, величина которых соизмерима с размерами канала ступени. При этом происходит ухудшение энергообмена между рабочим колесом и жидкостью. Кроме этого при конденсации пузырьков газа давление внутри пузырьков остается постоянным и равным давлению насыщения пара, давление же жидкости по мере продвижения пузырька. Частицы жидкости, окружающие пузырек, находятся под действием все возрастающей разности давления жидкости и давления внутри пузырька и движутся к его центру ускоренно. При полной конденсации пузырька происходит столкновение частиц жидкости, сопровождающиеся мгновенным местным повышением давления, достигающих сотен мегапаскаль. Это приводит к разрушению рабочей поверхности насоса. Все это приводит к ухудшению рабочих характеристик насоса[8].

Влияние газа на работу насоса

Нормальная работа глубинного насоса осложняется, если из пласта в скважину вместе с нефтью поступает газ (в свободном или растворенном состоянии). Это приводит к снижению вплоть до срыва подачи насоса.

Борьба с вредным влиянием газа на работу УЭЦН, ШСН осуществляется путем увеличения глубины погружения насоса под динамический уровень, в результате чего возрастает давление на приеме и, как следствие, уменьшается объемный расход свободного газа за счет сжатия. Однако для этого требуются дополнительные трубы, штанги, кабель, а также понижается надежность (для ШСН). Поэтому перед входом в прием насоса устанавливают газосепаратор, при этом часть газа будет отводиться в затрубное пространство.

Также при эксплуатации скважин ШСН можно применить насос с нагнетательным клапаном в нижней части плунжера (НСН-2, НСВД), либо увеличением длины хода плунжера (длинноходовой насос).

Образование песчаных пробок

Вынос песка (частиц породы) из пласта в ствол скважины происходит в результате разрушения пород под воздействием фильтрационного напора при определенной скорости фильтрации (или перепаде давления). Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая снижает текущий дебит скважины, приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Можно выделить две группы методов борьбы с песком при эксплуатации скважин: предупреждение и регулирование поступления песка из пласта в скважину; вынос песка на поверхность. Предупреждение поступления песка в скважину предусматривает применение различного рода фильтров и крепление призабойной зоны. Регулирование поступления песка сводится к ограничению дебита скважины до значения, при котором поступление песка резко уменьшается. Также для снижения попадания песка в насос применяют песочный якорь.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Алентьеву Евгению Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на проведение геологических мероприятий на одной скважине Самотлорского месторождения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование эффективности перспективности проведения геолого-технических мероприятий на Самотлорском месторождении
2. Планирование информирование бюджета научных исследований	Составления геолого-технических мероприятий и утверждение для их выполнения
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет капитальных и текущих затрат на проведение ГТМ, оценка экономической эффективности проведения геолого-технических мероприятий
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницина Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Алентьев Евгений Евгеньевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной главе предполагается произвести оценку экономической эффективности при эксплуатации механизированного фонда скважин Самотлорского месторождения, а так же рассчитать затраты на проведение мероприятий по борьбе с осложнениями при эксплуатации механизированного фонда скважин на исследуемом месторождении.

4.1 Расчет затрат на проведение мероприятий по борьбе в осложнениями при эксплуатации механизированного фонда скважин на исследуемом месторождении

В процессе эксплуатации механизированного фонда скважин на исследуемом месторождении имеют место следующие осложнения:

- АСПО;
- формирование пробок;
- наличие механических примесей.

Стоит отметить, что преобладающим методом борьбы с осложнениями является химическая обработка ингибиторами, ввиду низкой стоимости и простоты выполнения операций относительно других методов, однако может возникнуть вопрос о целесообразности модернизации метода направленной в определённый интервал закачки ингибитора путём установки в скважину специального погружного кабельного устройства (СПКУ).

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования определяется:

$$\text{Эф} = Q_n \cdot (\text{Траб} - \text{Трем}) \cdot C_n - Z_o, \quad (4.1)$$

где Q_n – дебит нефти, т/сут;

C_n – стоимость нефти, руб/ т;

Траб. – время годовой эксплуатации скважины, сут.;

Трем. – время нахождения скважины в ремонте и простоя скважины в течение года, сут.;

Зо – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$\text{Траб} = 365 - \text{Трем}, \quad (4.2)$$

где Трем – время нахождения скважины в ремонте в течение года, сут.

Расчет простоя скважины во время ремонта за год:

$$\text{Трем} = N_{\text{рем}} \cdot (t_{\text{рем}} + t_{\text{доп}}/24) + 1, \quad (4.3)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, ч;

$t_{\text{доп}}$ – дополнительное время, связанное с подготовкой скважины к ремонту.

При расчете простоя, дополнительно ко времени ремонта добавляются 1 сутки, в связи с простоем скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

Годовые эксплуатационные затраты будут складываться из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на внедрение комплекта оборудования:

$$Z_o = Z_{\text{рем.скв}} + Z_{\text{рем.об}} + Z_{\text{техн}}, \quad (4.4)$$

где $Z_{\text{рем.скв.}}$ – затраты на ремонт скважины, руб./год;

$Z_{\text{рем.об.}}$ – затраты на ремонт скважинного оборудования, руб./год;

$Z_{\text{техн}}$ – затраты на внедрение комплекта оборудования, руб./год.

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем прс}}, \quad (4.5)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, час;

$S_{\text{рем прс}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час.

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об.}} = S_{\text{рем.об.}} \cdot N_{\text{рем}}, \quad (4.6)$$

где $S_{\text{рем.об.}}$ – средняя стоимость скважинного оборудования, руб./ед;

$N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год.

Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год:

$$Z_{\text{техн.}} = S_{\text{технол.}} + Z_{\text{монтаж.}} + Z_{\text{хим.}} + Z_{\text{обсл.год}} + Z_{\text{элект}}, \quad (4.7)$$

где $S_{\text{технол.}}$ – затраты необходимые для приобретения комплекта оборудования, руб;

$Z_{\text{монтаж.}}$ – затраты на монтаж оборудования, руб;

$Z_{\text{хим.}}$ – затраты на приобретение химического реагента, руб;

$Z_{\text{элект}}$ – затраты за электроэнергию в год, руб;

$Z_{\text{обсл.год}}$ – затраты на техническое обслуживание и ремонт, руб.

Годовые затраты на приобретение химического реагента:

$$Z_{\text{хим.}} = V_{\text{доз.}} \cdot T_{\text{доз.}} \cdot S_{\text{хим.реагента}}, \quad (4.8)$$

где $V_{\text{доз.}}$ – объем дозирования химического реагента, т/сут;

$T_{\text{доз.}}$ – время дозирования химического реагента в год, сут;

$S_{\text{хим.реагента}}$ – стоимость химического реагента, руб/т.

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$Z_{\text{обсл.год}} = Z_{\text{обсл.}} \cdot T_{\text{обсл.}}, \quad (4.9)$$

где $Z_{\text{обсл.}}$ – затраты на обслуживание и ремонт ,руб/час;

$T_{\text{обсл.}}$ – время обслуживания и ремонта за год эксплуатации, час.

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{электр.}} = N \cdot C_{\text{эн.}} \cdot T_{\text{раб.устан}}, \quad (4.10)$$

где N – потребляемая электроэнергия дозировочным насосом, кВт*ч;

$C_{\text{эн.}}$ – стоимость 1кВт*ч электроэнергии, руб;

$T_{\text{раб.устан}}$ – время работы дозировочного насоса за год, час.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$P_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot C_{\text{н.}} \cdot P_{\text{р}} \cdot C_{\text{р}}, \quad (4.11)$$

где $Q_{\text{н}}$ – дебит по нефти, м³/сут;

$C_{\text{н.}}$ – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

$C_{\text{р}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

Пр – средняя продолжительность ремонта, час.

На основании приведенных выше формул для расчёта годовой экономической эффективности, можно произвести расчёт на примере скважины со следующими характеристиками:

- дебитом $Q = 42,5$ т/сут.;
- обводненность- 60%;
- дебит по нефти - $Q_n = 17$ т/сут.;
- межремонтный период, которой составляет соответственно –58 суток.

Для предотвращения солеотложений и парафиновых отложений и гарантированного достижения межремонтного периода не менее одного года, в скважинах планируется спустить капиллярную систему для подачи химических реагентов в различные интервалы скважины. В комплект оборудования входит дозировочная установка компании с устройством подогрева капиллярного трубопровода, устьевой ввод, скважинный капиллярный трубопровод, армированный полипропиленовый, центраторы на НКТ, узел подвески трубопровода на насосе, груз распылитель с обратным клапаном. По насосу и ПЭД проложен капиллярный термостойкий трубопровод.

По результатам расчета экономической эффективности от внедрения специального погружного кабельного устройства приведённым в таблице 4.1, можно сделать вывод, что в отличие от обычно закачки ингибитора в затрубную область скважины увеличиваются первоначальные затраты на установку комплекса необходимого оборудования СПКУ, однако в результате технологии направленной подачи ингибитора в определённый интервал скважины, которую обеспечивает СПКУ, увеличивается межремонтный период (МРП) эксплуатации скважины до 348 суток.

Увеличение МРП приводит к уменьшению времени простаивания скважины и количества обработок ингибитором, что в свою очередь экономит практически $\frac{3}{4}$ части от расходов при обычной обработки ингибиторами затрубного пространства скважины.

Таблица 4.1 – Эффективность борьбы с осложнениями

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Дебит по нефти, м ³ /сут.	17	17
Ремонтов за скользящий год	7	1
Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	3500	3500
Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложения руб./ед.	225 000,4	225 000,4
Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	48	48
Затраты на приобретение оборудования СПКУ, руб.	-	447500
Химический реагент, руб/т	-	50000
Затраты на монтаж системы, руб.	-	50000
Затраты на обслуживание, руб./мес	-	33000
Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	-	54750
Затраты на обслуживание, руб./год	-	396000
ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания СПКУ	-	948250
Дебит по нефти, баррель/сут.	1650312	165,31
Средняя наработка на отказ, сут.	58	365
Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	1680000	240000
Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	353324,15	50474,8
Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	7419807,1	1059972,44
Общие затраты на ремонт насосов руб/год	3150005,6	450000,8
ВСЕГО ПОТЕРЬ	12 603 136,8	1 800 448,04
ИТОГО	12 603 136,8	2 748 698,04
Экономический эффект от внедрения, руб.	9 854 438,76	

Заключение

Следовательно, при данных параметрах скважины и уменьшению ее ремонтов до одного в год при помощи установки оборудования СПКУ, данная технология окупается меньше чем за ¼ года эксплуатации, относительно потерь при классической ингибиторной обработке скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Алентьев Евгений Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление / специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Самотлорское нефтяное месторождение административно расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 км к северо-востоку от города Тюмень. Географический район месторождения приурочен к водоразделу рек Вах и Ватинский-Ёган, правых притоков реки Обь. Рельеф местности слабо пересеченный, с абсолютными отметками от 43 м, на пойменных участках, до 76 м в центральной части водораздела. Климат района резко континентальный, с коротким теплым летом (наиболее высокая температура в июле, плюс 30°C) и долгой суровой зимой (наиболее низкая температура в конце декабря и середине января, минус 50°C). Механизированный фонд Самотлорского месторождения.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

2. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах Самотлорского месторождения (Тюменская область) АО «СНГ» : - 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). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объектах Самотлорского месторождения (Тюменская область) АО «СНГ» : - механические опасности (источники,	Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 были определены опасные и вредные факторы. 1.1. Вредные факторы: 1)Отклонение показателей климата на открытом воздухе ; 2)Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; 3)Повреждения в результате контакта с насекомыми; 4)Превышение уровней шума; 5)Превышение уровней вибрация. 1.2 Опасные факторы: На Самотлорском месторождении при выполнении технологических операций по обслуживанию механизированного фонда скважинной продукции могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего
---	--

средства защиты; - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	персонала, к ним относятся: 1) Механические опасности; 2) Термические опасности; 3) Электробезопасность.
3. Экологическая безопасность: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Рассмотрены основные источники загрязнения окружающей среды, проведен анализ по загрязнению атмосферного воздуха, литосферы, гидросферы и открытых водоемов. Разработаны мероприятия по их устранению. Рекультивационные работы перед сдачей участка землепользователю.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	1. Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - Уровни нормативно-правовых актов Российской Федерации в области охраны труда.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства.

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
3-2Б4С1	Алентьев Евгений Евгеньевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Настоящая дипломная работа посвящена анализу механизированного фонда Самолорского месторождения. В связи с этим данный раздел ВКР посвящен анализу возможных опасных и вредных факторов при эксплуатации на месторождении.

Задачей раздела является рассмотрение оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды[10].

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ($^{\circ}\text{C}$); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м^2) и тепловая нагрузка среды ($^{\circ}\text{C}$). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие (таблица 5.1).

Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления.

Превышение уровней шума и вибрации

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [11].

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [12].

Таблица 5.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Компрессорные установки; 2. Пуск компрессорной станции; 3. Фонтанная арматура; 4. Трубопроводы и различные коллектора; 5. Различные электроустановки и трансформаторы; 6. Обслуживание насосных установок; 7. Закачка промывочной жидкости и бурового раствора; 8. Работа в холодное время года на открытом воздухе.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей среды; 3. Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте.	1. Поражение электрическим током; 2. Повышенное давление; 3. Механические опасности.	1. СанПиН 2.2.4-548-96 [10]; 2. ГОСТ 12.2.061-81; ГОСТ 12.2.085-2002 [11]; 3. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [12]; 4. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [13]; 5. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [14]; 6. ГОСТ 12.1.004-91 [15];

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Произведем анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.

Электробезопасность

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов[13].

Повышенное давление

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности.

Механические опасности

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

5.2 Безопасность экологической среды

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала работ:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Таблица 5.2 - Воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве работ по защите трубопроводов от коррозии

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Засорение почвы производственными отходами	Назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошкой или асбестом.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.

Мероприятия по экологической безопасности включают в себя следующие операции:

- 1) Засыпка рабочего приямка с последующей планировкой, созданием ровной поверхности после уплотнения грунта. (После окончания работ в течение всего дня);
- 2) Отвести место для твердых бытовых отходов, замазученного грунта (до начала работ);
- 3) Уборка бытового и строительного мусора, замазученный грунт вывести в накопитель отходов (после окончания работ. В течении 8 час);
- 4) Планировка строительной полосы, территории занятой площадками стоянки техники. (После окончания работ. В течении 8 час);
- 7) Произвести зачистку и рекультивацию прилегающей территории.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории Самотлорского месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/инцидент) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода;

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения

вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

5.4 Правовые вопросы обеспечения безопасности

АО «Самотлорнефтегаз» наряду с другими предприятиями региона в Тюменской области является лучшим предприятием в области по созданию безопасных, комфортных и хорошо оплачиваемых рабочих мест. Компания стремится минимизировать производственные риски трудящихся наряду с совершенствованием технологий добычи нефти и газа.

Все работники АО «Самотлорнефтегаз» застрахованы от несчастного случая на производстве, получают медицинское обслуживание и санаторно-курортное лечение в рамках медицинского добровольного страхования трудящихся. Раз в год каждый сотрудник компании обязан пройти медицинский осмотр за счет работодателя.

Правовые основы регулирования отношений в области охраны труда между работодателями и работниками устанавливает Федеральный закон "Об основах охраны труда в Российской Федерации" от 17.07.1999 г. № 181-ФЗ.

Указанный закон направлен на создание условий труда, соответствующих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

В нефтяной и газовой промышленности действуют:

- правила и инструкции в сфере охраны труда;
- нормативные правовые акты об охране труда отдельных категорий работников (женщин, несовершеннолетних, лиц с ограниченной трудоспособностью);
- нормативные правовые акты, которые регулируют отношения в сфере организации охраны труда;
- нормативные акты о компенсациях и льготах для лиц, которые работают во вредных и опасных условиях труда;
- правовые акты по обеспечению средствами защиты от вредных производственных факторов.

В организациях, осуществляющих производственную деятельность, должны быть созданы службы охраны труда или вводиться должность специалиста по охране труда в порядке.

В процессе производственной деятельности работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности, в том числе:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты;
- рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов,
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;

- 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[15].

В заключительной главе выпускной квалификационной работы произведен подробный обзор вопросов социальной ответственности при производстве работ по защите трубопроводов от коррозии.

Подробно исследованы вопросы производственной и социальной безопасности при производстве работ. Разработаны рекомендации по действию в чрезвычайных ситуациях.

Так же исследованы правовые вопросы обеспечения безопасности и вопросы безопасности экологической среды.

Заключение

В целом, применение механизированной добычи для условий Самотлорского месторождения является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах. В ходе проделанного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Месторождение в настоящее время эксплуатируется насосным способом – установками ЭЦН и УШГН, как рекомендовано проектным документом.

2. По состоянию на 01.01.2010 г. добывающий фонд месторождения составил 196 скважин, из них, оборудованных установками УЭЦН – 152 (40 %) скважины и 222 (57%) УШГН.

3. Основной причиной отказов, связанных с эксплуатацией УШГН, являются: высокий газовый фактор (53,3%), механические примеси (26,7%) и как следствие заклинивание плунжера и обрыв штанг, (20%) отказов УШГН составили причины по отложениям АСПО в трубах НКТ. Так же отмечается высокая коррозия подземного оборудования.

Проведенный в данной работе анализ работы УШГН Самотлорского месторождения позволил: выявить причины преждевременного выхода из строя глубинно-насосного оборудования и обозначить мероприятия необходимые, для значительного увеличения межремонтного периода и наработки на отказ работы скважин оборудованных УШГН и УЭЦН.

Список используемых источников

1. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. – Типография РИИЦ «НПО «Бурение»», 1997.
2. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: Учеб. для вузов. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 414 с.: ил
3. «Технологическая схема разработки Самотлорского месторождения»
4. Конторович А.З., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. "Геология нефти и газа Западной Сибири". – М.: Недра, 1985, 678 с.
6. Балакиров Ю.А. Оптимизация режимов работы скважин / Ю.А. Балакиров, В.П. Оноприенко, И.А. Стрешинский и др. - М.: Недра, 1981. - 221 с.
7. Муравленко СВ. Разработка нефтяных месторождений / СВ. Муравленко, В.Н. Артемьев, Н.И. Хисамутдинов и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1994. - Т.3.-СЛ0-15.
8. Эксплуатация осложненных скважин центробежными Электронасосами под ред. Л.С. Каплан, Габдуллин Р.Ф. Эксплуатация скважин оборудованных узлами в осложненных условиях.
9. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / под ред. М.Д. Валеева. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 303 с.
10. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.
11. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату на открытой территории».
12. ТК РФ, Статья 251. «Особенности регулирования труда».
13. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 г.).

14. ГОСТ 17.1.3.07-82. Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков.

15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).