TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРОВ В БОРЬБЕ С ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

УДК 622.276.74.04(262.81)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Мергенов Аннадурды Аннабердыевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ _____ _Максимова Ю.А._
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Мергенову Аннадурды Аннабурдыевичу

Тема работы:

Повышение эффективности применения фильтров в борьбе с пескопроявлением на нефтяных месторождениях Каспийского моря	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2022/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Характеристика процесса выноса песка в процессе добычи нефти; причины разрушения продуктивных коллекторов; последствия выноса песка из продуктивных коллекторов; применяемые методы и способы борьбы с

	выносом песка; применение фильтров; щелевые фильтры; проволочные фильтры; многослойные проволочные фильтры; комбинированные фильтры; гравийные намывные фильтры; использование износостойкого внутрискважинного оборудования; технологические методы; мониторинг и способы прогнозирования пескопроявления; Анализ эффективности применяемых фильтров;

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	**Консультант**
«Причины разрушения слабосцементированных коллекторов и вынос песка с продукцией скважин»	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Анализ технологических методов борьбы и предупреждения пескопроявлений»	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Повышение эффективности защиты насосов за счет фильров-сепараторов»	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Кащук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Причины разрушения слабосцементированных коллекторов и вынос песка с продукцией скважин
Анализ технологических методов борьбы и предупреждения пескопроявлений
Повышение эффективности защиты насосов за счет фильров-сепараторов
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019 г.

Задание выдал руководитель/консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		19.03.2019
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			19.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Мергенов Аннадурды Аннабердыевич		19.03.2019

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования бакалавриат
Отделение школы нефтегазового дела
Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.04.2019 г.	*Причины разрушения слабосцементированных коллекторов и вынос песка с продукцией скважин*	*25*
17.04.2019 г.	*Анализ технологических методов борьбы и предупреждения пескопроявлений*	*25*
07.05.2019 г.	*Повышение эффективности защиты насосов за счет фильров-сепараторов*	*25*
15.05.2019 г.	*Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение*	*10*
24.05.2019 г.	*Социальная ответсвенность*	*10*

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

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

Планируемые результаты обучения

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

Обозначения, определения и сокращения

ЭЦН - электроцентробежный насос

МИД - метод интенсификации добычи

ГРП - гидроразрыв пласта

НКТ - насосно-компрессорные трубы

КВЧ - количество взвешенных частиц

ШГН - штанговый глубинный насос

РИР - ремонтно –изоляционные работы

ЗБС - зарезка бокового ствола

ОПЗ - обработка призабойной зоны

ГС - горизонтальная скважина

ПЭД - погруженный электродвигатель

СПО - спускоподъемные операции

ТРС - текущий ремонт скважины

ПЗП - призабойная зона пласта

ППД - поддержание пластового давления

ПСМ - погружной сепаратор механический

ДНС - дожимная насосная станция

КНС - кустовая насосная станция

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 84 страниц, 30 рисунков, 7 таблиц, 42 источника.

Ключевые слова: нефть, скважина, пескопроявление, взвешенные частицы, фильтры.

Объектом исследования является вынос песка с продукцией нефтяной скважины.

Предметом исследования является методы борьбы с процессами выноса песка из пласта-коллектора

Цель работы – рассмотреть основные применяемые методы борьбы с устранением негативного влияния процесса поступления минеральных частиц продуктивного пласта при освоении запасов месторождения, выработать рекомендации по повышению эффективности применения фильтров

Актуальность работы наличие в продукции скважин минеральных частиц приводит к преждевременному износу и поломки насосного оборудования, что приводит к снижению эффективности процесса разработки месторождения

В процессе исследования проводились аналитические исследования параметров работы скважин, применяемого насосного оборудования и используемых фильтрационных элементов для их защиты

В результате исследования установлено, что применяемые в район Прикаспийской нефтегазоносной провинции фильтры для защиты ЭЦН от негативного воздействия песка, имеют низкую эффективность, поэтому были рекомендованы другие, с обязательным комплексированием.

Теоретическая и практическая значимость работы полученные результаты могу быть применены на месторождениях нефти, где разработка сопровождается повышенным выносом песка из продуктивного пласта.

Область применения: добыча нефти.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 11

1. ПРИЧИНЫ РАЗРУШЕНИЯ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ВЫНОС ПЕСКА С ПРОДУКЦИЕЙ СКВАЖИН 13

1.1. Характеристика процесса выноса песка в процессе добычи нефти 13

1.2. Причины разрушения продуктивных коллекторов 17

1.3. Последствия выноса песка из продуктивных коллекторов 22

2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ 26

2.1. Применяемые методы и способы борьбы с выносом песка 26

2.2. Применение фильтров 27

2.3. Щелевые фильтры 28

2.4. Проволочные фильтры 29

2.5. Многослойные проволочные фильтры 32

2.6. Комбинированные фильтры 34

2.7. Гравийные намывные фильтры 37

2.8. Использование износостойкого внутрискважинного оборудования 37

2.9. Технологические методы 38

2.10. Мониторинг и способы прогнозирования пескопроявления 41

3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТЫ НАСОСОВ ЗА СЧЕТ ФИЛЬРОВ-СЕПАРАТОРОВ 45

3.1. Анализ эффективности применяемых фильтров 45

3.2. Применение фильтра-сепаратора 53

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ 61

4.1. Экономическая оценка инвестиций 61

4.2. Расчет чистого дисконтированного дохода 63

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 68
5.1. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ 68
5.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 69
5.2.1. Анализ вредных и опасных факторов 69
5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия 72
5.3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 74
5.4. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ 76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 79
Список используемой литературы 81

ВВЕДЕНИЕ

Месторождения Прикаспийской нефтегазоносной провинции являются одними из основным источником энергоресурсов и углеводородного сырья для отечественной промышленности в данном регионе. Так же они формируют важную составляющую экспортного потока в южном и восточном направлениях.

При разработке месторождений в результате снижения пластового давления складываются условия, требующие массового перевода фонда скважин на механизированную добычу, которая в настоящее время является основным способом добычи на большинстве месторождений РФ. Среди всех механизированных способов наибольшее распространение получили установки электроцентробежных насосов (УЭЦН), поскольку они обладают достаточно большой унифицированностью применения и большой вариативностью параметров работы.

Одной из отличительной характеристики скважин оборудованных УЭЦН является их достаточно экстремальный режим работ, обусловленный высокими дебитами, большими депрессиями на пласт, значительными темпами изменения забойного давления, и т.д.

Современная технология разработки месторождений нефти, для повышения эффективности процесса освоения запасов и достижения большее высокой конечной нефтеотдачи, предполагает выполнение на месторождениях различных метод интенсификации добычи (МИД). Среди всех методов, наибольшее распространение получили различные разновидности гидроразрыва пласта (ГРП). Данная операция предполагает создание значительного давления на продуктивный пласт и закачки в него несколько десятков тон различных веществ (проппант, продавливающие жидкости, гелиевые сшиватели и т.д.).

В результате для месторождений, где освоение запасов сопровождается применением ЭЦН и ГРП, является характерным наличие в потоке пластовых флюидов, извлекаемых на поверхность большого количество взвешенных

частиц. Представленных как частицами разрушенного пласта-коллектора, так и незакрепленного проппанта. Это приводит к устойчивой тенденции большого объема отказов УЭЦН по причине высокого содержания взвешенных частиц.

На Прикаспийских месторождениях ежегодно выполняется около 200 операций по ГРП, а фонд эксплуатационных скважин на 99 % состоит из УЭЦН. Анализ отказов по работе ЭЦН показывает, что более половины из всех случаев связан с наличием взвешенных частиц в добываемой продукции. Стабильность отказов по данному параметру наглядно демонстрирует, что существующие в настоящее время способы уменьшения количества взвещенных частиц в продукции недостаточно эффективны.

Таким образом, рассмотрение вопроса снижения негативного влияния взвешенных частиц в продукции добывающих скважин на состояние промыслового оборудования, является актуальной задачей.

1. ПРИЧИНЫ РАЗРУШЕНИЯ СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ВЫНОС ПЕСКА С ПРОДУКЦИЕЙ СКВАЖИН

1.1. Характеристика процесса выноса песка в процессе добычи нефти

Поступление песка из рыхлых пластов в нефтяные и газовые скважины является проблемой для нефтяной отрасли в течение многих десятилетий. Содержание даже небольшого процента песка в добываемой жидкости отражается на ходе всего процесса эксплуатации скважин. Поэтому подобные скважины выделяются в самостоятельную категорию, требующую специфических мероприятий для управления процессом выноса песка из пласта.

В высокодебитных газовых и фонтанирующих нефтяных скважинах с большими скоростями потока песчаная эрозия - серьезная проблема, так как она может приводить к образованию дыр в насосно-компрессорных трубах (НКТ) за очень короткое время - песок достаточно быстро размывает резьбу НКТ даже при наличии небольшой течи.

Песок, выносимый понятно с продукцией скважины из рыхлых или слабосцементированных продуктивных пластов, ведет к разрушению коллектора в призабойной зоне, что, в свою очередь, может явиться причиной оседания и обрушения кровли пласта и, в конечном итоге, слома или отвода низа эксплуатационной колонны или прорыва верхних вод.

Попавший в скважину песок часто образует осадок (пробку) на забое, что приводит к снижению или полному прекращению притока жидкости из пласта. Ликвидация песчаной пробки представляет, при современном состоянии техники подземного ремонта, трудоемкую и дорогостоящую операцию. Поэтому вызываемое песком пробкообразование является наиболее тяжелым видом ремонта при эксплуатации газовых и фонтанирующих нефтяных скважин, часто сопровождаемый значительными потерями в добыче. При механизированной эксплуатации скважин в

некоторых случаях возможен прихват насоса песчаной пробкой, носящий аварийный характер.

Эксплуатация механизированных скважин в условиях интенсивного выноса песка приводит к преждевременным отказам насосного оборудования тем самым многократно увеличивая число ремонтов скважин и резко снижая срок службы оборудования. Влияние механических примесей в перекачиваемой жидкости на разные тины насосов различно. Это вызвано, в первую очередь, конструктивными особенностями насосных агрегатов [1, 2].

Глубинные штанговые насосы достаточно устойчивы к наличию твердых частиц в добываемой жидкости - заводы-изготовители гарантируют работу насоса при количестве взвешенных частиц (КВЧ) более 1300 мг/л при износостойком исполнении оборудования. В тоже время многолетняя практика эксплуатации ШГН па скважинах различных нефтегазоносных провинций позволила выявить, что при высоком КВЧ в продукции коэффициент наполнения штангового насоса резко снижается из-за плохой работы клапанов, забивающихся песком.

Песок, попавший в зазор плунжерной пары вызывает заклинивание (застопоривание) насоса, ликвидация которого, помимо потерь в добыче, является достаточно трудоемким подземным ремонтом скважины. Многие заклинившие плунжерные пары после подъема из скважины не подлежат восстановлению.

Штанговые насосы - практически единственный тип насосного оборудования, для которого изобретено большое количество приспособлений, предотвращающих попадание песка в полость цилиндра - песочные якоря. В тоже время песок, попадая в защитное приспособление на приеме насоса, в зависимости от его конструкции, может образовывать осадок в нем или размывать (разъедать) его детали, нарушая работу якоря, а иногда и вовсе выводя его из строя.

В случае кустового размещения скважин (большинство разрабатываемых нефтяных месторождений Западной Сибири) применение

ШГН неэффективно. Это связано со специфической траекторией кустовых скважин, имеющих большие отходы. В результате межремонтный период работы кустовых скважин при их эксплуатации ШГН низок из-за значительного количества ремонтов, связанных с авариями со штанговой колонной (отвороты, обрывы колонны). КПД штанговых установок в рассматриваемых скважинах ниже в сравнении с вертикальными скважинами по причине больших потерь на трение штанг. Отсутствие специального интервала в траектории скважины ведет к размещению плунжерного насоса под значительным углом к вертикали, а это низкое наполнения насоса и снижение КПД установки в целом.

Также необходимо отметить невысокие производительности штанговых насосов, зачастую не способные реализовать требуемые темпы откачки жидкости из скважин.

Другим распространенным видом насосного оборудования являются электроцентробежные насосы (ЭЦН). Заводы изготовители ЭЦН гарантируют устойчивую работу при содержание твердых частиц в продукции менее 100 мг/л. Однако в реальности, сложно обеспечить подобные параметры, особенно на объектах где применяться методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи. Поэтому на большинстве месторождений УЭЦН эксплуатируются в более суровых условиях чем рекомендовано заводом изготовителем. Особенно это актуально для скважин, производительность которых обусловлена выполнением операции по гидроразрыву пласта (ГРП).

В практике разработки месторождения Западной Сибири, довольно часто ЭЦН осознано применяют при освоении скважины непосредственно после выполнения ГРП. В этом случаи целью освоения является вымывание из продуктивного пласта незакрепленного проппанта. При таком подходе, межремонтный период (МРП) скважин с установленными насосами редко превышает 10 - 15 суток. А после операции по замене насоса, новый ЭЦН работает 150 - 200 суток. Затем на скважине выполняется ГРП, и уже изношенный насос также применяется при освоении до его поломки. Такая

практика обусловлена тем, что глубины, характер траектории скважины, дебиты скважины, позволяют применять в данных условиях только ЭЦН. Но даже и при выполнении альтернативного метода освоения после ГРП (пены, свабирование, и т.д.), после удаления основной части подвижного проппанта, при установке высокопроизводительного ЭЦН вынос пропанта продолжается.

Электровинтовые насосы способны перекачивать жидкость, содержащую до 800 мг/л взвеси твердых частиц. Максимальная производительность ЭВН - до 200 м /сут. Низкий КПД таких устройств, а также ненадежность надземной части оборудования в совокупности с небольшими развиваемыми давлениями не позволили широко применять подобные насосы на скважинах в высоким содержанием песка в продукции.

Диафрагменные насосы наиболее устойчивы к влиянию механических примесей в перекачиваемой жидкости - до 2000 мг/л. Незначительные номинальные производительности (до 16 $м^3$/сут при напоре 650 м) привело к тому, что подобные устройства скорее экзотика на промыслах РФ.

Многие производители электроцентробежных насосов гарантируют устойчивую работу своей продукции при КВЧ менее 100 мг/л [3, 4]. В то время как реально УЭЦН эксплуатируются в более суровых условиях. Особенно это касается скважин, производительность которых стимулирована гидроразрывом пласта (ГРП).

Довольно часто на промыслах УЭЦН используют по сути для освоения скважины после проведения ГРП. Целью освоения является вымывание незакрепленного проппанта из скважины. Межремонтный период (МРП) скважин с установленными «насосами - жертвами» редко превышают 10 - 15 суток. Но и после удаления основной части подвижного проппанта КВЧ по скважинам с ГРП достаточно высоки.

Резюмируя можно отметить, что наличие значительного количества твердых механических примесей в продукции скважин негативно сказывается на всем технологическом процессе добычи и подготовки нефти. В результате воздействия добываемого вместе с жидкостью песка на оборудование

скважина нуждается в подземном (в случае необходимости смены насоса), а иногда и капитальном (очистка забоя, восстановление целостности эксплуатационной колонны) ремонте. Также требуются дополнительные затраты на очистку добытой нефти от песка и его утилизацию, ведущую к загрязнению окружающей среды. На устранение рассмотренных осложнений необходимы значительные трудовые и материальные ресурсы, что ведет к увеличению себестоимости добычи углеводородного сырья.

1.2. Причины разрушения продуктивных коллекторов

Механические свойства горных пород заключаются в способности реагировать на внешние воздействие изменением размеров, формы и целостности. Данные свойства относятся к базовым техническим характеристикам, используемым в инженерных расчетах при прогнозировании и контроле физических процессов горного производства, контроле состояния массивов горных пород, изучении и моделировании физических процессов разработки месторождений.

Горные породы обладают следующими основными механическими свойствами, обсуждение которых необходимо для исследования процесса разрушения продуктивных коллекторов: упругость, пластичность и прочность.

Сцементированные коллекторы нефти и газа, аналогично твердым телам, деформируются под влиянием приложенных к ним напряжений и температур. Исследование деформаций имеет большое значение для оценки изменения свойств коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа.

Как показывает опыт при кратковременном сжатии в большинстве консолидированных осадочных породах с жесткими механическими связями не происходит взаимного смещения частиц и преобладают упругие деформации, если напряжение в скелете породы не превышает предела прочности механических связей между частицами [4]. Кроме того, сцементированные малоглинистые песчаники показывают хорошую

устойчивость при непродолжительном приложении всесторонних давлений, в несколько раз превышающих давление, испытываемое породой в ее естественном залегании.

В работе [5] показано, что сцементированные песчаники девона Волго-Уральской нефтегазоносной области с пористостью 18 - 24% выдерживают всестороннее сжатие до 700 МПа без образования трещин и дробления зерен. Изменения физических свойств при упругой или любой другой деформации сцементированных коллекторов, совершающейся без разрушения механических связей в скелете породы, обусловлены главным образом объемными деформациями порового пространства и породообразующих минералов.

Породы-коллекторы в их естественном залегании находятся в наряженном состоянии, которое обусловлено весом вышележащих толщ, давлением жидкости в порах и упругостью. Упругость горных пород характеризуется модулем упругости и коэффициентами сжимаемости (порового пространства, минеральной части скелета, жидкости), которые зависят от вида напряженного состояния породы.

Горные породы могут деформироваться в пределах упругости и претерпевать пластические деформации, т.е. горные породы могут обладать как упругостью, так и пластичностью. Горные породы не являются идеально пластичными или идеально упругими телами - они упруго-пластичны. Минералы в большинстве случаев деформируются как упруго-хрупкие тела; их разрушение характеризуется моментом, когда напряжения достигают предела упругости.

Горные породы деформируются, не следуя закону Гука так как имеют дисперсное строение, их связь между напряжением и деформацией носит более сложный характер. Связь между объемной деформацией и напряжением для сплошных идеально упругих тел линейно, и, как известно из теории упругости [6], имеет вид:

$$-\varepsilon = -\frac{\Delta V}{V} = \frac{3(1-2\mu)}{E}\sigma \qquad (1)$$

где ε - объемное расширение (сжатие) твердого тела;

V - объем твердого тела;

ΔV - изменение объема твердого тела;

E - модулъ Юнга;

μ - коэффициент Пуассона;

σ - среднее нормальное напряжение.

Горные породы разрушаются вследствие отрыва (от нормальных напряжений) или сдвига, скалывания, среза (от касательных напряжений). При сжатии порода разрушается преимущественно па скалывание, при растяжении - на отрыв. Разрушение горных пород - процесс сложный, и разрушения на скалывание и отрыв сопровождают друг друга.

Процесс разрушения требует времени и происходит постепенно, но с различной скоростью. Как было показано выше разрушение обычно проходит по контактным поверхностям отдельных минеральных зерен. Продолжительность разрушения для одной и той же породы при прочих равных условиях определяется нагрузкой, температурой, активностью среды, наряженным состоянием и т.д. Наибольших успехов в вопросах разрушения коллекторов нефтяная наука и промышленность добились при изучении буримости горных пород и строительстве скважин [7].

В процессе эксплуатации добывающих скважин разрушение горных пород происходит в призабойной зоне как правило по причине сниженного пластового давления (в воронке депрессии) и, как следствие, увеличенной вертикальной нагрузки вышележащих пластов.

Очевидно, что данный процесс с известным приближением можно рассматривать как процесс вдавливания в породу наконечника (штампа) с плоским или криволинейным основаниями [7]. Переход от меньшей степени нагрузки на штамп к большей изменяет скорость деформации. При этом различают три фазы напряженного состояния породы под штампом: уплотнение (затухание деформации), предельное равновесие (разрывы и сдвиги) и разрушение.

В первой фазе скорость деформации уменьшается до нуля; в скальных породах при этом деформации являются упругими; в глинистых пластичных породах первая фаза - это фаза уплотнения. При разрушении горных пород первая фаза характеризуется поверхностным разрушением.

Во второй фазе скорость деформации не затухает, и при некоторой нагрузке деформация ползучести становится постоянной. Внешним проявлением второй фазы деформации, являются появление скалывания по контуру давления в хрупких породах или пластической деформации у пластичных пород. При всестороннем сжатии порода характеризуется физико-механической неоднородностью. Любой дефект - вероятный очаг концентрации перепанряжений, вызывавший рост трещин.

При увеличении напряжения и росте трещин в породе возникают поверхности следующих друг за другом сдвигов, характеризующих деформации. Происходит объемное разрушение породы, причем в реальных горных породах, характеризующихся наличием дефектов, процесс разрушения идет и при нагрузках более низких, чем критические, но медленно. Длительность второй фазы определяется нагрузкой и условиями, в которых происходит процесс разрушения (температура, активность и т.д.).

Третья фаза - это фаза прогрессивного роста деформаций, фаза объемного разрушения. Для скальных пород она длится доли секунд.

Три фазы разрушения составляют полный цикл разрушения горной породы. Ярко выраженный скачкообразный характер наблюдается у хрупких прочных пород. У хрупких, но менее прочных пород цикличность повторяется, но скачкообразный характер не столь ярко выражен. Малопрочным породам свойственен еще более плавный характер разрушения. При разрушении пластичных глин скачкообразности вообще не наблюдается.

При ударном воздействии горные породы могут разрушаться при напряжениях меньше критических, соответствующих пределу прочности. При некотором значении силы порода разрушается после первого удара. Уменьшение силы требует увеличения числа ударов по одной и той же точке.

Ниже некоторого значения силы разрушения породы не произойдет при любом числе ударов.

Разрушение породы при циклических напряжениях обусловливается ее усталостью. Число циклов нагружения при напряжениях, близких к приделу усталости, необходимое для разрушения таких пород, как мрамор, известняк, доломит, кварцит, составляет 50 - 110. отношение предела усталости к прочности для этих пород в зависимости от пластичности колеблется в пределах от 1/21 до 1/29. Установлено, что в процессе вдавливания наконечников разрушение породы наступает при их погружении на 0,10 – 0,25 мм, а продолжительность цикла разрушения породы составляет около 0,002 с. Таким образом, меньшей но продолжительно действующей силой можно достигнуть большего разрушительного эффекта, чем большей силой, но действующей мгновенно.

Необходимо отметить, что как правило, информация о прочностных и упругих свойствах пластов основана на лабораторных испытаниях керна. Но, как известно, из скважин отбираются наиболее крепкие, хорошо сцементированные образцы. В то время слабосцементированные породы извлечь не удается. Они просто рассыпаются при транспортировке на поверхность. То есть оцененный по лабораторным исследованиям предел прочности можно считаться наибольшим значением для керна.

Можно сделать вывод о том, что реальные прочностные характеристики пластов ниже чем принятые в проектной документации. Это связанно с тем, что прочность горных пород, определяемая на образцах (кернах), по определению выше прочности пород в массиве, поскольку в пластовых условиях значительную роль играют факторы неоднородностей и дислокаций, имеющих более крупные размеры, чем в образцах [6]. Соответственно это приводит к завышенным значениями пределам прочности пород пласта-коллектора в призабойной зоне, и к естественным технологическим проблемам, связанным с разрушением призабойной зоны пласта и выносом механических примесей.

1.3. Последствия выноса песка из продуктивных коллекторов

Причинами отказов ЭЦН называются износ рабочих органов, засорение механическими примесями и отложение солей. Эти причины неразрывно связаны между собой и их влияние на работу оборудования так же соизмеримы. Интенсивный износ рабочих органов начинается, когда твердые частицы, выносимые потоком жидкости, измельчаются в насосе и увеличивается их абразивное влияние на твердые и тем более трущиеся поверхности. Как правило, наибольший износ пар трения происходит в верхних секциях насоса, куда абразив поступает после многократного перемалывания в ступенях нижних секций ЭЦН.

Засорение проточных каналов рабочих органов насоса происходит при большом содержании механических примесей, но также интенсифицируется при наличии соли в добываемой продукции и условий для ее отложения. При постепенном засорении механическими примесями насоса его подача падает и, соответственно, снижается скорость жидкости, омывающей ПЭД. При повышении температуры потока отложение солей интенсифицируется, и соли выступают в качестве состава, связывающего твердые частицы, увеличивая их размеры, и способствуют отложению на рабочих органах. Также при наличии соли в перекачиваемой жидкости кратно возрастает износ рабочих органов.

Комиссионные разборы отказавших установок выявили большое содержание механических примесей и солей в рабочих органах насоса. Возникающие при работе подклинки вызывают повышение момента на валу двигателя и скачки тока в обмотке ПЭД и кабеле, что в свою очередь повышает температуру и риск отказа по причине R=0. В связи с этим необходимы меры по борьбе с попаданием механических примесей в насос.

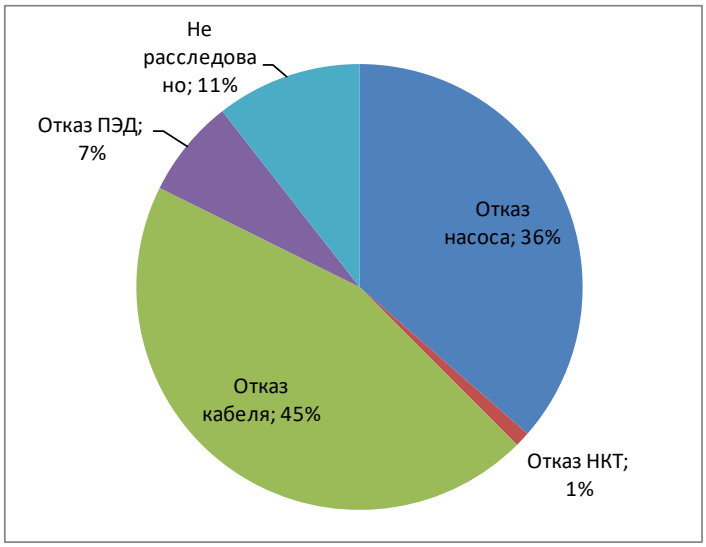

Рисунок 1 – Распределение отказов электроцентробежного насоса

Относительно параметров работы, механические примеси можно разделить на две категории по времени выноса. Для искусственных (материалы, использованные при ГРП) вынос продолжается примерно около двух недель с массовым содержанием от 1000 мг/л и выше. Натуральные, непосредственно разрушенная порода пласта (от 500 мг/л), вынос постепенно уменьшается и зависит от времени.

Присутствие в добываемой нефти большого количества механических примесей затрудняет эксплуатацию скважин и повышает износ оборудования. В этих условиях очень быстро изнашиваются детали верхней пяты вала насоса и участок вала насоса под сальником, снижается надежность гидрозащиты погружного двигателя. Примеси, содержащиеся в откачиваемой жидкости, различны в качественном и количественном составе: это могут быть продукты разрушения пласта или цементного кольца, или принесенные с поверхности частицы различного состава.

На рисунке 2 показано отложение механических частиц в проточных каналах насоса. В разы увеличилось количество добывающих скважин, эксплуатирующихся после проведения ГРП. Износ насосов связан с повышенным содержанием механической примеси в продукции скважин, в т.ч. незакрепленного проппанта.

Их влияние на все насосы идентично: они забивают фильтры насосов, вначале уменьшая, а затем, полностью прекращая поступление жидкости в насос, или действуют как абразив, ускоряя процесс износа элементов насоса или заклинивания их. Отложения песчаного типа являются наиболее опасными для УЭЦН, так как по сравнению с отложениями другого типа вызывают интенсивный абразивный износ вращающихся деталей и, как следствие, преждевременный выход из строя установки.

Рисунок 2 - Засорение межлопаточных каналов электроцентробежного насоса механическими частицами

На рисунках 3 и 4 соответственно показаны фотографии абразивного износа переднего кольцевого уплотнения рабочего колеса и абразивный износ втулки промежуточного подшипника и поверхности скольжения опорного подшипника.

Рисунок 3 - Пример абразивного износа входного кольцевого уплотнения рабочего колеса

В результате интенсификации добычи нефти начали внедрять больше УЭЦН с большей производительностью. Увеличились напоры насосов и их глубины спуска, увеличились дебиты добываемой продукции скважин, все эти факторы прямо влияют на рост количества выносимых механических примесей, за счет увеличившейся скорости движения жидкости в пласте, и изменения режима скорости фильтрации, которая была до внедрения высокопроизводительных установок.

Рисунок 4 - Абразивный износ внутренних и внешних втулок подшипника и упорного подшипника

2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ

2.1. Применяемые методы и способы борьбы с выносом песка

В настоящее время существует широкий спектр технологий и технических решений, направленных на снижение влияния механических примесей на работу внутрискважинного насосного оборудования. На рисунке 5 представлена их классификация.

Способы снижения влияния механических примесей на работу внутрискважинного оборудования можно разделить на четыре группы: химические, технические, технологические и профилактические. Ниже рассмотрим основные способы, направленные на снижение влияния механических примесей на работу внутрискважинного насосного оборудования.

Рисунок 5 - Способы снижения влияния механических примесей на работу внутрискважинного оборудования

2.2. Применение фильтров

Существующие методы эксплуатации скважин, осложненных пескопроявлениями, можно, условно, разделить на две группы [17]:

1. Эксплуатация скважин с выносом пластового песка;
2. Эксплуатация скважин с предотвращением выноса пластового песка.

В первой группе разработаны способы ликвидации песчаных пробок, а также мероприятия по обеспечению выноса поступающих из пласта частиц на поверхность: применение полых штанг, колтюбинговых технологий, спуск «хвостовиков» в пределы продуктивной зоны, подлив жидкости и т.п. Для борьбы с абразивным износом подземного оборудования созданы всевозможные конструкции сепараторов, якорей и других защитных устройств. Основным недостатком методов является разрушение ПЗП.

Более эффективными являются методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину.

Одним из наиболее простых является способ ограничения отборов пластового флюида из скважин, позволяющий уменьшить поступление пластового песка, однако область его применения ограничена в связи с резким сокращением дебитов. В настоящее время метод ограничения дебита не часто выбирают в качестве оптимального решения, так как заранее невозможно предсказать реальные предельные допустимые дебиты. Поэтому даже в случае слабосцементированных или прочных пород пласта-коллектора предпочтение отдается механическим способам задержания песка, поскольку они обеспечивают прогнозируемую техническую политику и удовлетворяют требованиям безопасности.

Фильтр - это специальное устройство, устанавливаемое в скважину с целью очистки добываемого из пласта флюида от пластового песка и других инородных примесей. Фильтр должен пропускать флюид и иметь при этом

минимальное гидравлическое сопротивление, надежно предохранять скважину от проникновения твердой фазы, образования пробок и существенного снижения дебита. У нас и за рубежом разработаны фильтры различных типов.

2.3. Щелевые фильтры

Существуют щелевые фильтры с различным расположением щелей (рис. 6) [18]. Фильтры с горизонтальным расположением щелей хорошо сопротивляются радиальным деформациям, возникающим при захвате их ловильными инструментами для извлечения на поверхность, но они недостаточно прочны при действии растягивающих вертикальных нагрузок и поперечном изгибе. Поэтому чаще применяются фильтры с различным расположением вертикальных щелей.

Щелевые фильтры имеют относительно низкую первоначальную стоимость, но они обладают некоторыми недостатками при эксплуатации. Наименьшая возможная ширина щелей может оказаться слишком большой для определенных газо-нефтедобывающих районов. У щелевых фильтров сравнительно малая входная площадь. Поскольку трубы щелевых фильтров выполнены обычно из низкоуглеродистой стали, они могут подвергаться воздействию коррозии и эрозии. Трудности нарезания щелей шириной 0,5 мм и менее машинным способом существенно ограничивают возможность уменьшения их ширины. Общий недостаток щелевых и подвесных гравийных фильтров - снижение продуктивности скважин и сложность извлечения фильтров на поверхность. Кроме того, как свидетельствует опыт эксплуатации, фильтры с сетчатой оплеткой имеют низкий коэффициент улавливания, а подвесные гравийные фильтры - высокие фильтрационные сопротивления.

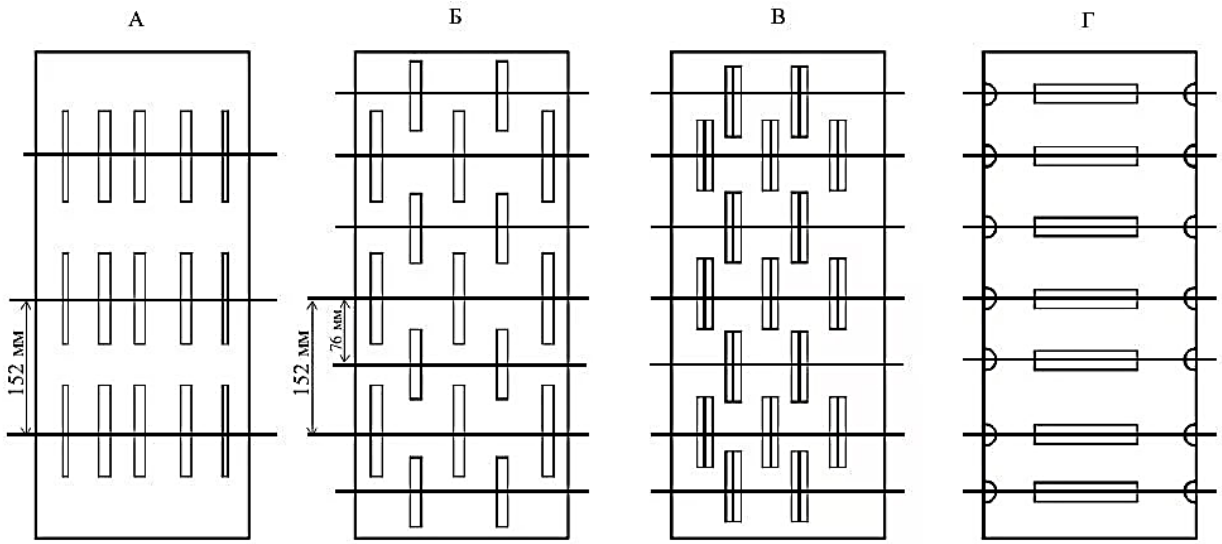

Рисунок 6 - Конфигурация щелей в фильтрах с фрезерованными щелями: а - щели, расположенные не в шахматном порядке; б - щели, расположенные в шахматном порядке; в - двойные щели, расположенные в шахматном порядке; г - горизонтальные щели

2.4. Проволочные фильтры

В мировой практике производства фильтров наметилась четкая тенденция замены многообразных конструкций на каркасы с проволочной обмоткой. Проволочные фильтры, одну из первых конструкций которых разработал Ф.С. Бояринцев в 1952 г., к настоящему времени потерпели существенные изменения. Прежде всего, это касается перехода с круглого сечения проволоки на фигурное. В случае обмотки проволокой круглого сечения профиль щели, обращенной к стенке скважины, имеет форму клина, сужающегося к центру скважины. При работе скважины щель заполняется породой и возникает расклинивающий эффект, способствующий интенсивному уплотнению породы и закупорке фильтра.

Закупорка щелей при наличии в пласте мелких фракций песка и глинистого материала, неоднородности гравийной набивки, наличии в ней кольматантов происходит быстро, в первые секунды откачки. Мелкие фракции и кольматант цементируют поровое пространство между более крупными частицами, находящимися в контакте с поверхностью проволоки, многократно снижая тем самым эффективную скважность (отношение площади отверстий

или щелей фильтра к его общей поверхности) фильтрующей поверхности. При этом осложняется раскольматация прифильтровой зоны, что вызывает необходимость предъявления жестких требований к технологии установки таких фильтров.

Среди проволочных фильтров различают фильтры, в которых проволока намотана непосредственно на трубу, на желобчатый корпус, на подкладные ребра и фильтры с точечной сваркой по всем контактам (рис. 7). Проволоку, обычно из нержавеющей стали, наматывают на трубы. Ширина щелей может быть доведена минимум до 0,076 мм. Проволочные фильтры меньше подвержены коррозии и эрозии по сравнению со щелевыми фильтрами, имеют более высокую пропускную способность.

Рисунок 7 - Внешний вид выпускаемых проволочных фильтров для газовых и нефтяных скважин

Фирмой “ДЖОНСОН” было предложено профилировать проволоку перед намоткой на каркас. Сечение профилированной проволоки выбирали треугольным. При навивке проволоки на опорные стержни каркаса одна из вершин треугольника направляется внутрь фильтра перпендикулярно его продольной оси симметрии. Кроме фирмы “ДЖОНСОН” аналогичные фильтры выпускают и другие ведущие фирмы, такие как “БЕЙКЕР”. Профилированная проволока прикрепляется к опорным стержням каркаса контактной сваркой, что обеспечивает сплошность щели и необходимую прочность, и целостность конструкции. Проволочные фильтры с точечной сваркой во всех местах контактов изготовляются из проволоки без высаженных утолщений, что позволяет использовать проволоку меньшего диаметра. Проволока приваривается контактной сваркой в каждом месте ее

контакта с подкладным ребром. Пропаиваемые продольные полосы или валик приварки в этом случае не требуются, поэтому получается увеличенная входная площадь. Проволочная обмотка образует прочную структуру благодаря большому числу точек приварки, и проволочный фильтр остается неповрежденным, даже если проволоки порвались при извлечении фильтра или вследствие эрозии. Благодаря применению контактной сварки, фильтр остается неповрежденным, даже если проволока частично срезается вовремя спуско - подъемных операций или подвергается эрозии.

В «ВНИИГАЗом» разработан [19], путем увеличения длины площади фильтрации рабочей поверхности и выпускается Опытным заводом «ВНИИГАЗа» проволочный фильтр типа ФСК (рис. 8).

Фильтр ФСК имеет скважность равную 6 и состоит из перфорированного трубчатого корпуса с расположенным вдоль него по образующей опорными стержнями на которых намотана проволока трапециидального сечения. Необходимый межвитковый зазор достигается за счет выступов на проволоке, получаемых при ее обжиге в процессе намотки (фильтр ФС), или за счет применения контактной сварки для соединения фильтрующей проволоки с опорными стержнями (фильтр ФСК). При этом образуется щель с углом раскрытия 8 - 12° в сторону движения флюида, что обеспечивает ее самоочищаемость от попавших в нее твердых частиц. В отличие от проволоки круглого сечения проволока трапециидального сечения не создает условий для кольматации входа в щель мелкими частицами, если к щелевому зазору примыкают крупные зерна гравия. Секции фильтров соединяются друг с другом и другими элементами забойного оборудования с помощью стандартных муфт. На корпусе фильтра между концом проволочной обмотки и муфтой оставлена шейка, предназначенная для посадки центратора ЦС. Центраторы обеспечивают зазор между фильтром и обсадной колонной, который необходим для равномерного распределения гравия. Изготовление фильтров типа ФСК с контактной сваркой в каждой точке пересечения трапециидальной проволоки с опорным стержнем ведется с помощью

полуавтоматической установки. Прочность фильтрующей сетки ФСК оказалась довольно высокой.

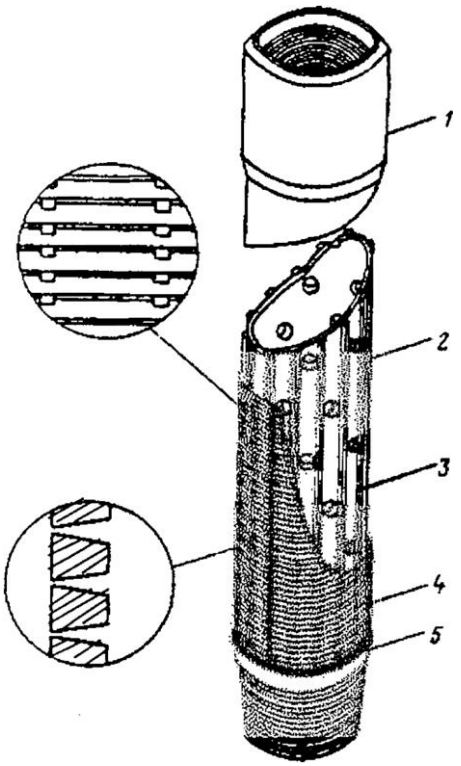

Рисунок 8 - Проволочный скважинный фильтр типа ФСК: 1 - муфта; 2 - корпус; 3 - опорный стержень; 4 - профилированная проволока; 5 - сварной шов.

2.5. Многослойные проволочные фильтры

В настоящее время развитие механических средств защиты скважины от выноса песка идет по пути создания многослойных фильтров сложной конструкции, обладающих высокой улавливающей способностью, низкими фильтрационными сопротивлениями, высокой прочностью и технологичнотью в изготовлении и эксплуатации. Многослойные проволочные фильтры имеют несколько слоев проволочной обмотки, причем каждый последующий слой от наружного к внутреннему имеет уменьшающийся зазор между витками. Назначение такого многослойного фильтра состоит в том, чтобы задерживать более крупные частицы во внешних слоях, а более мелкие - во внутренних.

Рисунок 9 - Схема строения многослойного проволочного фильтра

Особенность фильтра - постепенное уменьшение снаружи вовнутрь размеров щелей фильтров. Размеры щелей подбираются из условий удержания частиц, соответствующих 50/20 и 5%-ным фракциям песка. Для предотвращения абразивного износа фильтр можно использовать в сочетании с гравийным. В этом случае конструкция многослойного фильтра имеет наружную, внутреннюю и промежуточную сетки или только первые две. Наружная сетка с максимальным размером отверстий предназначена для задержания крупных частиц песка. Две другие сетки с последовательно уменьшающимися по размерам отверстиями служат для улавливания небольших частиц.

Известен фильтр, состоящий из пяти фильтрующих слоев. Первый наружный слой представляет собой металлический кожух с продольными щелями. Второй и четвертый кольцевые слои состоят из сцементированного гравия, размер частиц которого должен превышать ширину щелей в кожухе. Третий кольцевой слой сложен из очень мелкого высокопроницаемого гравия. Пятый слой представляет собой металлический «хвостовик», являющийся

продолжением эксплуатационной колонны и имеющий поперечные щели.

Обычно фильтры этих двух видов не устанавливают внутри обсадной колонны, так как тогда необходимо делать наружную гравийную обсыпку для заполнения перфорационных каналов и каналов повышенной проводимости гравием, поскольку в противном случае произойдет сильное снижение продуктивности. При установлении этих фильтров в открытом стволе их диаметр должен быть несколько меньше диаметра ствола и это обусловливает оплывание пластовой породы после начала отбора из скважины. Иногда такое явление может привести к снижению продуктивности.

2.6. Комбинированные фильтры

Иногда выпускаются комбинированные фильтры, способные задерживать пластовый песок. Конструктивно они состоят из внешнего и внутреннего щелевых каркасов, и гравийной набивки, заполняющей пространство между ними, фракции которой подобраны на основании различных методик, так чтобы задерживать песок. Слой гравия иногда укрепляют смолой. Наличие металлических каркасов осложняет работы по извлечению фильтра в случае выхода его из строя, а несвязность структуры гравийной набивки приводит к переупаковке зерен гравия и значительно ухудшает фильтрационные свойств набивки. Кроме того, наличие глинистых и алевритных фракций в продуктивном пласте вызывает быструю кольматацию щелей фильтра.

Из отечественных комбинированных фильтров можно сказать о фильтре О.М. Чарыева, состоящем из металлического перфорированного каркаса, внутреннего фильтрующего элемента. Фильтрующий элемент состоит из зернистого наполнителя, заключенного в оболочку из стеклоткани. Зерна наполнителя связаны между собой и с оболочкой эпоксидной смолой марки ЭД-5, ЭД-6. В качестве зернистого наполнителя может использоваться дробленный шамот, кокосовая стружка, стеклянные или полиэтиленовые шарики. Однако эти фильтры промышленностью не выпускаются.

В 1995 году был разработан и изготовлен комбинированный фильтр ФСП-168 [20], состоящий из металлического перфорированного каркаса, внутренней оболочки с гравийной набивкой. Этими фильтрами были оборудованы 4 пескопроявляющие газовые скважины, которые выносили от 7,40 до 22,45 г/тыс.м добываемого газа песка, как показали измерения с помощью измерительного комплекса «Надым-1». При этом было установлено, что скважины медленно выходят на рабочий режим, длительное время выносят жидкость глушения. Наблюдается в этих скважинах постепенное увеличение дебита на 30% в течение 2~3 лет эксплуатации (рис.10).

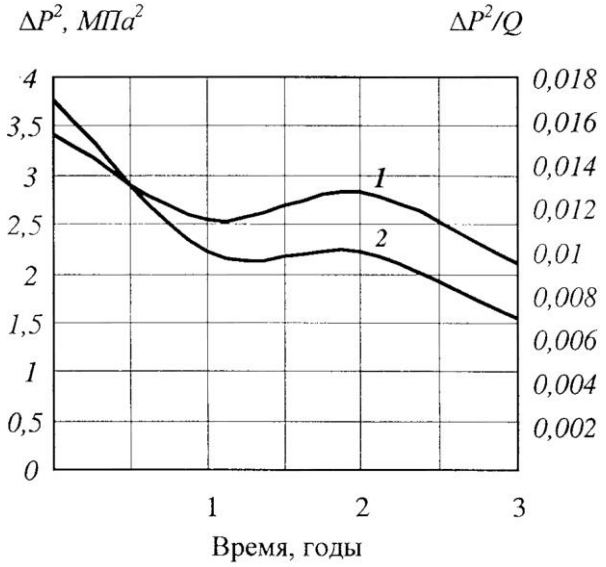

Рисунок 10 - Зависимости АР2 (1) и АР/Q (2), полученные при исследовании скважин, оборудованных фильтрами ФСП -168 в перфорированной эксплуатационной колонне диаметром 219 мм, через каждый год работы

При отсутствии гравийной набивки вокруг забойного фильтра вполне вероятно его эрозионное разрушение поступающей из каналов перфорации абразивной струей газа, что неоднократно наблюдалось в отечественных скважинах и за рубежом. Если же этого не происходит, то кольцевое пространство между фильтром и обсадной колонной плотно заполняется пластовым песком и дебит скважины резко снижается.

Механизм эрозионного разрушения фильтра заключается в следующем. В начальной стадии его работы в обсадной колонне открыты все

перфорационные отверстия, скорость газа и песчинок, движущихся вместе с ним, сравнительно невелика [21]. Абразивное воздействие частиц песка также мало. По мере засыпания песком кольцевого пространства между фильтром и обсадной колонной происходит перераспределение потоков газа. Засыпанные перфорационные каналы создают большое сопротивление, и основной поток газа устремляется в верхние, не засыпанные каналы. Скорость в них возрастает в десятки раз, и песчинки вызывают эрозию фильтра. Наиболее значительно увеличивается скорость песчинок тогда, когда почти весь интервал засыпан песком. В этот момент могут образоваться эрозионные отверстия в фильтре. Как только образуется отверстие, поступающий из пласта песок начнет уходить вместе с газом на поверхность и дальнейшее заполнение кольцевого пространства прекратится.

Причиной снижения продуктивности является то, что небольшое количество отверстий обсадной колонны, заполненных пластовым песком сравнительно низкой проницаемости, создает очень большие гидравлические сопротивления, уменьшить которые можно лишь в результате увеличения плотности перфорации и диаметра перфорационных отверстий или за счет гидродинамического совершенства скважины, а также путем повышения проницаемости зернистого материала, заполняющего туннели перфорационных каналов или открытый ствол. Инструкция по прострелочно-взрывным работам в скважинах предусматривает предельно допустимую плотность перфорации для широко распространенных и применяемых на УГКНМ бескорпусных перфораторов ПКС-80 - 10отв/м. Увеличение плотности перфорации выше определенных допустимых пределов приводит к появлению длинных вертикальных трещин в обсадной колонне, резко уменьшающих ее прочность на смятие наружным давлениям. Другой путь увеличения дебитов сеноманских скважин УГКНМ - это заполнение туннелей перфорационных каналов или открытого ствола скважины высокопроницаемым материалом, т.е. создание гравийной набивки в

кольцевом пространстве между фильтром и стенкой скважины в открытом стволе.

2.7. Гравийные намывные фильтры

Наиболее известным средством борьбы с песком как в нашей стране, так и за рубежом является намыв гравийных фильтров [22]. Гравийные фильтры устанавливаются внутри обсадной колонны или в открытом забое водозаборных скважинах. Намыв гравийного фильтра производится обычно в два этапа: вначале высокопроницаемый гравий залавливается в перфорационные каналы, а затем гравий намывается в кольцевое пространство между обсадной колонной и перфорированным хвостовиком. Намыв гравия продолжается до создания резервного объема гравия над фильтром, после чего гравий уплотняется путем создания в нем перепада давления.

Установлено [23], что через неуплотненную гравийную насыпку, составленную из частиц гравия сферической формы, могут проникать частицы размером 0,41 от диаметра частиц гравия, через уплотненную обсыпку — 0,154. Крупность гравия, предотвращающего суффозию не должна превышать размер частиц песка более чем в 2,44 раза, для уплотненного слоя гравия это значение равно 6,49.

В то же время, как отмечают большинство специалистов, установка гравийных фильтров целесообразна на начальном этапе жизни скважины, эффективность этого способа пескозащиты на более поздних стадиях разработки месторождения значительно ниже.

Применение подвесных гравийных фильтров тоже оказалось очень ограниченным вследствие закупорки фильтров глинистой составляющей фильтрующихся жидкостей.

2.8. Использование износостойкого внутрискважинного оборудования

В случае эксплуатации пескопроявляющих скважин штанговыми глубинными насосами применяют следующие технические решения для защиты оборудования от влияния мехпримесей:

- хромирование плунжера;
- прецизионное хонингование;
- азотирование плунжерной пары;
- специальное исполнение пары плунжер-цилиндр (с винтовыми канавками, с кольцевыми канавками, с кольцевыми канавками и резиновыми манжетами, плунжер типа «пескобрей»;
- применение износостойких материалов при изготовлении клапанных пар (например, стиллит).

При эксплуатации пескопроявляющих скважин установками электроцентробежных насосов применяют следующие технические решения и устройства для защиты оборудования от влияния мехпримесей:

- насосные секции с двухопорной конструкцией рабочего колеса;
- промежуточные подшипники;
- радиальные подшипники;
- осевая опора из карбида кремния;
- упорные подшипники из карбида кремния и силицированного графита;
- рабочие колеса из нирезиста;
- применение радиально-опорных сферических опор из износостойкого материала;
- применение износостойких защитных втулок, текстолитовых шайб;
- комплектация ЭЦН газосепаратором в износостойком исполнении.

Также по [24] серийно выпускаются насосы в износостойком исполнении типоразмеров УЭЦНМ4, 5 и 5А способные безотказно эксплуатировать скважину с содержанием частиц не более 300 мг/л и их относительной твердостью не более 5 единиц по шкале Мооса.

2.9. Технологические методы

К наиболее распространенным технологическим методам относятся ограничение депрессии на пласт при эксплуатации и применение устройств

для плавного запуска (вывода на режим) скважины.

Исследования фирмы Exxon показали, что для определения максимально допустимой забойной депрессии, при которой коллектор прискважинной зоны не разрушается, можно использовать предел прочности пород при их одноосном сжатии. Считается, что это наилучший показатель прочности межзерновых связей. Если прочность пород на сжатие превышает 7 МПа, то такие породы при эксплуатации качественно пробуренной и законченной скважины не разрушаются. Давление начала пескопроявления очень приблизительно можно оценить из соотношения [25]:

$$\Delta P = 1{,}7 \cdot \sigma_{\text{сж}} \qquad (2)$$

где ΔP - давление пескопроявления (депрессия), Па;

$\sigma_{\text{сж}}$ - прочность пород на сжатие, Па.

Прочность пород на сжатие резко снижается при воздействии на продуктивный коллектор пресным фильтратом бурового раствора или же пресной водой, закачиваемой с целью ППД. Проведенные опыты с керновым материалом показали, что образцы нефтенасыщенного керна погруженные в сосуд с пресной водой довольно быстро (в течении суток) полностью утрачивали свою структуру и рассыпались в порошок.

В условиях Приобского месторождения наиболее пагубное влияние на прочность пород-коллекторов может оказывать нагнетаемая пресная вода, особенно после сильного увеличения (более 90 %) доли воды в продукции скважины.

Главной задачей ограничения депрессии на пласт является уменьшение поступления песка в скважину, путем установления определенной скорости фильтрации потока жидкости, допускающей вынос частиц песка лишь определенного размера.

Необходимая скорость фильтрационного потока по данным Мирзаджанзаде А.Х. и др. [26] должна определяться с учетом параметров породы пласта и пластовой жидкости. При этом исходят из положения, что при фильтрации могут быть вынесены все частицы песка, имеющие размеры $D < D_0$, где D_0 определяется выражением:

$$D_0 = \sqrt{\frac{32vk_ф}{mg}} \quad (3)$$

где D_0 - диаметр частиц, которые могут свободно пройти через сечение порового канала породы, м;

v - кинематическая вязкость нефти, Пахе;

$k_ф$ — коэффициент фильтрации, ед.;

m - коэффициент пористости, ед.;

g - ускорение силы тяжести, м/с^2.

Далее определяют скорость, при которой будет происходить вынос заданных частиц песка из пласта:

$$v_{кр} = \frac{d}{a\eta}\left[1 + \sqrt{1 + \frac{a\eta k_0 k_ф}{d}}\right] \quad (4)$$

где $v_{кр}$ - критическая скорость потока, м/с;

d — диаметр выносимых потоком частиц, м;

a - эмпирический коэффициент, ед;

η - коэффициент вязкости.

Зная величину критической скорости фильтрационного потока несложно определить и значение критического дебита скважины. При этом принимается, что критическая скорость фильтрационного потока имеет место на входе в скважину. Тогда зная толщину вскрытой перфорацией части пласта, пористость породы и диаметр ствола скважины, можно определить величину допустимого отбора жидкости из пласта.

Одним из мероприятий по борьбе с песком при глубинно-насосной эксплуатации является подлив свободной от механических примесей жидкости в затрубное пространство пескопроявляющих скважин. Подлив осуществляется с целью снижения концентрации песка в восходящем потоке жидкости, предотвращения осаждения песка на забое скважины и обеспечения его выноса на дневную поверхность.

Количество жидкости подлива в данном случае определяется с учетом

обеспечения большей скорости восходящего потока жидкости, нежели скорости свободного падения в ней частиц песка.

Количество жидкости подлива в данном случае определяется с учетом обеспечения большей скорости восходящего потока жидкости, нежели скорости свободного падения в ней частиц песка.

2.10. Мониторинг и способы прогнозирования пескопроявления

В современной практике нефтедобычи считается, что задержание песка лучше производить до нарушения структуры породы коллектора вследствие его выноса. Для этого необходимо заранее прогнозировать возможность пескопроявления и, в соответствии с прогнозом, правильно осуществить закачивание скважины с последующим выбором технологии задержания песка. К сожалению, вопрос прогнозирования данного явления остается во многом интуитивным: например, но поведению скважин на месторождениях с похожими геолого-физическими характеристиками.

Накопленный опыт эксплуатации добывающих нефтяных и газовых скважин позволяет выделить следующие категории риска песконроявления:

- скважины, эксплуатирующие слабосцементированные коллектора. При повышенной вязкости пластовых флюидов (более 3 - 10 мПа·с) вероятность пескопроявления из пластов со слабым цементом увеличивается;
- скважины, производительность которых была стимулирована гидроразрывом (особенно в случае не достаточной закачки проппанта с покрытием на последней стадии работ);
- скважины, эксплуатирующие продуктивные пласты со значительно сниженным пластовым давлением.

На сегодня одним из самых доступных способов прогноза вероятности пескопроявления является отслеживание процесса бурения скважины и фиксация зон поглощения фильтрата бурового раствора. Так зоны поглощения зачастую сложены слабосцементированными породами и при превышении гидростатического давления происходит деструкция пластов. Соответственно

эксплуатация таких пластов, тем более форсирование отборов жидкости, повлечет за собой разрушение продуктивного коллектора.

Многочисленные научные разработки прогнозирования мехпримесей в продукции сводятся к поиску корреляционных зависимостей между количеством взвешенных частиц на единицу объема добываемой жидкости и технологическими параметрами работы скважин.

Например, в работе [8] были установлены корреляционные зависимости для скважин, эксплуатирующих пласт $АВ_2$ Самотлорского месторождения (рисунок 11).

Отличительной чертой в зависимостях из работы является присутствие параметра $\alpha_{пс}$ - тем самым количественно учитывается глинистость продуктивного пласта. Как известно, с увеличением количества глинистого материала в цементе продуктивных коллекторов их способность к разрушению уменьшается. Однако упомянутые зависимости обладают сравнительно низкой корреляционной связью между анализируемыми параметрами. Это подтверждает тезис о сложном взаимоотношении между КВЧ и технологическими параметрами работы скважин. Кроме того, подобные зависимости имеют узкие границы применимости. Па сегодня подобной универсальной зависимости не существует, так как процесс выноса материала пласта зависит от многих параметров, учесть которые при подобном статистическом подходе не представляется возможным.

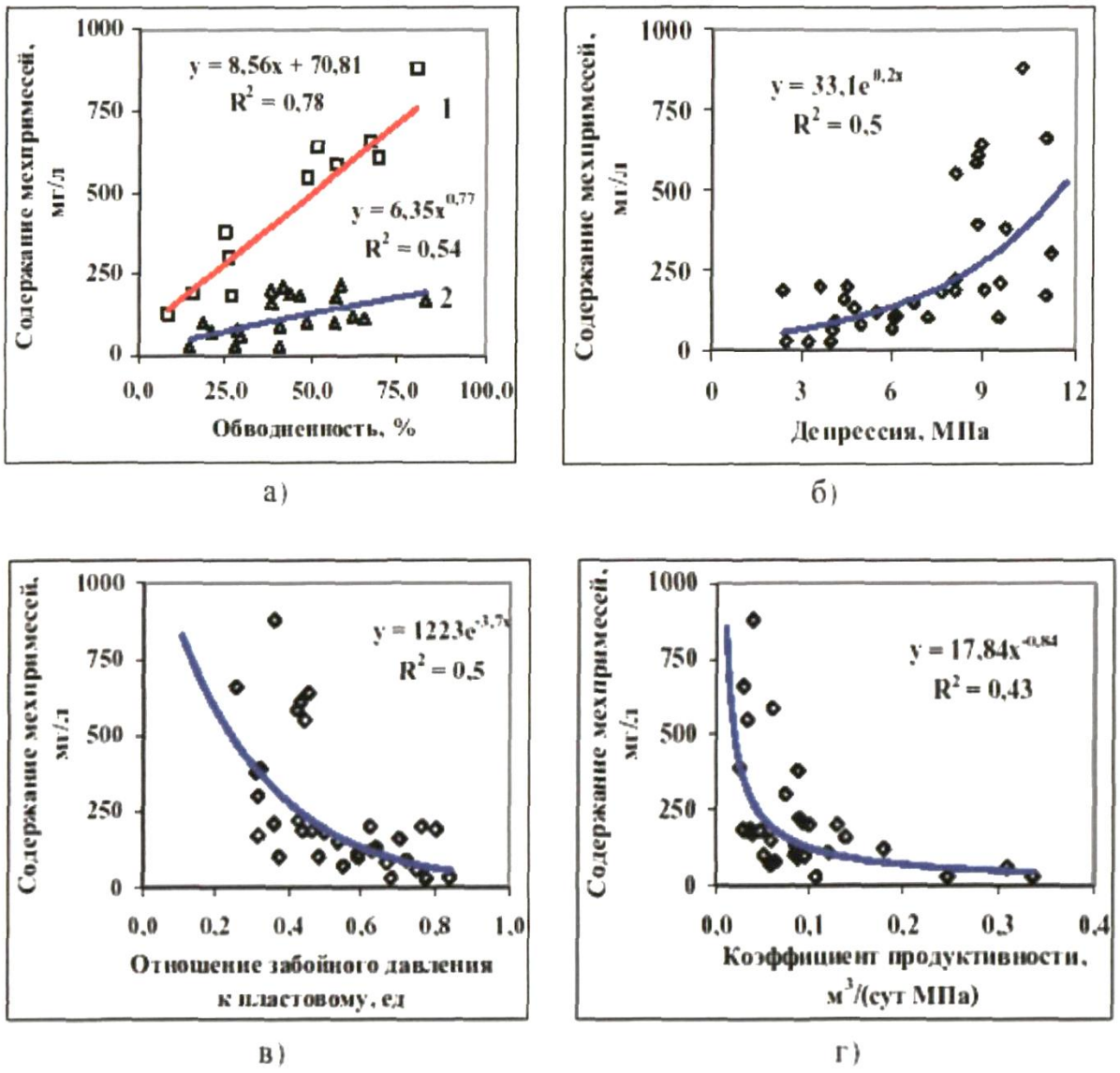

Рисунок 11 - Зависимости КВЧ в продукции скважин, эксплуатирующих пласт $АВ_1^{1-2}$ Самотлорского месторождения:

1 - $\alpha_{пс} < 0.5$; 2 - $\alpha_{пс} > 0.5$

По примеру описанных выше зависимостей, исследование технологических параметров работы скважин Прикаспийского месторождения позволило получить статистическую связь КВЧ с долей отказов в работе насосного оборудования (рис.12 - 13). Подробнее результаты исследования работы скважин, разрабатывающих Приобского месторождения описаны в работе [2].

Другим, достаточно перспективным направлением прогнозирования пескопроявления является моделирование как процессов разрушения продуктивных коллекторов под действием внешних нагрузок, так и

фильтрации флюида, содержащего мех взвесь в пористой среде. Примерами моделирования прогноза горного давления могут служить работы [9,10], основанные на базовых постулатах геомеханики.

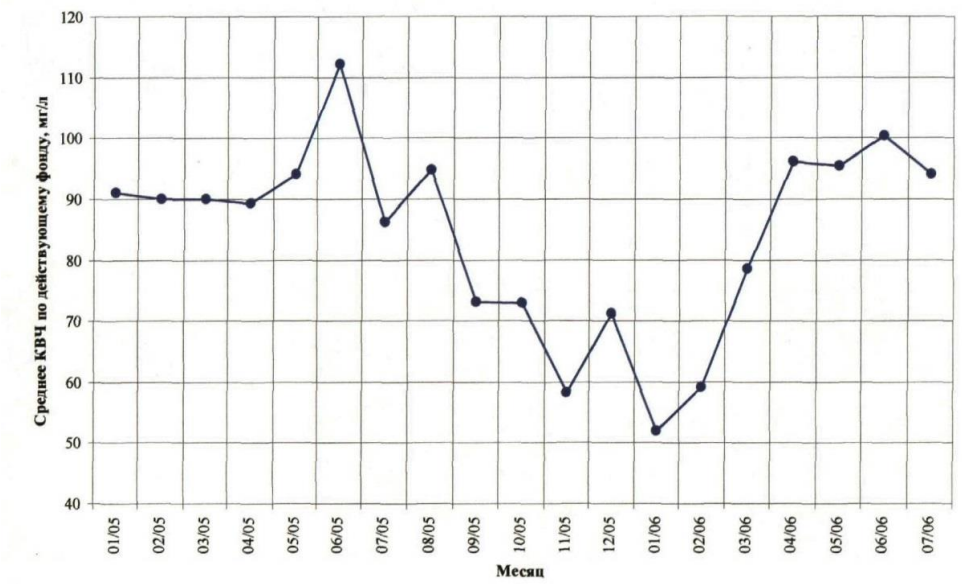

Рисунок 12 - Динамика среднего КВЧ в продукции скважин

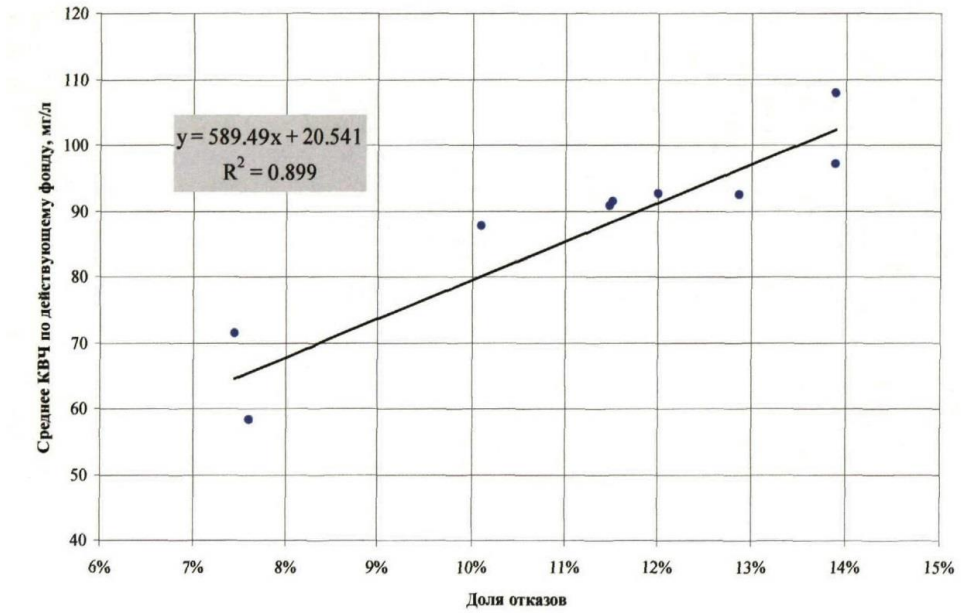

Рисунок 13 - Зависимость количества отказов в работе УЭЦН от КВЧ в добываемой продукции

3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТЫ НАСОСОВ ЗА СЧЕТ ФИЛЬРОВ-СЕПАРАТОРОВ

3.1. Анализ эффективности применяемых фильтров

Рассмотрим динамику концентрации механических примесей в течении 2016-го года на некоторых скважинах месторождения Прикаспийской провинции, в зависимости от проведенных на скважинах внутрипромысловых мероприятий последствиями которых были: проведенные гидравлические разрывы пластов, изменения забойных давлений, смены установок электроцентробежных насосов, спуск в скважину компоновки электроцентробежного насоса совместно с внутрискважинным пескоотделителем, остановки скважин.

Рассмотрим динамику количества выносимых частиц на примере скважин, и выясним причины, характерные для того или иного случая.

Таблица 1 - Динамика КВЧ, Ндин и Рзаб в скважине №101

	янв.	фев.	март	апр.	май	июнь	июль	авг.	сент.	окт.	нояб.	дек.
КВЧ, мг/л	268	295	211	264	1304	985	569	488	565	356	354	320
$Н_{дин}$, м	1375	1368	1370	1366	1378	1360	1355	1325	1337	1370	1751	1883
$Р_{заб}$, атм	128	126	127	127	128	127	127	129	128	127	104	95

В примере со скважиной № 101, увеличение концентрации механических примесей в мае месяце обусловлено, проведенным 15 апреля 2018 года, гидравлического разрыва пласта. Установленный фильтр входного модуля ЖНШ показал крайне низкую эффективность, поэтому было принято решение на установку пескоотделителя ПСМ. В июне месяце, после установки сепаратора количество выносимых частиц уменьшалось.

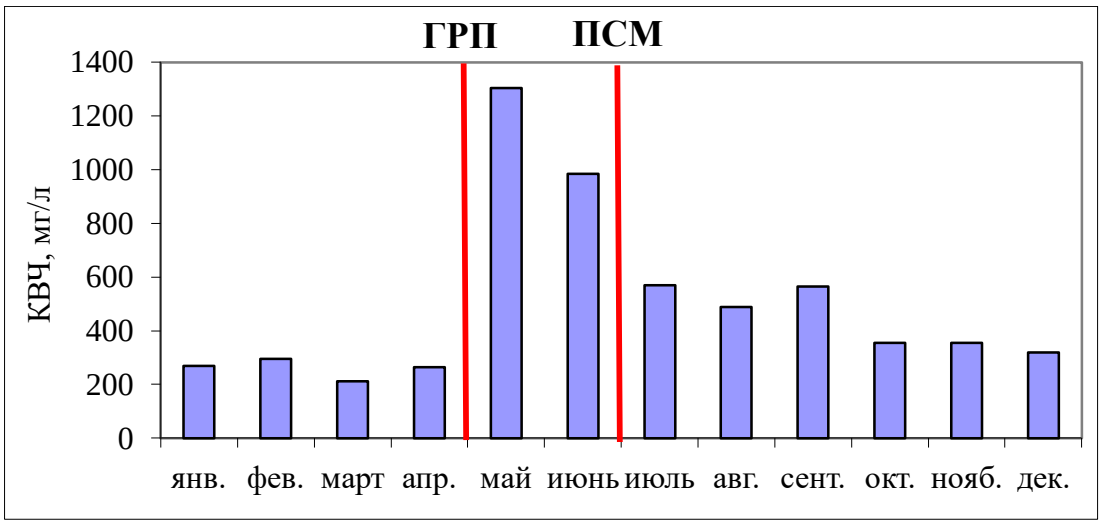

Рисунок 14 - Динамика КВЧ в продукции скважины №101

Даже значительное падение забойного давления в последнем квартале года, которое отмечено на рисунке 15, не привело к росту количества выносимых частиц.

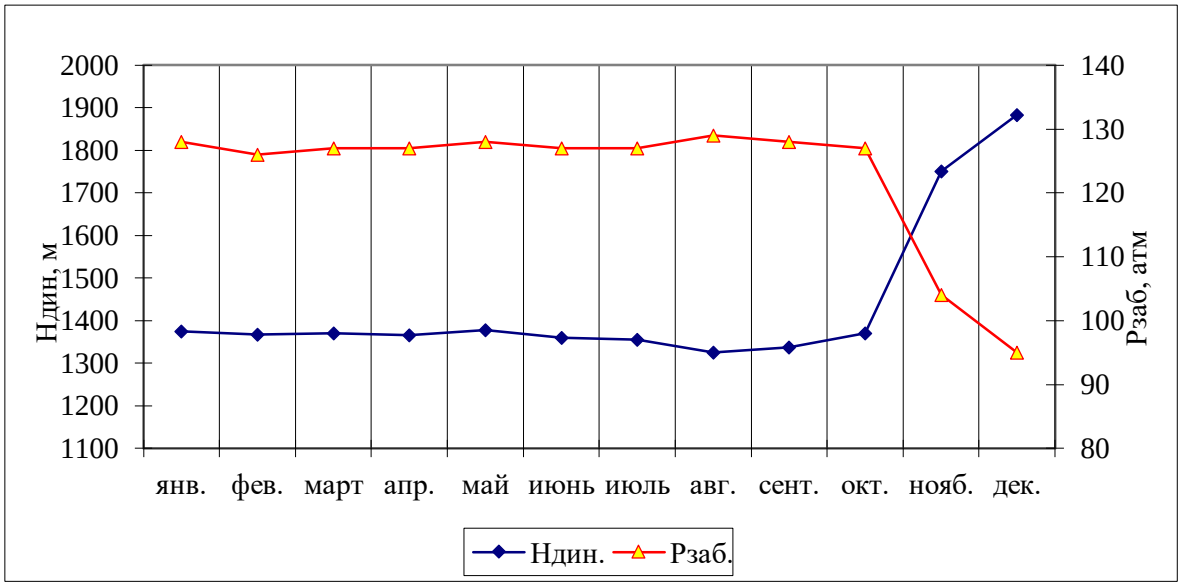

Рисунок 15 - Динамика забойного давления ($Р_{заб}$) и динамического уровня ($Н_{дин}$)

В примере со скважиной №89, увеличение концентрации мехпримесей в июне месяце обусловлено проведенным 26 июня гидравлическим разрывом пласта, а также резким падением забойного давления на величину 3 МПа.

Таблица 2 - Динамика КВЧ, Ндин и Рзаб в скважине №89.

	янв.	фев.	март	апр.	май	июнь	июль	авг.	сент.	окт.	нояб.	дек.
КВЧ, мг/л	352	340	348	355	382	1190	1352	1220	788	717	654	628
$Н_{дин}$, м	1315	1349	1368	1443	1693	1800	1277	1387	1469	1520	1855	1800
$Р_{заб}$, атм	133	131	130	127	112	98	134	127	121	117	95	97

В дальнейшем мы наблюдаем рост забойного давления, который связан с тем, что после проведенного гидравлического разрыва пласта установка, спущенная в скважину, работала определенное время на пониженной частоте электрического тока. Это привело к повышению уровня жидкости в затрубном пространстве вследствии низких темпов откачки. Однако, после того как скважина была выведена на режим (установка переведена с частотного преобразователя “Reda” на станцию управления) и заработала при частоте тока 50 Гц, забойное давление снова начало снижаться, что в конечном итоге не позволило количеству выносимых частиц вернуться к тем значениям, которые, были до гидравлического разрыва пласта.

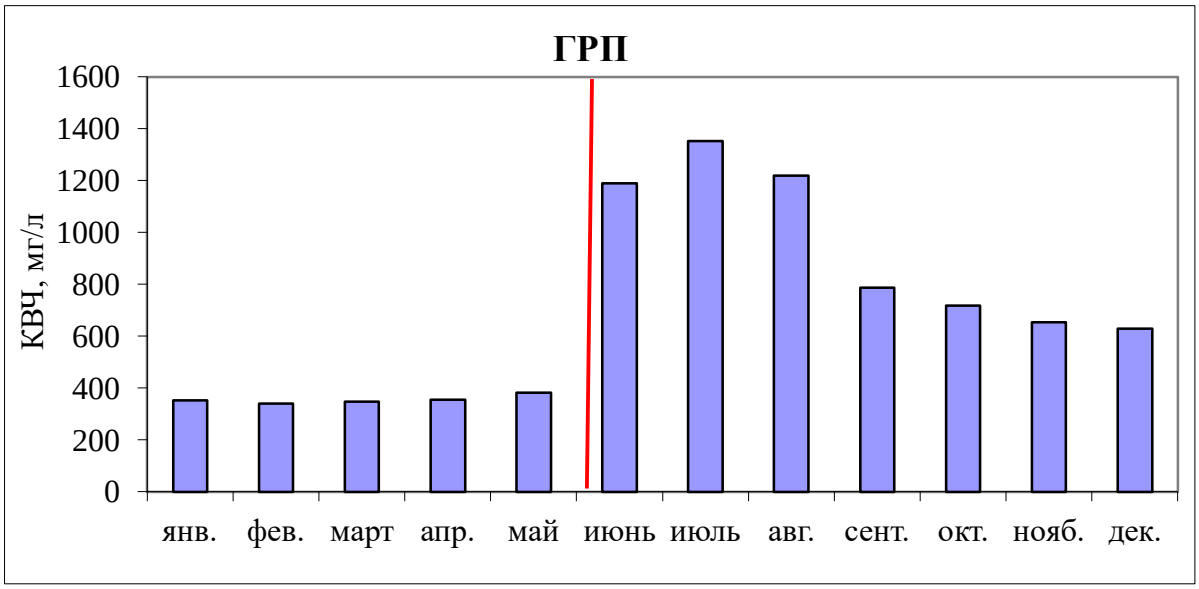

Рисунок 16 - Динамика КВЧ в продукции скважины №89

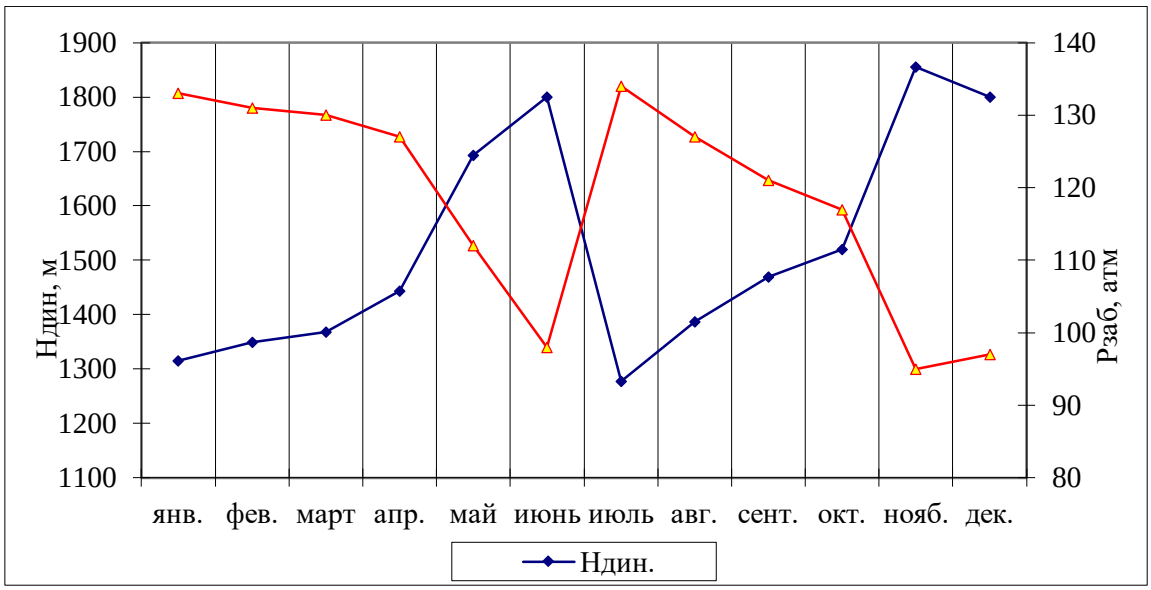

Рисунок 17 - Динамика забойного давления ($Р_{заб}$) и динамического уровня ($Н_{дин}$) в скважине №89

Данный пример, зависимости выноса механических примесей от изменения забойного давления, характерен для большинства скважин Прикаспийского месторождения. Это особенно заметно в скважинах на которых был сделан гидравлический разрыв пласта, например, в скважине №89.

Снижение концентрации механических примесей в апреле месяце вызвано тем, что в этот период в скважину был спущен пескоотделитель. Поскольку в процессе вывода скважины на режим (как это описывалось в предыдущем примере) забойное давление выросло, количество выносимых частиц постепенно начало снижаться, однако, из-за падения забойного давления в последнем квартале 2018 года в декабре месяце снова произошло увеличение количества выносимых частиц.

Таблица 3 - Динамика КВЧ, Ндин и Рзаб в скважине №89

	янв.	фев.	март	апр.	май	июнь	июль	авг.	сен.	окт.	ноя.	дек.
КВЧ, мг/л	211	199	981	521	562	452	466	360	352	322	128	948
Ндин, м	1430	1414	1421	1200	1188	1168	1427	1450	1472	1246	1334	1520
Рзаб, атм	122	120	119	139	141	138	118	116	114	136	125	109

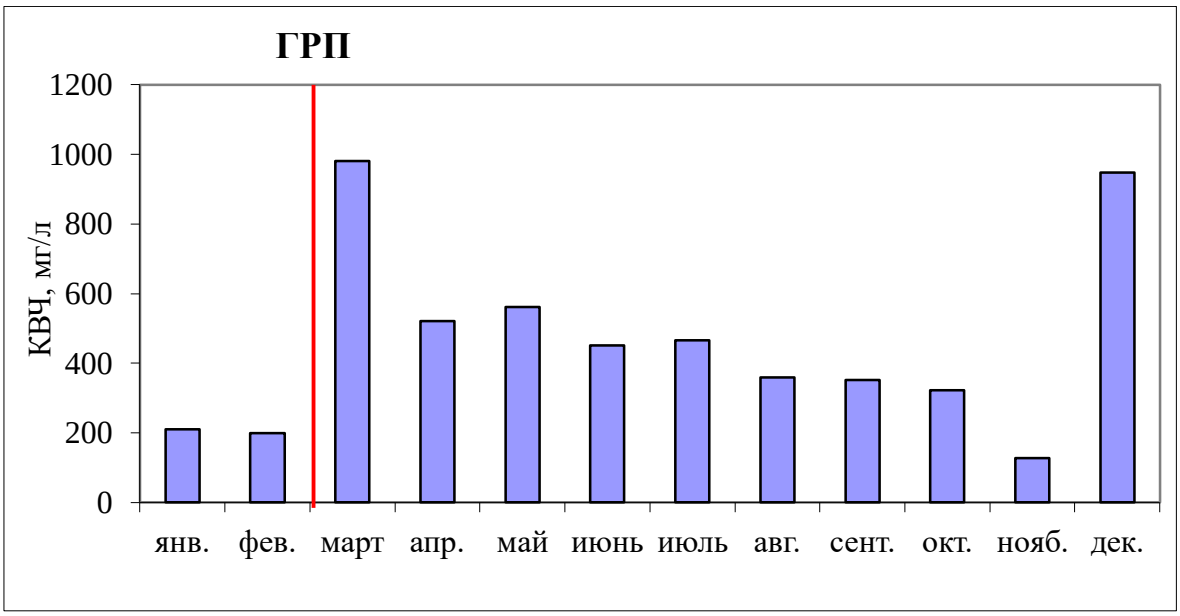

Рисунок 18 - Динамика КВЧ в продукции скважины №89

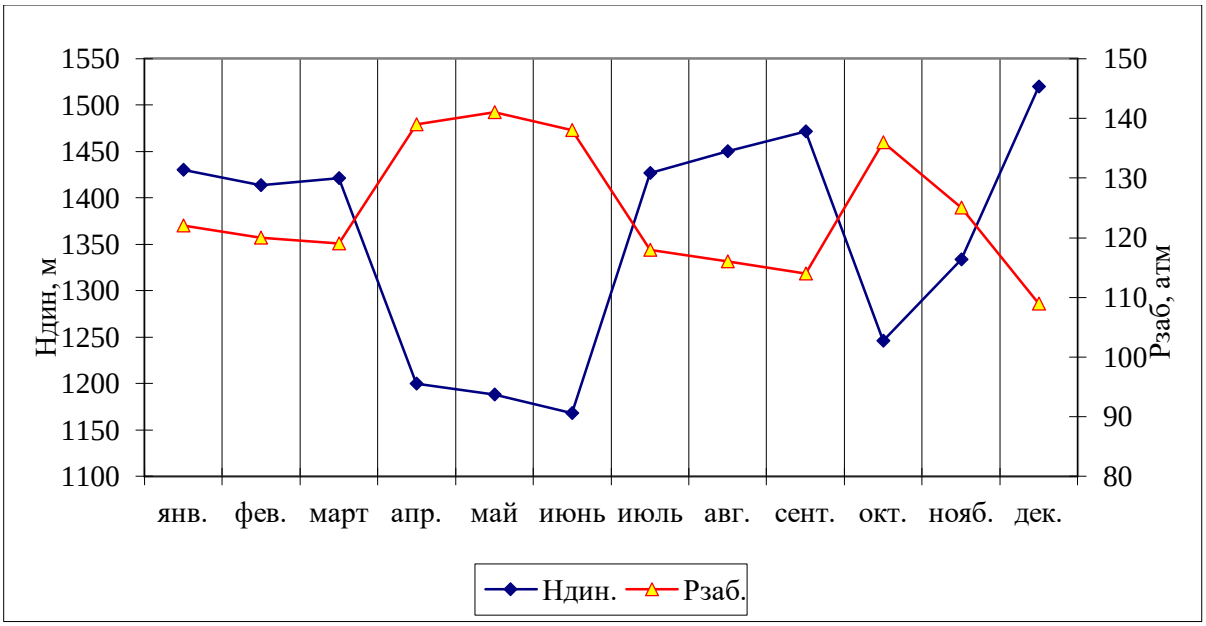

Рисунок 19 - Динамика забойного давления ($Р_{заб}$) и динамического уровня ($Н_{дин}$)

Рассмотрим пример, когда скважина №59 была остановлена для смены установки электроцентробежного насоса.

Как и в предыдущих примерах, высокие значения количества выносимых частиц на данной скважине в период с апреля месяца по июнь обусловлены проведенным гидравлическим разрывом пласта. Далее идет снижение КВЧ, поскольку в июле в эту скважину была спущена установка

ЭЦН в компоновке со скважинным пескоотделителем. Декабрьский скачок вызван отказом в работе фильтры входного модуля ФВЩ по причине засорения.

Таблица 4 - Динамика КВЧ, Ндин и Рзаб в скважине №59

	янв.	фев.	март	апр.	май	июнь	июль	авг.	сент.	окт.	нояб.	дек.
КВЧ, мг/л	594	541	512	756	1064	955	326	388	351	318	356	498
Ндин, м	1660	1658	1651	1323	1557	1741	1020	1975	800	700	1173	1541
Рзаб, атм	105	105	106	126	110	89	151	68	167	172	141	111

Наглядное отображение данных таблицы 4 представлено на рисунках 20 и 21.

Из данного анализа видно, что причины изменения концентрации мехпримесей либо аналогичны, либо вообще совпадают. Так, самой распространенной причиной является гидравлический разрыв пласта. На всех скважинах на которых был проведен ГРП отмечался заметный рост содержания мехпримесей в пластовой продукции. Причины этого и методы борьбы с выносом мехпримесей указывались выше, а сейчас обратим внимание на то, как зависит значение КВЧ от величины забойного давления.

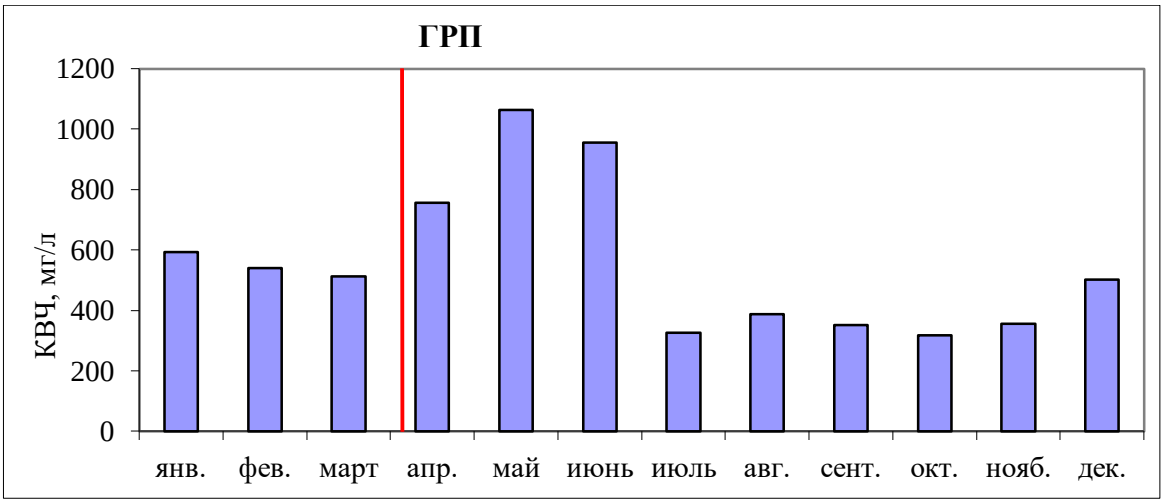

Рисунок 20 - Динамика КВЧ в продукции скважины №89

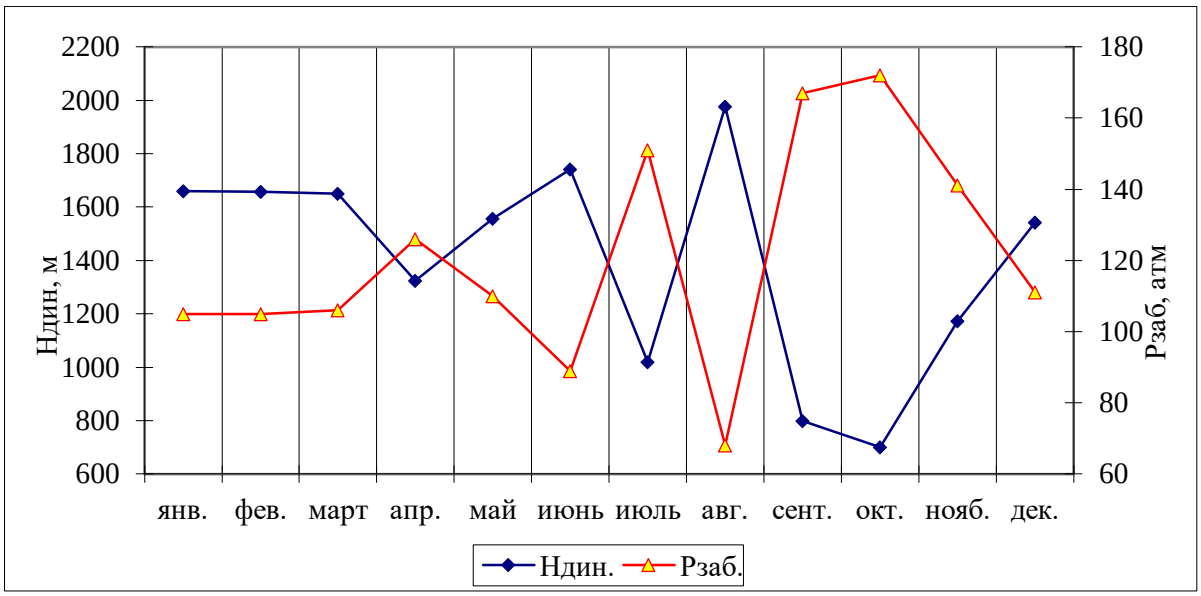

Рисунок 21 - Динамика забойного давления ($Р_{заб}$)
и динамического уровня ($Н_{дин}$)

Проанализировав фонд скважин части Прикаспийского месторождения, была выявлена зависимость, которая представлена на рисунке 22. Цифры, которые расположены над столбцами, обозначают количество скважин, забойные давления которых входят в интервал, указанный на оси абсцисс.

Этот график можно преобразовать, если увеличить интервал забойных давлений. Тогда в каждом из интервалов окажется большее количество скважин, что в свою очередь может снизить погрешность, вносимую отдельно взятой скважиной. Сделав эти преобразования, мы получаем рисунок 23.

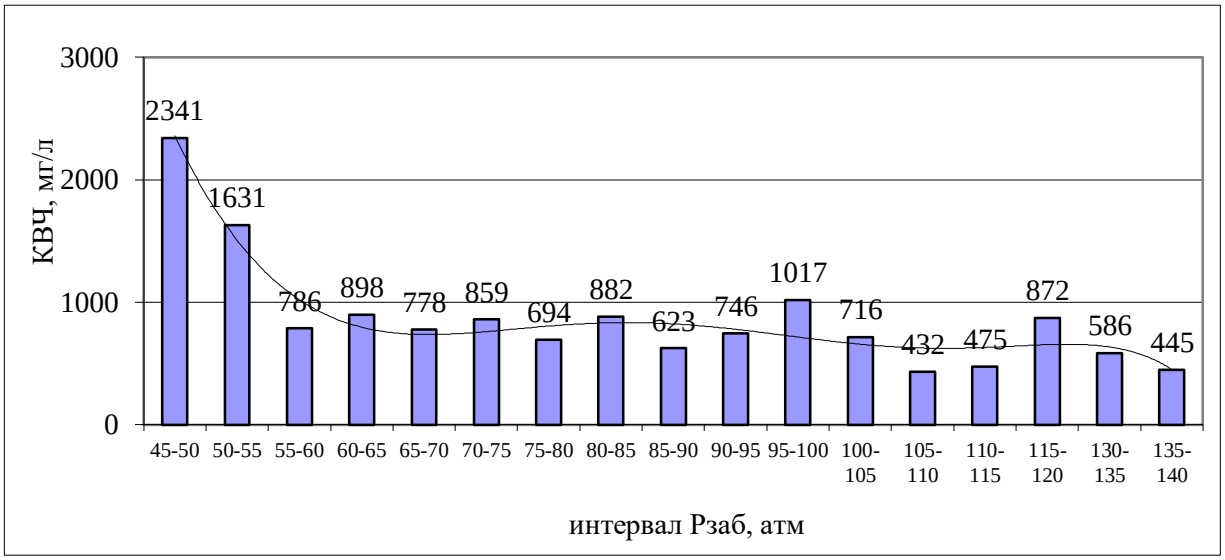

Рисунок 22 - Динамика забойного давления ($Р_{заб}$) и мехпримесей

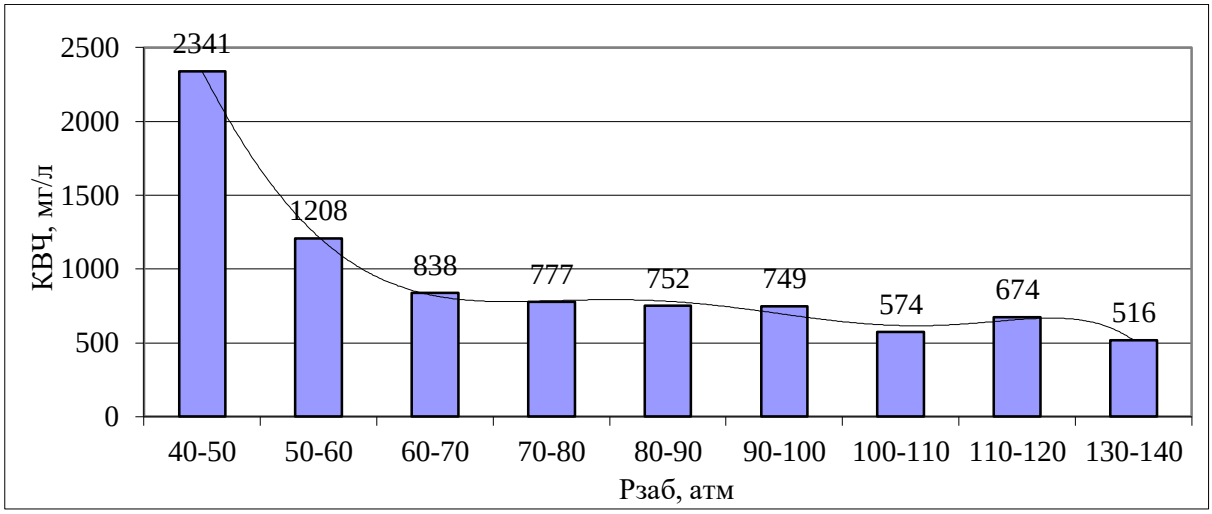

Рисунок 23 - Динамика забойного давления ($Р_{заб}$) и механических примесей

Анализируя рисунки 22 и 23, можно сделать вывод, что снижение забойных давлений и как следствие увеличение депрессии на пласт, приводит к разрушению призабойной зоны пласта и выносу механических примесей.

Это особо заметно в тех случаях, когда величина забойного давления снижается до отметки ниже 6 МПа. Исходя из этих соображений, необходимо отслеживать снижение забойного давления до величины ниже критической. В целом, для тех пластов Приобского месторождения на которых был произведен гидравлический разрыв пласта, величина предельно-допустимого забойного давления составляет порядка 6 МПа.

Результаты, и статистика отказов, показывают, что применяемые методы борьбы с песковыносом, а именно фильтр-насадка ФНТ, фильтры входного модуля ФВЩ (ЖНШ) и шламоуловитель ШУМ, не очень хорошо справляться со своими задачами. Прежде всего это связано с тем, что минимальный размер частиц, который они могу задерживать является 0,1-0,2 мм, в то время как показали исследования, большая часть механических примесей соответствует размеру 0,5 мм и менее. Особенно отчетливо это видно по результатам работы скважин после ГРП, когда буквально за месяц работы выходит из строя фильтр проработавший до этого более полгода.

3.2. Применение фильтра-сепаратора

В настоящее время в регионе применяются следующие фильтры-сепараторы: циклонный сепаратора «Cavins», гравитационный сепаратор ООО «Алмаз», инерционный сепаратор СМГБ ПК «БОРЕЦ», инерционный сепаратор ПГ ОАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш», инерционный сепаратор УСПТ НПК ООО «Нефтеспецтехника», инерционный сепаратор УСПШ НПК ООО «Нефтеспецтехника».

Как показали результаты испытания на проппанте размером 0,6 - 0,25 мм, при расходе порядка 50 м^3/сут коэффициент сепарации устройств гравитационного типа составляет в среднем около 40 % (рис. 24). В то же время у устройств инерционного типа этот показатель достигает фактически 100 %. Результаты испытаний остальных фильтров-сепараторов расположились между этими значениями.

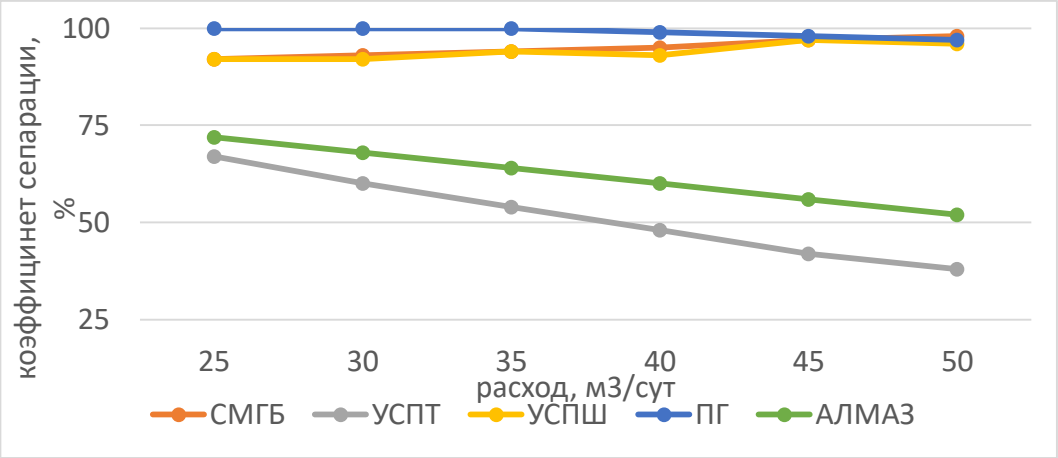

Рисунок 24 - Коэффициенты сепарации различных устройств при проппанте 0,6 – 0,25 мм и расходах жидкости от 25 до 50 м^3/сут

При расходе жидкости до 100 м^3/сут коэффициент сепарации СМГБ производства ПК «Борец» выше остальных – на уровне 95 % (рис. 3.22). И устройство ООО «Нефтеспецтехника» также показывает достаточно высокий коэффициент сепарации. В то же время мы видим, что характеристики сепаратора СМГБ, предназначенного для эффективной работы в диапазоне подач до 150 м^3/сут, начинают резко снижаться. Коэффициент сепарации устройства ПГ, также рассчитанного на работу с ЭЦН производительностью

до 100 м^3/сут, тоже серьезно падает – до 50 % и даже ниже. И фильтр-сепаратор производства компании «АЛМАЗ» с гравитационным принципом работы показывает коэффициент сепарации на уровне 40 %.

В диапазоне расхода от 100 до 200 м ^{3}/сут к сравнению добавляется устройство Cavins производства США (рис. 25). Коэффициент сепарации у этого устройства соответствовал практически 100 %, тогда как лучший результат российских устройств только 95 %. При этом коэффициенты большинства российских фильров-сепараторов, как инерционного, так и гравитационного типов колеблются при расходе 200 м ^{3}//сут на уровне 30 %.

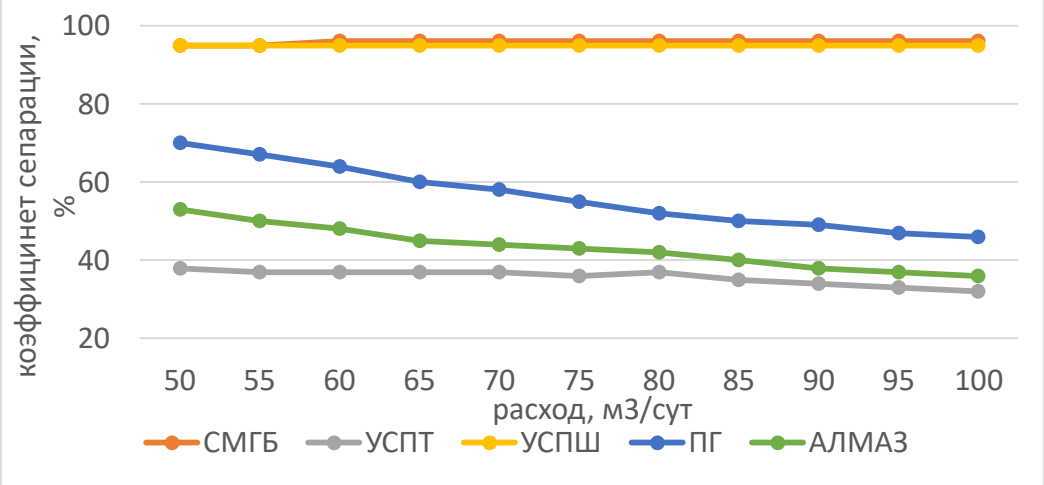

Рисунок 25 - Коэффициенты сепарации различных устройств при проппанте проппанте 0,6 – 0,25 мм и расходах жидкости от 50 до 100 м^3/сут

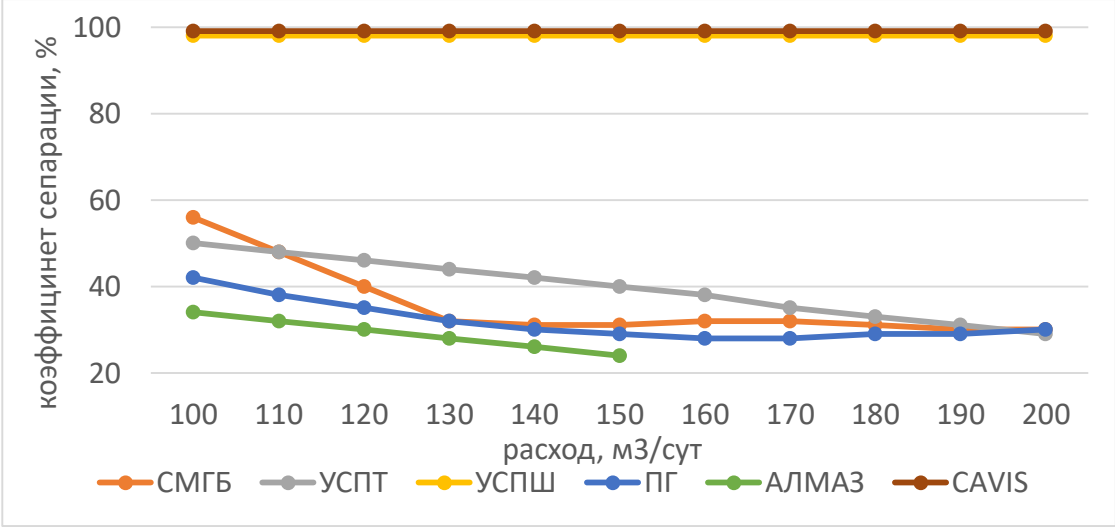

Рисунок 26 - Коэффициенты сепарации различных устройств при проппанте проппанте 0,6 – 0,25 мм и расходах жидкости от 100 до 200 м^3/сут

Как видно из результатов, наилучшие показатели среди российских фильтров-сепараторов механических частиц показал УСПШ, производства НПК ООО «Нефтеспецтехника». Данный инерционный фильтр-сепаратор состоит из корпуса выполненных из трубы НКТ (рис.27). В корпусе сделаны входные отверстия. Через соединительную муфту сепаратор соединяется с насосной установкой. Внутри корпуса располагается патрубок и шнековый сепаратор, также выполненный из НКТ. Снизу к корпусу через соединительную муфту крепится контейнер для механических примесей. Длина контейнера зависит от условий эксплуатации скважины.

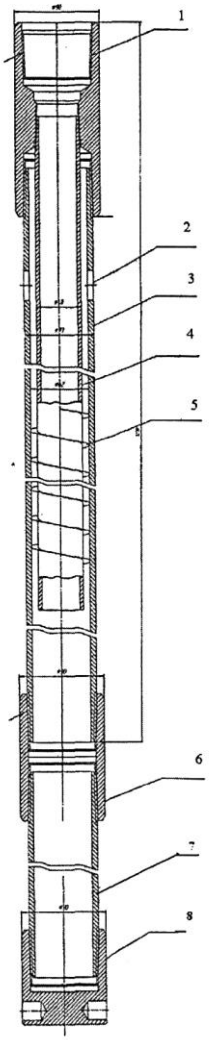

Рисунок 27 - Инерционный фильтр-сепаратор УСПШ

1-соединительная муфта; 2-входные отверстия; 3-корпусная труба НКТ; 4- патрубок НКТ 48; 5-сепаратор шнековый; 6-муфта НКТ; 7-контейнер для мехпримесей; 8- пробка с резьбой НКТ

При работе насоса жидкость, находящаяся в затрубье, по кольцевому пространству между обсадной колонной и НКТ поднимается вверх, доходит до входа в корпус, меняет направление движения и поступает в песочный якорь через входные отверстия. Вследствие изменения направления на противоположное и снижения скорости происходит выделения газа и отделение крупных фракций песка. Жидкость продолжает движение по кольцевому пространству, образованному внутренней поверхностью стенки корпуса и наружной поверхностью приёмно-выкидного патрубка корпуса, на котором навита нисходящая спираль - шнековый сепаратор. При движении жидкости по шнековому сепаратору по кругу и вниз за счет центробежных сил происходит отделение песка, который попадает на кольцевой ускоритель потока и прижимаются к внутренней стенке корпуса осаждается в контейнере. Поток жидкости снова меняет направление движения на противоположное и через нижнее отверстие приемно-выкидного патрубка двигается вверх.

Преимущества данного устройства заключаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая сепарация газа, возможна обработка жидкости ингибитором солеотложения. Основной недостаток – сложная конструкция, что обуславливает стоимость данного оборудования относительно традиционных фильтров.

Анализ результатов компьютерного моделирования и стендовых исследований эффективности работы сепаратора показал, что выбранная модель обладает стабильно высоким коэффициентом сепарации механических

примесей в очень широком диапазоне расходов и гранулярного состава модельной жидкости.

Показатели эффективности и диапазон использования полностью соответствуют паспортным характеристикам в интервале подач от 50 до 125 $м^3$/сут.

По результатам стендовых испытаний было принято решение о начале опытно-промысловых испытаниях данного сепаратора. Образец был направлен на испытания на скважине №8071 Приобского месторождения.

Фильтр-сепаратор был спущен вместе с установкой электроцентробежного насоса ЭЦН5А-35-2300, осложненную интенсивным выносом механических примесей. До внедрения средняя наработка на отказ скважины составляла 111 суток. Причинами отказа являлись исключительно отложение солей и механических примесей в насосе. Дебит скважины составлял по жидкости 65 $м^3$/сут, по нефти – 45,5 т/сут.

Вод установки ЭЦН с фильтром-сепаратором проведен 9 апреля 2018 г., скважина вышла на режим после ГРП со следующими параметрами: подача - 75 $м^3$/сут, динамический уровень - 2013 м, количество механических примесей - 148 мг/л, обводненность продукции - 36%.

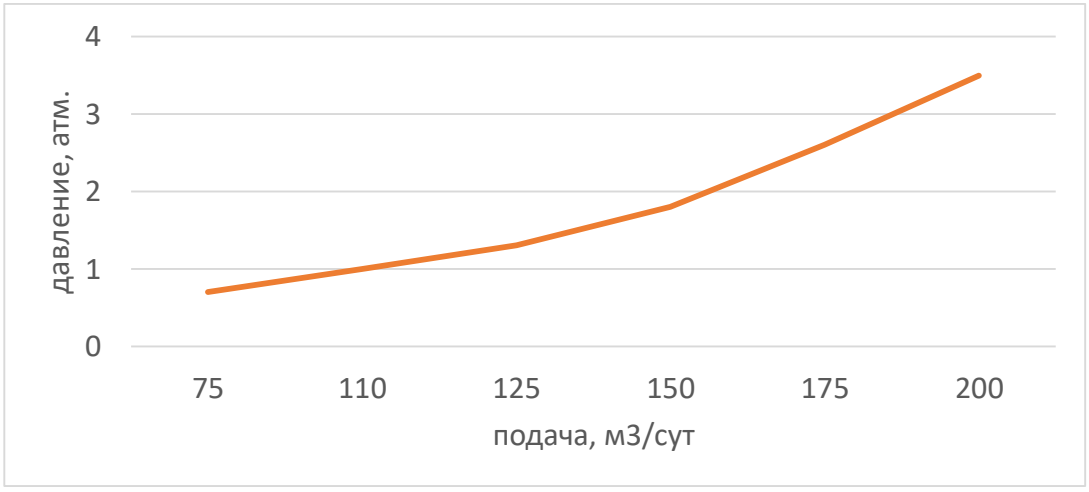

Рисунок 28 - Результаты определения рабочих характеристик при стендовых испытаниях фильтра-сепаратора УСПШ

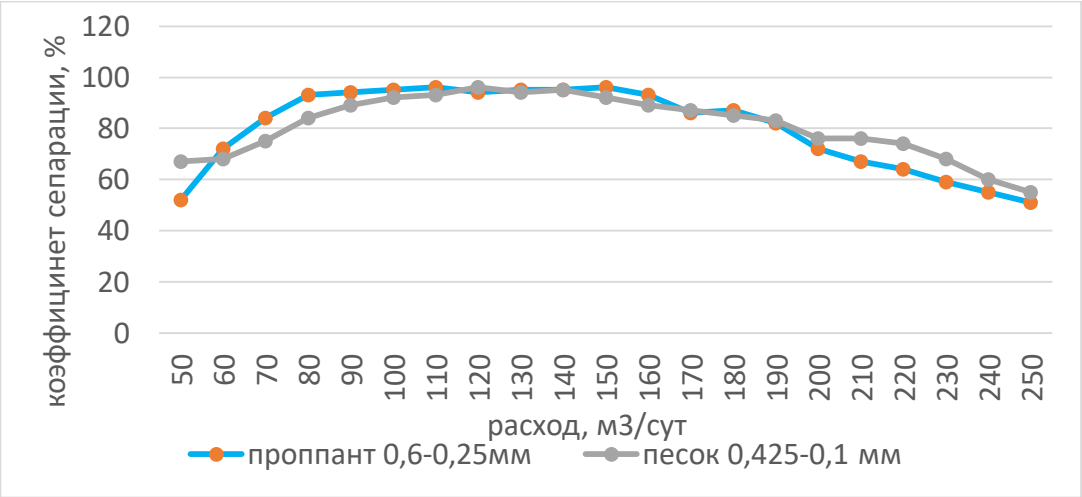

Рисунок 29 - Коэффициенты сепарации при песке и проппанте и расходах жидкости от 50 до 250 м^3/сут фильтра-сепаратора УСПШ

19 ноября 2018 г. после 210 суток нормальной работы произошел отказ установки по причине пробоя изоляции (R = 0 Ом).

На рисунке 30 представлена динамика изменения содержания механических примесей после внедрения фильтра-сепаратора. После смены насосной установки и запуска скважины, содержание механических примесей возросло до 450 - 540 мг/л.

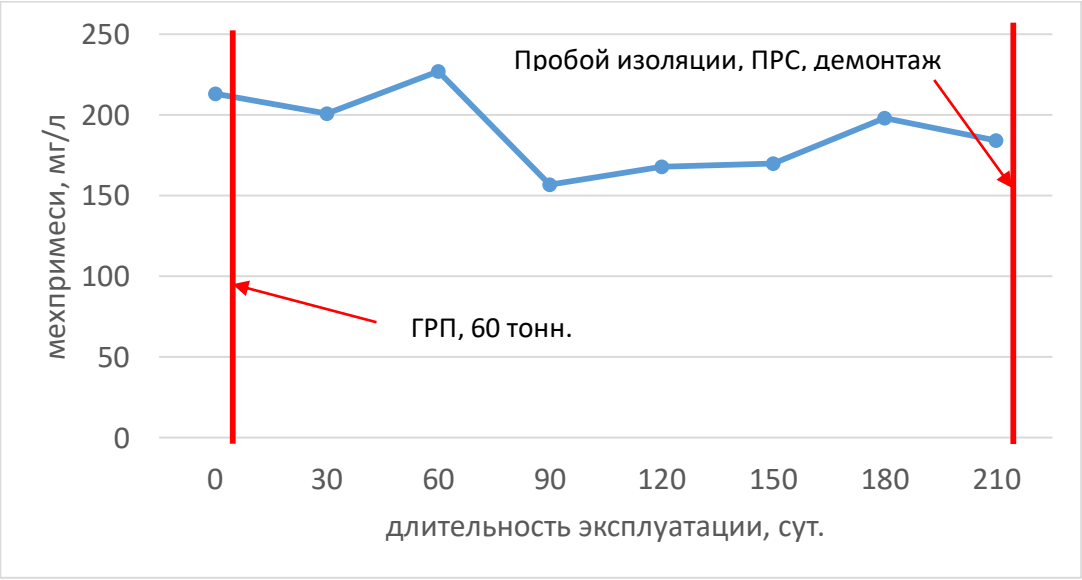

Рисунок 30 - Динамика изменения содержания механических примесей при эксплуатации скважины №8071 с фильтром-сепаратором УСПШ

Протокол разбора отказа оборудования на скважине постояннодействующей комиссии показал, что отказ УЭЦН связан с пробоем изоляции кабельной линии и отложением солей в центробежном насосе. Приемный модуль насоса и его секции содержат минимальное количество механических примесей, наличие механических примесей не могло привести к отказу оборудования; в фильтре и шламосборнике имеется значительное количество механических примесей, что доказало эффективную работу сепаратора по защите УЭЦН от негативного воздействия механических примесей.

Продолжительность работы составила 210 суток, что на 99 суток больше ожидаемой. Дополнительны объем добытой жидкости составил 2475 $м^3$, нефти 1584 тонн.

Положительный результат применения фильтра-сепаратора УСПШ на скважине №71, позволили рекомендовать его применение на других скважинах осложнённого песковыносом фонда - №21, 94, 52. Межремонтный период данных скважин составляет 38,41 и 32 суток соответственно. С учетом дебита скважины, содержания механических примесей в продукции, ожидаемое увеличение межремонтного период должно составить до 154, 117 и 162 суток. Что в сочетании с положительным эффектом от интенсификации, обеспечить дополнительную добычу в 8836,1, 89198 и 11291,6 тон нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Мергенову Аннадурды Аннабердыевичу

Институт	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение школы**	**Отделение нефтегазового дела**
Уровень образования	**Бакалавр**	**Направление/специальность**	**21.03.01 Нефтегазовое дело**

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально- технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	*1.Предствлены исходно данные для расчета величины экономического эффекта и затрат на производство работ, расчёты дополнительной добычи нефти*
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	*2. Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операции, нормы расхода материалов, инструментально определены ООО «РН-Юганскнефтегаз»*
3. Используемая система налогообложения, ставки налоговых отчислений, дисконтирования и кредитования	*3. Ставка налога на прибыль 20 %* *Налог на добычу полезных ископаемых* *Налог на добавленную стоимость 18%*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Обоснование необходимости проведения сравнительного анализа коммерческого потенциала, перспективности и альтернативы установки фильтра-сепаратора песчаных частиц с позиции экономической эффективности	*Проведено обоснование необходимости выполнения сравнительного анализа коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив установки фильтра-сепаратора песчаных частиц с позиции экономической эффективности*
2. Расчет экономической эффективности применения фильтра-сепаратора механических частиц	*Выполнены расчет экономической эффективности использования технологии эксплуатации скважины после гидроразрыва пласта с фильтром-сепаратором механических частиц*
3. Сравнение экономической эффективности установки фильтра-сепаратора с альтернативным вариантов	*Выполнено сравнение экономической эффективности, проанализированы индексы доходности от предлагаемого мероприятия*
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	*28.03.2019*

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н		28.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Мергенов Аннадурды Аннабердыевич		28.03.2019

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Целью работы является проанализировать и сравнить эффективность инвестиций в геолого-технические мероприятия по повышению надежности работы установок ЭЦН в условиях повышенного выноса минеральных части из продуктивного пласта. По результатам сравнительного анализа сделать вывод об оправданности вложений финансовых средств в данное мероприятие.

Задание: провести сравнительный анализ прироста добычи нефти и показать, как он влияет на будущую прибыль предприятия. Дать заключение об выгодности установки сепаратора механических частиц, для повышения эффективности работы ЭЦН.

4.1. Экономическая оценка инвестиций

В современных условиях нефтедобычи на Приобском месторождени, ООО «РН-Юганскнефтегаз» проводит политику интенсификации добычи нефти, связанную с увеличением депрессии на пласт и массовым проведением гидроразрыва пласта.

В результате пласт коллектор подвергается различным знакопеременным нагрузкам, которые приводят к его постепенному разрушению. Так же, значительный объем проблем связный с повышенным содержанием механических примесей в продукции связан с применением ГРП, при котором в скважину закачивается значительное количество проппанта, часть из которого выходит с продукцией при освоении и работе скважины.

Это приводи к различным отказам насосного оборудования: засорение приема и рабочих органов насоса; абразивный износ колес и направляющих аппаратов из-за мех-примесей; коррозия установки; запарафинивание лифта; отложение солей на рабочих органах насоса.

Поскольку освоение месторождения запасов для Приобского месторождения без применения ГРП невозможно, в силу особенностей строения продуктивных пластов, вопрос о необходимости снижения

негативного влияния механических примесей на работу насосного оборудования является актуальным.

Ежегодно на месторождении выполняется около 200 операций по ГРП, а фонд эксплуатационных скважин на 98% состоит из УЭЦН. Анализ отказов по работе ЭЦН показывает, что более половины из всех случаев связан с наличием механических примесей в добываемой продукции. Стабильность отказов по данному параметру наглядно демонстрирует, что существующие в настоящее время способы уменьшения количества взвещенных частиц в продукции недостаточно эффективны.

Применяемые фильтры входного модуля ФВЩ или шламоуловителей ШУМ, для ЭЦН не всегда достаточно. Поскольку на скважинах после выполнения ГРП, количество взвешенных частиц возрастает в 2-3 раза. При это, в силу того, что минимальный размер частиц, который они могу задерживать составляет 0,1-0,2 мм, в то время как большая часть механических примесей соответствует размеру менее 0,5 мм, фильтрующие элементы не способны удержать частицы. Они проникают в тело насоса, действуют как абразив, ускоряя процесс износа элементов насоса или заклинивания их.

Значительное повысить эффектность борьбы с механическими примесями возможно за счет применения специальных фильтров-сепараторов. Как показали испытания, среди отечественных устройств наибольшей эффективностью обладает УСПШ, производства НПК ООО «Нефтеспецтехника».

Таком образом, при оценки полученного эффекта относительно экономических параметров следует:

- определить размер ожидаемой прибыли от проведенных мероприятий, с учетом среднестатистического увеличения продолжительности добычи и текущей стоимости реализации продукции;

- рыночную стоимость материальных ресурсов, топлива, электроэнергии, эксплуатации машин и оборудования, а также размер необходимых трудозатрат и размер ФОТ;

- текущую рыночную и проточную стоимость продукции (нефти):

- стоимость кредитования и инфляцию;

- действие обстоятельств непреодолимой силы.

4.2. Расчет чистого дисконтированного дохода

Анализ работы скважины №71 показал, что установка фильтра-сепаратора обеспечили прирост времени работы ЭЦН на 99 суток, что дополнительно позволило добыть 2475 $м^3$ жидкости, 1584 тонн нефти.

Положительный результат применения фильтра-сепаратора УСПШ на скважине №8071, позволили рекомендовать его применение на других скважинах осложнённого песковыносом фонда, например, №8721. Межремонтный период на данной скважине составляет 38 суток. С учетом дебита скважины, содержания механических примесей в продукции, ожидаемое увеличение межремонтного период должно составить до 154. Что в сочетании с положительным эффектом от интенсификации, обеспечить дополнительную добычу в 8836,1 тон нефти.

Вначале выполним расчет для скважины №21, на основании норм расходов ООО «РН-Юганскнефтегаз» (таблица 5).

Таблица 5 - Исходные данные для проведения расчета

Исходные данные	Единицы измерения	Значение
1. Дебит скважины до применения фильтра сепаратора	т/сут	179
2. Межремонтный период УЭЦН до применения песочного сепаратора	Сут	38
3. Дебит скважины при внедрении песочного сепаратора	т/сут	190
4. Межремонтный период УЭЦН после внедрения песочного сепаратора	Сут	154
5. Коэффициент эксплуатации скважины	Доли ед.	0,939
6. Время, затрачиваемое на проведение одного ПРС	Сут	5
7. Цена нефти	руб./т.	15550
8. Себестоимость нефти	руб./т.	700
9. Стоимость песочного сепаратора	руб.	2100000
10. Стоимость проведения одного ПРС	руб.	1674000

Объем дополнительно добытой нефти можно найти следующим образом:

$$\Delta Q = q_п \cdot [365–(365 \cdot N_{прс} / N_п) - N_{прс}] \cdot Кэ_п – q_{эцн} \cdot [365–(365 \cdot N_{прс} / N_{эцн})] \cdot Кэ_{эцн} \quad (1.1)$$

где $q_п$ - дебит скважины, оборудованной установкой ЭЦН с фильтром-сепаратором;

$q_{эцн}$ - дебит скважины, оборудованной серийной установкой ЭЦН;

$N_п$ – межремонтный период установки ЭЦН с фильтром-сепаратором;

$N_{эцн}$ - межремонтный период серийной установки ЭЦН;

$N_{прс}$ - время, затрачиваемое на проведение одного подземного ремонта скважины;

$Кэ_п$ - коэффициент эксплуатации скважины, при работе в ней установки ЭЦН с фильром-сепаратором;

$Кэ_{эцн}$ - коэффициент эксплуатации скважины, при работе в ней серийной установки ЭЦН.

$$\Delta Q = 190 \cdot (365-(365 \cdot 5/154)-5) \cdot 0{,}939-179 \cdot (365-(365 \cdot 5/38)) \cdot 0{,}939 = 8836{,}1 \text{т.}$$

Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot Ц \quad (1.2)$$

где ΔQt – дополнительная добыча нефти;

Ц – цена одной тонный нефти, руб/т.

$$\Delta B_t = 8836{,}1 \cdot 15500 = 136959{,}5 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на дополнительную добычу нефти, равны сумме затрат на операцию и затрат на объем дополнительно добытой, за счет применения фильтра-сепаратора, нефти:

$$\Delta З = З_{фил} + З_{допт.} \quad (1.3)$$

где $З_{фил}$ – стоимость установки фильтра-сепаратора, руб/т.

$З_{допт.}$- затраты на дополнительную добычу нефти.

Затраты на дополнительную добычу определяться произведением условно-переменной стоимостью добычи одной тонны нефти и объемом дополнительной добычи:

$$З_{допт.} = \Delta Qt \cdot З_{пер.} \quad (1.3)$$

$$З_{допт.} = 8836,1 \cdot 700 = 6185,3 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость установки фильтра определяется как сумма затрат при работе установки ЭЦН с фильтром-сепаратором и его стоимости:

$$З_{фил} = С_{п/с} + С_{прс} \quad (1.4)$$

где $С_{п/с}$ - стоимость фильтра- сепаратора;

$С_{прс}$ - стоимость проведения одного подземного ремонта скважины.

$$З_{фил} = 210000 + 1674000 = 3774 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta З = 6185,3 + 3774 = 9959,3 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост прибыль от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле:

$$\Delta П_t = \Delta В_t - \Delta З \quad (1.5)$$

$$\Delta П_t = 136959,5 - 9959,3 = 127000,2 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом расчет показал, что по скважине №8721 есть экономический эффект от применения песочного сепаратора.

Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле:

$$\Delta Нпр_t = \Delta П_t \cdot Н / 100\% \quad (1.6)$$

где Н – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta Нпр_t = 127000,2 \cdot 20 / 100\% = 2540,04 \text{ тыс. руб.}$$

Прирост потока денежных средств в году t определяется по формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta П_t - \Delta Нпр_t \quad (1.7)$$

$$\Delta ПДН_t = 127000,2 - 2540,04 = 124460,16 \text{ тыс. руб.}$$

Дисконтированный прирост потока денежных средств в году t определяется по формуле:

$$ДПДН_t = \Delta ПДН_t \cdot PV_t \quad (1.8)$$

Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле:

$$PV = 1/(1+R)^n \quad (1.9)$$

где R – ставка процента,

n – число лет эксплуатации.

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия

определяется по формуле:

$$ЧДД = \sum_t^T \Delta ДПДН;$$

Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$ИД = ЧДД / \Delta З$$

Выполним расчет для трех лет эксплуатации, результаты внесем в таблицу 6.

Таблица 6 - Результаты расчета экономической эффективности применения фильтров-сепараторов

год	PV	$ДПДН_t$	ЧДД	ИД
1	0,89	111125,14	111125,14	11,16
2	0,80	99218,88	210344,02	21,12
3	0,71	88588,28	298932,30	30,02

Вывод:

По результатам расчета экономической эффективности установки фильтра-сепаратора на скважину №8721 показал:

- окупаемость операции произойдет в первый год эксплуатации;
- увеличение чистой прибыли предприятия составит 124460,16 тыс. руб.;

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕНОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Мергенову Аннадурды Аннабердыевичу

Институт	Инженерная школа природных ресурсов	**Отделение школы**	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	*Применение фильтров-сепараторов связан с процессами добычи нефти и газа, что определяет высокую степень опасности*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	*Рассмотреть:* *-организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны;* *-специальные правовые нормы трудового законодательства.*
2. Производственная безопасность: *2.1. Анализ вредных и опасных факторов* *2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия*	*Вредные факторы:* *Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических реагентов.* *Опасные факторы:* *1. Давление в системах работающих механизмов;* *2. Взрыво- и пожароопасность.*
3. Экологическая безопасность	*-анализ воздействия объекта на атмосферу* *-анализ воздействия объекта на гидросферу* *-анализ воздействия объекта на литосферу* *-решение по обеспечению экологической безопасности.*
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	*Оценка возможных чрезвычайных ситуаций.* *Описание наиболее вероятной ЧС – открытого фонтанирования, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.03.2019

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			26.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Мергенов Аннадурды Аннабердыевич		26.03.2019

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и

безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя, или в обоих положениях.

5.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

5.2.1. Анализ вредных и опасных факторов

Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным фактором, способным нанести существенный вред его здоровью. Во избежание последствий воздействия данных факторов на здоровье работника, его рабочая зона должна быть устроена максимально безопасно, и воздействие данных факторов должно либо отсутствовать полностью, либо должно быть сведено к минимуму, и оставаться в неких допустимых масштабах.

Таблица 7 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1. Работа с оборудованием, находящимся под давлением; 2. Снятие показаний приборов; 3. Отбор проб с добывающих скважин; 4. Закачка рабочих жидкостей в пласт.	Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	1. Давление в системах работающих механизмов; 2. Взрыво- и пожароопасность;	Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [40]; Средства защиты работающих. Общие требования и классификация ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [41]; Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля: ГОСТ Р12.3.047-98 [42].

Вредными веществами на проектируемых объектах являются химические реагенты, используемые для приготовления буровых растворов и нефтепродукты (нефть, дизельное топливо и др.).

По степени вредного воздействия на окружающую природную среду (ОПС) при непосредственном или опосредованном взаимодействии, токсичным веществам присваивается класс опасности.

Все применяемые при монтаже оборудования химреагенты проверяются на соответствии гигиеническим нормативам СанПин, МДУ, ПДК, о чем выдается заключение с указанием санитарно-токсикологической характеристики химреагента и класса опасности.

В результате реализации опасности на проектируемых объектах могут образовываться поражающие факторы (ПФ) для персонала.

Особенности возникновения и развития аварий на объектах нефтегазодобывающего комплекса показали, что при моделировании физических процессов, протекающих при авариях, должны учитываться следующие факторы:

- растекание жидкости при нефтяном фонтане;
- испарение жидкости из пролива;
- образование паровоздушного облака;
- пожар.

В качестве основных поражающих факторов рассматриваются:

- воздушная ударная волна облака топливно-воздушной смеси (ТВС);
- тепловое излучение горящих разлитий.

Для количественной оценки взрывоопасности проектируемых объектов и определение зон поражения использована «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (НТЦ «Промышленная безопасность», 2001), утвержденная Госгортехнадзором России.

Радиус каждой зоны разрушения характеризуется избыточным давлением по фронту ударной волны, соответствующим различной степени разрушения промышленных зданий и травмирования людей. Радиус вычислялся по соотношению:

$$R = KW^{1/3}/(1+(3180/W)^2)^{1/6},$$

Тротиловый эквивалент взрыва определяется из соотношения:

$$W = \frac{0.4}{0.9}\frac{M_{\Gamma} q_{\Gamma} z}{4.52 \cdot 10^6},$$

где q_{Γ} - удельная теплота сгорания газа. Z -доля приведенной массы парогазовых веществ, участвующих во взрыве равна 0.1, как для неорганизованных парогазовых облаков в незамкнутом пространстве.

Наличие источников зажигания в районе разлива нефтепродуктов не обязательно приводит к взрыву, возможно спокойное возгорание парогазовой фазы с последующим горением разлития. Образующийся при горении продуктов факел имеет значительную мощность теплового излучения и может оказывать воздействие на человека и на строения вплоть до их возгорания.

Для расчета зон воздействия возможного теплового излучения и оценки поражения людей при пожаре разлива нефтепродуктов, используются методические материалы, приведенные в "Методике оценки последствий аварий на пожаровзрывоопасных объектах. Сборник методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС", М., 1994год.

Выбросы нефти на поверхность могут привести к возгоранию парогазовой фазы с последующим горением разлития. Образующийся при горении продуктов факел имеет значительную мощность теплового излучения и может оказывать воздействие на человека и на строения вплоть до их возгорания.

Интенсивность теплового излучения при пожаре пролива для сопоставления с критическими (предельно допустимыми) значениями интенсивности теплового потока и конструкционных материалов проводится

по методике, изложенной в ГОСТ Р12.3.047-98 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

На работах с вредными условиями труда, а также на работах, проводимых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением тела, рабочим и служащим по установленным нормам бесплатно выдаются спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ).

Основное назначение средств индивидуальной защиты – защита человека от воздействия опасных и вредных производственных факторов, а также защита от неблагоприятных факторов окружающей среды или уменьшения этих факторов. Средства индивидуальной защиты должны быть сертифицированы.

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

Противогазы и другие средства индивидуальной защиты должны проверяться с периодичностью в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

Все работники предприятия, и руководители, обязаны проходить аттестацию и обучение в области промышленной безопасности. Аттестация и подготовка в области промышленной безопасности должна выполняться в объеме, соответствующем их обязанностям.

Первичная аттестация выполняется не позднее одного месяца с момента назначения на должность, при переводе на другую работку, трудоустройству в организацию. Периодическая аттестация специалистов проводится не реже одного раза за пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными правовыми актам.

Проверка знаний по безопасности труда у рабочих должна выполняться не реже одного раза за 12 месяцев, в соответствии с квалификационными требованиями инструкций по данной профессии.

К работе допускаются сотрудники только после прохождения обучения безопасным методам и метода выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, получении инструктажа по безопасности труда на рабочем месте, и наличии удостоверения, дающего право допуска к виду работ. Срок стажировки устанавливается руководителем, но не может быть больше двух недель.

При поступлении на работу, сотрудник обязан пройти предварительный медицинский осмотр, который определяет соответствие состояния здоровья поручаемой работе. Для работников, занятых непосредственно на строительстве скважины, выполняются периодические медицинские осмотры, с целью динамическое наблюдение за состоянием здоровья в условиях воздействия вредных факторов.

При организации различных работы на площадке скважины определить опасные зоны для людей, в пределах которых могут постоянно действовать опасные и вредные производственные факторы. Такие зоны должны быть обозначены знаками безопасности или надписями на аншлагах. Фактическими опасными и вредными факторами при бурении разведочной скважины могут быть:

- движущиеся машины, механизмы и их элементы;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой возможно через тело работника;
- недостаточная освещённость рабочего места и рабочей зоны;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов и оборудования;
- расположение рабочего места на значительной высоте, относительно поверхности земли (пола);

5.3. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Наибольшую экологическую опасность представляют открытые фонтаны и выбросы, а также разливы жидких углеводородов из хранилищ и трубопроводов.

Для предупреждения загрязнения атмосферного воздуха следует выполнять ряд мероприятий направленных на сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу. Для этого обеспечивается полная герметизация системы сбора и транспорта продукции скважин, защита оборудования и трубопроводов от коррозии, оснащение клапанами оборудования работающей под давлением, и полную утилизацию попутного газа.

Сокращению потерь и утилизации всех углеводородов при эксплуатации месторождений нефти и газа способствует:

- использование закрытых герметизированных систем сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и конденсата;
- улавливание и использование низконапорного нефтяного газа с установок подготовки нефти и концевых ступеней сепарации с помощью вакуумных и компрессорных установок с последующей переработкой этого сырья.

Пластовая вода, являющаяся отходом при добыче нефти, используется для поддержания пластового давления. Закачка в пласт может рекомендоваться так же как средство избавления от отходов, требующих особого внимания.

Для обеспечения на требуемом уровне эффективности природоохранных мероприятий проводятся комплексные работы по следующим направлениям.

Мероприятия по охране недр предусматривают: максимальное извлечение из недр и предотвращение потерь нефти в проницаемые горизонты разреза через скважины. Улучшение герметизации эксплуатационных колонн путём повышения качества работ и применение специальных герметизирующих резьбовых соединений. Контроль геофизическими

методами качества цементирования кондуктора. Оборудование водозаборной скважины для замеров уровня, дебита и отбора проб на химические анализы. Следует производить замеры дебита 1 раз в месяц, уровня воды в скважине 2 раза в год, химический анализ 2 раза в год. Аналогичным образом следует оборудовать одну из питьевых скважин в районе каждой ДНС, КНС и других промышленных объектов. Экологической службой предприятия следует выполнять наблюдения за уровнем, дебитом и химическим составом производить 1 раз в месяц.

В целях реализации мероприятий по охране земель, все материалы и оборудование следует располагать в пределах отведённой и обвалованной площадки. В случаи порывов нефтепроводов необходимо своевременно их ликвидировать. При ликвидации последствий аварии следует сооружать дренажные канавы и ямы – накопители, из которых будет выполняться непрерывная откачка нефти. На зеркало нефти на поверхности почвы следует наносить сорбент - торф, полимерные материалы. После пропитания сорбента нефтью, его следует собирать, не нарушая верхний слой почвы и вывозить на специальные пункты для утилизации. Операцию по применению сорбента следует повторять до впитывания всей нефти в сорбент. Не допуская сжигания разлившейся нефти на поверхности почвы. Запрещается снимать плодородный слой загрязнённой почвы и вывозить его в отвалы. Запрещается засыпать загрязнённые участки землёй или песком.

Мероприятия по охране воздуха реализуются в форме обеспечения герметичности системы сбора и транспоровки нефти и газа на месторождении. Следует выполнять полную утилизацию попутного газа. На объектах должен быть установлен контроль над воздушной средой для определения опасной концентрации газов.

Мероприятия по охране водных ресурсов реализуются в объемеобеспечение полной утилизации промысловой сточной воды. Сброс промывочных стоков с площадок ДНС, КНС и других объектов выполняется только в коллектор или в специальные ёмкости. Следует выполнять

регулярную проверку состояния обваловок вокруг эксплуатационных и нагнетательных скважин. Вовремя фиксировать и устранять утечки через неплотные соединения в водяных линиях.

5.4. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

К числу возможных чрезвычайных ситуаций относятся:

- открытое фонтанирование скважин;
- аварийные разливы нефти, сточных вод и других отходов в результате негерметичности оборудования, разлива топлива и отработанных масел при эксплуатации ДВС;
- поступление в природные объекты материалов и химреагентов для приготовления буровых и цементных растворов при нарушении правил их погрузки, транспортировки, разгрузки и хранения.

Обобщение опыта разработки месторождения показывает, что риск возникновения открытого фонтанирования практически ничтожен, что связывается с отсутствием в разрезе зон аномально высоких пластовых давлений. За весь период поисково-разведочных работ в рассматриваемом районе и на прилегающей территории подобных случаев не зафиксировано. С целью предупреждения открытого фонтанирования и выбросов скважины оборудуются на устье противовыбросовым оборудованием, а вскрытие продуктивных пластов производится на высококачественном глинистом растворе.

Скважина расположена на площадке с незначительным уклоном рельефа, и оборудована обваловкой, и не имеет прямой связи с ближайшими поверхностными водотоками. Это позволяет предполагать, что даже в случае аварийных разливов пластовых флюидов за пределы обваловки, сток их в поверхностные водотоки маловероятен. Для полного исключения возможности данных процессов предусматривается осуществление специальных мероприятий - на направлениях наиболее вероятного поверхностного стока флюидов ниже по рельефу от площадки скважины будут

созданы запасы строительных материалов, необходимых для сооружения дамб-ловушек, и сорбентов для сбора загрязненных флюидов.

В соответствии с Постановлением Правительство Российской Федерации «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» от 21 августа 2000г. № 613 (в ред. Постановления Правительства РФ от 15.04.2002г. №240) должен разрабатываться план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.

Основной принцип борьбы с аварийными разливами - предотвращение происшествий. Однако если они все же имеют место, должна быть обеспечена возможность незамедлительного и эффективного реагирования.

Наиболее тяжелым видом аварий в случае нарушения технологии бурения является открытый фонтан. Возможный ущерб зависит от геологических условий разреза, вскрытого аварийной скважиной (пластовое давление, суммарный дебет выбрасываемого продукта), организационных факторов (время фонтанирования и т.п.).

Ликвидация аварий будет проводиться имеющимися в регионе специализированными противофонтанными военизированными предприятиями, с которыми будут заключаться договора на профилактическое обслуживание строительства и ремонт скважин и ликвидацию аварий в случае открытого их фонтанирования.

Другими потенциально возможными аварийными ситуациями являются разливы нефти, пластовых вод и нефтепродуктов.

Процесс ликвидации последствий разлива нефтепродуктов можно разделить на 5 этапов:

а) прекращение утечки нефти;

б) локализация разлива;

в) механический сбор нефти;

г) доочистка загрязненной территории или акватории;

д) утилизация отработанных материалов.

Вывод:

Таким образом, работы, связанные с установкой фильтра-сепаратора, должны выполняться в строгом соответствии с требованиями и правилами нефтяной и газовой промышленности.

Их соблюдение позволит обеспечить требуемый уровень промышленной безопасности и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду.

Важным аспектом рассматриваемых работ, является качество подготовки персонала и контроль со стороны предприятия, за соблюдением правил.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных условиях нефтедобычи, когда компании проводят политику интенсификации добычи нефти (увеличение депрессии на пласт, проведение гидроразрыва пласта) все чаще происходят отказы оборудования по причинам, связанным с повышенным содержание механических частиц в флюиде. Накопленная информация показывает, что на отдельных месторождениях их число может составлять больше половины от всех отказов.

При эксплуатации скважин с помощью УЭЦН высокие уровни добычи нефти достигаются путем форсирования отборов жидкости - применения высокопроизводительного насосного оборудования. Это достигается как работой системы ППД, так и различными методами интенсификации. В результате пласт коллектор подвергается различным знакопеременным нагрузкам, которые приводят к его постепенному разрушению. Так же, значительный объем проблем связный с повышенным содержанием механических примесей в продукции связан с применением ГРП, при котором в скважину закачивается значительное количество проппанта, часть из которого выходит с продукцией при освоении и работы скважины. Это приводи к различным отказам насосного оборудования: засорение приема и рабочих органов насоса; абразивный износ колес и направляющих аппаратов из-за мех-примесей; коррозия установки; запарафинивание лифта; отложение солей на рабочих органах насоса.

Поскольку освоение запасов некоторых месторождений Западной-Сибири без применения ГРП невозможно, в силу особенностей строения продуктивных пластов, вопрос о необходимости снижения негативного влияния механических примесей на работу насосного оборудования является достаточно актуальным.

Одним из таких месторождений является Приобское, где ежегодно выполняется около 200 операций по ГРП, а фонд эксплуатационных скважин на 98% состоит из УЭЦН. Анализ отказов по работе ЭЦН показывает, что более половины из всех случаев связан с наличием механических примесей в

добываемой продукции. Стабильность отказов по данному параметру наглядно демонстрирует, что существующие в настоящее время способы уменьшения количества взвешенных частиц в продукции недостаточно эффективны.

В обычных условиях работы применения фильтра входного модуля ФВЩ или шламоуловителем ШУМ, для ЭЦН вполне достаточно. Однако после выполнения ГРП, количество взвешенных частиц возрастает в 2-3 раза. При это, в силу того, что минимальный размер частиц, который они могу задерживать составляет 0,1-0,2 мм, в то время как большая часть механических примесей соответствует размеру менее 0,5 мм, фильтрующие элементы не способны удержать частицы. Они проникают в тело насоса, действуют как абразив, ускоряя процесс износа элементов насоса или заклинивания их.

Поэтому после выполнения ГРП, установку ЭЦН следует дополнительно укомплектовать фильтром-сепаратором механических частиц УСПШ, производства НПК ООО «Нефтеспецтехника». При стендовом испытании данное оборудование продемонстрировало лучшие показатели среди отечественных образцов. Установка фильтра-сепаратора на скважину №8071, обеспечила увеличение межремотного периода работы на 99 суток, что позволило дополнительно добыть 1584 тонн нефти.

Результаты показали, что такое техническое решение по позволяет не только выводить скважину на режим после ГРП, но и значительно повысить эффективность все фильтрационной системы ЭЦН при работе в условиях низких забойных давлений и высокого содержания песка в продукции скважины.

Список используемой литературы

1. Шмидт С.А., Эдельман И.Я., Нарфенов Б.В., Шмидт А.А. Особенности эксплуатации добываюших скважин ЮЛТ Нриобского месторождения в условиях выноса мехпримесей. // Нефтяное хозяйство. 2006. №12.
2. Гарифуллин А.Р. «Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН-Юганскнефтегаз», Инженерная практика №2, 2010г. с.20-25
3. Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970.
4. Волорович М.П. Исследования физических свойств горных пород при высоких давлениях и температурах. // Тр. ин-та Физики Земли им. О.Ю. Шмидта. - М.: Изд- во АН СССР. - 1966.
5. Желтов Ю.П. Механика нефтсгазоснго пласта. - М.: Недра, 1975
6. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов. - М.: 0 0 0 «Недра-Бизнесцептр», 2002.
7. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в усло-виях интенсивного выноса мехпримесей (па примере Самотлорского месторождения): Диссертация на соиск. уч. степ, к.т.н. - г. Тюмень, 2004 г.
8. J. Eriksen, F. Sanfilippo, A. Kvamsdal, F. George, E. Kleppa. Orienting Live Well Perforating Technique Provides Innovative Sand Control Method in the North Sea. SPE 56472, 1999.
9. Программный продукт по подбору оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН SubPamp., Пиревердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка. - М.: Недра, 1986.
10. Войцеховский А.П. Формирование и работа тампопажного камня в скважине / А.П. Войцеховский. Г.А. Елизаров // Конференция-дискуссия: Тез. докл. Краснодар, 1987. -С. 24-29.
11. Пат. 2132934 РФ. Способ заканчивания скважин с искусственным фильтром/Г.В. Крылов, В.Ф. Штоль, В.А. Сехниашвили, А.Н. Ребякин, В.И.

Вяхирев, В.В. Ипполитов (Россия). — № 98102102/03; Заявлено 06.02.98; Опубл. 10.07.99.,

12. Пат. 2065929 РФ. Способ борьбы с пескопроявлением в продуктивных пластах/Н.П. Кубарев, Н.Г. Вагизов, Р.П. Фархутдинов (Россия). - № 94026804/03; Заявлено 18.07.94; Опубл. 27.08.96.

13. А.с. 1596073 СССР. Состав для крепления слабо сцементированного продуктивного пласта / С.С. Демичев, А.К. Ягафаров, Я.З. Магарил, В.К. Федорцов (СССР) - № 4479491/24-03; Заявлено 07.09.88; Опубл. 30.09.90, Бюл. № 36.

14. Пат. 2029075 РФ. Состав для создания фильтра, предотвращающего вынос песка из продуктивного пласта при добыче нефти и газа из скважин / Н.И. Крысин, Т.А. Скороходова (Россия). — № 5054433/03; Заявлено 14.07.92; Опубл. 20.02.95.

15. Свиридов В.С. О повышении нефтеотдачи пластов месторождений на поздней стадии разработки / В.С. Свиридов, И.А. Паненко, И.И. Маслов, В.Г. Григулецкий // Нефтяное хозяйство. -1993. -№ 4. -С.49-50.

16. Бутко О.Г., Скупи Б.А. Методы борьбы с пескопроявлением при эксплуатации скважин // Обз. информ. Сер.: Нефтепромысловое дело . - М.: ВНИИОЭНГ, 1987. - 46 с .

17. Якимов С. В., Афанасьев А.В., Шмонин П. «Применение десендеров для защиты ЭЦН на пластах Покурской свиты», Журнал о технологиях ТНК-ВР «Новатор» № 27,1999г. с.27-31.

18. Цайгер М.А., Арестов Б.В., Назаров С.И. Эксплуатация газовых скважин и ПХГ в условиях рыхлых пород //Газовая промышленность. - 1992 г. - № 3 . - С. 30 – 31

19. Ахметов А. А. / Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Проблемы и решения / Уфа: РИОУГНТУ, 2000. - 209 с.

20. Ремизов В.В., Тимашев Г. В., Облеков Г.И. Применение забойных фильтров на эксплуатационных скважинах месторождения Медвежье //Газовая промышленность, 1993, № 3. - С. 24 – 25

21. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах/пер. с англ. и ред. М.А. Цайгера. - М.: Недра, 1986. -С. 176.

22. Особенности техники и технологии заканчивания скважин в неустойчивых коллекторах/Ашрафян М.О. [и др.]. -М.: ВНИИОЭНГ, 1979.

23. ТУ 3665-029-00220440-97. Установки погружных центробежных модульных насосов.

24. Penberthy W.L, Shaughnessy CM. Send Control. -1992. - P 92.

25. Мирзаджанзаде А.Х. Методическое руководство по эксплуатации скважин при интенсивном пескопроявлении и откачке неньютоновских жидкостей / А.Х. Мирзаджанзаде, А.М. Пирвердян, О.В. Чубанов, М.Н. Галлямов и др. -Уфа: ротапринт КИВЦ «Башнефть». -1977. -184 с.

26. Алибеков Б.И. Гидравлические методы защиты глубинных насосов / Б.И. Алибеков, А.М. Пирвердян, О.В. Чубанов. -М.: Недра, 1972. - 312 с.

27. Каталог оборудования «Cavins», 2012 г.

28. Каталог оборудования ООО «АЛМАЗ», 2018 г.

29. Каталог оборудования ПК «Борец», 2018 г.

30. Каталог оборудования ОАО «Элкам -Нефтемаш»2018 г.

31. Список используемой литературы

32. Барышникова, Н. А. Экономика предприятия: учеб. пособие для СПО и прикладного бакалавриата / Н. А. Барышникова, Т. А. Матеуш, М. Г. Миронов. — 2-е изд., перераб. и доп. - Москва: Издательство Юрайт, 2015.

33. Годовой отчет по деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз». - М.: ОАО "РН-Ванкор", 2018.

33. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08–624–03: постановление Госгортехнадзора Рос. Федерации от 5.06.2003 № 56.

34. ISO 14001:2004 «Environmental management systems — Requirements with guidance for use».

35. РД–03–20–2007. Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору: утв. приказом Ростехнадзора 29.01.2007 № 37: по состоянию на 27.08.2010.

36. О нормативных правовых актах, содержащих государственные нормативные требования охраны труда: постановление Правительства Рос. Федерации от 23.05.2000 № 399.

37. Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет: постановление Правительства Рос. Федерации от 25.02.2000 № 163.

38. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон Рос. Федерации от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

39. Об утверждении Положения о разработке, утверждении и изменении нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда: постановление Правительства Рос. Федерации от 27.12.2010 № 1160.

40. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

41. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

42. ГОСТ Р12.3.047-98. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля