

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений
Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности добычи нефти механизированным способом на Советском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.53.054.2-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б2С1	Попов Евгений Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	инженер		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения	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, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (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		
P9	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)
P10	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		
P11	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 образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождения
Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ГРНМ
_____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б2С1	Попов Евгений Олегович

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1019/с от 20.02.2017 г.
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Советского месторождения, технологические режимы работы скважин, показатели разработки, и другие фондовые материалы ОАО «Томскнефть» ВНК г.Стрежевого
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.Введение 2.Общие сведения о Советском месторождении 3.Геологическое строение месторождения 4.Анализ разработки продуктивного горизонта АВ1 5.Анализ эффективности эксплуатации УЭЦН 6.Социальная ответственность, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7.Финансовый менеджмент 8.Заключение
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.02.2017 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б2С1	Попов Евгений Олегович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С1	Попову Евгению Олеговичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	•материальные затраты НТИ; •затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ; •основная заработная плата исполнителей темы; •дополнительная заработная плата исполнителей темы; •отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления); •затраты научные и производственные командировки; •накладные расходы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1.Амортизационные отчисления, учитывающие отраслевую и региональную специфику; 2. Норма затрат рабочего времени; 3. Норма затрат на налоги
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Единый социальный налог, составленный в зависимости от ставки налога по законодательству от фонда

	заработной платы, налог на добавленную стоимость, страховые взносы, прочие налоги, налог на имущество, налог на прибыль.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	• прирост потока денежной наличности; • прирост чистой текущей стоимости; • срок окупаемости; • коэффициент отдачи капитала; • внутренняя норма рентабельности проекта; • чувствительность проекта к риску
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Проведён анализ чувствительности данного проекта к риску.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности Расчет чистого дохода (ЧД), чистого дисконтированного дохода (ЧДД), индекса доходности инвестиций, срок окупаемости проекта. .

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.04.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина.Т.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б2С1	Попов Евгений Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б2С1		Попову Евгению Олеговичу	
Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (технология, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Анализ и разработка мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. 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)	Отклонение показателей микроклимата Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу В летне–осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Повышенный уровень шума и вибрации
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – 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)	Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье. Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро и взрывоопасность объекта. Персонал, допущенный к эксплуатации скважин и ремонту оборудования, должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, предусмотренными для данного вида работ. На металлических частях оборудования, которые могут

	оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление». Для оценки выполнения подготовительных мероприятий перед началом проведения газоопасной работы, производится анализ воздушной среды на содержание кислорода, а также вредных, взрывоопасных и взрывопожарных веществ с записью результатов в наряде–допуске.
3. 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 НТД по охране окружающей среды.	Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы. Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения. В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу. Мероприятия для снижения выбросов вредных веществ на 10–20 %, согласно РД 52.04.52–85.
4. 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	Для Томской области характерны следующие чрезвычайные ситуации (ЧС): - природного характера - техногенного характера Действия для предупреждения возможных аварий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; - обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; - обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.05.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	инженер		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Попов Евгений Олегович		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

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 (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
16.02.2017	Общие сведения о месторождении	15
25.02.2017	Геолого-физическая характеристика месторождения	15
18.03.2017	Состояния разработки месторождения	15
26.03.2017	Техническая часть	20
20.04.2017	Финансовый менеджмент	20
22.05.2017	Социальная ответственность	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
к.ф.-м.н., доцент	Арбузов.В.Н.			

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 124 страниц, 40 рисунков и 12 таблиц, 17 слайда, 14 источников.

Объектом исследования являются технологические показатели состояния разработки и параметры эксплуатации скважин с использованием УЭЦН на Советском месторождении.

Цель работы: анализ эффективности работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН на Советском месторождении.

Ключевые слова: месторождение, залежь, запасы, добыча нефти, разработка, скважина, УЭЦН, интенсификация добычи нефти, повышение нефтеотдачи, МРП, механические примеси.

В работе приведены: сведения о экономико-географической, геолого-физической и геолого-промысловой характеристике месторождения, анализ разработки месторождения, показатели текущего состояния разработки. Представлен анализ структуры фонда добывающих скважин, оборудованных УЭЦН. Дано описание техники и технологии добычи с применением УЭЦН и причины выхода из строя насосов. Предложены рекомендации по улучшению эффективности работы фонда скважин. Рассмотрено применение дополнительного оборудования, которое увеличивает МРП скважин, снижает затраты на ремонт бригадой ТКРС, и подземного оборудования в ЗАО «РСНВ».

Для выполнения дипломной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	5
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	12
2.1. Стратиграфия	12
2.2. Тектоника	13
2.3. Нефтегазоносность	15
2.4. Гидрогеологическая характеристика.....	16
2.5. Особенности геологического строения залежи горизонта АВ1	18
2.5.1. Литологическая характеристика коллекторов продуктивного горизонта АВ1.....	18
2.5.2. Фильтрационно - емкостная характеристика горизонта АВ1	19
2.5.3. Особенности нефтенасыщенности залежи горизонта АВ1	20
2.5.4. Физико - химическая характеристика нефти горизонта АВ1	21
3. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА АВ1	24
3.1. Анализ текущего состояния разработки продуктивного горизонта АВ1	24
3.2. Особенности выработки запасов нефти пласта АВ1(1).....	31
3.3. Мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения объекта АВ1	32
4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН	35
4.1. Конструкция скважин, используемая на месторождении	35
4.2. Краткое описание и общая схема установки погружного центробежного электронасоса	36
4.2.1. Насос погружной	41
4.2.2. Техническая характеристика ПЭД.....	43
4.2.3. Гидрозащита электродвигателя.....	45
4.2.4. Основные технические данные кабеля.....	46
4.3. Анализ применяемого погружного оборудования	48
4.4. Подбор установки ПЦЭН для эксплуатации скважины	52
4.5. Анализ эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на Советском месторождении	53
4.6. Методика расчета МРП (межремонтного периода скважины).....	57
4.7. Причины отказов УЭЦН на Советском месторождении.....	62
4.8. Спуск УЭЦН в скважину, герметизация, пробный запуск.....	69
4.9. Вывод на режим УЭЦН.....	73
4.10. Контроль за эксплуатацией УЭЦН	74
4.11. Подготовка скважины и монтаж оборудования ПЦЭН.....	75
4.12. Монтаж УЭЦН	77
4.13. Мероприятия по увеличению МРП на Советском месторождении	79
4.13.1. Пакер механический типа ЗПОМ-Ф: (пакер омегаматический фиксирующийся)..	82
Техническая характеристика	82
4.13.2. Фильтр скважинный типа ФС	82
4.13.3. Принцип работы и технология спуска ФС в скважину	84
4.13.4. Сравнительный анализ МРП до и после установки дополнительного оборудования.	85
4.14. Дополнительное оборудование к погружным установкам электроцентробежных насосов.....	87
4.14.1. Фильтр щелевой модульный	87
4.14.2. Контейнер скважинный с твердым реагентом.....	89

4.14.3. Шламоуловитель модульный	91
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	93
5.1 Анализ вредных производственных факторов	93
5.1.1.Повышенный уровень шума и вибрации	94
5.1.2.Недостаточная освещенность.....	95
5.1.3.Вредные вещества	96
5.1.4. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	97
5.2 Анализ опасных производственных факторов.	98
5.2.1 Электробезопасность. Поражение электрическим током.....	98
5.2.2.Механические опасности.....	99
5.2.3.Пожарная безопасность	100
5.2.4 Охрана окружающей среды	102
5.2.5 Защита в чрезвычайных ситуациях	104
5.3 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений.....	106
5.3.1 Организационные мероприятия	106
5.3.2 Инженерно-технические мероприятия	107
5.3.3 Законодательного регулирования проектных решений.....	108
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	109
6.1 Обоснование экономической эффективности от проведения..... мероприятия.	109
6.2. Анализ чувствительности проекта к риску	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	115
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	117

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность начала развиваться в Томской области с открытием Советского месторождения в 1962 году. В 1966 году Советское месторождение было введено в промышленную разработку.

На сегодняшний день любая нефтяная компания ставит перед собой задачи правильного подбора глубинно-насосного оборудования для нефтедобывающих скважин и расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающих межремонтные периоды работы установок. Особенно большое внимание надо уделять установкам электроцентробежных насосов, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

В целом по России из общего фонда скважин, на которых добыча нефти ведется механизированным способом, 55% приходится на станки-качалки и 45% - на другие технологии. При этом около 75 % от общего объема добываемой нефти добывается с помощью УЭЦН и только 25 % - с помощью всех остальных технологий. Помимо непосредственной добычи нефти, электроцентробежные насосы применяются также на нагнетательных скважинах и в системах поддержания пластового давления (ППД).

В данной дипломной работе была поставлена задача на примере Советского месторождения провести анализ результатов эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Советское нефтяное месторождение открыто в августе 1962 года. Оно расположено в северо-западной части Александровского района Томской области (Рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 - Обзорная карта нефтедобывающего района

Месторождение находится в пределах Нижневартовского нефтегазоносного района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. Это крупное многопластовое месторождение было введено в разработку в 1966 году. В первые два года осуществлялась пробная, а с 1968 года начата его промышленная эксплуатация. Советское месторождение находится на 3 стадии разработки. Объектами разработки являются горизонты

AB₁, AB₂, AB₃, AB₄, AB₆, AB₇, AB₈⁰, AB₈¹, BB₀₋₁, BB₂, BB₃, BB₄, BB₅, BB₆, BB₈, Ю₁, Ю₂, М.

С начала разработки объем добычи жидкости составил 672390.0 тыс. т. Накопленная добыча нефти Советского месторождения на 01.01.2013 года составила 172706.7 тыс. т. Наибольшими накопленным отборами нефти характеризуются пласты AB₁ – 91066.9 тыс. т и BB₈ – 45709.8 тыс. т, на их долю приходится 79.2% от всей накопленной добычи нефти Советского месторождения, остальные пласты являются объектами возврата. От начальных извлекаемых запасов по месторождению, числящихся на балансе ВГФ, отобрано 69.4%, текущий КИН – 0.301.

В 2010 году добыча жидкости по сравнению с 2009 годом увеличилась на 1203.0 тыс. т (4.8%) и составила 25080.4 тыс. т.

Добыча нефти по месторождению за отчетный период составила 2000.1 тыс. т, снизилась относительно 2009 года на 66.3 тыс. т (2066.4 тыс. т). Средняя обводненность добываемой продукции выросла на 0.7% и составила – 92.0%. Практически по всем пластам, кроме AB₁ (87.9%), BB₃ (89.3%) и ЮВ₂ (83.3%), средняя обводненность продукции превысила 90% (AB₂ – 91.7%, AB₃ – 96.0%, AB₄ – 97.1%, AB₆ – 96.6%, AB₇ – 96.6%, AB₈¹ – 96.7%, BB₀₋₁ – 96.3%, BB₄ – 93.5%, BB₆ – 98.2%, BB₈ – 97.5% и ЮВ₁ – 97.2%).

Среднесуточная добыча нефти относительно 2009 года снизилась до 5480 т/сут (5661 т/сут – 2009 г.) Средний дебит жидкости на одну действующую скважину за отчетный период незначительно увеличился и составил 94.3 т/сут (90.5 т/сут – 2009 г.). Из-за роста средней обводненности по месторождению средний дебит нефти на одну скважину уменьшился до 7.5 т/сут. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов по месторождению составил 0.8%.

Полученный объем добычи нефти в 2013 году в основном приходится на скважины, оборудованные ЭЦН (1677.0 тыс. т) и ШГН (257.5 тыс. т). В таблице 1.1 представлено распределение добычи нефти и жидкости по способам эксплуатации в целом по месторождению за 2013 год.

Таблица 1.1 - Распределение отборов нефти и жидкости Советского месторождения по способам эксплуатации за 2013 год

Показатели	ФОН	ЭЦН	ШГН	ШВН	REDA	Всего:
1. Количество скважин	1	519	275	1	8	804
2. Годовой отбор нефти, тыс. т	0.0	1677.0	257.5	0.3	65.3	2000.1
3. Годовой отбор жидкости, тыс.т	0.1	22436.5	1189.5	1.8	1452.6	25080.4
4. Обводненность, %	67.8	92.5	78.4	84.1	95.5	92.0
5. Доля в общей добыче, %	0.0	83.8	12.87	0.01	3.3	100.0

Эксплуатационный фонд добывающих скважин в текущем году не изменился относительно прошлого и составил 893 скважины, действующий фонд добывающих скважин увеличился на 6 ед., составив 804 ед. (2012 г. – 798 ед.). Эксплуатационный нагнетательный фонд на 01.01.2013 г. составил 255 скважин, из них 215 ед. под закачкой.

На Советском месторождении широко использовалось кустовое наклонно - направленное бурение. В кусте, состоящем из 3 - 10 скважин, как правило, бурилась одна вертикальная или почти вертикальная скважина, в которой выполняется более обширный комплекс промыслово - геофизических исследований, чем по наклонно - направленным, где отклонения от забоя иногда достигает 1км. и некоторые геофизические приборы не проходят в скважину.

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Стратиграфия

В геологическом строении месторождения принимают участие доюрские образования складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойские отложения платформенного чехла. Советское месторождение относится к многопластовым. Диапазон нефтеносности составляет около 1100м и охватывает толщу пород от аптского яруса нижнего мела до коры выветривания палеозойских отложений. В разрезе палеозойских пород трещиноватые известняки, черные сланцы и плотные аргиллиты, эффузивные породы, а так же плотные песчаники. Возраст отложений определяется неоднозначно от силура до турнейского яруса каменноугольного периода, максимальная вскрытая толщина отложений - 100м. На породах палеозоя несогласно залегают отложения юрского возраста (тюменская, васюганская и баженовская свиты). В верхней части ниже - юрских отложений (тюменская свита, нижний калювий) залегает песчаный пласт ЮВ2 линзовидного строения. Вскрытая толщина континентальных отложений тюменской свиты (160-175м).

Выше согласно залегают прибрежно-морские отложения васюганской свиты, представленные в нижней части аргиллитами и в верхней преимущественно песчаниками и алевролитами, выделяемыми в продуктивный горизонт ЮВ1. В верхней части выделяется песчаный пласт ЮВ01. Вскрытая толщина свиты составляет 50-60м. Выше залегают глубокоководно – морские отложения баженовской свиты, сложенные плотными битуминозными аргиллитами, являющихся региональным водоупором и крышкой для залежей углеводородов. Толщина свиты 15-20м. Общая толщина юрских отложений 225-260м. Юрские отложения перекрываются меловыми, подразделяемыми на мегионскую, вартовскую, алымскую, попурскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты.

Продуктивными являются песчаные пласты мегионской (БВ8), вартовской (АВ2, АВ3, АВ4, АВ6, АВ7, АВ8, БВ0+1, БВ2, БВ3, БВ4, БВ5, БВ6)

и алымской (AB1) свит. Отложения продуктивных свит представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина продуктивной толщи 760-880м. Остальные свиты представлены преимущественно глинистыми породами общей толщиной 230-325м. Меловые отложения согласно перекрываются отложениями четвертичной системы. Породы свит (пески, глины, алевроиты).

2.2. Тектоника

В пределах Западно-Сибирской низменности многими исследователями выделяется три структурно-тектонических этажа.

Нижний - геосинклинальный образует складчатый фундамент допалеозоя и палеозоя.

Средний или промежуточный объединяет переходные и платформенные группы формаций в палеозойское и раннемезозойское время.

Верхний - платформенный мезозойско-кайнозойского времени формировался в условиях длительного погружения фундамента.

По мезозойско-кайнозойским отложениям Советское месторождение расположено в юго-восточной части Нижневартовского свода, который имеет вытянутую в меридиальном направлении форму с изрезанными контурами. В северной части ширина свода достигает 160 километров, к югу резко сужается. Длина свода 250 километров. По оконтуривающей изогипсе 2650 метров по горизонту “Б” (кровля баженовской свиты) амплитуда достигает на юге 300 метров, на севере 500 метров.

В пределах Нижневартовского свода сейсморазведочными работами выделено более 30 структур, среди них Соснинско-Советская, Медведевская, к которым и приурочено Советское месторождение.

На структурной карте по отражающему горизонту “Па”, приуроченному к подошве баженовской свиты, ранее были выделены три структуры третьего порядка: Соснинская, Советская и Медведевская. В дальнейшем были выделены еще некоторые структуры. На структурной карте по горизонту “Б”

вырисовывался район, примыкающий к Соснинскому поднятию, эта структура получила название Юго-Западная. В северной части месторождения имеет место приподнятая зона, получившая название Северное поднятие. Так же были выделены такие поднятия как Северо-восточное и Западное.

Каждое из поднятий оконтуривается сейсмоизогипсой 2400-2425 м. Все вышеуказанные поднятия за исключением Медведевского, объединены сейсмоизогипсой минус 2425м. На юго-востоке через прогиб с амплитудой до 80 метров к этой группе поднятий примыкает Медведевская структура третьего порядка.

В процессе доразведки большинство поднятий было оценено бурением скважин. Полученные результаты указывают на отсутствие залежей нефти в пластах группы ЮВ. Единственная структура, на которой имеют место залежи в этих пластах, это Медведевская структура третьего порядка. В связи с этим на участке, прилегающем к ней с юга, названном Южно-Медведевской структурой, перспективы обнаружения залежи нефти в юрских отложениях довольно высоки.

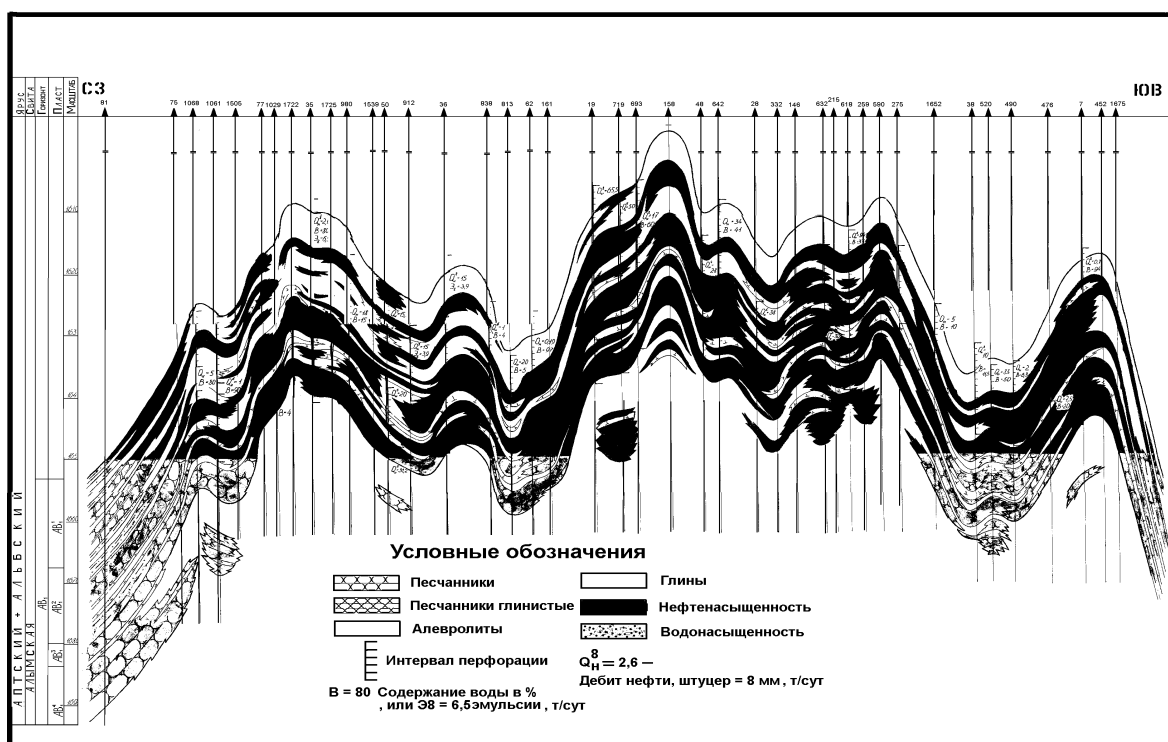


Рисунок 2.1 - Геологический профиль (продольный) продуктивного горизонта АВ1

2.3. Нефтегазоносность

В процессе разработки Советского месторождения установлена промышленная нефтегазоносность по пластам: М, ЮВ2, ЮВ1, БВ8, БВ6, БВ5, БВ4, БВ3, БВ2, БВ0-1, АВ8, АВ7, АВ6, АВ5, АВ4, АВ3, АВ2, АВ1. Запасы нефти, сосредоточенные в пластах БВ8 и АВ1, составляли 97,5% от всех запасов месторождения.

В настоящее время горизонт АВ1 является основным эксплуатационным объектом на месторождении. Начальные дебиты нефти изменяются от 1 до 150 т/сут. Абсолютная отметка горизонта 1592-1659м. Горизонт АВ1 не выдержан как по площади так и по разрезу, в поровом пространстве коллекторов, помимо остаточной воды и нефти, присутствует определенное количество свободной воды. Эти обстоятельства послужили причиной деления горизонта АВ1 на три пласта АВ11, АВ12, АВ13. Положение ВНК изменяется в довольно широких пределах от минус 1638м до 1656м. Залежь горизонта АВ1 является единой для Советского и Нижневартовского месторождений. Однако, следует отметить, что на Нижневартовском месторождении ВНК выше на 10-12м и поэтому нефтенасыщен там только пласт АВ11.

Начальные дебиты нефти из пласта АВ13 изменяются в довольно широких пределах от 0,6-42 т/сут на штуцерах 6 и 8мм.

Пласт АВ12 расположен по всей площади. Количество песчаных пропластков иногда достигает восьми, но чаще всего составляет 4-6. Эффективная толщина пласта изменяется от 2,6 до 13,8 и в среднем по пласту составляет 7,2м.

Дебиты из пласта АВ11 “рябчик” в большинстве скважин не превышают 15-20 т/сут и только в редких случаях достигают 40 т/сут.

Эффективная суммарная толщина его изменяется от 0 до 9,3м и в среднем по месторождению составляет 3,2м.

2.4. Гидрогеологическая характеристика

Советское месторождение приурочено к центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. В пределах рассматриваемого района в разрезе верхней части фундамента и осадочного чехла выделяется шесть водоносных комплексов, разделенных между собой выдержанными водоупорами.

Первый водоносный комплекс включает в себя трещиноватые породы фундамента, его кору выветривания и отложения тюменской свиты. Второй водоносный комплекс - верхняя часть васюганской свиты (верхняя юра). Третий водоносный комплекс - мегионская свита и нижняя часть васюганской свиты. Четвертый водоносный комплекс - верхняя часть вартовской и алымской свит. Пятый водоносный комплекс - покурская свита. Шестой водоносный комплекс охватывает палеогеновые и четвертичные отложения.

Первый водоносный комплекс выдержан на месторождении и сложен песчаными пластами линзовидного строения. Толщина комплекса 200-350 м. Температура пластовых вод 90С. Воды данного комплекса напорные.

Второй водоносный комплекс представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, толщина его 70-80м. Температура пластовой воды 80С. Воды хлоркальциевые. Водоупорной толщей для второго комплекса являются плотные битуминозные аргиллиты георгиевской и баженовской свит. Толщина водоупорных отложений 25-30м.

Третий водоносный комплекс литологически представлен чередованием пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина водоносного комплекса 280-330м. В разрезе этого комплекса выделяются горизонты БВ8, БВ6, БВ4, БВ3, БВ1. Воды высоконапорные, самоизливающиеся. Пластовое давление, в зависимости от глубины залегания горизонта, составляет 21,5-22,9 МПа, пластовая температура 71-74С.

Четвертый водоносный комплекс включает отложения верхней части вартовской и алымской свит, имеет широкое распространение и вскрыт всеми

разведочными и эксплуатационными скважинами. Отложения представлены чередованием песчаных, алевролитовых и аргиллито-глинистых пород. Толщина комплекса 200-250м. В разрезе этого комплекса выделяют горизонты АВ8, АВ6, АВ4, АВ3, АВ2, АВ1. Воды напорные. Пластовое давление колеблется в пределах 16-17,8 МПа, температура 52-54С.

Пятый водоносный комплекс представлен слабосцементированными до рыхлых песками, песчаниками, алевролитами и глинами апт-альб-сеноманского возраста. Толщина комплекса 700-800 метров и залегает на глубинах 900-970м.

Воды комплекса используются для поддержания пластового давления при разработке месторождения. Плотность воды в стандартных условиях 1010 кг/м³, тип воды хлоркальциевый.

Шестой водоносный комплекс представлен отложениями палеоген-четвертичного возраста и практически не изучен. Воды этого комплекса пресные, гидрокарбонатонатриевые, используются для питьевых целей.

В результате анализа данных, приведенных в таблице 1 видно, что по химической характеристике пластовые воды Советского месторождения по классификации В.А.Сулина хлоркальциевого типа, жесткие, бессульфатные, слабой минерализации, которая с глубиной увеличивается от 18,3 кг/м³ (покурская свита) до 38,6 кг/м³ (пласт ЮВ1 Васюганской свиты).

Воды основных комплексов по гидрогеологическим данным носят застойный характер. Согласно общих гидрогеологических предпосылок, а также гидродинамических исследований, можно сделать вывод, что режим залежей Советского месторождения - упруговодонапорный.

Упругий (упруговодонапорный) режим - режим работы залежи, при котором пластовая энергия при снижении давления в пласте проявляется в виде упругого расширения пластовой жидкости и породы. Силы упругости жидкости и породы могут проявляться при любом режиме работы залежи. Поэтому упругий режим правильнее рассматривать не как самостоятельный, а как такую фазу водонапорного режима, когда упругость жидкости (нефти, воды) и породы является основным источником энергии залежи.

2.5. Особенности геологического строения залежи горизонта АВ1

Горизонт АВ1 является основным промышленным объектом Советского месторождения.

Формирование горизонта проходило в условиях мелководья в период начавшейся трансгрессии аптского моря, вследствие этого в целом наблюдается определенная закономерность в распределении терригенного материала по разрезу горизонта. Наблюдается глинизация коллекторов снизу вверх, при этом увеличивается как послойная, так и рассеянная глинистость. В этом же направлении наблюдается и ухудшение коллекторских свойств песчаников. В поровом пространстве коллекторов присутствует определенное количество свободной воды.

Абсолютная отметка горизонта 1592,0-1659м. Начальные дебиты нефти изменяются от 1 до 150 т/сут. Начальное пластовое давление составляло 16,39-17,23 МПа, пластовая температура 55-56С. Большая разница в коллекторских свойствах различных частей разреза и сложная картина его нефтенасыщенности явилась причиной деления горизонта АВ1 на три пласта АВ11, АВ12, АВ13.

2.5.1. Литологическая характеристика коллекторов продуктивного горизонта АВ1

Пласт АВ13 представлен одним иногда двумя песчаными пропластками, разделенными глиной или алевролитами. Песчаники средне-мелкозернистые. Преобладающей фракцией являются с размером зерен 0,1-0,25мм. Содержание среднеспесчаной фракции 0,25-0,50мм иногда достигает 35-45%. Содержание цемента не превышает 10%. Тип цементации пленочный и поровый. Алевролиты крупно и мелко зернистые, песчанистые средней плотности. Породообразующими минералами песчаников горизонта АВ1 являются кварц и полевые шпаты с преобладанием первого (45-50%) над вторым (35-40%).

Необходимо отметить, что на территории месторождения имеются отдельные зоны, в разрезе которых полностью отсутствуют глинистые и

алевролитовые пропластки в пластах АВ13 и АВ12 песчаники этих пластов сливаются в один пласт. В этих случаях песчаники, как правило, представлены средне и мелкозернистыми разностями с массивной текстурой.

Пласт АВ12 чаще всего состоит из 3-5 песчаных прослоев разделенных алевролитами и глинами. Песчаники мелкозернистые, но в основном с однородной текстурой. Преимущественный размер зерен 0,15-0,25мм (70-95%). Количество алевролитового материала 3-20%. Количество цемента не превышает 15%. Состав цемента хлоритовый и каолининовый. Тип цементации чаще всего поровый. Алевролиты серые мелкозернистые, однородные. Прослой глинистого материала в них встречаются реже, чем в пласте АВ11. Глины темно серые до черных, плотные с песчано-алевритовой примесью, обуславливающей слоистость.

Пласт АВ11 представлен частым чередованием песчаников, алевролитов и глин. Толщина пропластков изменяется от 0,01 до 0,5м. Пласт характеризуется повышенной слоистостью и рассеянной глинистостью. Песчаники серые, мелко и тонкозернистые с содержанием цемента до 25%. Текстура песчаников гнездовидно - линзовидная. Ведущей фракцией в них является 0,25-0,1мм (55-75%) с преобладанием зерен до 0,12-0,15мм. Песчаники по своему составу близки к алевролитам. Цемент песчаников по составу хлоритовый каолининовый (20-25%), иногда кальцитовый. Тип цементации поровый, базальтный. Алевролиты серые, темно-серые мелкозернистые, средней плотности, с прослоями темно-серого глинистого материала, а участками очень крепкого, известковистые. Глины темно-серые, некрепкие, слабослюдистые с прослойками и линзочками светло-серого алевролитного материала.

2.5.2. Фильтрационно - емкостная характеристика горизонта АВ1

Коллекторские свойства пластов горизонта АВ1 находятся в прямой зависимости от литологического и гранулометрического состава пород и от содержания в них глинистого материала.

Физические свойства пород изучались по большому количеству кернового материала. Открытая пористость коллекторов изменяется в широких пределах. Диапазон ее изменения увеличивается по пластам снизу вверх. Если в пласте АВ13 он составляет 18,2-30,1%, то в АВ11 возрастает до 12,8-31,8%. Средние значения пористости уменьшаются снизу вверх (АВ13-24,9%, АВ12-23,7%, АВ11-22,2%). Характер изменения фазовой проницаемости аналогичен открытой пористости. Средние значения проницаемости уменьшаются снизу вверх от пласта к пласту почти в два раза (234, 123, 67 мкм²*10⁻³). Средние значения параметров горизонта АВ1, определенные при стационарных режимах фильтрации:

- коэффициент продуктивности -27,6 т/(сут.*Мпа)
- удельный коэффициент продуктивности -2,294 т/(сут.*МПа)
- гидропроводность - 61,18 мкм², см/мПа*с.,
- проницаемость -0,123 мкм².

Средние значения параметров горизонта АВ1, определенные при нестационарных режимах фильтрации. Гидропроводность-65,29 мкм², см/мПас, проницаемость-0,125 мкм², пьезопроводность-3548 м²/с*10⁻³.

2.5.3. Особенности нефтенасыщенности залежи горизонта АВ1

Залежь нефти горизонта АВ1 в большинстве своем является недонасыщенной. В поровом пространстве коллекторов, помимо остаточной воды и нефти, присутствует определенное количество свободной воды, не связанной.

При этом на величину нефтенасыщенности, в основном, влияют два фактора - это гипсометрическое положение коллекторов в залежи и их фильтрационные свойства. При одинаковых коллекторских свойствах песчаники сводовых частей имеют большую нефтенасыщенность, чем в крыльевых зонах. А коллекторы, расположенные на одном гипсометрическом уровне, имеют большую величину нефтенасыщенности в зонах с улучшенными коллекторскими свойствами.

Нефтенасыщенность пласта АВ13 изучена только по материалам промысловой геофизики, так как ни в одной из скважин, пробуренных на не фильтрующейся промывочной жидкости, он не освещен керном. Нефтенасыщенность пласта АВ13 – 0,483-0,366 (коэффициент нефтенасыщенности.). По пласту АВ12 нефтенасыщенность изменяется от 7,3 до 43,6% .

Средние значения, определенные по двум пропласткам в скв. №64 равны 52%, а в скв. № 1679 по пяти пропласткам изменяются в пределах по скв. № 64 от 34,2 до 80,8%, по скв. № 320 бис 26,6-67,5%, а по скв. № 1679 от 7,8 до 58,5%. Большие диапазоны изменения величины нефтенасыщенности обусловлены литологической неоднородностью пласта АВ11. Коллекторы с лучшими фильтрационно и емкостными свойствами имеют большую величину нефтенасыщенности. Средневзвешенное по толщине значение нефтенасыщенности пласта АВ11 в скв. № 320 бис равно 47%, в скв. № 64 составляет 63%, по скв. № 1679 нефтенасыщенность определялась по четырем песчаным пропласткам, входящих в пласт АВ11, и среднее значения по пропласткам изменяются от 27,6 до 41,3% и в целом по пласту равно 32,2%.

2.5.4. Физико - химическая характеристика нефти горизонта АВ1

Нефть продуктивного пласта АВ1 является легкой, плотность нефти в поверхностных условиях составляет 847,56 кг/м³, сравнительно маловязкой, вязкость нефти при температуре 20С- 7,58 мм²/с, при 50С- 3,67 мм²/с. Содержание серы 0,75% весовых, асфальтенов-2,0%, селикагеливых смол- 8,83%. Количество парафинов в нефти не велико и составляет 2,23%. Нефть пласта АВ1 характеризуется высоким выходом светлых фракций: отгон до 200С составляет 31%, выход фракций до 300С- 52%. Бензиновые фракции нефти пласта АВ1 характеризуется низким содержанием ароматических углеводородов 7-20% и высоким содержанием парафиновых 58-63%. Нефть характеризуется следующими параметрами:

- плотность сепарированной нефти 851,9% кг/м³;

- плотность пластовой нефти 777,7 кг/м³;
- объемный коэффициент 1,182 м³/м³;
- вязкость пластовой нефти 1,66 мПа*с;
- давление насыщения - 8,2 мПа;
- газосодержание 67,47 м³/т.

Компонентный состав газа в процентах молярной концентрации составляет: метана 77,37%, этана 5,76%, углекислого газа 0,29%, удельный вес газа 0,944кг/м³.

Следует сделать вывод: нефть горизонта АВ1 сернистая, малосмолистая, относится к метаново-нафтеновому типу по классификации Добрянского. Нефть характеризуется преобладанием пропановой фракции над этаном.

Таблица 2.1-Компонентный состав нефтяного газа

Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание в %) горизонта АВ1	параметры
1. CO ₂	0,31
2. N ₂	1,33
3. CH ₄	77,43
4. C ₂ H ₆	3,98
5. i-C ₃ H ₈	8,78
6. i-C ₄ H ₁₀	1,92
7. n-C ₄ H ₁₀	3,98
8. C ₅ H ₁₂	0,79
9. C ₆ + высшие	0,58
10. Молекулярная масса	23,085
11. ρ, кг/м ³	0,944

Таблица 2.2- Характеристика пластовой и закачиваемой воды.

Характеристика пластовой и закачиваемой воды.	параметры
1 Пластовая вода	
1) ρ , кг/м ³	1010
2) , мПа с	0,565
3) Общая минерализация, г/л	18,3
2 Сеноманская вода	
1) ρ , кг/м ³	1010
2)Общая минерализация, г/л	14,4

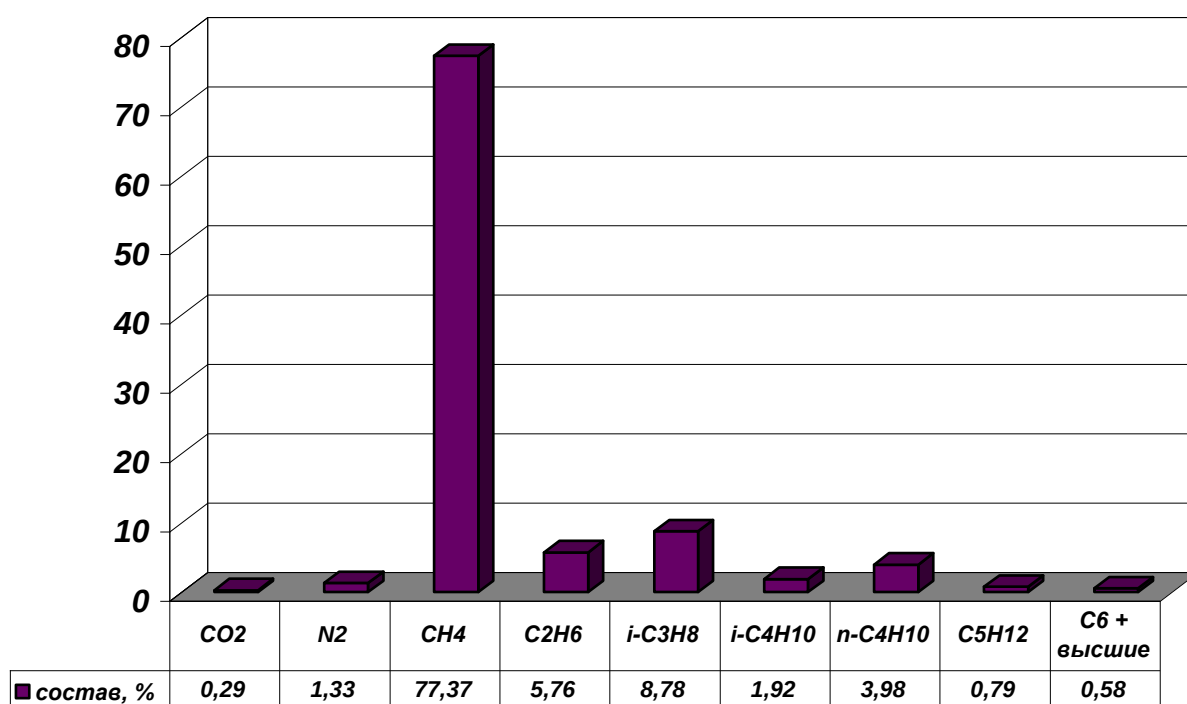


Рисунок 2.2 - Компонентный состав нефтяного газа

3. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

AB1

3.1. Анализ текущего состояния разработки продуктивного горизонта AB1

Советское нефтяное месторождение открыто в 1962 г., введено в эксплуатацию в 1966 г. В следующем году начато эксплуатационное разбуривание основных объектов (БВ8 и АВ1) разработки.

Запасы нефти утверждались в ГКЗ СССР четыре раза: в 1965, 1966, 1970, 1984 гг. (протоколы ГКЗ №№ 4548, 4986, 6071, 9445). Последний пересчет запасов и ТЭО КИН был выполнен и утвержден в 2007 году.

По сравнению с балансовыми запасами, утвержденными в ГКЗ СССР в 1965, 1970 и 1984 гг. в количестве: категория $B+C_1$ – 562528 тыс. т, категория C_2 – 46654 тыс. т, представленные в «ТЭО КИН...» начальные балансовые запасы нефти по категории $B+C_1$ увеличены на 1.9% (10586 тыс. т). Увеличение запасов получено, в основном, за счет приращения площадей и, объема нефтенасыщенного коллектора. По этим параметрам прирост объема коллектора составил 47.1%. Вместе с тем, уменьшение емкостных свойств, а также уточнение параметров нефти, существенно компенсировали указанный прирост объемов коллектора.

По категории C_2 за счет сокращения площади данной категории запасы нефти были уменьшены практически в три раза (-32686 тыс. т).

В целом по месторождению по категориям $B+C_1+C_2$ начальные балансовые запасы нефти уменьшены на 3.6%. Запасы газа сократились на 27.2% (-11212 млн. м³) за счет уточнения значений газосодержания. В таблице 3.1 представлены сведения о запасах нефти по Советскому месторождению.

Остаточные извлекаемые запасы нефти Советского месторождения на 31.12.2010 г представлены на рисунке 3.1. Из рисунка видно, накопленный отбор нефти с начала разработки Советского месторождения составил 172706.7 тыс. т, отобрано 69.4% от начальных извлекаемых запасов. Остаточные

извлекаемые запасы нефти на 31.12.2013 г. по категории В+С₁ составляют 76203.3 тыс. т. Обеспеченность месторождения запасами нефти при текущем темпе отбора составляет 38 лет.

Таблица 3.1 - Запасы нефти по Советскому месторождению на 31.12.2010 г.

Месторождение	Балансовые запасы нефти, тыс. т		Извлекаемы запасы нефти, тыс. т		КИН, доли ед.
	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁ / C ₂
Утвержденные ГКЗ (2007 г.)					
Советское	572534	10846	248693	4099	0.434 / 0.378
Начальные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ					
Советское	573098	10282	248910	3882	0.434 / 0.378
Остаточные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ					
Советское	400391	10282	76203	3882	

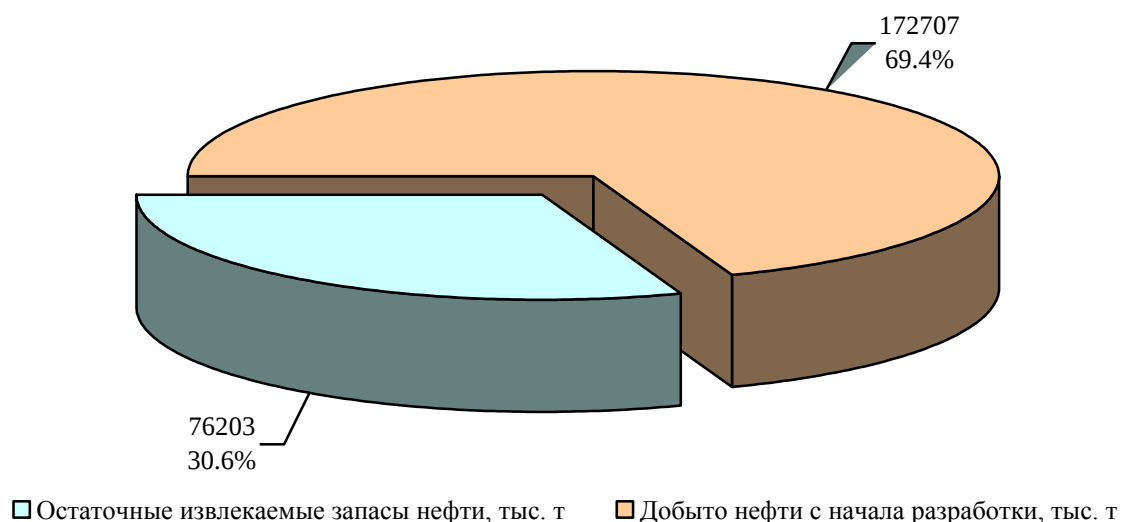


Рисунок 3.1 - Остаточные извлекаемые запасы нефти Советского месторождения, числящиеся на балансе ВГФ на 01.01.2013 г.

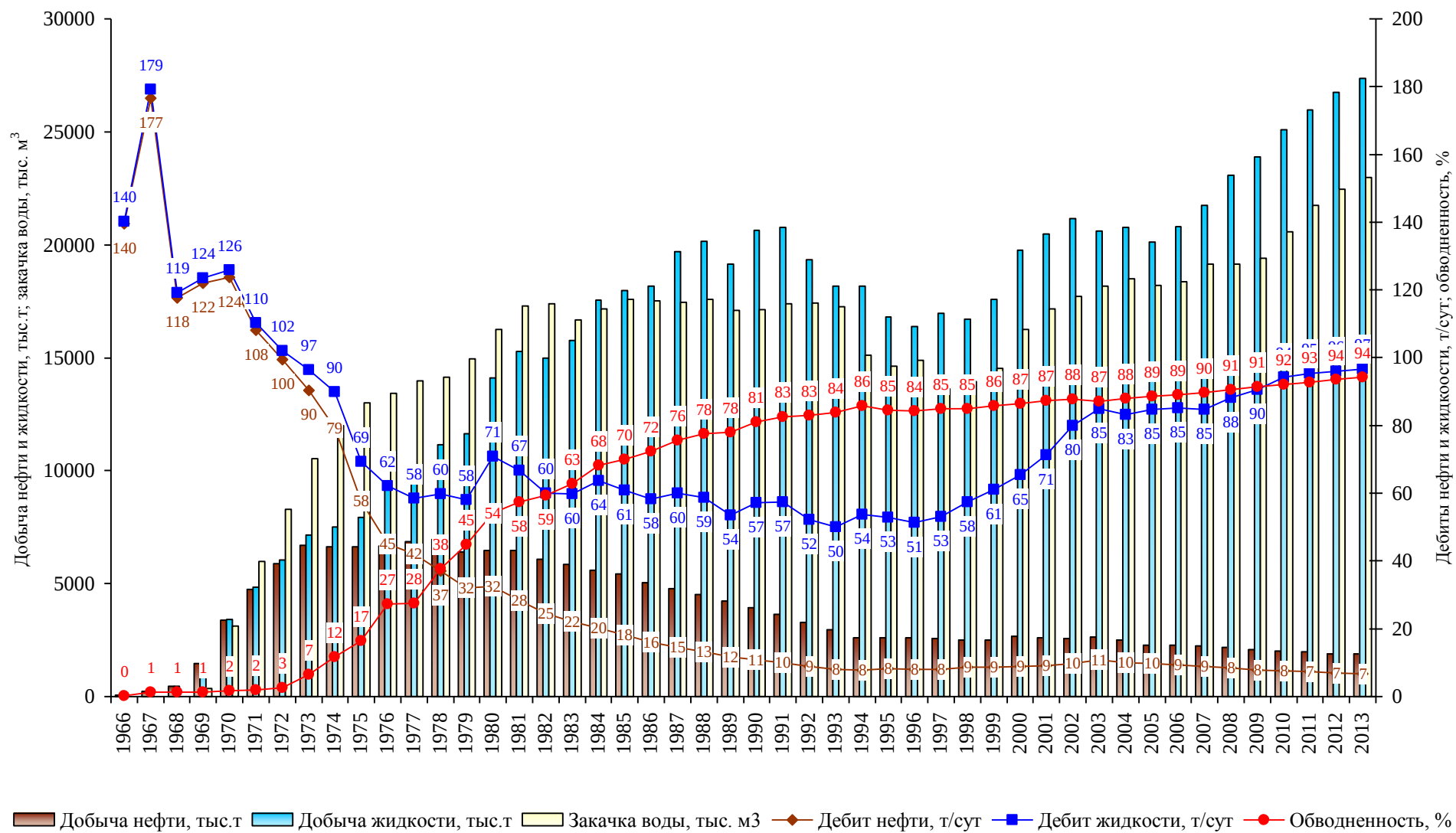


Рисунок 3.2 - Динамика основных показателей разработки Советского месторождения

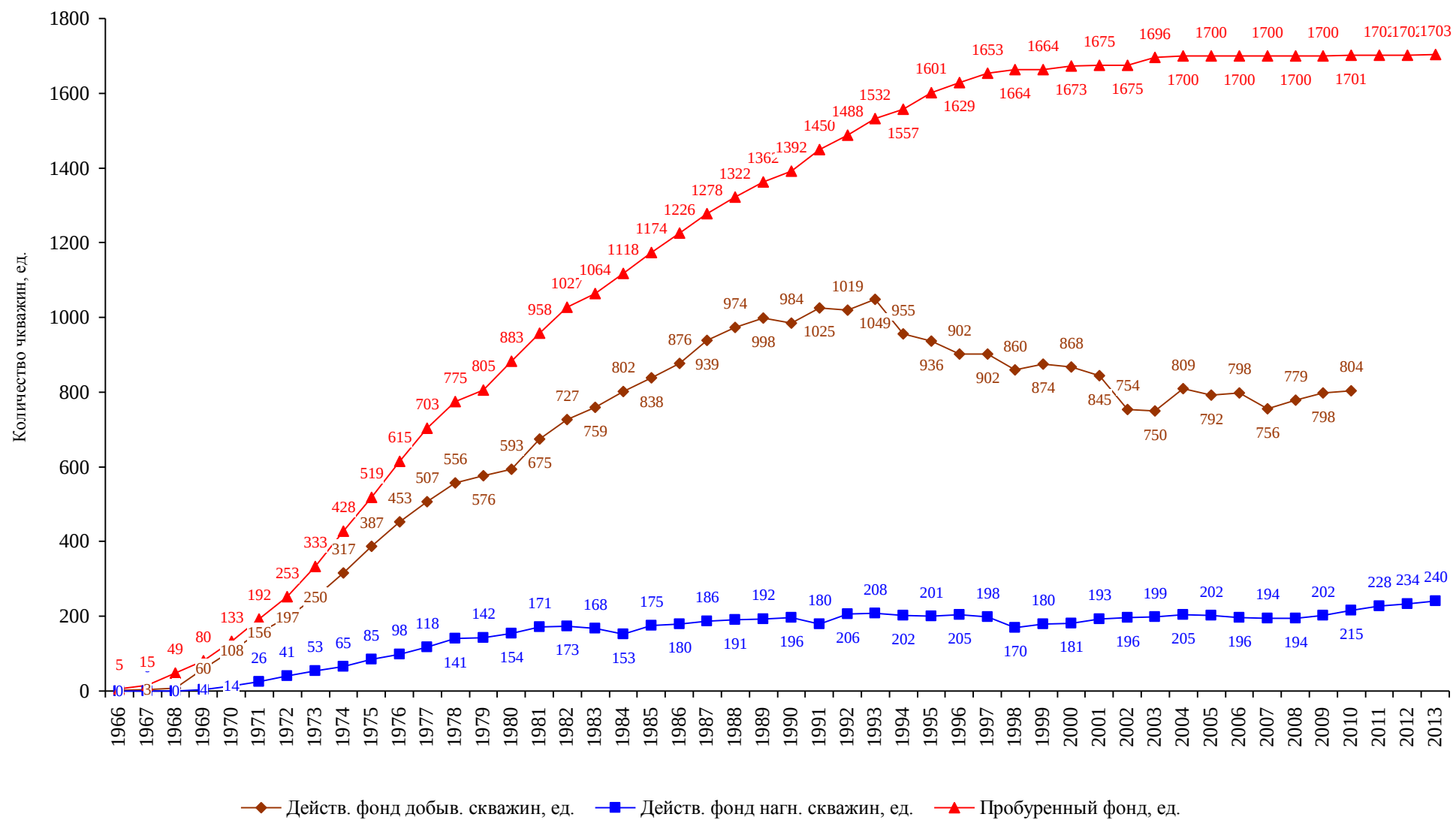


Рисунок 3.3 - Динамика фонда скважин Советского месторождения

На объект АВ1 пробурено 1065 скважин или 76,1 % от проекта, неосвоенными остались небольшие окраинные зоны залежи, где нефтенасыщенна только верхняя часть объекта АВ1-1-2 с относительно ухудшенными коллекторскими свойствами.

С начала разработки объекта АВ1 отобрано 75012,1 тыс.т или 51,2 % от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти (таблица 3.2) , текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,199, обводненность продукции 83,1 %. По залежи действует ранее сформированная система воздействия, переход на блочно-замкнутую сдерживается, как по организационным причинам, так и из-за ограниченности материально-технических средств. Максимальный отбор нефти 3709 тыс.т (темп отбора 2,6 %) по объекту АВ1 достигнут в 1980 г (рисунок 3.6). При обводненности продукции 43,7 %. Проектные технологические показатели объекта АВ1 определены в расчете на изменение направления потоков, связанных с формированием более интенсивной блочно-замкнутой системы с вовлечением в разработку низко-продуктивных зон путем бурения дополнительных скважин, и изоляции заводненных интервалов.

Существуют определенные сложности по вовлечению в работу низкопроницаемого пласта АВ1-1 при его эксплуатации единым фильтром с более продуктивными нижними пластами АВ1-2+3. По данным электрометрии скважин, пробуренных в заводненных зонах, отмечается вовлечение в работу только нижних пластов АВ1-2+3, хотя по данным потокометрии (РГТ) охват воздействием составляет в среднем 0,38. При этом, возможно некоторое завышение указанного коэффициента за счет не герметичности цементного кольца заколонного пространства нагнетательных скважин.

Рисунок 3.4 - Динамика изменения дебита жидкости и обводненности пласта АВ1

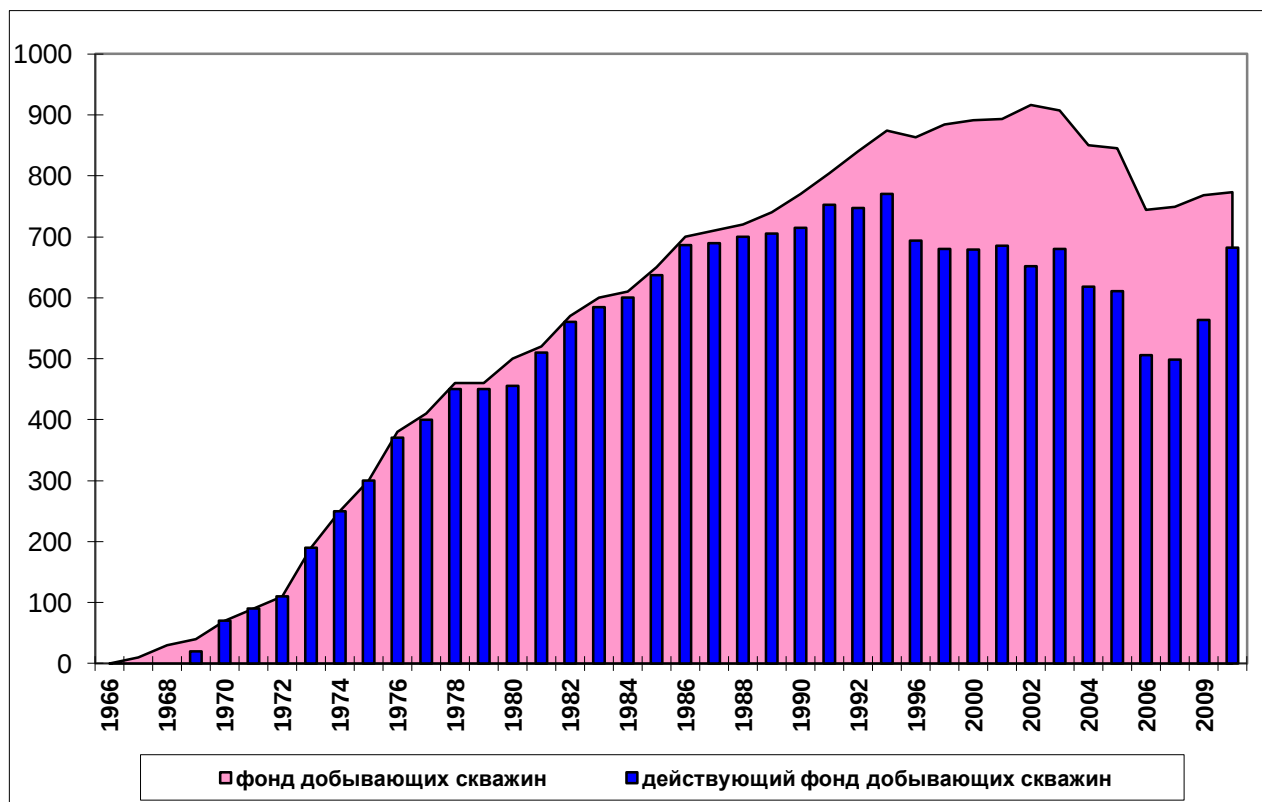


Рисунок 3.5 - Динамика изменения фонда скважин пласта АВ1

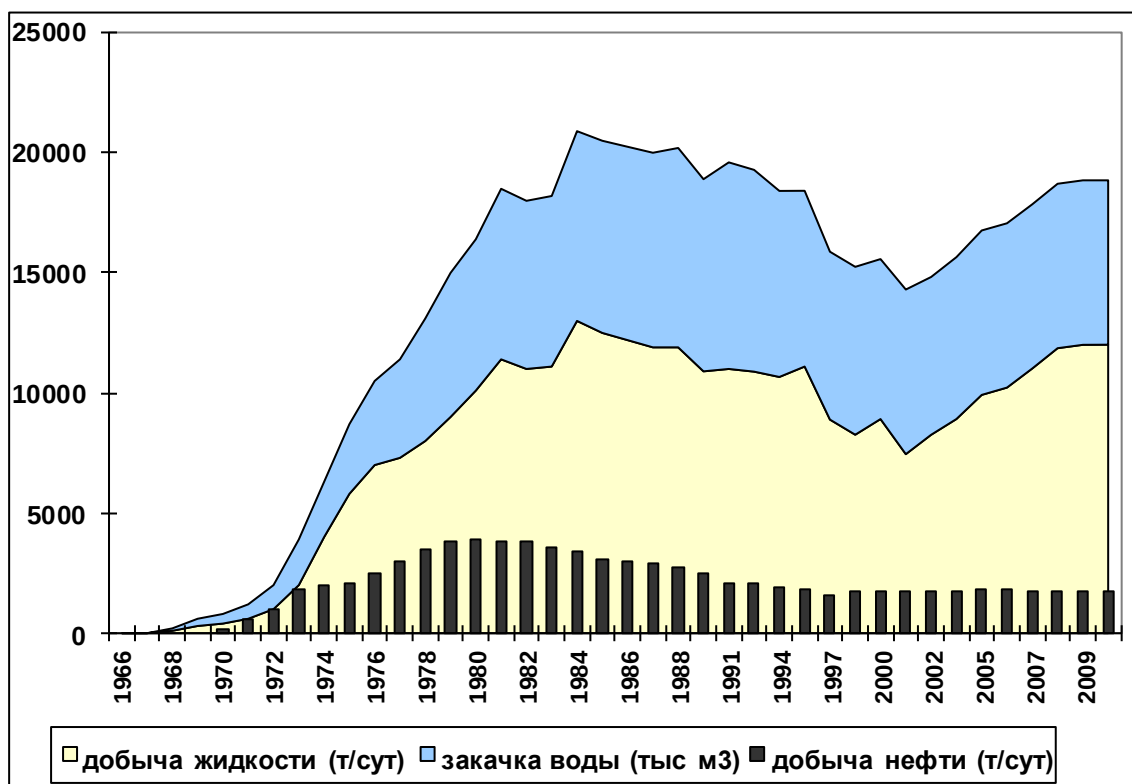


Рисунок 3.6 - Показатели разработки продуктивного горизонта АВ1

Таблица 3.2- Показатели разработки Советского месторождения за период с 2009 по 2013 год

Показатели разработки	2009	2010	2011	2012	2013
Годовая добыча нефти всего, тыс.т	2677,2	2605,9	2578,9	2543,2	24493,3
Эксплуатационный фонд скважин	1159	1161	972	1008	861
в том числе бездействующие	292	376	258	267	181
Добывающие	867	785	714	741	809
Средний дебит по жидкости т/сут	65,6	71,3	78,5	84,4	85
в том числе по скважинам с					
ЭЦН	152,1	148,2	149	157	167
ШГН	15	14,3	14,4	13,6	12,9
Средняя обводненность продукции %	86,5	87,3	87,8	88,6	83,1
Средний дебит скважин по нефти т/сут	8,9	9,1	9,6	9,7	10,1
в том числе по ЭЦН	14,9	15	15,5	15,6	15,8
ШГН	4,9	4,8	4,7	4,2	4,4
Годовая добыча жидкости тыс.м3	18630,1	18205,3	18110,2	18173,8	17934,0
Накопленная добыча жидкости тыс.м3	511804,1	530009,4	548119,6	557263,1	559263,1
Накопленная добыча нефти тыс.т	149320,1	151926,0	154504,9	157213,2	158213,2
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	0,274	0,277	0,282	0,288	0,283
Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов нефти %	64,2	65,2	66,4	66,6	66,9
Закачка воды годовая тыс.м3	16237	17148	17723	18412	18668,4
Накопленная закачка воды тыс.м3	304515,7	321663,7	339386,7	348427,3	349827,3

Таблица 3.3 -Показатели разработки пласта АВ1 Советского месторождения за период с 2009 по 2013 год

Показатели разработки	2009	2010	2011	2012	2013
Годовая добыча нефти всего, тыс.т	1860	1848,2	1821	1815	1809
Эксплуатационный фонд скважин	850	845	744	724	735
в том числе бездействующие	232	234	238	231	219
Добывающие	618	611	506	498	517
Средний дебит по жидкости т/сут	32,5	33	34,2	34,2	34,2
в том числе по скважинам с					
ЭЦН	101	99	100	112	134
ШГН	13,1	12,3	12,4	13,6	12,9
Средняя обводненность продукции %	82,2	83,6	83,8	86,8	83,1
Средний дебит скважин по нефти т/сут	8,1	8,3	8,5	9,1	9,0
в том числе по ЭЦН	14,2	14,8	15	16,8	17,1
ШГН	4,8	4,9	4,7	4,2	4,6
Годовая добыча жидкости тыс.м3	6845,1	6840,3	6835,1	6901,1	6975,1

Накопленная добыча жидкости тыс.м3	208550,5	215390,8	226785,9	223125,6	222985,2
Накопленная добыча нефти тыс.т	71063,3	72911,5	74666,8	74987,5	75012,1
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	0,190	0,192	0,195	0,197	0,199
Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов нефти %	48,9	49,3	51,2	51,9	52,3
Закачка воды годовая тыс.м3	9920,3	10225,1	11020	11927	12003
Накопленная закачка воды тыс.м3	262319,3	272544,8	283564,4	287574,1	290064,3

3.2. Особенности выработки запасов нефти пласта АВ1(1)

Начальные извлекаемые запасы продуктивного горизонта АВ1 составляют 148 млн.тонн нефти. Накопленная добыча нефти составила 78,66 млн.тонн, причем 29 млн.тонн (40%) этих запасов приходится на пласт АВ1(1) “рябчик”, который в разработку практически не вовлечен. Сначала разработки (1966г) из этого пласта было добыто не более 3 млн.тонн нефти. Такое состояние разработки обусловлено рядом факторов:

- сложность геологического строения и низкая проницаемость пласта АВ1(1);
- пласт АВ1(1) “рябчик” представлен частым чередованием песчаников, алевролитов и глин, толщина пропластков изменяется от 1 до 50 см..

Суммарная эффективная толщина его изменяется от 0 до 9,3м. и в среднем по месторождению составляет 3,3м. Пласт характеризуется повышенной слоистой и рассеянной глинистостью. Текстура песчаников гнездовидно-линзовидная. Коэффициент пористости 22,2%. Коэффициент проницаемости от 20 до 60 мл Дарси.

В поровом пространстве коллекторов помимо остаточной воды и нефти присутствуют определенное количество воды. Значение нефтенасыщенности по пропласткам изменяется от 38 до 80 %.

Толщина глинистого раздела пластов АВ1(1) и АВ1(2) небольшая (1-4м) и, как следствие, проблематична их надежная изоляция в условиях необходимости создания больших перепадов давления.

Система разработки была принята в целом по продуктивному горизонту АВ1, дифференцированное воздействие на пласт АВ1(1) практически отсутствует. Неоднократные промывки, преимущественно, подвергаются интервалы пластов АВ1(2-3) более высокой проницаемости.

Применяемые трехрядная и площадная система разработки не позволили вовлечь в активную разработку пласт АВ1(1) “рябчик”.

Применяемые мероприятия по повышению коэффициента извлечения нефти из пласта АВ1(1), такие как кислотные обработки призабойной зоны пласта, пороховой генератор давления, метод глубоких депрессий, дополнительная перфорация, закачка композиции ИХН в нагнетательные скважины, не дали эффекта.

Закачиваемая в пласт подтоварная вода низкого качества в связи с кратно повышенным содержанием количества взвешенных частиц. Следует сказать, что применяя обычные методы разработки месторождения и не используя новых методов увеличения нефтеотдачи пласта, невозможно задействовать все запасы пласта АВ1(1) в активную разработку и достичь проектного коэффициента нефтеотдачи. Следовательно, применение современных методов интенсификации добычи нефти является требование времени и необходимым условием эффективности разработки.

3.3. Мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения объекта АВ1

В целях повышения охвата выработкой, снижения обводненности, интенсивности добычи нефти по объекту АВ1 проводилась: нестационарное заводнение, закачка в одну скважину композиции ИХН, обработки призабойных зон, оптимизация сетки скважин путем размещения и бурения резервного фонда по большей части площади залежи и дополнительных скважин в пределах 1 и 2 опытных участка.

1. Из гидродинамических методов, обеспечивающих повышение эффективности разработки объекта при режиме вытеснения нефти водой из

слабодренируемых зон, применялся метод “нестационарного заводнения”. Технология его реализации сводилась к периодическому прекращению закачки воды в отдельные группы скважин. Нестационарное заводнение проводилось в 1986-1987г., в течение которого нагнетательные скважины останавливались на 3 месяца. После периода остановки нагнетательных скважин наблюдается снижение обводненности.

2. С целью улучшения работы преимущественно низкодебитных скважин проводились различные виды обработок призабойных зон (ОПЗ), к ним относятся кислотные обработки (ГКО, СКО), пороховой генератор давления (ПГДБК), метод глубоких депрессий (МГД) и дополнительная перфорация (ДП). Обычно применяется несколько видов (комплекс) обработок. Из анализа следует, что кратковременные (до 3 месяцев) увеличение дебитов после обработок изменяются в среднем с 47,7 до 86,0 %. Согласно проведенным оценкам дополнительная добыча за годовой период в среднем 21,6 тыс.тонн. в расчете на одну обработку дополнительно добыто в среднем 317 тонн нефти. Наиболее результативными явились методы ДП и ПГДБК, повышающие совершенство вскрытия. По объекту АВ1 месторождения проводились работы по закачки композиции ИХН в нагнетательные скважины, что способствовало увеличению их приемистости, следовательно интенсификации отборов, а при вовлечение в работу низкопроницаемых прослоев повышаются охват и нефтеотдача объектов. Было отработано 10 нагнетательных скважин путем закачки в призабойную зону небольших объемов (11-35м³) водных растворов композиции (ИХН). В пределах участка, где размещены эти скважины, отмечаются периоды увеличения их приемистости на 40-45% продолжительностью до 3 месяцев. Изучение динамики технологических показателей участка проводилась по 58 добывающим скважинам. При этом в результате анализа дебита нефти, жидкости, обводненности, добычи нефти улучшения этих показателей незамечено. Анализируя результаты мероприятий по повышению коэффициента нефтеизвлечения объекта АВ1 следует сказать, что имеющиеся

положительные результаты были получены по относительно высокопроницаемым пропласткам А1(2) и А1(3). Что касается пропластка А1(1), то изменений показателей процесса разработки не наблюдалось.

Успешность всех этих операций оказалась невысокой, эффект кратковременный. Обнадеживающие результаты получены после проведения ГРП в конце 1994 года. В шести низкодебитных (до 10 т/сут) по жидкости скважинах проведен гидроразрыв пласта АВ1(1) канадской технологии (Фракмастер) силами АОЗТ “Васюган Сервисиз”. Перфорированная нефтенасыщенная толщина пласта АВ1(1) составила в среднем 4,6 м, расчетная длина трещины около 30 м. Дебит нефти до ГРП составлял 4,6-7,7 т/сут, в среднем 6,5 т/сут, после гидроразрыва возрос до 46 т/сут или семикратно, причем коэффициент продуктивности возрос только вчетверо. После ГРП обводненность увеличилась на 10% по одной и уменьшилась на 5-25% по двум скважинам, что связывается с повышением коэффициента охвата посредством образовавшихся трещин. В условиях повышенной макронеоднородности пласта, усиленной текстурными проявлениями (“рябчик”), прогнозируемый фактор увеличения коэффициента охвата несомненно повысит коэффициент нефтеизвлечения. Без организованной системы ППД на пласт АВ1(1) широкомасштабное проведение ГРП не имеет смысла ввиду его высокой стоимости и выраженного снижения дебитов жидкости. На объекте АВ1(1) из-за отсутствия достаточно активной системы ППД темп снижения дебитов ожидается значительно большим.

К тому же, если принять во внимание технологические условия проведения ГРП, выраженные в необходимости создания высокого давления разрыва (50-70 МПа), сопровождающегося выходом (на 10-15 м) вертикальных трещин за пределы интервала перфорации, то широкомасштабность ГРП несомненно, будет сдерживаться ограничениями как геологическими так и техническими. Они вызваны соответственно близостью начального или текущего водонефтяного контакта и старением фонда добывающих скважин, эксплуатирующихся в течение 15-30 лет.

Должен быть тщательный подбор скважин для проведения ГРП, его успешность в старых скважинах не может быть гарантированной.

В первых проектных документах технологические показатели разработки были определены с некоторыми неточностями в связи с использованием далеко не совершенных программных комплексов, которые не позволяли учесть в модели всю гамму сложностей геолого-физического строения объекта и оценить их влияние на динамику технологических показателей.

Каждый последующий проектный документ составлялся с максимальным использованием накопленного опыта промысловых работ на объекте и более совершенных программных комплексов. Поэтому уточненные проектные показатели определены с большей надежностью, их реализация непосредственно зависит от выполнения исходных заданных мероприятий.

Из опыта разработки месторождения видно в качестве одного из важных положительных факторов следует отметить высокую эффективность использования фонда скважин.

4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН

4.1. Конструкция скважин, используемая на месторождении

На Советском месторождении строительство скважин осуществляется буровыми установками типа Бу - 75 БрЭ, Бу - 80 БрЭ, а в последнее время Бу - 2500 ЭХ.

Монтаж оборудования в эксплуатационном бурении производится кустовым методом, причем с одной кустовой площадки бурится 8 - 12 наклонно-направленных скважин.

Профиль ствола наклонно-направленных скважин включает в себя:

- вертикальный участок от 0 до 180 - 250 м.;
- участок набора зенитного угла 150 - 220 м.;
- стабилизации наклонного ствола 900 - 1100 м.;

- снижение зенитного угла 450 - 1200м.

Конструкция скважин, пробуренных нефтеразведочной организацией, включает в себя направление диаметром 325 - 508 мм. (спускалось в 20 скважин) на глубину 5 - 56 м., кондуктор диаметром 219 - 325 мм. на глубину 283 - 620 м. и эксплуатационную колонну диаметром 114 - 146 мм. до забоя (рис. 4.1). Цемент за направлением поднимался до устья, за кондуктором на высоту 58 - 505 м от башмака. За эксплуатационной колонной цемент поднимался 100 - 150 м и выше кровли продуктивного пласта

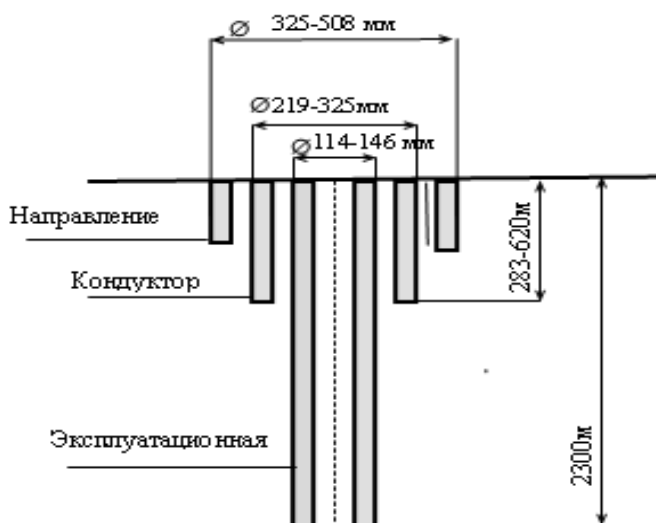


Рисунок 4.1- Конструкция скважин Советского месторождения

4.2. Краткое описание и общая схема установки погружного центробежного электронасоса

Установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси.

Установки погружных электроцентробежных насосов – это многоступенчатые, секционные центробежные насосы с числом ступеней в одной секции от 35 до 210, в зависимости от производительности ЭЦН и его напора. Секции ЭЦН приводит во вращение погружной электродвигатель специальной конструкции (ПЭД), который также может состоять из одной или нескольких секций в зависимости от его мощности. Электродвигатель питается

с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. Кабель крепится специальными поясами к погружному оборудованию. Жидкость подается на поверхность по НКТ. Частоту вращения вала двигателя измеряют в оборотах в минуту (1 Гц – 1 об/сек). Частота вращения вала соответствует частоте переменного тока в сети, что составляет при частоте 50 Гц – 3000об/мин.

В схему оборудования скважины электроцентробежным насосом входит наземное и погружное оборудование (рис. 4.2):

Наземное:

- Наземное электрооборудование (клеммная коробка, трансформатор, станция управления и трансформаторная подстанция);
- Устьевая фонтанная арматура (трубная головка, фонтанная елка, запорные задвижки, регулируемый штуцер, обратный клапан);

Погружное:

- НКТ, для подачи откачиваемой жидкости на поверхность;
- сливной клапан для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме УЭЦН;
- обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под гравитационным воздействием столба жидкости.
- бронированный электрокабель для питания электродвигателя;
- клямсы, металлические пояса для крепления кабеля к колонне НКТ;
- погружной центробежный насос;
- газосепаратор для скважин с повышенным газовым фактором свыше 10%;
- ПЭД с гидрозащитой;
- в нижней части ПЭД имеет компенсатор.

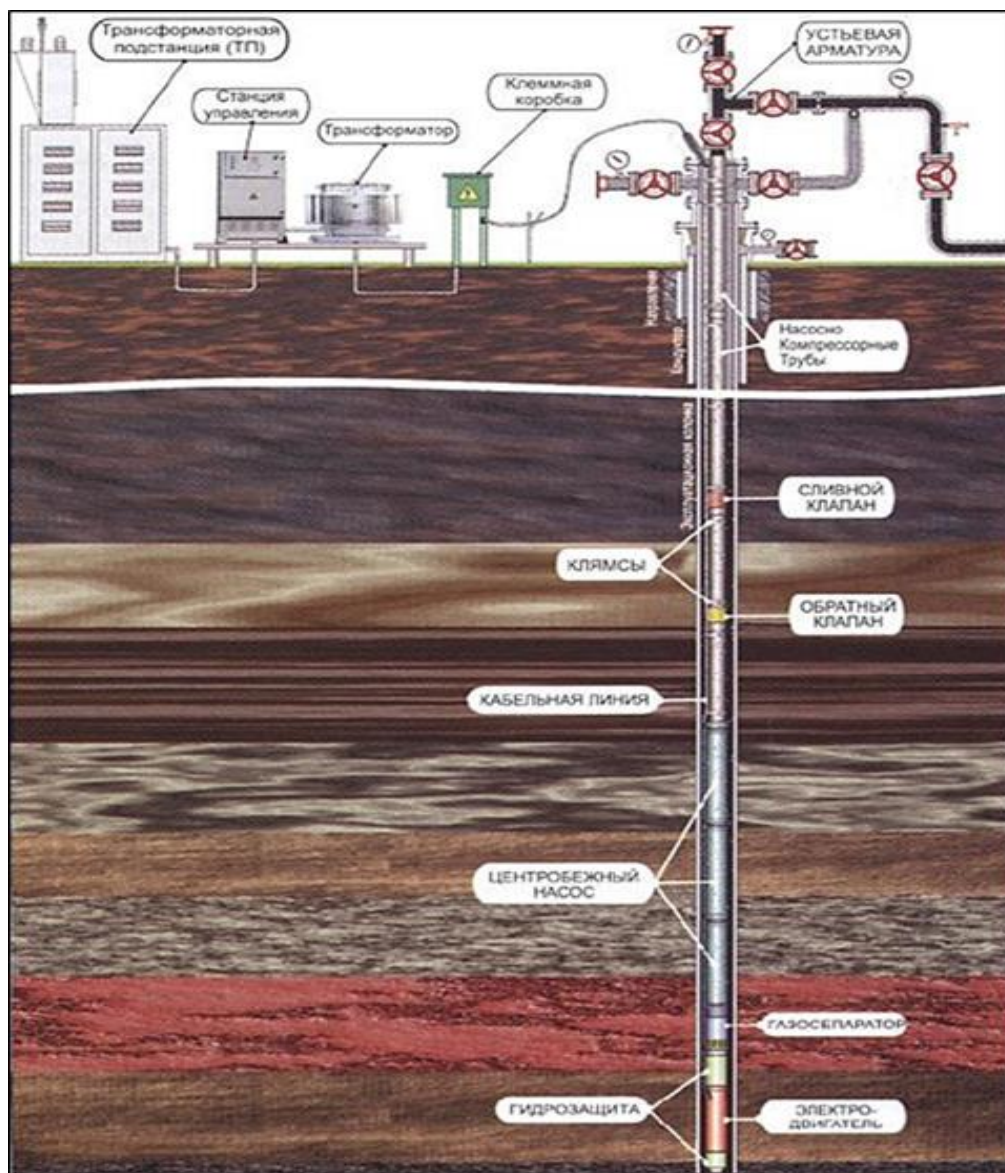


Рисунок 4.2- Установка электроцентробежного насоса

В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой. Насос, гидрозащита и электродвигатель являются отдельными узлами, соединенными болтовыми шпильками. Концы валов имеют шлицевые соединения, которые стыкуются при сборке всей установки. Насосный агрегат спускается в скважину на колонне НКТ. ЭЦН опускается в скважину под расчетный динамический уровень обычно на 150 - 300 м. Всасываемая насосом жидкость последовательно проходит все ступени и покидает насос с напором, равным внешнему гидравлическому сопротивлению.

Все насосы делятся на две основные группы; обычного и износостойкого исполнения. Подавляющая часть действующего фонда насосов (около 95 %) - обычного исполнения.

Насосы износостойкого исполнения предназначены для работы в скважинах, в продукции которых имеется небольшое количество песка и других механических примесей (до 1 % по массе).

По поперечным размерам все насосы делятся на 3 условные группы: 5; 5А и 6, что означает номинальный диаметр обсадной колонны, (в дюймах), в которую может быть спущен данный насос. Группа 5 - диаметр корпуса 92 мм, группа 5А - 103 мм и группа 6 - 114 мм.

В шифре УЭЦН заложены их основные номинальные параметры, такие как подача и напор при работе на оптимальном режиме. В шифре насосов коррозионностойкого и износостойкого исполнения имеются буквы «К» или «И», означающие коррозионностойкость «К», износостойкость «И». В них рабочие колеса изготавливаются не из металла, а из нирезиста. В корпусе насоса примерно через каждые 20 ступеней устанавливаются промежуточные и радиальные центрирующие вал подшипники, в результате чего насос износостойкого исполнения имеет меньше ступеней и соответственно напор.

Таблица 4.1- Характеристика погружных центробежных насосов

Шифр насоса	К. П. Д. %	Номи- нальная подача, м	Напор, м	Число ступеней	Число секций
ЭЦН5-18-1300	28	18	1300	254	2
ЭЦН5-30-1250	37	30	1250	246	2
ЭЦН5А-50-1350	45	50	1350	192	1
ЭЦН5-80-1200	51,5	80	1285-715	274	2
ЭЦН5-80-1550	51,5	80	1600	364	2
ЭЦН5-80-1800	51,5	80	1780	413	3
ЭЦН-130-1200	58,5	130	1330-870	283	2
ЭЦН5-130-1400	58,5	130	1460	348	3

ЭЦН5-200-800	50	200	960-545	225	2
ЭЦН5А-100-1350	51	100	1520-1090	264	2
ЭЦН5А-160-1100	58,7	160	1225-710	224	2
ЭЦН5А-160-1200	61	160	1560-1040	274	2
ЭЦН5А-160-1750	61	160	1755	346	3
ЭЦН5А-250-800	60,3	250	890-490	145	2
ЭЦН5А-250-1000	60,2	250	1160-610	185	2
ЭЦН5А-250-1400	60	250	1580-930	265	3
ЭЦН5А-400-1200	59,7	400	1560-1040	134	2
ЭЦН5А-400-1350	60	400	1520-1090	161	2
ЭЦН6-500-750	61,5	500	860-480	157	2
ЭЦН6-160-1450	57,6	160	1715-1230	249	2
ЭЦН6-250-1050	63	250	1100-820	185	4
ЭЦН6-500-950	61,5	500	860-480	157	2
ЭЦНК5-80-1550	51,5	80	1600	364	2
ЭЦНК6-800-950	61,5	800	1350-870	263	4

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

Пластовая жидкость - смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа - имеет следующие характеристики:

- максимальное содержание попутной воды - 99%;
- водородный показатель попутной воды pH - 6,0-8,5;
- максимальная плотность жидкости - 1400 кг/м³;
- максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД - 1 мм²/с;
- максимальная массовая концентрация твердых частиц - 0,1 г/л;
- микро твердость частиц не более 5 баллов по Моосу;
- максимальное содержание свободного газа на приеме насоса - 25%;
- при использовании газосепаратора содержание свободного газа в пластовой жидкости в зоне подвески насоса допустимо до 55% по объему;
- максимальная концентрация сероводорода для насосов обычного исполнения - 0,01 г/л;
- для насосов коррозионно-стойкого исполнения - 1,25 г/л;

- максимальная температура - 90 °С;

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

- минимальный внутренний диаметр скважины для каждого типоразмера насоса согласно технического описания на модуль секции и двигателя;
- максимальный темп набора кривизны ствола скважины - 3° на 10м;
- максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки - 250 кгс/см²;
- в зоне работы установки отклонение ствола скважины от вертикали должно быть не более 40°.

4.2.1. Насос погружной

Погружные центробежные электронасосы (ПЦЭН) - это многоступенчатые центробежные насосы с числом ступеней в одном блоке до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции (ПЭД). ПЦЭН состоит из входного модуля, модуля секции (модулей секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов. Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности.

Модуль-головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно-компрессорной трубы), с другой стороны - фланец для подсоединения к модулю-секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля-головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля-головки с модулем-секцией.

Модуль-секция состоит из корпуса, вала, шлицевых муфт, направляющих аппаратов, радиальных и промежуточных подшипников установленных по всей длине насоса, рабочих колес, верхней осевой опоры, основания, двух направляющих под кабель, фланцевых соединений.

Насосные секции выполняются различной длины, что обеспечивает оптимальный подбор насоса к любой скважине. Секции ЭЦН могут быть со ступенями двухопорной конструкции. Это позволяет добиться увеличения межремонтного периода в сложных ситуациях, связанных с повышенным содержанием в пластовой жидкости механических примесей и химически активных веществ. Все рабочие ступени в двухопорном исполнении изготовлены из нирезиста для работы в гидроабразивной среде. Валы насоса изготавливают из сплава «К-монель». При этом большая долговечность насоса обусловлена следующим: конструкция ступеней двухопорная, что значительно снижает нагрузку на единицу площади поверхности трения; ступени удлинены в обе стороны, это уменьшает вибрацию и повышает устойчивость рабочего колеса; ступени закрывают вал насоса, обеспечивая его защиту от гидроабразивного влияния пластовой жидкости. По энергетическим параметрам, насосы в двухопорном исполнении не уступают аналогичным насосам с рабочими ступенями одноопорной конструкции.

Фланцевые соединения секций соединяются между собой болтом с гайкой и пружинной шайбой. Вместо пружинной шайбы, для надежности крепления соединения, применяют самоконтрящиеся (противополетные) гайки. Это обычная гайка с поперечной прорезью до половины тела. При затягивании гайки, в месте прорези гайка сжимается, что предотвращает ее самопроизвольное отвинчивание. Между соединениями секций имеется резиновое кольцо, которое герметизирует соединение секций. Обычно на УЭЦН выполняется межсекционное соединение «фланец-фланец». Применение соединения «фланец-корпус» обеспечивает более высокую прочность межсекционного соединения по сравнению с соединением «фланец-фланец» (уменьшение концентраторов напряжения, увеличенная толщина стенки головки, уменьшающая абразивный износ межсекционного соединения), вследствие чего достигается увеличение межремонтного периода УЭЦН в целом.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок, приемной сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты. При помощи шпилек, модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя. Входной модуль может быть оснащен высокоэффективным фильтром, что позволяет насосу надежно откачивать пластовую жидкость, с большим содержанием механических примесей.

4.2.2. Техническая характеристика ПЭД

Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин (рис. 4.3).

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 110 °С.

Электродвигатели заполняются маслом МА-ПЭД диэлектриком, служащим для смазки и охлаждения, с пробивным напряжением не менее 30 кВ,

Поскольку вдоль корпуса электродвигателя, в отличие от насоса, электрокабель не проходит, диаметральные размеры ПЭД несколько больше, чем у насосов, а именно: группа 5 имеет максимальный диаметр 103 мм, группа 5А - 117 мм и группа 6 - 123 мм.

В маркировку ПЭД входит номинальная мощность (кВт) и диаметр; например, ПЭД65-117 означает: погружной электродвигатель мощностью 65 кВт с диаметром корпуса 117 мм, т. е. входящий в группу 5А.

Малые допустимые диаметры и большие мощности (до 125 кВт) вынуждают делать двигатели большой длины - до 8 м, а иногда и больше.

Верхняя часть ПЭДа соединяется с нижней частью узла гидрозащиты с помощью болтовых шпилек. Валы стыкуются шлицевыми муфтами.

Электродвигатель состоит из статора, ротора, головки с токовводом, корпуса.

Выпускаются модификации ПЭД различной мощности и конструкции,



что позволяет подобрать наиболее оптимальное сочетание насос-двигатель, для достижения максимального КПД. Применение специальных материалов позволяет использовать двигатель при температуре до 160°C. В конструкцию электродвигателя могут быть внесены некоторые конструктивные изменения: встроенного в головку двигателя блока погружной телеметрии, для передачи информации о давлении, температуры и вибрации в двух плоскостях.

Передача параметров осуществляется по силовому кабелю электродвигателя. Использование средств телеметрии предотвращает серьезные аварии, экономит средства на капитальных и текущих ремонтах установки в течение всего срока

ее

Рис.4.3 – Погружной электродвигатель

службы. Изготавливают двигатели с укороченным статором серии ПЭДУКС

мощностью до 180 кВт, эти двигатели в отличие от обычных двигателей изготавливают в едином корпусе, что упрощает монтаж УЭЦН на скважине и повышает надежность по сравнению с секционными ПЭД, за счет отсутствия стыковочного узла между секциями ПЭД. Двигатели РППЭД-Я отличаются от обычных тем, что имеют меньшие габариты и устойчиво работают в широком

диапазоне питающих напряжений. Параметрическим двигателям присущи более мощный пусковой момент, более высокая удельная мощность.

Таблица 4.2- Характеристика погружных электродвигателей

Показатель	ПЭД14-103	ПЭД20-103	ПЭД28-103	ПЭД45-117	ПЭД65-117
Номинальная мощность, кВт	16	22	32	45	63
Напряжение линейное, В	500	700	850	1400	2000
Сила номинального тока, А	31,5	31	37	27,5	27
Частота, Гц	50	50	50	50	50
Частота вращения синхронная, мин ⁻¹	3000	3000	3000	3000	3000
Коэффициент мощности	0,77	0,77	0,77	0,84	0,84
К.П.Д., %	76	76	76	81	81
Температура окружающей среды, °С	100	100	110	110	110
Тип гидрозащиты	1ГБ1	1ГБ1	1ГБ1	1ГБ1	1ГБ1

4.2.3. Гидрозащита электродвигателя

Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Протектор предназначен для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Компенсатор служит для компенсации потери масла в электродвигателе при спуске оборудования и его температурных расширениях в процессе работы.

Гидрозащита находится между приемным модулем ЭЦН и погружным электродвигателем ПЭД. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем за фланцы при помощи шпилек и гаек. Эти соединения осуществляются при монтаже двигателя на скважине.

На сегодняшний день технология нефтепромыслового оборудования шагнула далеко вперед. Заводы изготавливают гидрозащиты, способные выдерживать рабочую температуру до 140°С. Разработано и успешно внедряется новое поколение гидрозащит Г-57, совмещенных с компенсатором в одном корпусе, за счет чего снижается материалоемкость и уменьшается число межсекционных соединений.

Возможно исполнение защиты Г-57 с входным модулем насоса и приемной сеткой, что также уменьшает число межсекционных соединений. Применение газоотводных клапанов позволяет стравливать накапливающиеся в полостях протектора и электродвигателя газы наружу. Это исключает перегрев торцевых уплотнений и образование опасного превышения давления во внутренних полостях. Диафрагма с компенсирующим объемом масла, расположена над электродвигателем, что уменьшает воздействия давления пластовой жидкости на диафрагму при спуске оборудования. Торцевые уплотнения протектора работают на запирание со стороны двигателя, что исключает попадания пластовой жидкости в полость электродвигателя.

4.2.4. Основные технические данные кабеля

Для подвода электроэнергии к ПЭД установки погружного насоса применяется кабельная линия (рис. 4.4), состоящая из основного питающего кабеля и сращенного с ним удлинителя с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметическое присоединение кабельной линии к электродвигателю.



Рисунок 4.4 Кабель ПЭД

Теплостойкий кабель рассчитанный на температуру до 230 °С состоит из трех медных жил, каждая из которых изолирована слоем этиленпропилендиенметилового каучука (ЭПДМ), свинцовой оболочкой и нейлоновой оплеткой. Три установленные в одной плоскости изолированные жилы обвиваются оцинкованной с 4 – х. сторон стальной лентой. По желанию

потребителя теплостойкий кабель может быть изготовлен с антикоррозионной броней из монель – металла или нержавеющей стали .

Кабели подразделяются:

1. По материалу изоляции:

плёнка полиимидно-фторопластовая (И); лаковая изоляция (Л); полиэтилен высокой плотности (П); полиэтилен высокой плотности вулканизированный (Пв); полипропилен (ПП); резины на основе этиленпропиленового каучука (Э); фторсополимеры (Ф); термоэластопласты (Т).

2. По материалу оболочек:

полиэтилен высокой плотности (П); полипропилен (ПП); резины на основе этиленпропиленового каучука (Э); термоэластопласты (Т); резины на основе этиленпропиленового каучука (Н); свинец и его сплавы.

3. Конструкции подушки под броней:

обмотка или оплётка (без обозначения); общая оболочка (О).

4. По материалу брони:

лента стальная оцинкованная (Б); лента из коррозионностойкой стали (Бк).

5. По конструктивному исполнению: круглый (К);

Кабельный удлинитель с кабельной муфтой предназначен для сращивания с силовым кабелем, подающим питающее напряжение от наземного оборудования к ПЭД, (рис. 4.5).

Кабельный удлинитель состоит из муфты с круглым токовводом и плоского теплостойкого кабеля с допускаемой температурой при спуско – подъемных операциях до -40 0С и максимальной рабочей температурой до +230 0С. Литой или фрезерованный корпус муфты выполнен из нержавеющей стали или нержиста. Герметизация муфты обеспечивается стандартными кольцами круглого сечения из теплостойкой резины. Конструкция муфты обеспечивает защиту от распространения масла и пластовой жидкости, как по внутренней поверхности корпуса, так и по свинцовой оболочки и изоляции ЭПДМ на каждой жиле. Фторопластовые втулки исключают возможность утечки тока со штепсельных наконечников на корпус муфты и защищают ЭПДМ от

воздействия масла. Герметичность муфты при стыковке с головкой двигателя обеспечивается при помощи резинового кольца по конической поверхности заходного бурта муфты или двумя кольцами в радиальных канавках бурта.

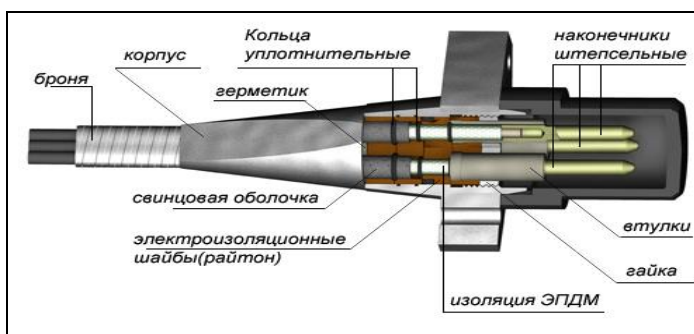


Рисунок 4.5 Кабельный удлинитель

Таблица 4.3- Характеристика электрических кабелей

Марка кабеля	Число жил * на площадь сечения мм ²	Максим. Наружные размеры, мм	Допустимое давление, МПА	Масса, кг/км
КПБК (кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, круглый).	3*10	29,7	19,6	1016
	3*16	32,6		1269
	3*25	35,6		1622
	3*35	38,3		1969
	3*50	44,0		2314
КПБП (кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, плоский).	3*4	9,7*19	19,6	380
	3*6	10,5*20,2		466
	3*10	13,6*33,8		438
	3*16	15*37,4		958
	3*25	15,4*43		1282
КППБПС (кабель с плотной полиэтиленовой изоляцией, бронированный, плоский).	3*10	13,2*27	19,6	966
	3*16	15*32,6		1265
	3*25	15,4*36,08		1730
	3*35	18,4*43,0		2098
	3*50	20,8*47,9		2641

4.3. Анализ применяемого погружного оборудования

Станок-качалка, это весьма распространенный, но далеко не самый эффективный способ добычи нефти. Наиболее эффективным способом механизированной добычи нефти является добыча с помощью установок электроцентробежных насосов или УЭЦН. На УЭЦН приходится основная доля

добываемой продукции на Советском месторождение. Преимущество УЭЦН заключается в простоте обслуживания и большом межремонтном периоде. На Советском месторождение в данный момент времени, действующий фонд скважин по способам эксплуатации делится на эксплуатацию установками электроцентробежных насосов (УЭЦН)- 48%, эксплуатацию ШГН- 52% (рис. 4.6).

Из рисунков приведенных ниже мы видим, что добыча нефти с помощью УЭЦН составляет- 79%, а добыча нефти с помощью ШГН- 21% (рис. 4.7). Отсюда получается, что добыча нефти с помощью УЭЦН превышает добычу нефти в 3,7 раз по отношению к ШГН.

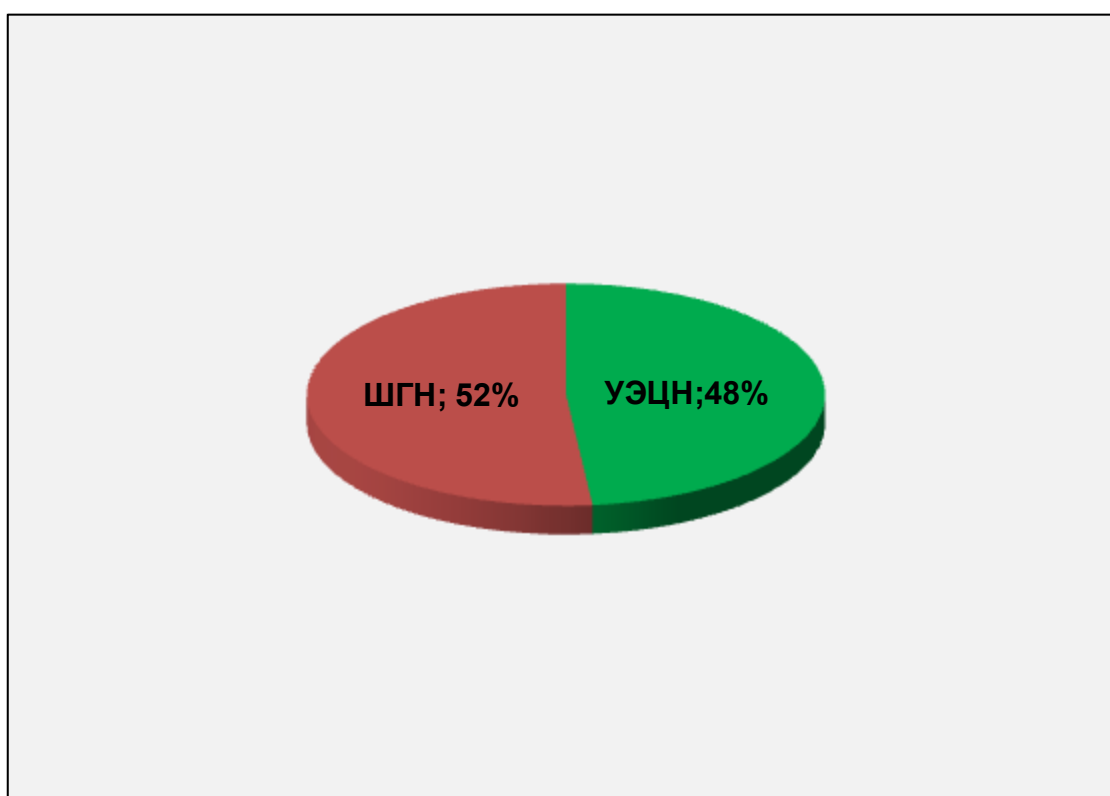


Рисунок 4.6 - Действующий фонд скважин по способам эксплуатации

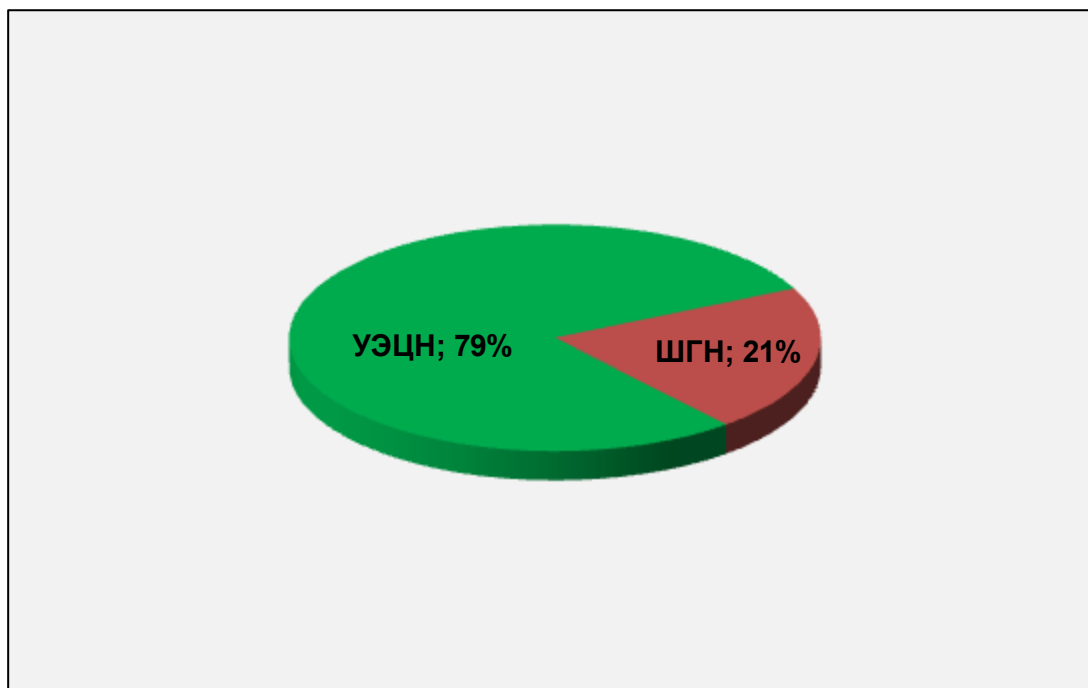


Рисунок 4.7 - Добыча нефти по способам эксплуатации

Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости.

Электронасосы применяются для эксплуатации скважин:

- нефтяных с высоким содержанием парафина;
- малодебитных с низким уровнем жидкости;
- малодебитных с водонапорным режимом;
- высокодебитных;
- сильнообводненных, где для добычи определенного количества нефти необходимо отбирать большое количество воды;
- глубоких, для рентабельной эксплуатации, которых требуются насосы большой мощности;
- наклонных скважин;
- с высоким газосодержанием;
- с содержанием солей в добываемой жидкости.

Однако, эффективность работы значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа.

Характеристика работы насоса резко снижается уже при 1-2% содержании газа (по объему). Методами борьбы с попаданием газа в насос являются:

- увеличение погружения насоса под динамический уровень;
- установка различного вида газосепараторов ниже приема насоса.

Все виды насосов имеют паспортную характеристику в виде кривых зависимостей $H(Q)$ (напор, подача), $\eta(Q)$ (коэффициент полезного действия, подача), $N(Q)$ (потребляемая мощность, подача). Обычно эти характеристики даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале.

Всякий центробежный насос, в том числе и ПЦЭН, может работать при закрытой задвижке ($Q=0$, $H=\max$) и при отсутствии противодавления на выкиде ($Q=Q_{\max}$, $H=0$). Полезная работа насоса пропорциональна подаче на напор, на этих двух точках она будет равна нулю, а следовательно и $\eta=0$.

При определенном соотношении Q и H , обусловленными минимальными внутренними потерями, η достигает максимального значения равного примерно 0,5-0,6. Подача и напор соответствующие максимальному коэффициенту полезного действия, называются оптимальными.

Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума изменяется плавно, поэтому допускается работа ПЦЭН при режимах, отличающихся от оптимального в ту или иную сторону на некоторую величину (рисунок 4.8). Пределы этих отклонений зависят от конкретной характеристики ПЦЭН и должны соответствовать снижению КПД насоса на 3-5%. Это обуславливает целую область работы ПЦЭН, которая называется рекомендованной областью.

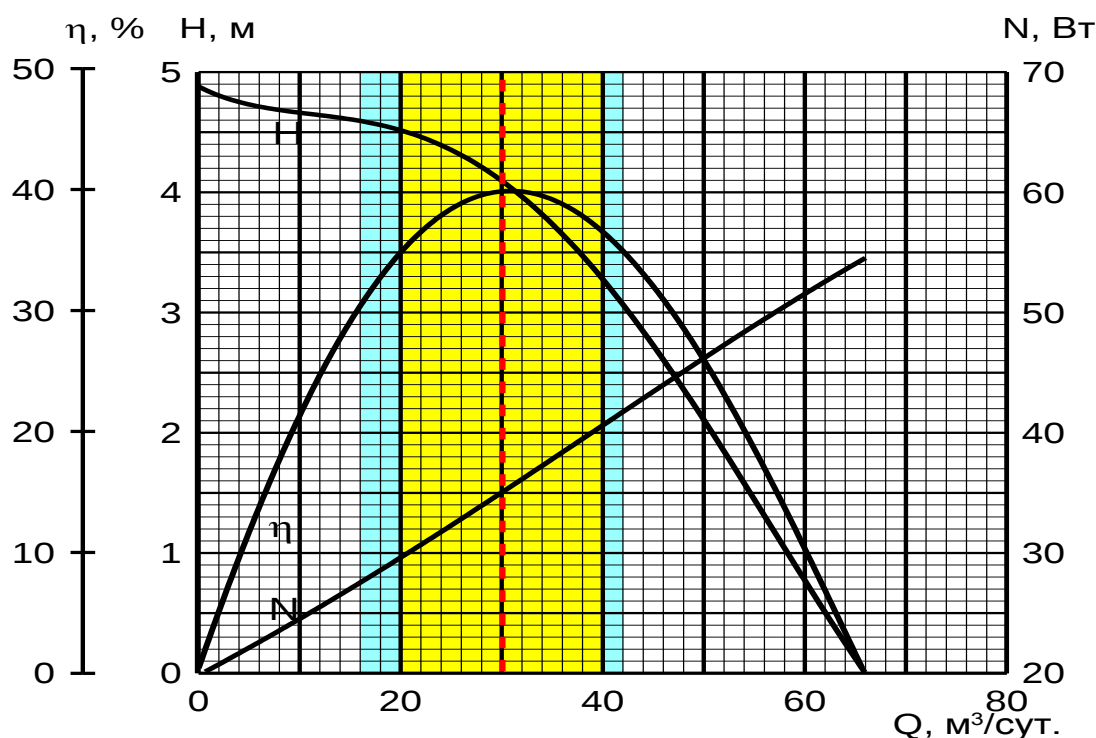


Рисунок 4.8. - Типовая характеристика погружного центробежного насоса

4.4. Подбор установки ПЦЭН для эксплуатации скважины

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера ПЦЭН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины.

Суть метода подбора ПЦЭН изложенного ниже заключается в построении гидродинамической характеристики и совмещении ее с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) $H=f(Q)$.

Уравнение притока жидкости в скважину имеет вид:

$$Q = K_{\text{пр}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (1)$$

где $K_{пр}$ - коэффициент продуктивности скважины (т/(сут*МПа)), $P_{пл}$ и $P_{заб}$ - пластовое и забойное давление (МПа), Q - дебит скважины (т/сут).

Забойное давление вычисляется по формуле:

$$P_{заб} = P_{пл} - \frac{Q}{K_{пр}}, \quad (2)$$

Давление на приеме насоса:

$$P_{пн} = P_{заб} - (L_c - H_n) \cdot \rho_{ж} \cdot g, \quad (3)$$

где $\rho_{ж}$ - плотность жидкости в интервале от забоя скважины до приема насоса, L_c - глубина скважины.

Принимая давление на приеме насоса оптимальным $P_{опт}$, вычисляем глубину спуска насоса H_n :

$$H_n = L_c + \frac{10^6 \cdot (P_{опт} + Q / K_{пр} - P_{пл})}{\rho_{ж} \cdot g}, \quad (4)$$

Затем по экспериментальным кривым распределения давления (рисунок 4.6) в зависимости от обводненности и устьевое давления определяется давление на выкиде насоса $P_{вых}$ при заданной подаче Q .

Давление P_n , необходимое для подъема заданного Q на поверхность, рассчитывается по формуле:

$$P_n = P_{вых} - P_{опт}, \quad (5)$$

где $P_{вых}$ - давление на выходе насоса.

При необходимости пересчета давления (P_n) в напор, выражение (5) записывается в виде

$$H = 10^6 \cdot (P_{вых} - P_{опт}) / (\rho_{ж} \cdot g), \quad (6)$$

4.5. Анализ эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на Советском месторождении

Для анализа работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на Советском месторождении по данным технологических режимов на 01.01.12 года были

проанализированы коэффициенты подачи насосных установок, типоразмеры установок и причины отказов УЭЦН.

Коэффициент подачи насосных установок показывает, на сколько правильно установка электроцентробежного насоса (УЭЦН) подобрана к скважине, характеризует работу насоса и определяется отношением фактического дебита насоса к оптимальному дебиту $K_n = Q_{\text{факт.}} / Q_{\text{нас.опт.}}$.

По полученным коэффициентам подачи УЭЦН была построена гистограмма для всего действующего фонда скважин оборудованных УЭЦН. На гистограмме показано распределение скважин по коэффициентам подачи.

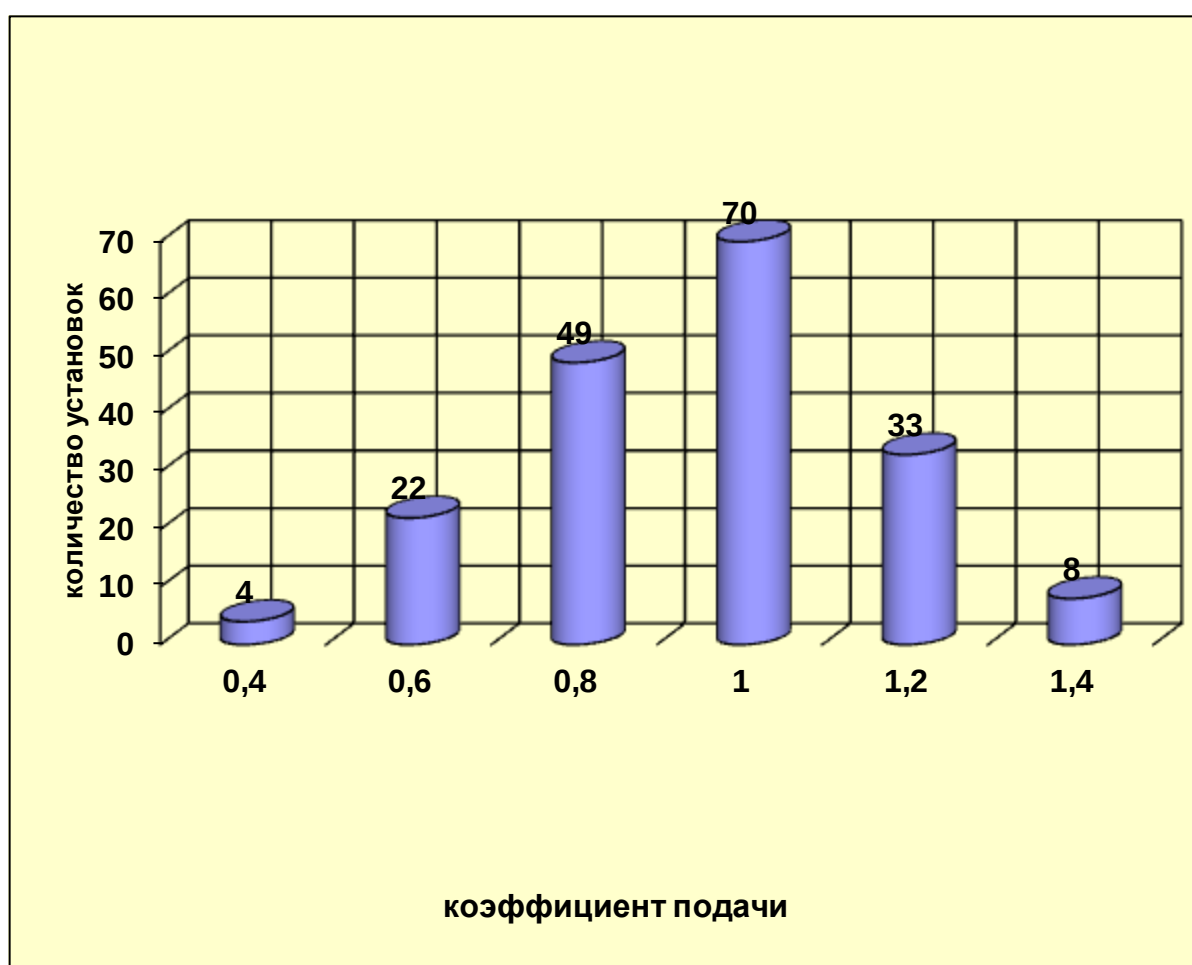


Рисунок 4.9 - Распределение фонда скважин по коэффициентам подачи

Из рисунка 4.9 видно, что 82% - 152 скважины работают в оптимальном режиме. Оптимальный режим работы УЭЦН должен соответствовать коэффициенту подачи равному от 0,8 до 1,2. И лишь 18% - 34 скважины

работают с коэффициентами, которые не соответствуют оптимальному режиму. Почти вся часть фонда подобрана правильно и эксплуатируется эффективно.

Представляется целесообразным рассмотреть, из каких типоразмеров УЭЦН состоит эксплуатационный фонд. Для этого построим диаграмму распределение фонда скважин по типоразмерам.

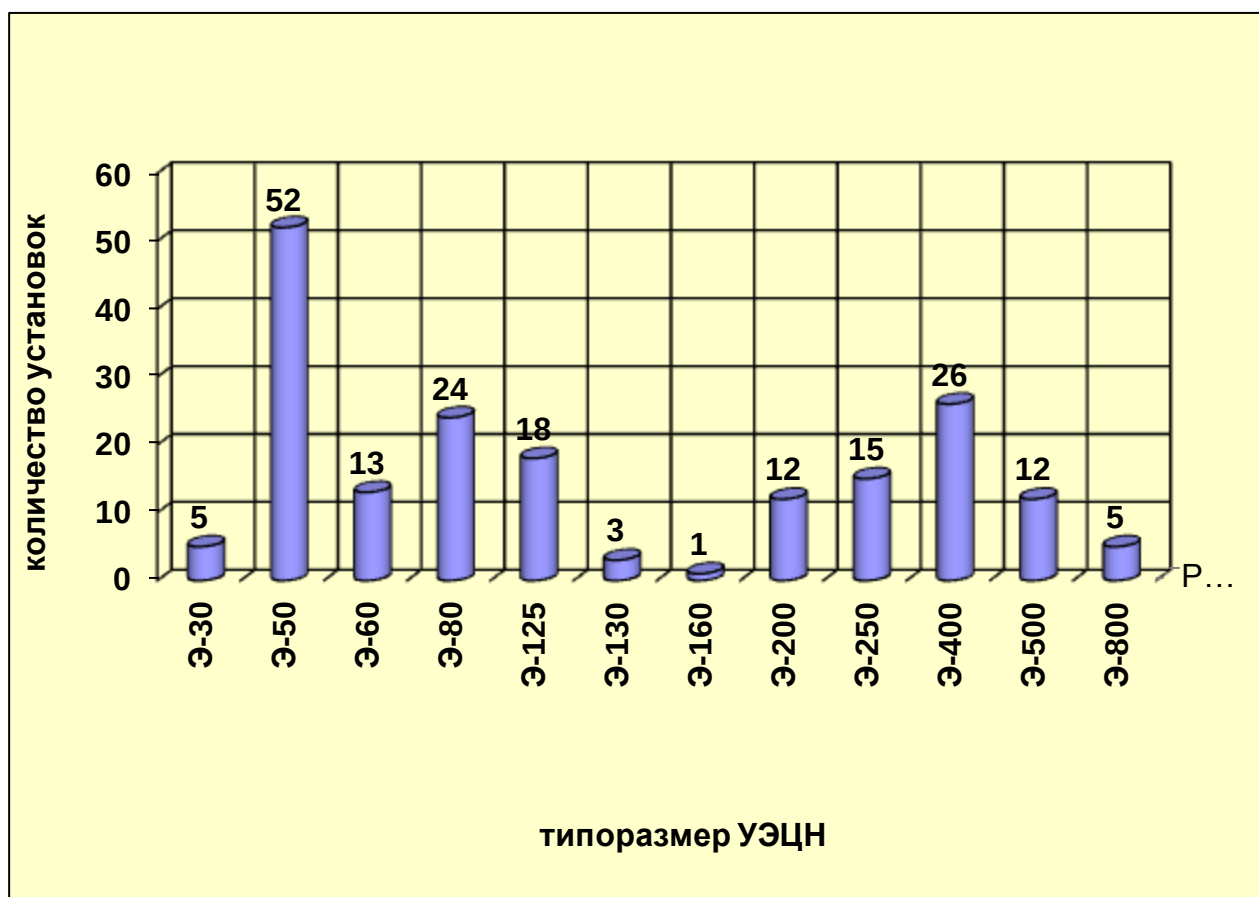


Рисунок 4.10 - Распределение фонда скважин по типоразмерам

Из рисунка 4.10 видно, что 52 установками - УЭЦН 50, 26 установками – УЭЦН 400, затем 24 установками – УЭЦН 80 оборудован фонд скважин на Советском месторождении по типоразмерам, в большей степени по отношению к другим установкам.

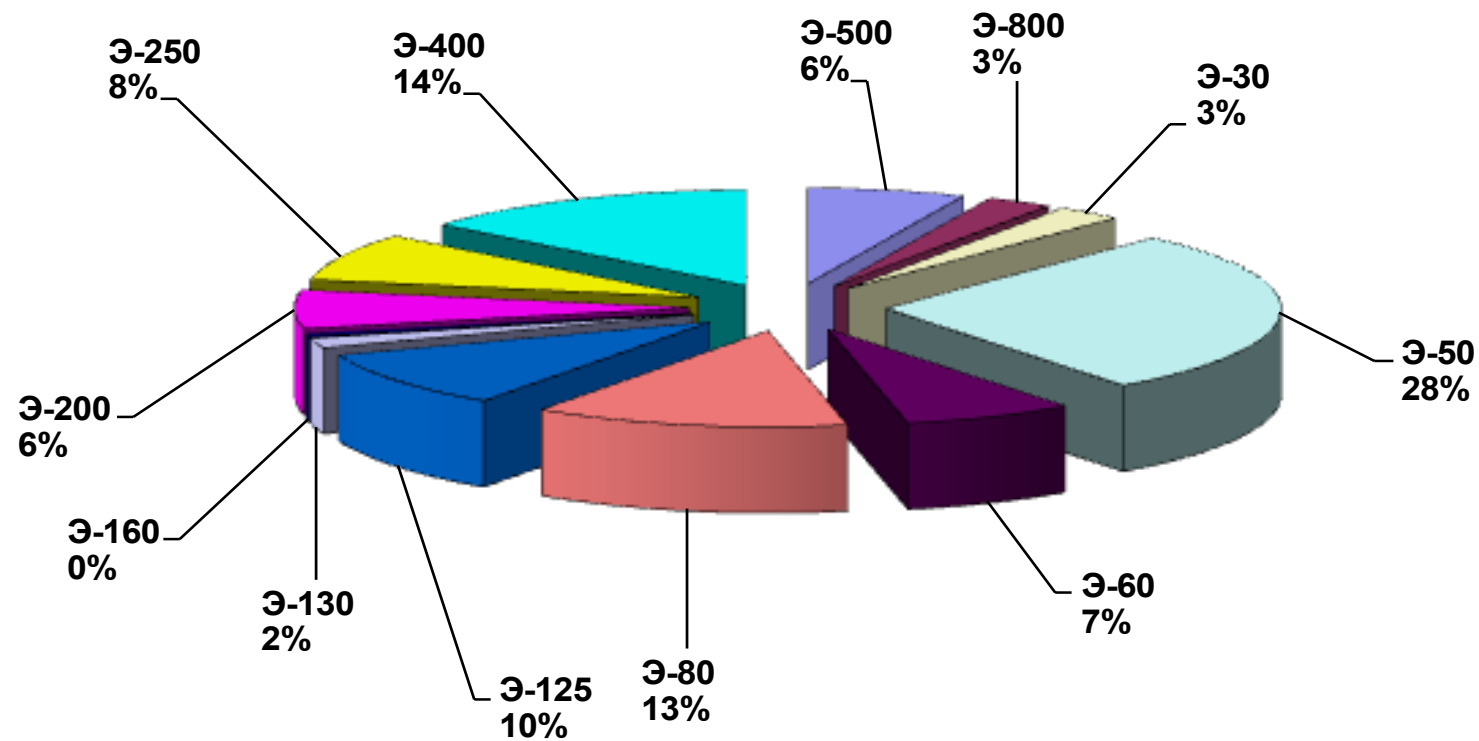


Рисунок 4.11 - Распределение по типоразмерам фонда УЭЦН в процентном соотношении

Из рисунка 4.11 следует, что в основном используют УЭЦН 50 – 27% , а также УЭЦН 400 – 14%, затем уже идут УЭЦН 80 – 13%. Большая часть фонда Советского месторождения эксплуатируется данными типоразмерами УЭЦН.

В целом можно сделать вывод, что специалисты в цехе работают очень грамотно.

4.6. Методика расчета МРП (межремонтного периода скважины)

Настоящая методика предназначена для расчета межремонтного периода работы скважин.

Межремонтным периодом работы скважин следует считать продолжительность времени в календарных сутках между двумя последовательными ремонтами.

1. Расчет МРП производится за отчетные периоды: квартал, полугодия, девять месяцев, год.

2. МРП рассчитывается для всего пробуренного фонда скважин, отдельно по нефтяным, нагнетательным, газовым скважинам, а также для скважин с различными видами эксплуатации (ШГН, ЭЦН, ЭВН, газлифт, фонтан).

3. Расчет МРП производится по формуле: $МРП = T / Ч$, где Т -календарное количество суток за расчетный период, Ч – частота ремонта за расчетный период.

4. Расчет частоты ремонта за расчетный период производится по формуле: $Ч = P / \Phi$, где Р- количество ремонтов за расчетный период, Φ -среднеарифметический фонд скважин на начало и конец расчетного периода $\Phi = (\Phi_n + \Phi_k) : 2$

5. В количество ремонтов за расчетный период включаются все ремонты, проведенные на фонде скважин за расчетный период, за исключением освоения скважин из бурения, ввода скважин из консервации.

6. Ремонты, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, из одной категории в другую (например, нефтяные в нагнетательные, ШГН на ЭЦН), а также ремонты по консервации и ликвидации скважин относятся к предыдущему способу эксплуатации, к предыдущей категории.

7. При расчете частоте ремонта за расчетный период принимается следующий фонд скважин

для расчета МРП по всему фонду скважин:

-весь пробуренный фонд скважин за исключением осваиваемых и ожидающих освоения после бурения, ликвидированных и законсервированных скважин.

Для расчета МРП по нефтяному фонду:

-весь эксплуатационный нефтяной фонд без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения бурения.

Для расчета МРП по видам эксплуатации нефтяного фонда:

-весь эксплуатационный нефтяной фонд с данным видом оборудования без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения.

Для расчета МРП нагнетательного фонда:

-все нагнетательные скважины

Для МРП газового фонда:

-весь эксплуатационный газовый фонд без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения и законсервированных скважин.

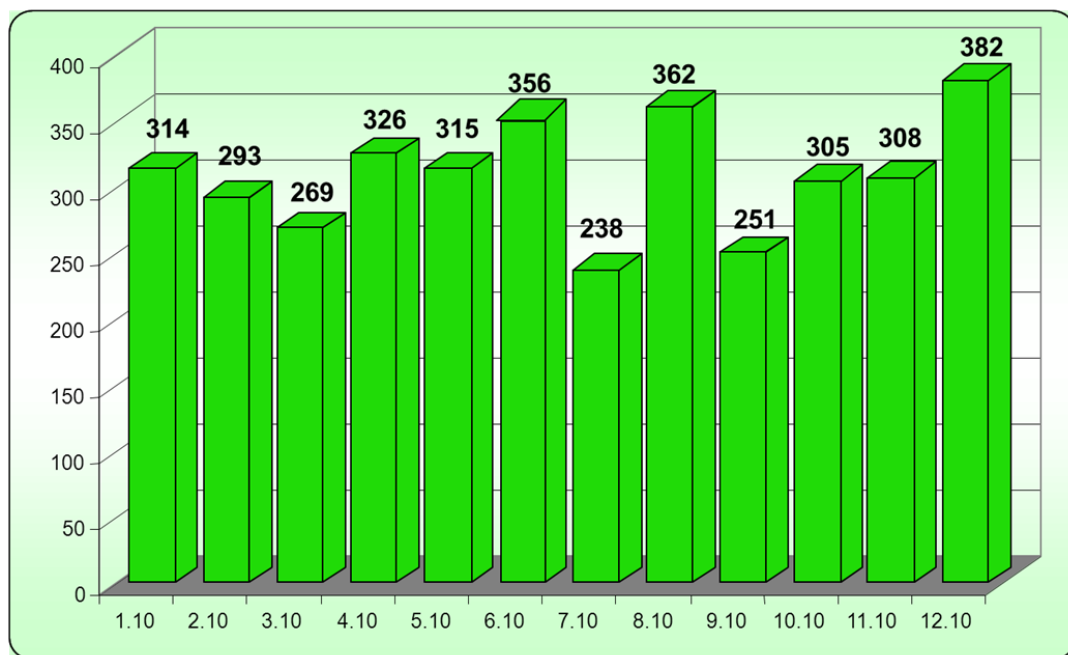


Рисунок 4.12 - Динамика межремонтного периода УЭЦН за 2010 год на Советском месторождении в (сутках)

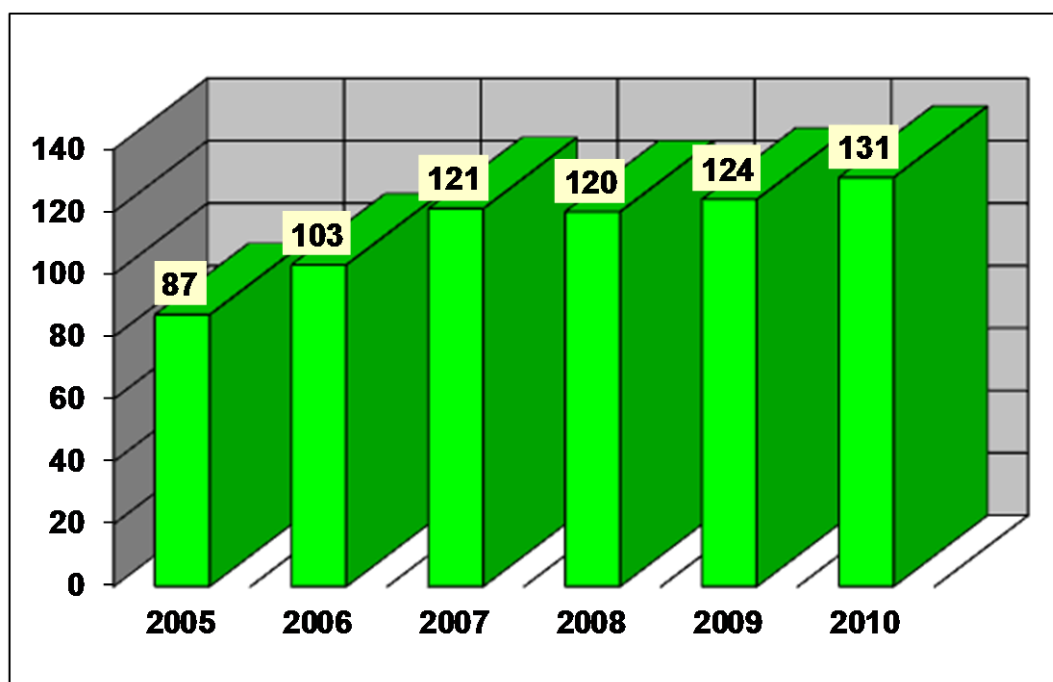


Рисунок 4.13 - Динамика межремонтного периода УЭЦН после ГРП по годам на Советском месторождении в (сутках)

Производство на скважинах работ по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) влечет за собой снижение межремонтного периода скважин (МРП). Это

видно из рисунка 4.13 по сопоставлению с рисунком 4.12, где ГРП на скважинах не проводилось. Снижение МРП объясняется тем, что при проведении ГРП происходит большой вынос пропанта (рисунок 4.14), часть из которого попадает на прием насоса, что приводит к засорению рабочих органов насоса, заклиниванию насоса, перегоранию кабеля и выхода насоса из строя. С годами на скважинах, где был проведен ГРП, межремонтный период возрастает. Если в 2000 году он составлял 87 суток, то в 2005 году МРП возрос до 131 суток. Однако все еще не соответствующий гарантийному сроку (180 суток). Рост МРП объясняется тем, что в скважинах, где проводилось ГРП, используют технологию тщательной промывки скважины, обрабатывают ПЗП гидровакуумными желонками. Применяют забойные двигатели Д-105 (106;85) для уничтожения плотной корки пропанта.

На скважинах, где ГРП не проводилось, динамика МРП за последние месяцы также увеличивается (рисунок 4.12). Это объясняется тем, что специалистами УДНГ ОАО «Томскнефть» ВНК ведется более тщательный подбор оборудования и оптимизация режимов работы его эксплуатации с применением специальной программы Well Flo. Кроме того, в последние годы при капитальном ремонте скважин стараются внедрять новое оборудование (ЭЦН, НКТ, фильтры- пакеры ФС и другое оборудование).

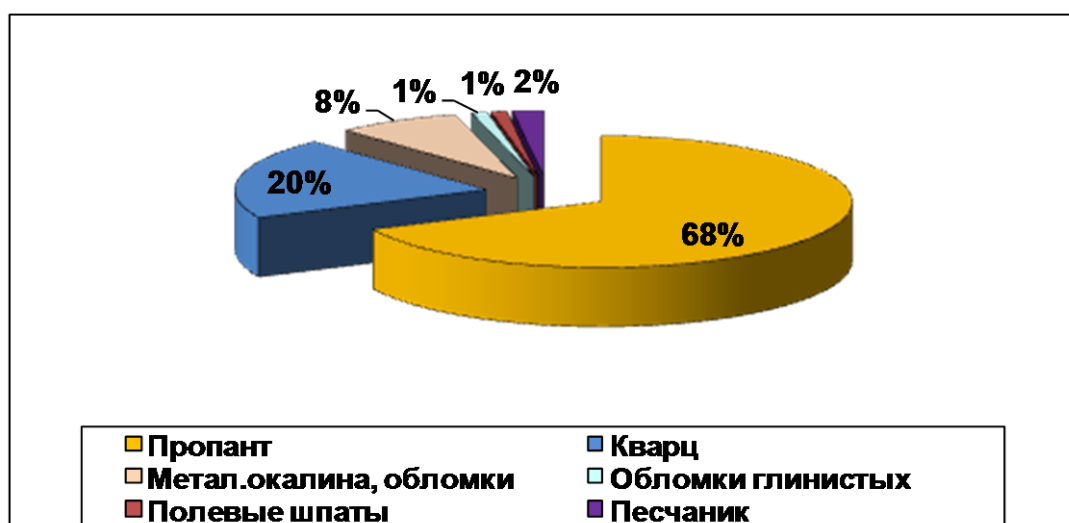


Рисунок 4.14 - Минералогический состав механических примесей по скважинам ГРП

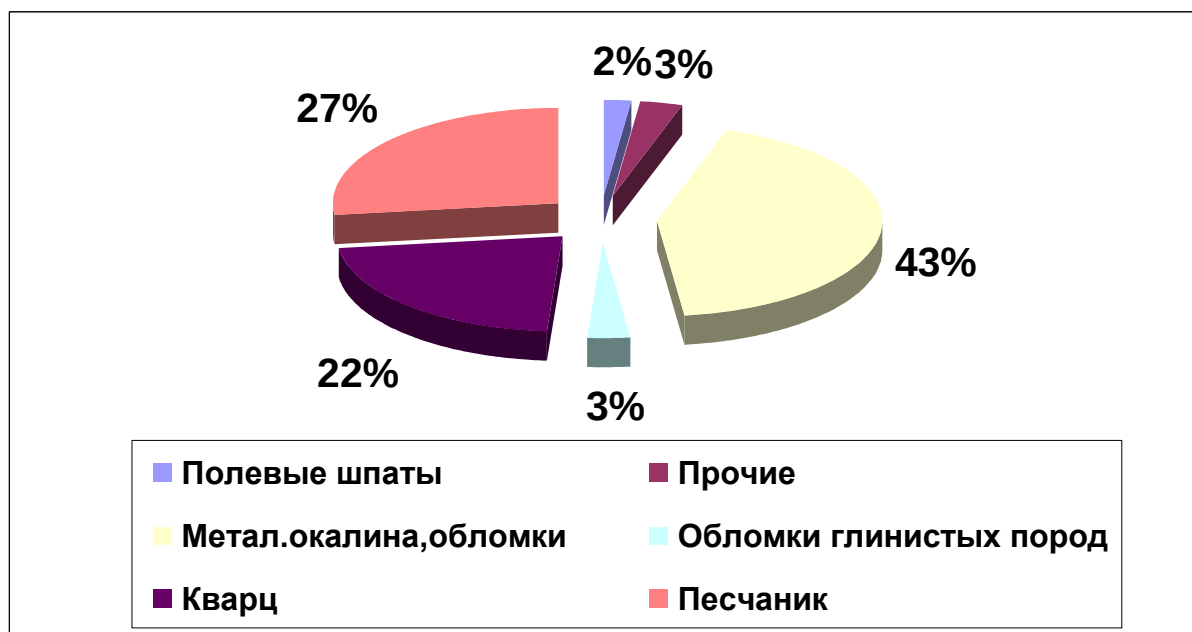


Рисунок 4.15 - Минералогический состав механических примесей

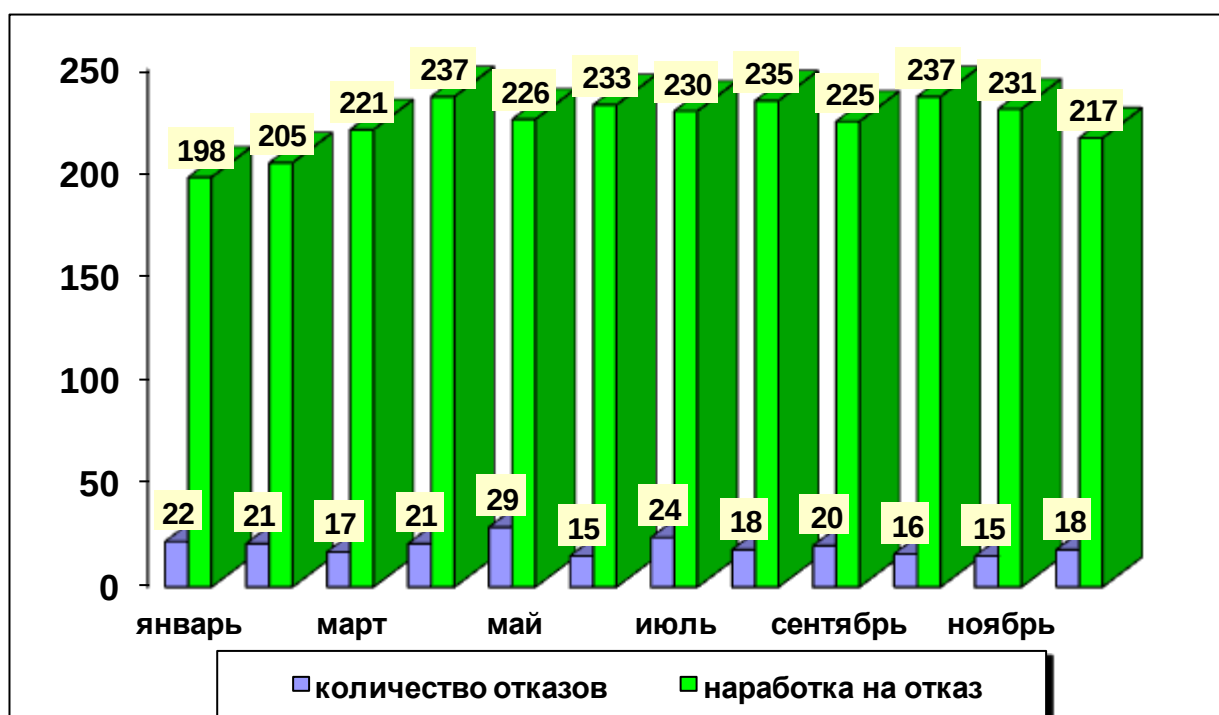


Рисунок 4.16 - Нарботка на отказ УЭЦН за 2013 год

Одним из наиболее эффективных методов снижения себестоимости добываемой нефти является уменьшение потерь добычи от простоя скважин и затрат на текущий ремонт за счет увеличения наработки на отказ глубиннонасосного оборудования. Нарботка на отказ не только характеризует технический уровень оснащенности скважин, но и отражает эксплуатационные

показатели работы оборудования. Согласно международному стандарту МЭК 50 (191) – 90 наработка на отказ отражает полную продолжительность наработки объекта с момента его первого ввода в работоспособное состояние до отказа или с момента его восстановления до следующего отказа (отказом считается утрата объектом способности выполнять требуемую функцию). Для глубиннонасосного оборудования отказом считается любая неисправность, вызвавшая замену скважинного оборудования или его части на работоспособный комплект. На рисунке 4.16 показана динамика наработки на отказ УЭЦН на Советском месторождении за 20143 год. В среднем за 2013 год наработка на отказ составляет 224 суток.

Для того чтобы наработка на отказ повышалась необходимо:

1. Определять на первом этапе выборки с наибольшим числом однотипных причин отказов.
2. Разрабатывать мероприятия, направленные на снижение числа отказов по данной причине.
3. Расширить статистическую информационную базу, характеризующую текущее состояние эксплуатационного фонда глубиннонасосного оборудования и скважин, причины отказов, проводимые мероприятия.
4. Повышение квалификации обслуживающего персонала.

Практика показывает, что для определения эффективности разрабатываемых мероприятий должно быть исследовано более 50 % отказов УЭЦН. Это происходит, когда текущая наработка на отказ меньше или близка к установленному сроку эксплуатации.

4.7. Причины отказов УЭЦН на Советском месторождении

Советское нефтяное месторождение вступило в позднюю, завершающую стадию разработки, характеризующейся высокой обводненностью скважин, образованием в скважинах и глубинно-насосном оборудовании различных отложений. В процессе эксплуатации месторождений фонд скважин стареет, дебит их уменьшается, обводненность увеличивается, число ремонтов

возрастает. Старение скважин и ухудшение геолого-технологических условий их эксплуатации приводит к потерям в добыче нефти, обусловленными простоями скважин в ожидании ремонта и в период его проведения.

В таких условиях одним из основных способов повышения эффективности эксплуатации скважин являлось увеличение их межремонтного периода (МРП), в первую очередь скважин, оснащенных УЭЦН, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок - 180 суток. При этом принята следующая классификация ремонтов скважин:

- Затянувшийся ремонт - УЭЦН не запускалась в работу после монтажа.
- Повторный ремонт - УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска.
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток.
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 30 до 180 суток.

Оборудование УЭЦН, провисевшее в скважине после отказа три и более месяцев, комиссией не рассматриваются.

Причины отказов установок, отработавших более 180 суток, расследуются технической службой ЗАО «РСНВ» при необходимости определения наработки отдельных узлов или деталей, либо по другим исследовательским причинам.

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из строя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно нужно соотнести с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями. Нет нужды особо останавливаться на том, что первопричину отказа УЭЦН зачастую можно определить ещё до спуска этой установки в скважину: исходя из качества

ремонта и монтажа на предприятии, осуществляющем прокат ЭПУ, соблюдения необходимых условий подбора УЭЦН, подготовки самой скважины к спуску.

Таблица 4.4- Причины отказов УЭЦН на Советском месторождение за 2013 год

Причины выхода из строя	Количество, %	Вина
1. Механические примеси	28	УДНГ
2. Бесконтрольная эксплуатация	11	УДНГ
3. Организационная причина	8	ЗАО «РСНВ»
4. Повышенная кривизна	15	УДНГ
5. Мех. повреждение кабеля	8	ООО «ПРС»
6. Некачественный вывод на режим	3	УДНГ
7. Брак ремонта гидрозащиты	5	ЗАО «РСНВ»
8. Не герметичность НКТ	10	УДНГ
9. Брак ремонта ЭЦН	2	ЗАО «РСНВ»
10. Брак СПО	3	ООО «ПРС»
11. Солеотложения	5	УДНГ
12. Брак ремонта ПЭД	2	ЗАО «РСНВ»

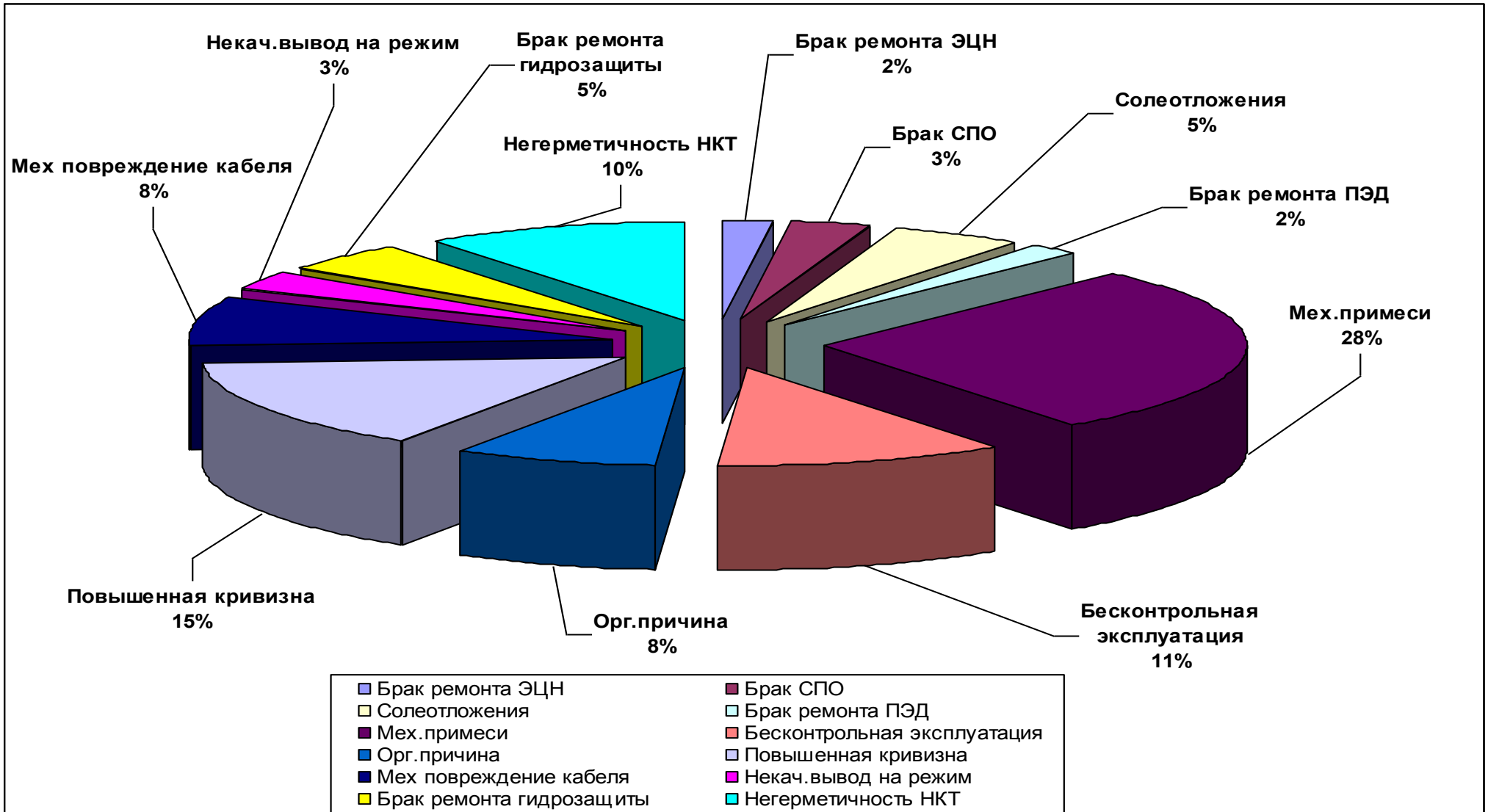


Рисунок 4.17 - Причины отказов УЭЦН на Советском месторождении за 2013 год

Таблица 4.5- Причины отказов УЭЦН по вине предприятий

Предприятия:	Количество, %
1. По вине УДНГ	72
2. По вине ООО «ПРС»	11
3. По вине ЗАО «РСНВ»	17
Итого	100

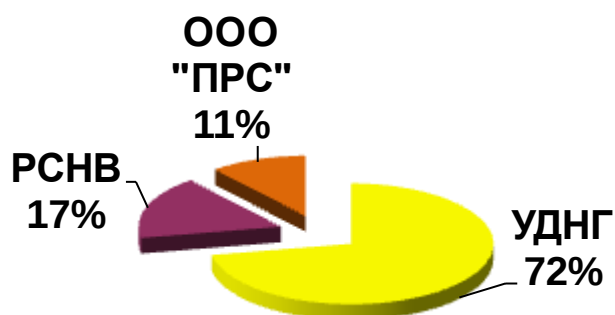


Рисунок 4.18 - Причины отказов УЭЦН по вине предприятий

Проведя анализ по преждевременным отказам УЭЦН на Советском месторождении рассмотрим три основные причины выходы из строя установки ЭЦН:

1. Из рисунка 4.17 видно, что основной причиной выхода из строя установки ЭЦН является засорение насосов частицами механических примесей (28%), в состав которых входят частицы пород продуктивного пласта, продукты коррозии скважинного оборудования, отложения неорганических солей и твердых углеводородов. В результате попадания в установку механических примесей, происходит частичный или полный износ рабочих колес насоса. Механические примеси (песок, соль, грязь) оседают в насосных установках вследствие некачественного приготовления промывочной жидкости на растворном узле. Содержание мехпримесей в

солевом растворе превышает ПДК и составляет (40мг/л) по последним нормативным документам ПДК не должно превышать 20 мг/л. Максимальное отложение механических примесей в насосной установке приводит к заклиниванию рабочих колес или к их износу. При запуске такого насоса увеличивается вероятность выхода из строя вала установки - его слом.

На рисунке 4.19 показаны рабочие органы насосов, у которых проточная часть засорена песком и другими компонентами.

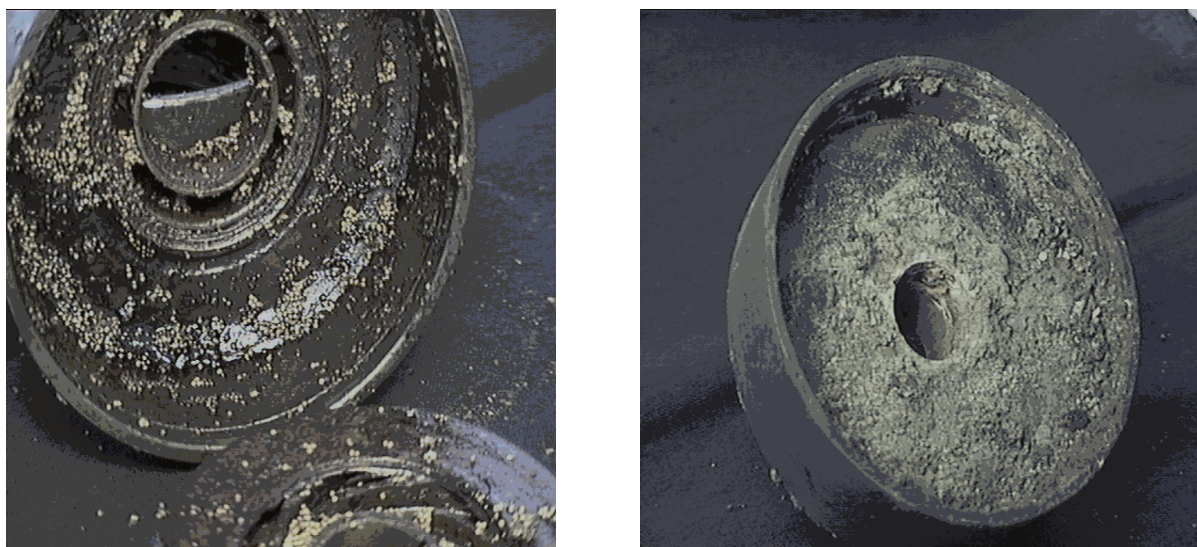


Рисунок 4.19 - Засорение рабочих органов механическими примесями

Наиболее эффективный метод борьбы с механическими примесями – установление специальных фильтров, а также установление песочных якорей на приеме насоса, что приводит к сепарации песка от жидкости.

2. Повышенная кривизна скважин (15%).

На рисунке 4.20 представлены рабочие органы ЭЦН с характерным односторонним износом, что свидетельствует о работе установки в кривом участке скважины. Следует отметить, что односторонний износ приводит к невозможности дальнейшего использования рабочих органов ЭЦН в качестве ремонтного фонда.



Рисунок 4.20 - Односторонний износ рабочих органов

В этом случае целесообразно применять износостойкие насосы, двухпорной конструкции, а также не допускать по регламенту, чтобы насос работал в участке с повышенной кривизной.

3. Бесконтрольная эксплуатация (11%). Операторы ЦДНГ не всегда успевают проконтролировать работу ЭЦН, вовремя не снимаются показатели манометров, не так часто берут пробы жидкости, не всегда проверяют состояние токовых нагрузок, при сломанных задвижках не отбивается уровень жидкости в скважинах.

При проведенном анализе причин отказов УЭЦН можно сделать вывод, что основным виновником выхода из строя УЭЦН является УДНГ.

Проведя анализ по преждевременному выходу из строя УЭЦН для увеличения межремонтного периода скважин, оборудованных ими, необходимо:

1. Повысить требования к качеству ремонтов УЭЦН в условиях ЦБПО ЗАО «РСНВ»:

- исключить применение соединительных болтов и шпилек, не прошедших дефектоскопию;
- производить проверку ЭЦН, ПЭД, гидрозащиты на биение валов;
- компоновать установки узлами с одинаковой наработкой;

- не допускать задира брони кабеля;
- организовать надежную транспортировку установок на скважины.

В свою очередь, наибольшая ответственность возлагается и на цеха ООО «ПРС», и на технологическую службу ЦДНГ.

2. Подготовка скважины к ремонту и технологически грамотное проведение самого ремонта:

- глушение скважины;
- скрепирование эксплуатационной колонны;
- соблюдение скорости при СПО;
- крепления кабеля к НКТ.

3. Правильный подбор установки:

- газовые сепараторы;
- установки спец. износостойкого образца.

4. Грамотный вывод на режим и контроль при эксплуатации:

- перевод жидкости глушения удельного веса 1,08-1,18 г/см (при запуске) на удельный вес 1,03 или нефть;
- установка регулируемых штуцеров;
- ежемесячная ревизия наземного оборудования.

5. Внедрение нового оборудования:

- ЭЦН
- НКТ
- Фильтры-пакеры

Соблюдение всех этих параметров позволит увеличить межремонтный период скважин на Советском месторождении.

4.8. Спуск УЭЦН в скважину, герметизация, пробный запуск

1. Спуск установки производится согласно карте спуска УЭЦН, составленной технологической службой цеха добычи нефти, со скоростью не выше 0,15 м/сек (~65 сек на 1 НКТ), а при прохождении УЭЦН через отмеченные в плане работ участки кривизны с темпом набора более 3° на 10

метров, скорость не должна быть выше 0,1 м/сек (1 НКТ примерно за 1,5 минуты). В процессе спуска необходимо периодически проверять центровку подъемного агрегата относительно устья, запрещается спуск УЭЦН с неотцентрованным подъемным агрегатом. Проворачивание УЭЦН и колонны подвески при спуске в скважину недопустимо.

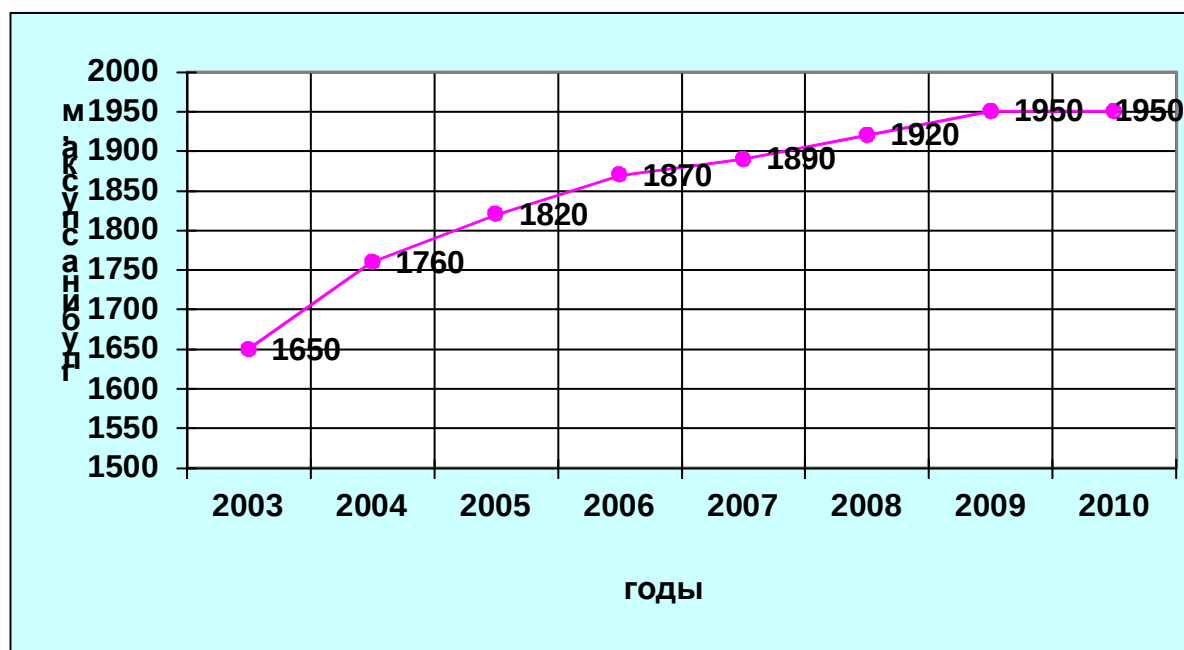


Рисунок 4.21 Динамика глубины спуска УЭЦН на Советском месторождении по годам

При реализации программы интенсификации добычи нефти на Советском месторождении в 1999 году, начальные отборы нефти по скважинам в среднем увеличились с 21 до 34 т/сут. При увеличении глубины спуска УЭЦН с 1650 до 1950 метров (рисунок 4.21), что почти соответствует кровли пласта, дальнейшее углубление насосов становится очень затруднительным.

В начале спуска УЭЦН, после посадки на клинья подвески труб, на НКТ устанавливается двухштропный элеватор.

2. При спуске недопустимы рывки кабеля или его натяжка, кабель от вымотки до устья должен быть постоянно провисшим под собственной тяжестью, но при этом не допускается волочение кабеля по земле, для этого устанавливается не менее 5-6 подставок под кабель.

3. На расстоянии 250-300 мм выше и ниже каждой муфты НКТ и каждого сростка кабель необходимо крепить стальными поясами (клямцами) не допуская при этом слабины и провисов кабеля внутри скважины. Клямцы затягивают до момента начальной деформации брони. Пряжку клямцы располагать в свободном пространстве между НКТ и кабелем, но ни в коем случае не на поверхности кабеля, загнутый конец клямцы плотно прижимают к НКТ.

4. Обратный клапан устанавливается над 1 НКТ либо выше, согласно расчету. НКТ, которые находятся ниже обратного клапана, должны быть опрессованы, резьбовая часть проверена калибром, при свинчивании применена смазка «Р-402» или её аналоги. Обратный клапан предназначен для предотвращения лавинообразного стока жидкости из НКТ через насос, вызывающего турбинное вращение ротора, и облегченного запуска установки, поэтому его конструкция допускает незначительный пропуск жидкости (примерно 15 капель в минуту). Сливной клапан паспортизированный и прошедший опрессовку, устанавливают через НКТ от обратного клапана, сам сливной ввертыш должен иметь штамп изготовителя, загерметизирован в отверстии корпуса клапана резиновым (свинцовым) кольцом. Паспорт сливного клапана вклеивается в паспорт УЭЦН. Обеспечением бригад ТКРС качественными сливными клапанами занимается сервисное предприятие ЗАО «РСНВ»

5. При спуске УЭЦН применять сертифицированные подвесные и технологические патрубки. Технологический патрубок заменяется при каждом СПО ЭЦН, подвесной при смене подвески НКТ или отбраковки после подъема УЭЦН.

6. Через каждые 300 м спуска, бригада, выполняющая его должна проверять сопротивление изоляции УЭЦН мегаомметром (V 1000 вольт) (для УЭЦН импортного производства специальным прибором, допущенным фирмой производителем) с записью в паспорте. При снижении изоляции ниже 5 Мом необходимо прекратить спуск, тщательно насухо протереть

концы кабеля и если изоляция не восстановилась вызвать представителя ЗАО «РСНВ», который принимает окончательное решение о возможности дальнейшего спуска или необходимости подъема установки.

7. После окончания спуска бригада замеряет сопротивление изоляции УЭЦН (не менее 5 Мом) до и после герметизации. Свободный конец брони кабеля закрепляет на колонном фланце устьевой арматуры, под нижнюю гайку, прокладывает кабель от устья до СУ или клеммной коробки. Заполняется эксплуатационный паспорт с указанием количества спущенных НКТ и глубины подвески (по мере труб), вызывает представителя ЗАО «РСНВ» и цеха добычи нефти для опрессовки колонны НКТ и кабельного ввода и пробного запуска.

8. Перед выполнением операций с наземным оборудованием проверить наличие металлической связи контура заземления с эксплуатационной колонной скважины.

9. В процессе пробного запуска производится первичная опрессовка лифта работающим насосом ЭЦН до давления 60 атм., проверка герметичности устьевой арматуры и работоспособности обратного клапана затрубья и сбор жидкости глушения (при необходимости её повторного использования). Вторичная опрессовка лифта производится на выводе скважины, непосредственно перед сдачей её в режим, т.е. на установившемся динамическом уровне до давления 60 атм. (определение герметичности лифта).

10. При отсутствии замечаний заполненный эксплуатационный паспорт УЭЦН передается бригадой ТКРС цеху добычи нефти. Паспорт остается в ЦДНГ до следующего ремонта скважины и выдачи бригаде ТКРС плана работ с целью подъема этой установки.

Ответственность за качество спуска УЭЦН в скважину возлагается на мастера бригады ТКРС и персонально на всех членов бригады производивших спуск

4.9. Вывод на режим УЭЦН

1. Вывод скважин на режим работы производится в соответствии с технологическими инструкциями, разработанными в УДНГ.

2. В процессе вывода на режим постоянно контролируется эхолотом уровень жидкости в скважине, дебит установки по ЗУ, буферное и затрубное давление, рабочий ток и сопротивление изоляции УЭЦН. Вывод скважин на режим без контроля и немедленной регистрации в паспорте УЭЦН этих параметров является нарушением технологической дисциплины. Контроль производится: для скважин, пласт которых еще не заработал, а также для оборудованных УЭЦН5А - каждые 15 мин; для прочих категорий - ежечасно, до момента выхода на режим.

3. Скважина считается выведенной на режим работы в том случае, если дебит ее соответствует рабочей характеристике насоса, динамический уровень установился на постоянной отметке и объем жидкости отобраный из скважины равен двум объемам ее обсадной колонны, но не менее 2 объемов использованной при ремонте жидкости глушения. Работа УЭЦН в периодическом режиме не считается режимной работой.

4. В случае задержки появления подачи и меньшего дебита необходимо определить правильность направления вращения валов УЭЦН - фазировки - по опрессовочному давлению, развиваемому УЭЦН (при правильной фазировке оно больше и растет значительно быстрее).

5. Приток жидкости из пласта определять по восстановлению уровня в скважине после остановки насоса. Если этот приток соответствует номинальной производительности насоса, скважину переводят на постоянный режим работы с обязательным ежедневным периодическим контролем уровня, дебита и давлений.

6. До начала запуска скважин переводимых на УЭЦН, вводимых из бездействия, после ТКРС, или входящих в списки часто ремонтируемых и работающих периодически, технолог цеха добычи составляет программу вывода на режим, которую контролирует и корректирует ежедневно.

7. После того, как скважина с УЭЦН вышла на установившийся режим работы ЦДНГ в присутствии электромонтера ЭПУ производит контрольные замеры дебита, динамического уровня, при необходимости устанавливает штуцер, проверяет линейное, буферное и затрубное давления.

4.10. Контроль за эксплуатацией УЭЦН

1. В процессе эксплуатации УЭЦН цех добычи должен 3 раза в месяц проверять режим работы - Ндин, дебит, давления буферное, линейное и затрубное, сопротивление изоляции, работоспособность обратного клапана. Рабочий ток и напряжение питания проверяется ежесуточно. При низких динамических уровнях (особенно в зимнее время - при отсутствии замеров АГЗУ) выполнение операции опрессовки УЭЦН на закрытую задвижку считать обязательным с регистрацией времени набора давления и записью результатов в эксплуатационном паспорте УЭЦН. Ежемесячно должны отбираться пробы для определения обводненности, при необходимости и на КВЧ и шести компонентный состав. Полученные данные немедленно записываются в паспорт УЭЦН.

2. При необходимости, по специальному графику скважина должна подвергаться технологическим операциям для борьбы с отложениями парафина, солей, мех. примесей с отметкой об этом в паспорте УЭЦН.

3. При длительных остановках УЭЦН (более 10 дней) запуск в работу производить с прослеживанием динамического уровня и прекращать контроль работы УЭЦН только после выхода скважины на установившийся режим работы.

4. ЦДНГ обязано поддерживает в порядке кабельные эстакады, площадки для размещения наземного оборудования УЭЦН, подъездные пути к ним.

5. Ответственность за исполнение данных пунктов несут старший инженер и старший технолог цеха добычи нефти. При систематическом их неисполнении ЗАО «РСНВ» имеет право отключить УЭЦН, предупредив об

этом за 10 дней главного инженера УДНГ ОАО «Томскнефть» ВНК в письменном виде.

6. ЗАО «РСНВ», по согласованному с УДНГ графику, проводит планово-предупредительный ремонт наземного электрооборудования с отметкой об этом в эксплуатационном паспорте УЭЦН. Ответственность за своевременность и качество ППР несет начальник прокатного цеха ЦБПО ЗАО «РСНВ».

4.11. Подготовка скважины и монтаж оборудования ПЦЭН

Для транспортировки оборудования УЭЦН применяют специальный агрегат АТЭ-6, обеспечивающий механизированную погрузку и разгрузку всех узлов установки ПЦЭН. Агрегат смонтирован на шасси автомобиля КрАЗ-255Б. Для погрузки и разгрузки оборудования на платформу агрегата установлен гидравлический кран. Барабан с кабелем грузят с помощью лебедки, установленной сзади кабины автомобиля, путем накатывания его по откидным трапам на качающуюся раму. Погружной насос, электродвигатель и протектор укладывают на левой площадке рамы и закрепляют специальным хомутом. Автотрансформатор и станцию управления устанавливают на правой площадке рамы.

Перед монтажом УЭЦН необходимо тщательно подготовить скважину для ее эксплуатации. Для этого, в первую очередь, очищают забой от песчаной пробки и возможных посторонних предметов путем промывки. Перед спуском погружного агрегата проверяют обсадную колонну от устья до глубины, превышающей глубину спуска агрегата на 100-150 метров, специальным шаблоном, диаметр которого несколько превышает максимальный диаметр погружного агрегата (таблица 4.6).

Перед спуском агрегата в скважину, для облегчения его сборки и сохранения целостности кабеля, тщательно центрируют вышку относительно устья скважины.

Таблица 4.6- Техническая характеристика шаблона

Насос	Мах диаметр агрегата	Min дополнительны й диаметр обсадной колонны	Размеры элементов шаблона, мм						
			D	d ₁	d ₂	d ₃	l	L	h
ЭЦН 5	116	121,7	119	73	75	89	150	100	120
ЭЦН 5А	124	130	127	73	75	89	150	100	120
ЭЦН 6	137	144,3	140	73	75	89	150	100	120

Перед монтажом установки проводят линию электропередачи напряжением 380В от силового трансформатора до скважины. Перед доставкой погружного центробежного насоса на скважину, тщательно осматривают и проверяют все оборудование в соответствии с инструкцией по эксплуатации. В насосе свободное вращение вала от руки при помощи шлицевого ключа: при крутящем моменте не более 6 Н·м, вал насоса должен вращаться без заеданий. В электродвигателе сопротивление изоляции обмотки статора при температуре $20 \pm 5^\circ\text{C}$, мегометром на 500 или 1000 В, не должно быть менее 100 МОм. Проверяют пробивное напряжение трансформаторного масла, которым заполняется двигатель, оно должно быть более 20 кВ, а так же герметичность двигателя и вращение вала. Вал должен вращаться свободно без заеданий при приложении крутящего момента не более 0,1 Н·м.

Проверяется также и изоляция кабеля, сопротивление изоляции между жилами и броней при температуре 20С должно превышать 100 МОм/км. Герметичность кабельной муфты проверяют опрессовкой трансформаторным маслом при температуре 90-100С и давлении 3 атм в течении 10 минут. Утечка масла не допускается. Во всех элементах погружной установки должно быть проверено наличие шлицевой муфты, которая свободно заходит на вал при любом взаимном расположении шлицев.

Для спуско-подъемных операций применяется механизированный кабельный барабан. Он устанавливается не ближе 15-17 метров от устья скважины в поле зрения машиниста. Ось барабана должна быть перпендикулярна линии, соединяющей центр барабана и устья скважины. Кабель, идущий в скважину, должен спускаться с верхней части барабана.

Наибольшее распространение получили установки для перевозки и перемотки кабеля: УПК-2000 и УНРКТ-2М. Установка УПК-2000 выпускается в двух вариантах: санный вариант УПК-2000СН и колесный УПК-2000ПМ. Эти установки механизмируют наматывание и разматывание кабеля при СПО на скважинах с погружными насосами, а так же позволяют погружать, транспортировать кабельные барабаны. Станция управления обеспечивает синхронную работу установки УПК-2000ПМ и подъемного агрегата, и позволяет управлять установкой с поста, вынесенного на устье скважины. Максимальная длина перевозимого кабеля 2000 метров.

4.12. Монтаж УЭЦН

Погружное оборудование монтируют на устье скважины непосредственно перед его спуском. Для этого необходимо выполнить следующие операции:

1. Установить хомут-элеватор на электродвигателе, поднять ПЭД с мостков, после чего опустить в скважину до посадки хомута на колонный фланец обсадной колонны и снять предохранительную крышку.

2. При помощи элеватора поднять протектор над скважиной, проверить вращение вала протектора и ПЭД шлицевым ключом, установить свинцовую прокладку на электродвигатель, соединить вал протектора с валом двигателя шлицевой муфтой и наконечник соединить протектор с ПЭД.

3. Снимают крышку кабельного ввода ПЭД и кабельной муфты, измеряют сопротивление изоляции электродвигателя, которое должно быть более 100 МОм.

4. Поднять электродвигатель над устьем скважины и через обратный клапан основания электродвигателя закачивают масло, до появления его через отверстие токоввода.

5. Вывинтить пробку обратного клапана протектора и ввинтить на ее место штуцер заправочного насоса с жидким маслом, масло закачивать до появления его в спускном отверстии протектора.

6. После прокачки масла в протектор, снимают хомут с электродвигателя и опускают его в скважину до посадки хомута протектора на колонный фланец. Закрепив плоский кабель на корпусе протектора, приподнимают собранную часть установки из скважины, проверяют вращение вала, сопротивление изоляции между жилами и броней кабеля, вращение двигателя.

7. Поднимают нижнюю секцию насоса, проверяют наличие шлицевой муфты и свободное вращение вала и соединяют насос с протектором.

8. Устанавливают защитные кожухи плоского кабеля строго на одной линии. Далее устанавливают верхнюю и среднюю секции насоса и аналогично защитные кожухи плоского кабеля.

9. После спуска первой НКТ на колонный фланец устанавливают пьедестал с открытым затвором, для защиты кабеля от механических повреждений. Кабель крепят к трубам стальными поясами на расстоянии 0,2-0,3 м от верхнего и нижнего торцов муфты.

10. После спуска восьми НКТ устанавливают обратный клапан, через две НКТ устанавливают сливной клапан.

Запрещается производить монтаж УЭЦН при температуре ниже -35°C и силе ветра более 15 м/сек, при осадках в виде мокрого снега и дождя (если нет защитного укрытия зоны монтажа от прямого попадания осадков).

Ответственность за качество монтажа возлагается на электромонтера и начальника цеха проката ЗАО «РСНВ», ответственность за безопасное производство работ на скважине несет мастер бригады ТКРС. В случае нарушения монтажником технологии монтажа, мастер бригады ТКРС имеет

право приостановить производство работ с отметкой об этом в паспорте УЭЦН и немедленным извещением диспетчерской службы предприятия, осуществляющего ремонт скважины, РИТС УДНГ и ЗАО «РСНВ», ООО «ПРС».

4.13. Мероприятия по увеличению МРП на Советском месторождении

В настоящее время существует широкий спектр технологий и технических решений, направленных на снижение влияния мехпримесей на работу внутрискважинного насосного оборудования. На основе анализа данных разработана их классификация (рис. 4.22).



Рисунок 4.22 Способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования.

Решение проблемы защиты ЭЦН от мехпримесей путем разработки и применения недорогих, эффективных устройств в первую очередь скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на их капитальный и текущий ремонт, что в конечном итоге приведет к снижению эксплуатационных затрат, а следовательно и себестоимости добычи нефти.

Защита ЭЦН от мехпримесей на практике в основном сводится к использованию оборудования в износостойком исполнении и применению профилактических способов.

К профилактическим способам снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования можно отнести очистку прискважинной зоны пласта всевозможными гидроволновыми устройствами с последующей промывкой скважины.

На основе изучения отечественного опыта по применению устройств для очистки прискважинной зоны пласта нами был разработан генератор гидроимпульсный, позволяющий перед спуском насоса в скважину проводить очистку прискважинной зоны пласта от колюматизирующих материалов, содержащихся в технологических жидкостях, обломков породы коллектора и прочее.

К технологическим методам борьбы с выносом мехпримесей можно отнести снижение депрессии на пласт, подлив жидкости в пласт, а так же снижение обводненности продукции скважины.

Закачка в пласт различных скрепляющих растворов относится к химическим методам борьбы с пескопроявлением.

Технологические способы снижения влияния мехпримесей на работу УЭЦН рассмотрим более подробней.

Можно выделить следующие технологические способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования УЭЦН:

- использование акустического преобразователя шума (резанаторы);
- использование фильтров в интервале залегания продуктивного пласта;
- использование фильтров на УЭЦН.

исследования, основной причиной отказов УЭЦН считается попадание твердых частиц - это вынос механических примесей из пласта. Среднее время наработки УЭЦН до первого отказа примерно от 1 до 9 суток после монтажа и спуска в скважину (установки жертвы). Спуск «насоса жертвы», как показывает практика – это потерянное время, добыча,

дополнительные затраты на постановку бригад ТКРС для ремонта данной скважины и не гарантируемого положительно эффекта после ремонта и вывода скважины на режим.

С целью увеличения МРП на скважинах после ГРП и сокращения затрат на ремонт скважин бригадами ТКРС и оборудования в ЗАО «РСНВ», УДНГ ОАО «Томскнефть» ВНК постоянно внедряет в производство новые технологии по защите оборудования работающего в скважинах от выноса механических примесей из пласта. Мне бы хотелось кратко остановиться на технологии ремонта ТКРС с данным оборудованием, непосредственно об используемом оборудовании и модификациях разных производителей (пакера-фильтра ФС и ООО «МЕТАКОМ»).

Технология ремонта скважины и используемое оборудование практически не отличаются, но есть различия в подборе пакера для отсекаания эксплуатационной колонны и способах посадки и извлечения. Фильтры ФС отличаются по модификации, количеству секций и расстоянию между фильтрующими элементами.

После проведения ГРП на скважине, бригада ТКРС выполняет целый комплекс работ по очистке и подготовке ствола скважины, ПЗП, интервала перфорации для использования данного оборудования. А именно производит отбивку забоя партией ООО «СМ» или ООО «ПЭ», при необходимости производит спуск «пера» для очистки забоя, а в случае затруднения проходки в виду появления «корки» пропанта производится спуск забойного двигателя Д-105. В случае поглощения пластом жидкости глушения и возможного прихвата инструмента в скважине используется УГИВ или песчаный насос. При достижении положительно результата по восстановлению ПЗП в скважине к спуску готовят следующее оборудование:

4.13.1. Пакер механический типа ЗПОМ-Ф: (пакер омегаматический фиксирующийся)



Пакер (рис. 4.23) предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны и используется:

- для установки скважинного фильтра при эксплуатации глубинных насосов.
- для проверки герметичности обсадной колонны.
- для изоляции эксплуатационной колонны труб от воздействия рабочей среды в процессе эксплуатации скважины.
- для проведения технологических операций, осуществление которых требует создания избыточного давления над пакером.

Рисунок 4.23 Пакер механический типа ЗПОМ-Ф

Техническая характеристика

- Максимальный перепад давления70Мпа
- Диаметр проходного отверстия51мм
- Осевое усилие для посадки пакера.....8-12тс
- Присоединительная резьба по ГОСТ633-80.....73мм
- Максимальная температура рабочей среды.....100С

4.13.2. Фильтр скважинный типа ФС

Предназначен для предотвращения выноса песка и других и других механических примесей в процессе эксплуатации скважин с неустойчивыми коллекторами. Необходимость внешней гравийной отсыпки определяется гранулометрическим составом песка пласта-коллектора, условиями эксплуатации, конструкцией забоя скважины.



Фильтры (рис. 4.24) состоят из следующих основных элементов: перфорированной трубы-каркаса (1), фильтрующего элемента (2), муфты (3), и колец (4). Фильтрующий элемент изготовлен из нержавеющей проволоки треугольного сечения путем намотки на опорные ребра. Применение контактной сварки обеспечивает прочное надежное соединение проволоки с ребрами, а также неизменную величину межвиткового зазора в процессе эксплуатации фильтра. Фильтрующий элемент зафиксирован на трубе-каркасе кольцами.

К его преимуществам относится:

- возможность осуществления нескольких СПО УЭЦН без подъема фильтра;
- достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м³/сут.)
- независимость от габарита УЭЦН.

Рисунок 4.24 - Фильтр скважинный ФС

К недостаткам относится:

- увеличение времени на ТРС в связи с дополнительной подготовкой ствола скважины;
- существуют риски преждевременного распакования пакера при СПО и, наоборот;
- риск повреждения пакера;
- пропуски КВЧ и проппанта при негерметичности пакера;
- засорение фильтра в результате отсутствия притока.

Фильтры скважинные (рис. 4.25) ФС изготавливаются с условным диаметром трубы 73-168 мм, длиной до 10 м, величиной щели от 0,1мм до 1,0 мм между витками фильтроэлемента.

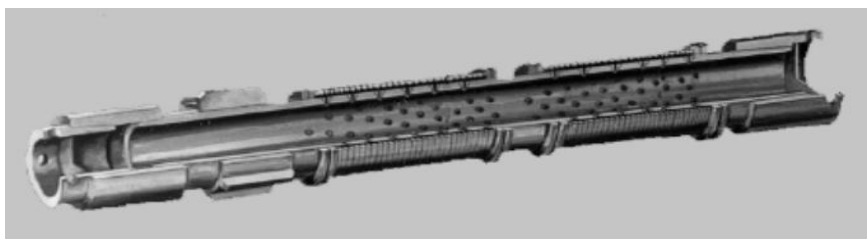


Рисунок 4.25 - Фильтр ФС в разрезе

4.13.3. Принцип работы и технология спуска ФС в скважину

Фильтр крепится на пакер. Пакер предотвращает прохождение не фильтрованной жидкости между корпусом фильтра и эксплуатационной колонной. Благодаря свободному поперечно-осевому креплению уплотнительной манжеты на пакере, герметизация возможна при любом отклонении фильтра в эксплуатационной колонне.

Фильтр работает следующим образом. Пластовая жидкость проходя через отверстия в корпусе секции фильтра, фильтруется сеткой и проходя через отверстия в верхнем патрубке пакера поступают на прием насоса.

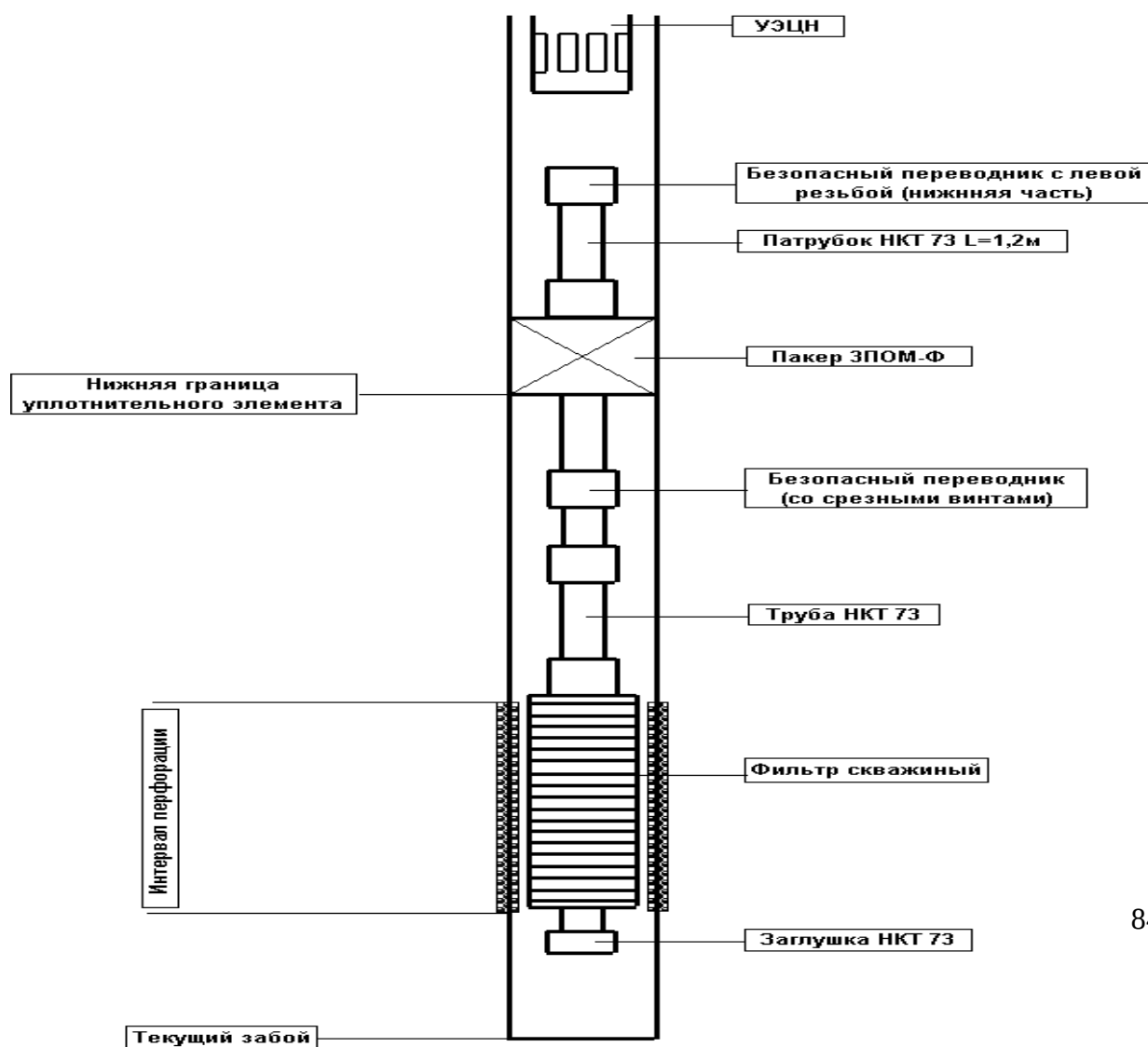


Рисунок 4.26 - Схема установки скважинного фильтра

ФС спускается в скважину вместе с пакером в транспортном положении до заданной глубины. Привязка пакера осуществляется таким образом, чтобы фильтр находился в зоне перфорации, а пакер был над ней. Скорость спуска не должна превышать 0,25 м/с. При достижении заданной глубины пакерования, производится подъем НКТ не менее чем на 0,8 метра. Затем на пакер прикладывается осевая нагрузка 8-12 тс вниз от веса НКТ, которая через муфту передается на манжеты пакера. Они деформируются и уплотняют межтрубное пространство скважины. Таким образом, после снятия осевой нагрузки вниз (при отсоединении колонны НКТ) пакер остается в рабочем положении. Поднимается колонна НКТ и в скважину спускается насос (рис. 4.26).

Для технологии ООО «МЕТАКОМ» характерно следующее: используется гидростатический одноколонный пакер с двойным захватом (модели «ФНН»). Пакер модели «ФНН» и разъединитель колоны фильтр работает следующим образом. Пластовая жидкость проходя через отверстия в корпусе секции фильтра, фильтруется сеткой и проходя через отверстия в верхнем патрубке пакера поступают на прием насоса.

4.13.4. Сравнительный анализ МРП до и после установки дополнительного оборудования.

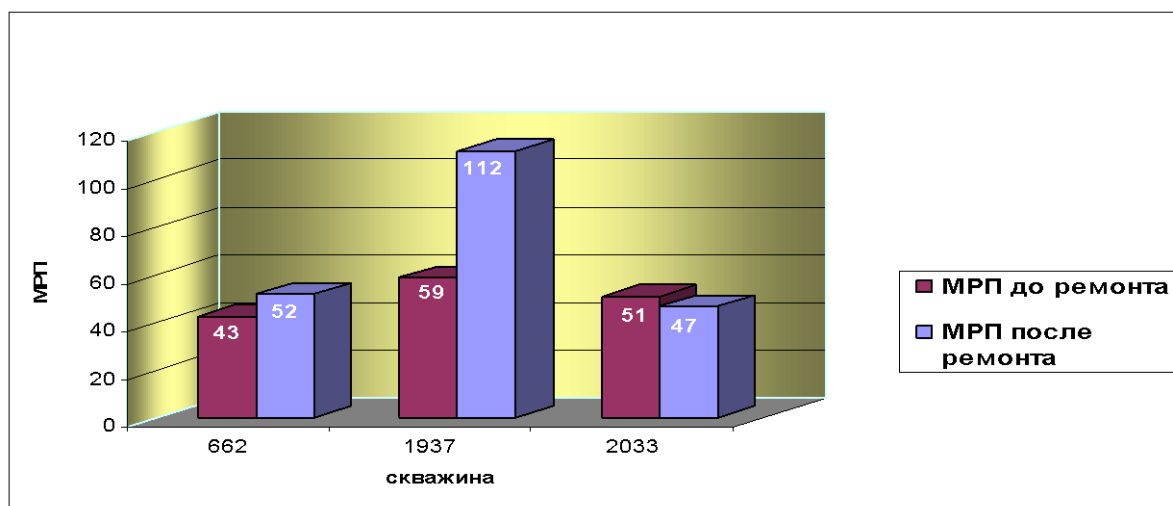


Рисунок 4.27- Нарботка скважин на отказ по технологии ООО «МЕТАКОМ»

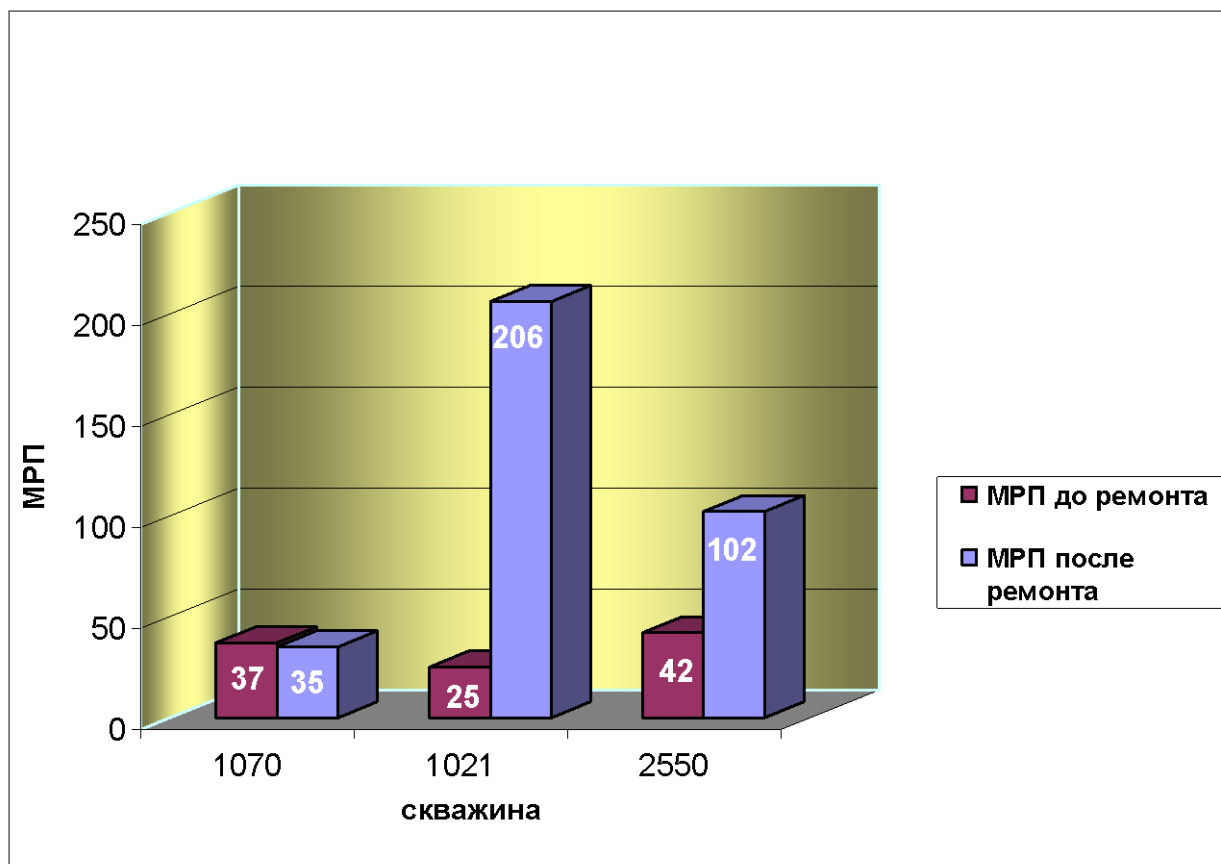


Рисунок 4.28 - Нарботка скважин на отказ с применением фильтра ФС

Для сравнительного анализа эффективности установки пакера - фильтра ФС и установки пакера-фильтра по технологии ООО «МЕТАКОМ» после ГРП на Советском месторождении были проведены исследования на ряде скважин. До проведения ГРП эти скважины находились в часто ремонтируемом фонде (ЧРФ), в среднем за год на них выполнялось более 6 ремонтов ТКРС различной сложности с обработкой ПЗП и очисткой забоя скважины до текущего. Вынос механических частиц с забоя скважины не уменьшался, а дебит соответственно начал снижаться. После проведения ГРП на данных скважинах МРП с применением фильтра-пакера ФС в среднем увеличилось в 3 раза и только на одной остался на прежнем уровне. Из всего выше сказанного был сделан вывод:

- Данные фильтра работают эффективнее в условиях выноса пропанта (увеличивается МРП)
- Нецелесообразно использовать их при выносе породы пласта (песок, и т.д.)

Фильтры, спускаемые по технологии ООО «МЕТАКОМ», увеличивают МРП на скважинах, но должного эффекта не получено по причине увеличенного расстояния между проволочками фильтрующего элемента.

4.14. Дополнительное оборудование к погружным установкам электроцентробежных насосов

4.14.1. Фильтр щелевой модульный

ЖНШ - фильтры щелевые модульные (далее «фильтры») к погружным насосам предназначенные для предотвращения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей с поперечным сечением частиц более 100 и 200 мкм, содержащихся в пластовой жидкости.

В качестве фильтрующего элемента используются щелевые решетки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Размер задерживаемых частиц — 0,1–0,2 мм.

Принцип работы. Щелевой фильтр – входной модуль ЖНШ устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией насоса. При прохождении пластовой жидкости через щелевые фильтрующие элементы механические примеси задерживаются на их поверхности и осаждаются в зумпф скважины. Тонкость фильтрации определяется размером щели. Конструкция фильтра-модуля может состоять из одной или нескольких секций. Длина фильтра подбирается по величине подачи насоса.

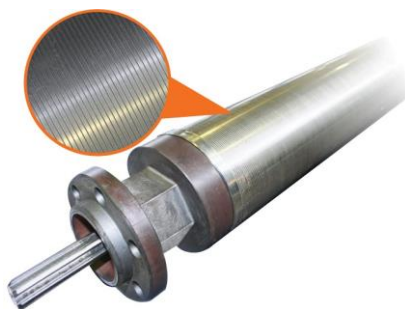


Рисунок 4.29 Фильтр ЖНШ

Преимущества фильтра ЖНШ:

- Эксплуатация щелевого фильтра в составе установок любых производителей, за счёт универсальной конструкции (спуск фильтра не увеличивает время на ТРС);
- Частичное самоочищение поверхности фильтрующих элементов в процессе эксплуатации (за счёт специального профиля проволоки и полированной поверхности, от вибрации);
- Фильтр ЖНШ можно многократно использовать после регенерации (очищение фильтрующих элементов, восстановление прорывов, расслоений).

В то же время у фильтров ЖНШ существуют и недостатки:

- фильтр увеличивает общую длину УЭЦН;
- применяется только с газосепаратором без входного модуля;
- имеет достаточно высокую стоимость.

В некоторых случаях (при наличии в добываемой жидкости глины и прочих подобных субстанций) обнаруживается засорение поверхности фильтра. И еще один недостаток: крупные частицы мехпримесей «отбиваются» V-образной проволокой и спускаются на забой.

Посредством их внедрения удалось добиться увеличения СНО на 67 сут в 2012 году и на 71 сут – в 2013 году (рис. 4.30). Внедрение этой технологии при прочих равных условиях повышает вероятность безотказной работы УЭЦН.

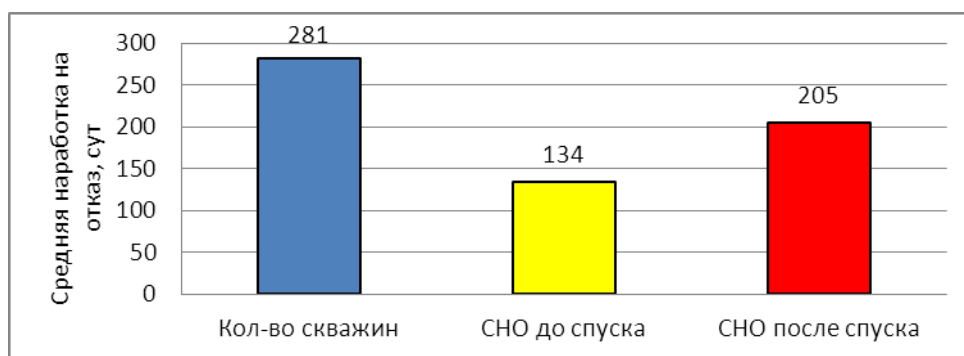


Рисунок 4.30 Эффективность внедрения фильтров ЖНШ 2013 г.

- Подбор фильтра производится по подаче насоса соответствующей правой границе рабочей зоны, выбирается фильтр с равной или ближайшей большей максимальной пропускной способностью.
- Эксплуатация фильтров должна осуществляться в соответствии с правилами, установленными руководством по эксплуатации УВНН.001 РЭ.

4.14.2. Контейнер скважинный с твердым реагентом

КСТР - Контейнер скважинный с твердым реагентом (рисунок 4.31.) предназначен для дозирования твердых реагентов, предотвращающих соле- и асфальто-смолопарафиновые отложения и коррозию погружного оборудования. В качестве твердого реагента применяется твердый ингибитор солеотложения (ТИС).

При движении пластовой жидкости, содержащей воду, от забоя до устья скважины в некоторых случаях происходит перенасыщение воды малорастворимыми солями, в частности, CaSO_4 или CaCO_3 , которые выпадают на оборудование. При работе скважины растворение твердых ингибиторов солеотложений (ТИС) предотвращает отложение неорганических солей на погружном оборудовании.

Применение контейнеров скважинных с твердыми реагентами не вызывает нарушения технологических режимов и не ухудшает качество товарной нефти.

Устройство и принцип работы контейнера КСТР-89:

- Контейнер состоит из перфорированного узла крепления УК-60 и корпуса контейнера с приемной перфорацией.

- В контейнере размещается твёрдый ингибитор солеотложений (ТИС).

- Узел крепления для гарантированного попадания добываемой жидкости в контейнер снабжён герметизирующими резиновыми манжетами и центрирующей втулкой.

- При работе скважины жидкость поступает в контейнер и насыщается ингибитором солеотложения. При дальнейшем движении жидкости, в случае создания условий для выпадения в осадок неорганических солей (CaSO_4 , CaCO_3) растворившийся в воде ингибитор предотвращает их выпадение.



ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

1. Пропускная способность, м³/сут
50

(для контейнера с общей длиной корпусов 10 м)

2. Перепад давления на
контейнере, не более, П -50

3. Масса контейнера без реагента,
кг-152

4. Габаритные размеры, мм:
Длина - 11020

длина корпуса - 5000×2 (по
желанию заказчика можно
удлинить корпус контейнера до 50
м)

диаметр по муфте -108

диаметр по манжетам -140

Рисунок 4.31. КСТР – контейнер скважинный с твердым реагентом

Преимущества КСТР:

- Контейнера КСТР-89 могут соединяться друг с другом для увеличения общей длины непосредственно на скважине;
- Поднасосная установка контейнера КСТР-89 не накладывает дополнительных требований к кривизне ствола скважины, оговоренных в указаниях по эксплуатации УЭЦН.

Недостатки КСТР:

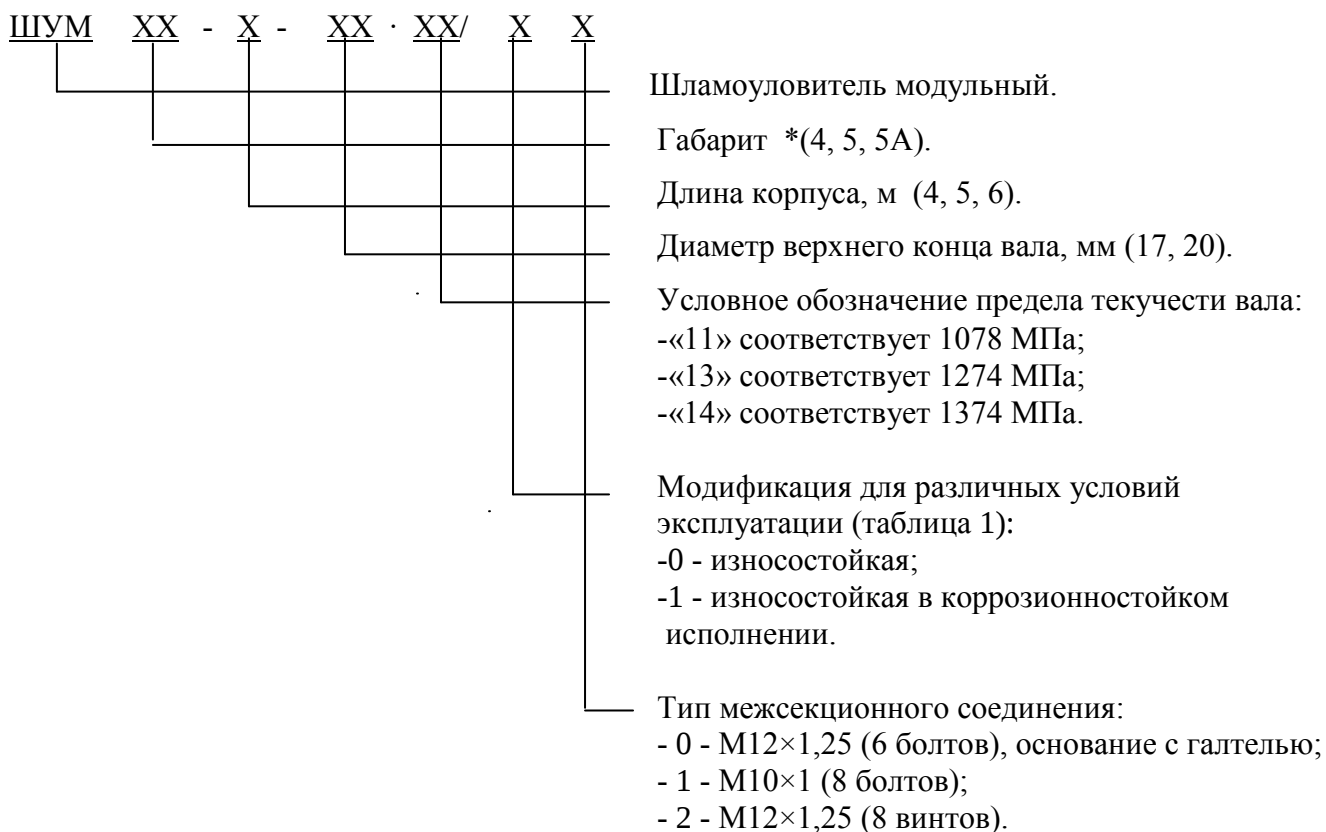
- Не допускается увеличение темпов отбора пластовой жидкости свыше 50 м³/сут при пересчете на один контейнер стандартной длины;
- Не допускается длительное хранение контейнера без смазки резьбы во избежание коррозии резьбовых соединений.

4.14.3. Шламоуловитель модульный

ШУМ - шламоуловители модульные (далее «шламоуловители») к погружным насосам, предназначенные для защиты насоса от попадания механических примесей (пропанта, крупных дисперсных частиц), обработки скважин после гидроразрыва пласта и успешного запуска после остановки установки в скважинах с содержанием механических примесей до 1,0 г/л.,

Шламоуловители в соответствии с ГОСТ 27.003-90 относятся к изделиям вида I, невосстанавливаемым, ремонтируемым.

Структура условного наименования шламоуловителя



- Виброскорость шламоуловителя должна быть не более 4 мм/с.
- Средняя наработка шламоуловителя до отказа, не менее 20000 ч.

Под отказом шламоуловителя следует понимать разрушение подшипниковых пар или вала.

- Средний ресурс шламоуловителя до капитального ремонта, не менее 25000 ч.
- Срок службы до списания шламоуловителя, как основного средства, определяется потребителем.
- Указания по эксплуатации:
 - Эксплуатация шламоуловителя должна осуществляться в соответствии с правилами, установленными руководством по эксплуатации УВНН.001 РЭ.
 - Монтаж шламоуловителя в составе погружного агрегата на скважине производится при температуре не ниже минус 30 °С .

- Допустимый темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2° на 10 м длины.

В месте подвески шламоуловителя кривизна ствола скважины - не более 3' на 10 м длины.

- Направление вращения вала шламоуловителя -произвольное.

- Модульные шламоуловители (без осевой опоры) необходимо комплектовать насосом с осевой опорой в гидрозащите производства ЗАО «Новомет-Пермь». Комплектация насосами другого производителя возможна при согласовании с производителем.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Анализ вредных производственных факторов

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через неплотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключающая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений.

Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Влияние производственной среды на машины несомненно: вибрации приводят к разрушению узлов и деталей машин, повышенная влажность, перепады температуры, наличие в воздухе различных примесей уменьшают их долговечность и т.д. Производственная среда может и косвенно, через человека, влиять на машины: недостаточная освещенность, повышенный уровень звука и прочие факторы могут привести к неправильным, приводящим к авариям, действиям человека в связи с его физическим или психическим утомлением. Машины, в свою очередь, могут влиять на состояние производственной среды, насыщая ее шумом, вибрацией, токсичными выбросами, выделением тепла, влаги, электричества и т.д.

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик и их преждевременному разрушению.

5.1.1.Повышенный уровень шума и вибрации

Основные рамы боксов под комплектными машинами, агрегатами выполнены так, чтобы исходящая от машин вибрация улавливалась, и усилия были безопасно отведены от фундаментов. Вследствие установки воздушных компрессоров и сооружений в виде бокса, по всей вероятности, недопустимых вибраций ожидать не следует.

Уровень шума в насосных составляет максимально 90 - 100 дБ. Помещения внутри боксов не являются постоянно рабочим местом. Основные направления по устранению шума и вибраций согласно ГОСТ 12.1.003-99 ССБТ [16]. Боксы своими стенами препятствуют выходу шума наружу. Контроль за нормальной работой агрегатов производится из операторной. Основными источниками шума при бурении бокового ствола являются: роторный стол до 115 дБ, буровая лебедка до 96 дБ, вибросито 98 дБ. При бурении ротором шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Необходимо надевать специальное оборудование при работе на буровой установке, с целью защиты от вибраций и специфичного шума [15].

Для борьбы с вибрацией применяют следующие методы:

1. подавление в источнике возникновения (центровка, регулировка);
2. изменение в конструкции;
3. использование пружинных амортизаторов, виброизоляционных прокладок.

Таблица 5.1 – Допустимые уровни шума

Объект	Общий уровень звука, дБА	Уровни звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Постоянное рабочее место по ГОСТ 12.1.003-83	80	99	92	86	83	80	78	76	74

Таблица 5.2 – Допустимые уровни вибрации

Вид вибрации	Среднеквадратичное значение виброскорости, м/с 10 ⁻²					
	Логарифмические уровни виброскорости, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц					
	2	4	8	16	31,5	63
Технологическая на постоянных рабочих местах	3,5	1,3	0,63	0,56	0,56	0,56
	117	108	102	101	101	101

5.1.2. Недостаточная освещенность

Свет является естественным условием жизни человека, необходимым для сохранения здоровья и высокой производительности труда, и основанным на работе зрительного анализатора, самого тонкого и универсального органа чувств.

Свет – условие для работы глаза. Через центральную нервную систему свет оказывает влияние на общее нервно-психическое состояние, приводит к изменению частоты пульса и интенсивности некоторых процессов обмена веществ. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму.

Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения, работающих в производственных помещениях немаловажное значение, имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской.

Оборудовать рабочее место нужно так, чтобы исключить неудобные позы и длительные напряжения. Быстрая утомительность глаз стала одной из наиболее частых жалоб. Чтобы избежать проблем, связанных со зрением необходимо подобрать соответствующее цветовое оформление, оно должно быть подобрано таким образом, чтобы сочетания цветов не вызывали раздражения глаз. Наиболее опасные предметы должны выделяться из общей цветовой гаммы, предупреждая своим цветом о возможной опасности. Линии для электричества, газа, воды, телефона также должны быть выделены определенным цветом. Должны приниматься во внимание удобство и видимость.

Согласно документу, ПБ 12-529-03 в помещениях следует предусматривать естественное и (или) искусственное освещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в 1 час. Для помещений объемом более 200 м³ воздухообмен производится по расчету, но не менее однократного воздухообмена в 1 час.

При проведении данного мероприятия также следует учитывать следующие требования: световой поток должен достаточно ярко и равномерно освещать рабочее место, чтобы глаз без напряжения различал нужные ему предметы и не испытывал слепящего действия от чрезмерной яркости как источника света, так и отражающих поверхностей.

5.1.3.Вредные вещества

На нефтегазодобывающих предприятиях из нефти и нефтяного газа выделяются опасные различные компоненты. При вдыхании их или попадании в желудочно-кишечный тракт может произойти отравление людей. Первые признаки отравления парообразными углеводородами - недомогание и головокружение. Летальный исход может наступить от паралича, дыхания при явлениях нарастающей сердечной слабости. Углеводороды могут служить причиной хронического отравления.

В нефтяной промышленности применяют вещества, которые при воздействии на работающих могут вызвать кратковременное или длительное нарушения функций организма, ослабить защитные силы организма.

Сероводород, являющийся сильным ядом, бесцветный газ с сильным неприятным запахом тухлых яиц (при небольших концентрациях чувствительность снижается).

Таблица 5.4 – Токсикологическая характеристика вещества

Наименование вещества и его химическая формула	Агрегатное состояние	Характер воздействия на организм	Меры и средства первой помощи	ПДК, мг/м ³ ГН 2.2.5.1313 – 03	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
Метан	Газ	Отравление	Ликвидацию кислородного голодания	300	4
Этан	Газ	Отравление	Ликвидацию кислородного	300	4

			голодания		
Пропан	Газ	Отравление	Ликвидацию кислородного голодания	300	4
Бутан	Газ	Отравление	Ликвидацию кислородного голодания	300	4
Метанол	Жидкость	Отравление	Этанол внутривенно	5.0	3
Оксид углерода	Газ	Отравление	Дать крепкий чай, кофе	20	4
Сероводород	Газ	Отравление	Применение нитритов	10	4
Нефть	Жидкость	-	-	300	4

5.1.4. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время г., ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже минус 45 °С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с, служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела.

В ОАО «Томскнефть» ВНК при температуре окружающей среды менее минус 40 °С необходимо оставить все последующие работы по бурению бокового ствола. Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

5.2 Анализ опасных производственных факторов.

5.2.1 Электробезопасность. Поражение электрическим током

Все действующие меры безопасности согласованы с документами ГОСТ Р 50571.17-2000) и ПУЭ. Согласно ПУЭ силовая установка НМКТ ПД-550, электрораспределительной установке Rittal Ri4Power, релейное помещение операторной, аккумуляторный бокс, конденсаторное помещение относятся к типу – особо опасные.

В частях установки в качестве защитных мероприятий используется зануление, т.е. все токопроводящие части электрических приборов и части установки, которые не принадлежат к рабочей цепи тока и в случае дефекта непосредственно воспринимают напряжение, должны быть присоединены к нулевому проводу. Он непосредственно заземлен на нейтральной точке трансформатора (рабочее заземление).

В качестве защитных мероприятий против высокого напряжения при соприкосновении предусмотрено защитное понижение напряжения и защитное заземление, а также ношение защитных предметов одежды.

Устранение опасностей достигается, если токопроводящие части достаточно изолированы или защищены от прикосновения.

Применение теплой воды или технических жидкостей с температурой 120 °С, как обогревающей среды при нормальных условиях работы, не представляет опасности для установки. Но поскольку при выходе горячей воды, в случае не герметичности или повреждения, может быть оказано отрицательное влияние на работоспособность приборов КИПиА, вследствие этого необходимо регулярно производить контрольные обходы с проверкой герметичности труб отопления. Так как релейное помещение является закрытым электрическим помещением, то обслуживающий персонал должен быть проинструктирован в соответствии с действующими правилами техники безопасности.

Релейное помещение операторной, аккумуляторный бокс, конденсаторное помещение и подстанция Rittal Ri4Power являются закрытыми рабочими помещениями, которые могут открывать и заходить в них только люди, имеющие специальный допуск, прошедшие инструктаж и право на получение ключа. В конденсаторную установку можно заходить только после отключения обоих конденсаторных блоков.

Если во время работы распределительного блока силовой выключатель выводится из ячейки, то он должен быть расположен в основном конце распределительного устройства, чтобы не загромождать аварийный вход.

Пребывание в работающем распределительном устройстве разрешается только в том случае, если светится красная сигнальная лампа в ячейке (защита от электрической дуги включена).

На защитных панелях распределительного устройства остается модифицированное образование управляющего напряжения, на каждом отводе остается остаточная опасность при функциональных испытаниях, вставной блок должен находиться в рабочем положении и должен быть поставлен главный предохранитель.

Молниезащита и борьба с проявлением статического электричества:

- для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий и других сооружений, а также оборудования и материалов, находящихся в них, от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии должна устраиваться молниезащита в соответствии с «Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и промышленных сооружений»;
- запрещается во время грозы находиться на расстоянии ближе 10м от заземляющих устройств;
- для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молнии, а также статического электричества, технологическая аппаратура и трубопроводы, должны заземляться;
- сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

5.2.2.Механические опасности

Под механическим травмированием человека понимают повреждения кожных покровов, мышц, костей, сухожилий, позвоночника, глаз, головы и других частей тела. Причиной такого рода травм являются прежде всего шероховатость поверхности, при проведении спуско - подъемных операций, при монтаже и демонтаже установок, острые кромки и грани инструмента и оборудования, движущиеся механизмы и машины, незащищенные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия, материалы, заготовки, разрушающиеся конструкции. Механические травмы могут быть следствием падения с высоты. Возможны травмы глаз твердыми частицами, образующимися при обработке материалов.

Мероприятия по устранению механических травм:

- необходима проверка наличия защитных ограждений, закрывающих доступы к движущимся, вращающимся частям машин и механизмов;
- плановая и неплановая проверка пусковых и тормозных устройств;

- проверка состояния ремней, цепей, тросов, проверка их натяжения;
- проверка состояния и устранение дефектов смазанных устройств;
- очистка узлов и деталей от наружной грязи;
- при наличии грузоподъемного механизма используют блокировки, в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов», утвержденных Госгортехнадзором от 30.12. 1969 г.
- лестницы на установках должны быть полурифлеными с высотой перил 1 метр и уклоном не более 60 градусов;
- индивидуальные средства защиты для членов бригады, утвержденные приказом Министерства нефтяной промышленности № 80-1707 от 13.03.1983 г. приводятся в таблице 5.1;

Таблица 5.5– Средства защиты

№	Наименование	Количество
1	Каска	30 шт.
2	Предохранительные пояса	2 шт.
3	Резиновые перчатки	2 пар.
4	Кирзовые сапоги	30 пар.
5	Резиновые сапоги	2 пар.
6	Рукавицы брезентовые	30 пар.
7	Х/Б костюмы	30 шт.
8	Ватные костюмы	30 шт.
9	Защитные очки	2 шт.
10	Респиратор	30 шт.
11	Марлевые полога	30 шт.
12	Антивибрационный коврик	2 шт.

5.2.3. Пожарная безопасность

Основные категории производств, подразделяющихся по взрывоопасности, приводятся в таблице 5.2.3.1

Предельно-допустимая концентрация пыли в воздухе составляет 5 мг/м³. При проектировании и эксплуатации необходимо руководствоваться ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ «Процессы. Общие требования» и ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования».

При бурении боковых стволов на территории куста должна дежурить пожарная машина. При этом боевой расчет должен находиться в развернутом положении, а личный состав - в безопасной зоне.

Таблица 5.6 - Взрыво и пожароопасные свойства веществ

Наименование Вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности	Температура, К		Пределы взрываемости, %	
			вспышки	самовоспламенения	НКПРП	ВКПРП
Метан	300	4	-	537	5,3	15
Этан	300	4	-	515	3	14
Пропан	300	4	-	466	2,1	9,5
Бутан	300	4	-	405	1,4	8,5
Метанол	5.0	3	8	440	6,0	34,7
Оксид углерода	20	4	-	651	12,5	75
Сероводород	10	4	-	246	4,3	45,5
Нефть	300	4	-	264	1,0	5,0

Таблица 5.7 - Категорирование объекта по СО 153-34.122

Объект	Категория взрывопожароопасности		Зонирование		Молниезащита объекта	
	норм. документ	категория	норм. документ	категория	норм. документ	уровень
Устье нефтяных скважины	НПБ 105-03	А	ГОСТ Р 51330.9	1	РД-91.020.00- КТН-276-07	I
Устье нагнетательных скважин	НПБ 105-03	В	ГОСТ Р 51330.9	-	РД-91.020.00- КТН-276-07	-
ЦА-320М	НПБ 105-03	Д	ГОСТ Р 51330.9	-	РД-91.020.00- КТН-276-07	II
АЦ-8	НПБ 105-03	Д	ГОСТ Р 51330.9	-	РД-91.020.00- КТН-276-07	II

При ЗБС на территории куста запрещается курить, пользоваться открытым огнем. Рекомендуется курительные принадлежности оставлять в автомобилях.

Весь транспорт, находящийся на территории куста, должен быть оборудован глушителями и искрогасителями, а насосные установки - системами аварийной остановки.

Насосные агрегаты предпочтительно располагать с наветренной стороны от скважины.

Не допускать разливов продувочной жидкости на территории куста. Если жидкость вылилась на землю, то необходимо принять меры против ее растекания.

Необходимое противопожарное оборудование должно располагаться в стратегических точках, быть в исправном состоянии. При этом рабочий персонал должен быть обучен работе с ним и обязан находиться в готовности его использовать.

Весь транспорт, находящийся на территории куста, должен быть укомплектован огнетушителями (марка ОУ-8) [15].

5.2.4 Охрана окружающей среды

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления);
- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;
- с целью герметизации водоводов и трубопроводов использовать ингибиторы коррозии и проводить их своевременный ремонт;
- сохранение чистоты атмосферы, почвы, водоемов (регулярно проводить

рекультивацию земель, а также обеспечивать герметичность нефтепромыслового оборудования).

- очистка и утилизация сточных вод, уничтожение отходов;
- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.

Характер и возможные источники загрязнения:

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами (НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).

Загрязнение почв происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкости с ДНС, ГЗНУ, КНС, при проведении ремонтов скважин и т.д.

Методы очистки сточных вод:

Методы очистки сточных вод можно разделить на три группы: механические, физико-химические, биохимические.

В комплекс очистных сооружений, как правило, входят сооружения механической очистки. В зависимости от требуемой степени очистки вод включают сооружения физико-химической или биологической очистки, а при более высоких требованиях – глубокой очистки. Очищенные сточные воды обеззараживают, образующийся на всех стадиях очистки осадок или избыточная биомасса поступают на сооружения по обработке осадка. Очищенные сточные воды направляют в оборотные системы водообеспечения или сбрасывают в водоем. Обработанный осадок утилизируют, уничтожают или складывают.

Механические и физико-химические методы: отстаивание; фильтрация; флотация; адсорбционная очистка; нейтрализация; окисление загрязнителей; метод ионного обмена; биохимические методы.

С целью охраны воздушного бассейна выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- опорожнение и дренаж технологических ёмкостей в закрытую систему с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное, с учётом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

- помещение насосной снабжено системой датчиков-газоанализаторов для контроля за наличием горючих газов в помещении с сигнализацией в операторную;
- для сбора утечек с сальников насосов установлена подземная емкость с насосной откачкой на прием насосных агрегатов.
- установка трубных расширителей на факельном газопроводе высокого и низкого давления с целью исключения сгорания жидких фракций углеводородов на факеле;
- сброс газов от предохранительных клапанов СН-1,2, СГ-2, ВГС производится в факельную систему.

Для предотвращения попадания вредных веществ на почву и за пределы производственной площадки предусмотрено:

- обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- обвалование и ограждение бордюрным камнем площадок, где возможен разлив продукта;
- дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязненных, дождевых и талых вод и последующим их отведением в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе;
- обвалование резервуарного парка;
- защита емкостей и трубопроводов от коррозии изоляцией усиленного типа;
- капитальный ремонт и замена морально и физически устаревшего оборудования, снижается вероятность аварийных ситуаций.

5.2.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

При бурении бокового ствола могут возникнуть следующие аварийные ситуации: газоводонефтепроявление без загорания газонефтяной смеси, газоводонефтепроявление с возгоранием газонефтяной смеси, выброс продавочной жидкости, могут возникнуть пожары и взрывы.

В этих случаях необходимо предпринять следующие действия по спасению людей и ликвидации аварии:

Газоводонефтепроявление без загорания газонефтяной смеси:

- а) немедленно прекратить работы в загазованной зоне, закрыть привентор;
- б) заглушить двигатели внутреннего сгорания;
- в) эвакуировать людей за пределы загазованной зоны;
- г) при необходимости оказать первую доврачебную помощь пострадавшим;

д) загазованную зону обозначить на местности предупреждающими знаками «Опасная зона. Вход воспрещен»;

е) обесточить объекты энергопотребления, которые могут оказаться в опасной зоне;

ж) принять меры к ограничению площади разлива нефти, рабочего флюида, пластовой воды путем устройства обвалования;

и) сообщить об аварии руководству ЦИТС и через диспетчера ЦИТС представителю военизированного отряда по предупреждению возникновения и ликвидации, открытых газовых и нефтяных фонтанов;

к) определить уровень загазованности и при положительном анализе газовой среды принять меры к эвакуации автотехники с места аварии;

л) дополнительные работы вести по дополнительному плану.

Газоводонефтепроявление с возгоранием газонефтяной смеси

а) немедленно прекратить работы в зоне воспламенения газонефтяной смеси, закрыть привентор;

б) при необходимости оказать первую доврачебную помощь пострадавшим;

в) эвакуировать людей за пределы зоны воспламенения нефтяной смеси;

г) сообщить о загорании в пожарную часть, диспетчеру ЦИТС;

д) приступить к тушению пожара пожарным автомобилем, имеющимися первичными средствами пожаротушения;

е) принять меры к ограничению площади разлива нефти, рабочего флюида, пластовой воды путем устройства обвалования;

ж) при возможности эвакуировать нефтяные емкости из зоны горения, отогнать технику на безопасное расстояние;

и) организовать встречу прибывших пожарных подразделений;

к) дальнейшие работы вести по дополнительному плану.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования:

– территория вокруг буровой в радиусе 50 м должна быть очищена от травы, валежника, листьев;

– площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;

– топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой;

- запрещается пользоваться на буровой факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. На территории буровой запрещается разведение костров, сжигание мусора, выжигание травы. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения»;
- электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;
- во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита в соответствии с СИ 305-77 «Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений». Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств молниезащиты

5.3 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений

5.3.1 Организационные мероприятия

Основные меры безопасности и охраны труда при производстве работ, связанных с реализацией технологии, должны соответствовать требованиям следующих нормативно-технических документов:

- РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Постановлением Госгортехнадзором России №24 от 9 апреля 1998 г;
- «Изменение и дополнение к ПБ в НГБ 08-375(200) - 00»;
- основные положения об организации работ по охране труда в нефтяной промышленности (утверждены Министерством топлива и энергетики России 11.03.93 г.);
- инструкция по охране окружающей среды при хранении, транспортировании, приготовлении и дозировании химических реагентов в процессе добычи нефти (РД 39-0147098-009-89);
- общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добычи нефти и газа на суше (ГОСТ 17.1.3.13-86);
- правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности (ППБО-85).

Причины травм и аварий - низкая производственная, технологическая и трудовая дисциплина, недостаточная обученность персонала, систематические нарушения действующих правил и инструкций по безопасному ведению работ.

5.3.2 Инженерно-технические мероприятия

Техника безопасности при бурении горизонтальных скважин должна соответствовать следующим требованиям:

- к бурению бокового ствола допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе. Перед началом бурения участникам производится инструктаж на рабочем месте;
- общее руководство процессом бурения бокового ствола осуществляет ответственный руководитель – представитель подрядчика, в соответствии с планом и регламентом принимает решения о проведении работ, не предусмотренных этим планом и несет ответственность за их выполнение;
- руководитель должен спланировать размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, химреагентов, нефти на рабочий персонал, а также взрыва и пожара;
- имеющиеся в наличии трубы, шланги и инструмент должны быть уложены в штабель с противраскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов;
- руководитель и его помощники оборудуются портативными средствами связи;
- работы по бурению бокового ствола, включая подготовительные работы, должны проводиться рабочими в специальной одежде и касках;
- все транспортные средства, не задействованы в проведении бурения должны быть удалены на безопасное расстояние - не менее 50 метров от зоны линий высокого давления;
- все оборудование должно соответствовать техническим и технологическим требованиям норм и правил, находиться в исправном, рабочем состоянии и использоваться только по назначению;
- при работе с продувочной жидкостью персонал должен быть экипирован в спецодежду и обязан пользоваться средствами индивидуальной защиты: резиновые

рукавицы, кирзовые или резиновые сапоги, очки для химической защиты слизистой оболочки глаз, респиратор либо многослойная марлевая повязка.

5.3.3 Законодательного регулирования проектных решений

Законодательством РК регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Возможно установление неполных рабочих день для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется.

К работе в ночные смены не допускаются беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей-инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы – одиночки детей до пяти лет.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с посменного согласия работника.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РК ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Законодательством РК запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Обоснование эффективности проведения рассматриваемых мероприятий по оптимизации работы скважин Советского месторождения производится на основе сравнения с базовым вариантом, т. е. до проведения намечаемых мероприятий (табл. 6.1).

Таблица 6.1.

Основные показатели проведения мероприятия

Показатели	Ед. измерения	Базовый	Рекомендуемый
Дебит нефти, q	т/сут	15	40
МРП	сут	667	690

Как видно из таблицы рекомендуемые мероприятия направлены в первую очередь на увеличение добычи нефти скважин эксплуатирующихся УЭЦН, а также межремонтного периода работы. Оптимизация пяти добывающих скважин должна обеспечить прирост дебита в среднем по 30 т/сут нефти на скважину, также повышение к.п.д. установок должно повлиять на увеличение межремонтного периода работы на 23 суток. Соответственно, данное мероприятие приведет к увеличению выручки от реализации, приросту потока денежной наличности и чистой текущей стоимости за счет дополнительно добытой нефти.

6.1 Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия.

Экономическими критериями эффективности проведения мероприятия являются:

- прирост потока денежной наличности;
- прирост чистой текущей стоимости;
- срок окупаемости;
- коэффициент отдачи капитала;
- внутренняя норма рентабельности проекта;
- чувствительность проекта к риску.

Прирост потока денежной наличности рассчитывается по следующей формуле:

$$\nabla \text{ПДН}_t = \nabla B_t - \nabla I_t - \nabla N_t, \quad (6.1)$$

где, ∇B_t – прирост выручки от проведения мероприятия в t-ом месяце, тыс.руб;

∇I_t – прирост текущих затрат в t-ом месяце, тыс.руб;

K_t – капитальные затраты в t-ом году, связанные с проведением мероприятия, тыс.руб;

∇H_t – прирост величины налоговых выплат в t-ом году, тыс.руб.

Поскольку намеченные мероприятия направлены на увеличение добычи нефти, рассчитаем количество дополнительно добытой нефти по формуле:

$$\nabla Q_t = \nabla q_t * n_{\text{дт}} * T_{\text{рт}} * k_{\text{пад}}, \quad (6.2)$$

где, ∇Q_t – дополнительная добыча в связи с повышением дебита скважин, тыс.т;

∇q_t – средний дебит одной скважины, тн/сут;

$n_{\text{дт}}$ – фонд скважин охваченных мероприятием, скв.;

$T_{\text{рт}}$ – среднее время работы 1 скважины в t-ом квартале, сут;

$k_{\text{пад}}$ – коэффициент падения дебита.

$$\nabla Q_{t0} = 30 * 5 * 92 * 0,975 = 13,455 \text{ тыс.тн}$$

$$\nabla Q_{t1} = 30 * 5 * 92 * 0,945 = 13,041 \text{ тыс.тн}$$

$$\nabla Q_{t2} = 30 * 5 * 90 * 0,915 = 12,352 \text{ тыс.тн}$$

$$\nabla Q_{t3} = 30 * 5 * 91 * 0,885 = 12,080 \text{ тыс.тн}$$

$$\nabla Q_{t4} = 30 * 5 * 92 * 0,855 = 11,799 \text{ тыс.тн}$$

$$\nabla Q_{t5} = 30 * 5 * 92 * 0,825 = 11,385 \text{ тыс.тн}$$

Прирост выручки за счет дополнительного объема реализации нефти можно определить по формуле:

$$\nabla B(Q)_t = \nabla Q_t * Ц_t, \quad (6.3)$$

где, $Ц_t$ – цена предприятия на нефть без акцизного налога и НДС.

$$\nabla B(Q)_{t0} = 13,455 * 1656 = 22,281 \text{ млн.руб}$$

$$\nabla B(Q)_{t1} = 13,041 * 1656 = 21,595 \text{ млн.руб}$$

$$\nabla B(Q)_{t2} = 12,352 * 1656 = 20,455 \text{ млн.руб}$$

$$\nabla B(Q)_{t3} = 12,080 * 1656 = 20,004 \text{ млн.руб}$$

$$\nabla B(Q)_{t4} = 11,799 * 1656 = 19,539 \text{ млн.руб}$$

$$\nabla B(Q)_{t5} = 11,385 * 1656 = 18,853 \text{ млн.руб}$$

Дополнительные текущие затраты по мероприятию можно рассчитать следующим образом:

$$\nabla И_t = И_{\text{доп}} + И_{\text{мерт}}, \quad (6.4)$$

где, $И_{\text{доп}}$ – текущие затраты на дополнительную добычу, млн.руб.;

$И_{\text{мерт}}$ – текущие затраты в t-ом месяце на работу бригады ПРС по смене УЭЦН,
млн.руб.

Текущие затраты на дополнительную добычу определим по формуле:

$$\text{Идоп} = \nabla Q_t * C_c * 0,44, \quad (6.5)$$

Где, 0,44 – коэффициент условно-переменных затрат;

C_c – себестоимость продукции, тыс.руб.

$$\text{Идоп}_0 = 13,455 * 0,252 * 0,44 = 1,492 \text{млн. руб}$$

$$\text{Идоп}_1 = 13,041 * 0,252 * 0,44 = 1,446 \text{млн. руб}$$

$$\text{Идоп}_2 = 12,352 * 0,252 * 0,44 = 1,369 \text{млн. руб}$$

$$\text{Идоп}_3 = 12,080 * 0,252 * 0,44 = 1,339 \text{млн. руб}$$

$$\text{Идоп}_4 = 11,799 * 0,252 * 0,44 = 1,308 \text{млн. руб}$$

$$\text{Идоп}_5 = 11,385 * 0,252 * 0,44 = 1,262 \text{млн. руб}$$

Полные дополнительные затраты будут равны затратам на дополнительную добычу, за исключением квартала проведения мероприятия, в затраты которого будет включена стоимость работ бригады подземного ремонта скважин:

$$\nabla \text{Ит}_0 = \text{Идоп}_0 + \text{Ипрс} = 1,492 + 0,650 = 2,142 \text{млн. руб}$$

Поскольку для проведения мероприятия используется оборудование находящееся на балансе предприятия, то следовательно в данном случае капитальных затрат не требуется, и не будет прироста налога на имущество.

При расчете налогов ($\nabla \text{Нт}$) необходимо обязательно рассчитать прирост налога на прибыль ($\nabla \text{Нпр}$) по формуле:

$$\nabla \text{Нпрт} = \nabla B(Q)_t * \text{Нпр}/100, \quad (6.6)$$

где, $\nabla B(Q)_t$ – прирост прибыли от реализации, облагаемой налогом, тыс.руб.;

Нпр – налог на прибыль, 24%.

$$\nabla \text{Нпрт}_0 = 22,281 * 24/100 = 5,347 \text{млн.руб}$$

$$\nabla \text{Нпрт}_1 = 21,595 * 24/100 = 5,183 \text{млн.руб}$$

$$\nabla \text{Нпрт}_2 = 20,455 * 24/100 = 4,909 \text{млн.руб}$$

$$\nabla \text{Нпрт}_3 = 20,004 * 24/100 = 4,801 \text{млн.руб}$$

$$\nabla \text{Нпрт}_4 = 19,539 * 24/100 = 4,689 \text{млн.руб}$$

$$\nabla \text{Нпрт}_5 = 18,853 * 24/100 = 4,525 \text{млн.руб}$$

Суммарное увеличение налоговых выплат $\nabla \text{Нт}$ будет равно увеличению налога на прибыль $\nabla \text{Нпрт}$.

Таким образом по полученным значениям можно определить прирост потока денежной наличности по формуле 6.1:

$$\nabla \text{ПДН}_{t0} = 22,281 - 2,142 - 5,347 = 14,792 \text{ млн. руб}$$

$$\nabla \text{ПДН}_{t1} = 21,595 - 1,446 - 5,183 = 14,966 \text{ млн. руб}$$

$$\nabla \text{ПДН}_{t2} = 20,455 - 1,369 - 4,909 = 14,177 \text{ млн. руб}$$

$$\nabla \text{ПДН}_{t3} = 20,004 - 1,339 - 4,801 = 13,864 \text{ млн. руб}$$

$$\nabla \text{ПДН}_{t4} = 19,539 - 1,308 - 4,689 = 13,542 \text{ млн. руб}$$

$$\nabla \text{ПДН}_{t5} = 18,853 - 1,262 - 4,525 = 13,066 \text{ млн. руб}$$

Поскольку проведение намеченных мероприятий направлено дополнительное извлечение нефти с помощью УЭЦН, то длительность технологического эффекта принимается равной длительности достигнутого межремонтного периода 555 суток или 18 месяцев.

Прирост потока денежной наличности определяется за все время расчетного периода:

$$\nabla \text{НПДН}_t = \sum \nabla \text{ПДН}_t \quad (6.7)$$

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то применяется процедура дисконтирования потоков с целью приведения их по фактору времени. В качестве расчетного года выбирается год, предшествующий технологическому эффекту. Расчет коэффициента дисконтирования произведем по формуле:

$$\alpha_{t_{\text{инф}}} = 1 / ((1 + k_{\text{инф}}/4) * (1 + \text{Стд}/4))^{t_i}, \quad (6.8)$$

где, $k_{\text{инф}}$ – годовой коэффициент инфляции;

Стд – нормативная ставка дисконтирования.

Расчет коэффициента дисконтирования проведем по квартально с момента проведения мероприятия:

$$\alpha_{t_{\text{инф}}0} = 1 / ((1 + 0,14/4) * (1 + 0,15/4))^0 = 1$$

$$\alpha_{t_{\text{инф}}1} = 1 / ((1 + 0,14/4) * (1 + 0,15/4))^1 = 0,9313$$

$$\alpha_{t_{\text{инф}}2} = 1 / ((1 + 0,14/4) * (1 + 0,15/4))^2 = 0,8673$$

$$\alpha_{t_{\text{инф}}3} = 1 / ((1 + 0,14/4) * (1 + 0,15/4))^3 = 0,8077$$

$$\alpha_{t_{\text{инф}}4} = 1 / ((1 + 0,14/4) * (1 + 0,15/4))^4 = 0,7521$$

$$\alpha_{\text{инф}5} = 1/((1+0,14/4) * (1+0,15/4))^5 = 0,7004$$

$$\alpha_{\text{инф}6} = 1/((1+0,14/4) * (1+0,15/4))^6 = 0,6523$$

Дисконтированный поток денежной наличности можно определить по формуле:

$$\text{ДПДНt}_0 = \text{ПДНt} * \alpha_{\text{инф}} = 14,792 * 1,0000 = 14,792 \text{ млн.руб} \quad (6.9)$$

$$\text{ДПДНt}_1 = 14,966 * 0,9313 = 13,938 \text{ млн.руб}$$

$$\text{ДПДНt}_2 = 14,177 * 0,8673 = 12,296 \text{ млн.руб}$$

$$\text{ДПДНt}_3 = 13,864 * 0,8077 = 11,198 \text{ млн.руб}$$

$$\text{ДПДНt}_4 = 13,542 * 0,7521 = 10,185 \text{ млн.руб}$$

$$\text{ДПДНt}_5 = 13,066 * 0,7004 = 9,151 \text{ млн.руб}$$

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности представляет собой чистую текущую стоимость:

$$\text{ЧТСt} = \sum \text{ДПДНk}, \quad (6.10)$$

Результаты расчета НПДНt и ЧТС представлены в таблице 6.2.

6.2. Анализ чувствительности проекта к риску

Поскольку проекты в нефтегазодобывающем производстве имеют определенную степень риска, связанную с природными факторами и рыночными (риск изменения цен), то необходимо провести анализ чувствительности данного проекта к риску. Для этого выбираем интервалы наиболее вероятного диапазона изменения каждого фактора:

Таблица 6.2.

Расчет чистой текущей стоимости

Показатели	Ед. изм	Шкв04	IVкв04	Iкв05	IIкв05	IIIкв05	IVкв05
1. Объем добычи нефти	тыс. т	13,455	13,041	12,352	12,080	11,799	11,385
2. Выручка от реализации	млн.руб	22,281	21,595	20,455	20,004	19,539	18,853
3. Текущие затраты	млн.руб	2,142	1,446	1,369	1,339	1,308	1,262
4. Налоги	млн.руб	5,347	5,183	4,909	4,801	4,689	4,525
5. Поток денежной наличности	млн.руб	14,792	14,966	14,177	13,864	13,542	13,066
6. Накопленный поток наличности	млн.руб	14,792	29,758	43,935	57,799	71,341	84,407
7. Коэффициент		1	0,9313	0,8673	0,8077	0,7521	0,7004

дисконтирования							
8. Дисконтированный поток наличности	млн.руб	14,792	13,938	12,296	11,198	10,185	9,151
9. Чистая текущая стоимость	млн.руб	14,792	28,730	41,026	52,224	62,409	71,560

- добыча нефти [- 40%; + 10%];
- цена на нефть [- 30%; + 10%];
- текущие затраты [- 10%; + 10%];
- налоги [- 20%; + 20%];

Результаты расчета ЧТС в зависимости от изменения факторов
представлены в формулах 6.3 – 6.10 и на рисунке 6.1.

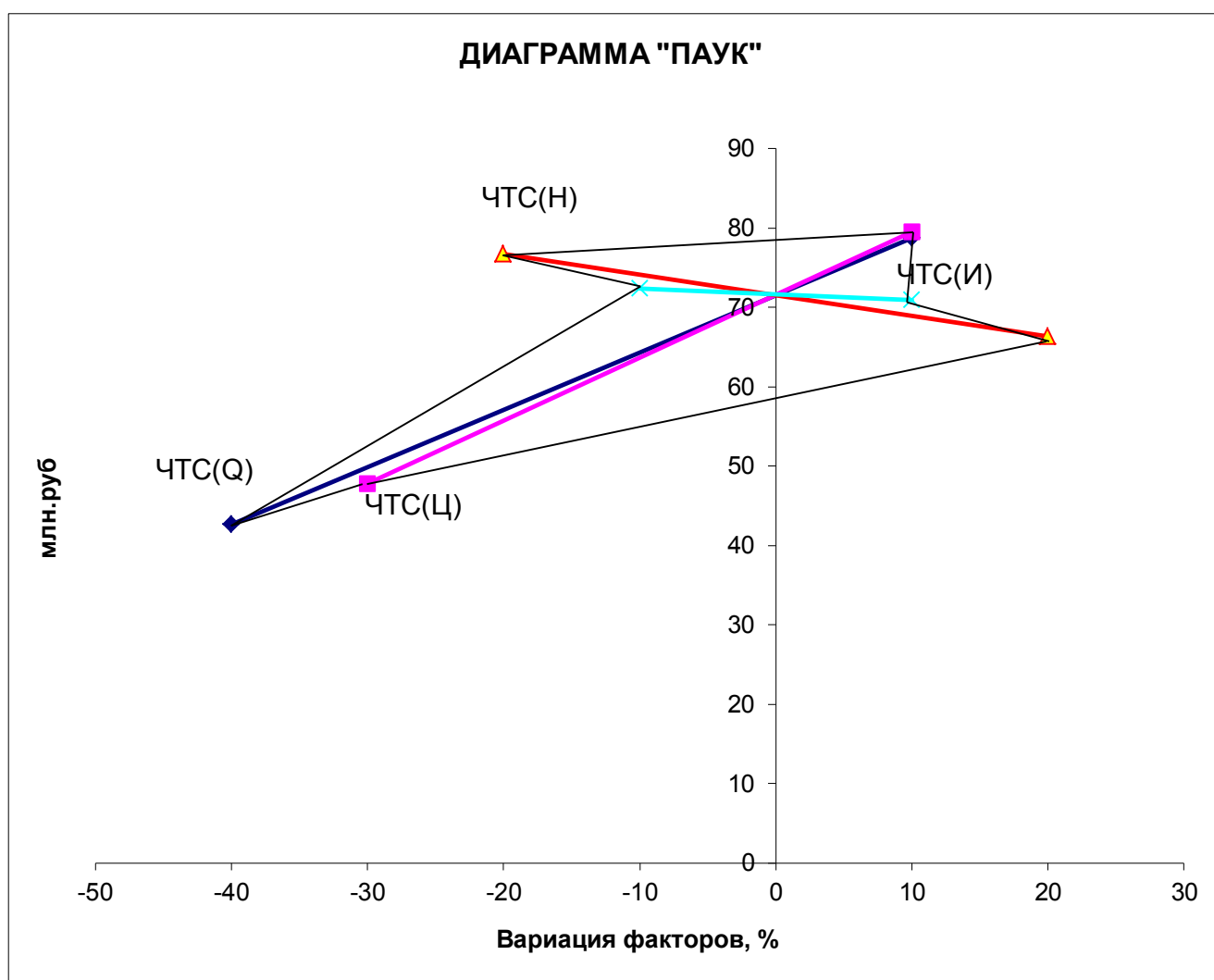


Рис. 6.1. Диаграмма "паук"

Таким образом, по полученным данным можно сделать вывод, что предлагаемый проект не имеет риска, поскольку все изменения ЧТС при заданной вариации параметров находятся в положительной области.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях перехода крупных промышленных предприятий и народного хозяйства страны к рыночному типу экономических отношений, постоянного увеличения стоимости производственных мощностей, электроэнергии, перевозок, рабочей силы, вопросы правильного подбора глубинно-насосного оборудования для нефтедобывающих скважин и расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающие межремонтные периоды работы установок, становятся все более актуальными и жизненно важными в деятельности нефтедобывающих предприятий.

На Советском месторождении действующий фонд скважин по способам эксплуатации делится на эксплуатацию установками электроцентробежными насосами (УЭЦН)- 48 %, ШГН – 52%, а добыча нефти с помощью УЭЦН составляет 79 %. Отсюда очевидно, что фонд скважин, оборудованных УЭЦН требует особого внимания и контроля. В данной работе проанализированы причины отказов УЭЦН, рассмотрена динамика изменения межремонтного периода скважин и пути его увеличения. Выяснилось, что основной причиной отказов УЭЦН является механические примеси (28 %).

В ходе подготовки данной работы, были проанализированы типоразмеры насосных установок. По полученным данным на Советском месторождении эксплуатационный фонд скважин в основном состоит из УЭЦН- 50 (27%), УЭЦН- 400 (14%) и УЭЦН-80 (13%), а установки других типоразмеров (46%) используются гораздо реже.

Проведя анализ эффективности работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, на Советском месторождении по данным технологических режимов можно сделать вывод, что почти весь фонд

скважин 82 % работает в оптимальном режиме и лишь 18 % скважин не соответствует оптимальному режиму работы. Это говорит о том, что специалисты УДНГ ведут очень тщательный подбор оборудования и оптимизацию режимов его эксплуатации, что позволяет работать фонду скважин достаточно эффективно.

С целью увеличения МРП на Советском месторождении было рассмотрено применение дополнительного оборудования, а именно пакеры-фильтры ФС различных модификаций. Сделан анализ применения данного оборудования, из которого видно, что применение пакера-фильтра ФС увеличивает межремонтный период работы скважины, сокращаются затраты на ремонт скважины бригадой ТКРС, снижаются затраты на ремонт подземного оборудования в ЗАО «РСНВ», а как следствие не происходит снижение добычи нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В. Дашевский, И.И. Кагарманов, Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамагаев “Справочник инженера по добыче нефти”. ООО “Печатник”, Стрежевой 2002 г., 235 с.
2. А.К. Багаутдинов, С.Л. Барков, Г.К. Белевич и др. “Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России”. М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, Том 2, 1996 г., 523 с.
3. Б.Б. Квеско “Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений”. Учебное пособие. Томск : Изд. ТПУ, 2001 г., 107 с.
4. В.Г. Крец “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений”. Учебное пособие. Томск : Изд. ТПУ, 1992 г., 117 с.
5. В.Г. Крец, Л.А. Саруев “Оборудование для добычи нефти”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г., 123 с.
6. В.И. Щуров “Технология и техника добычи нефти”. М.: Недра, 1993 г., 157 с.
7. В.С. Комаров “Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования”. Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.
8. Е.И. Бухаленко, Ю.Г. Абдулаев “Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования”. М.: Недра, 1989 г., 189 с.
9. М.М. Иванова, Л.Ф. Дементьев, И.П. Чоловский “Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа”. М.: Недра, 1985 г., 256 с.
10. Отчет о производственной деятельности НГДУ «ТН» за 2009-2010г., 112 с.
11. С.Г. Бабаев “Надежность нефтепромыслового оборудования”. М.: Недра, 1987 г., 161 с.
12. Справочное руководство по проектированию разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под редакцией Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983 г., 178 с.

13. Ю.В. Зайцев “Добыча нефти и газа”. М.: Недра.,134 с.
14. Ю.С. Корнеев “Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах ”. М.: Недра, 1988 г.,168 с.