

Смольников Сергей Васильевич

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, СЛОЖЕННЫХ
СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ ПЕСЧАНИКАМИ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. АНАЛИЗ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ШТАНГОВЫМИ УСТАНОВКАМИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТЕЙ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ	8
1.1. Анализ влияния технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции	14
1.2. Осложнения при выводе на режим после подземного ремонта	20
1.3. Пересыпание зоны перфорации продуктами разрушения пласта	21
1.4. Механизм движения механических частей в околоскважинной зоне	22
1.5. Статистический анализ факторов, влияющих на работоспособность насосного оборудования	25
1.6. Выводы	40
2. МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ	42
2.1. Современные технологии борьбы с механическими примесями	42
2.2. Сравнительные характеристики фильтров	53
2.3. Фильтры в составе скважинного штангового насоса	60
2.4. Использование насосов в износостойком исполнении	70
2.5. Выводы	72
3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОЛИМЕРНО-ВОЛОКНИСТОГО ПОРИСТОГО МАТЕРИАЛА	74
3.1. Экспериментальные исследования пропускной способности полимерно-волокнистого пористого материала	74
3.2. Исследование фильтрационных характеристик картриджа фильтра тонкой очистки	80
3.2.1. Однокомпонентная модель течения суспензии через пористую среду	81
3.2.2. Моделирование с помощью фронта загрязнения	83

3.2.3. Оценка корреляционной зависимости проницаемости фильтра от количества прокачанного загрязнителя	86
3.2.4. Время заполнения фильтроэлемента механическими примесями	88
3.3. Выводы	92
4. РАЗРАБОТКА НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОГО ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ	
94	
4.1. Фильтр призабойной зоны пласта	96
4.2. Скважинный фильтр тонкой очистки на приеме насоса	101
4.3. Результаты испытаний скважинного фильтра тонкой очистки в АНК "Башнефть"	104
4.4. Скважинный фильтр тонкой очистки с клапаном	108
4.5. Результаты промысловых испытаний фильтра тонкой очистки с клапаном	
113	
4.6. Выводы	123
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ	124
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	126

ВВЕДЕНИЕ

Общая характеристика работы.

Актуальность работы. В настоящее время основной объем добываемой нефти в России приходится на месторождения Западной Сибири, особенностью продуктивных пластов которых являются слабоцементированные породы песчаников. В данных условиях эксплуатации скважины усиливается проявление осложнений, связанных с повышенным выносом механических примесей. Механические примеси являются одним из неблагоприятных факторов, приводящих к нарушениям технологического процесса добычи нефти в современных условиях. Применительно к штангово-насосному способу добычи нефти присутствие механических примесей в добываемой продукции является главной причиной поломок и образования дефектов в узлах оборудования. Принято считать, что крупные механические частицы вызывают заклинивание насоса, а мелкие – повышенный абразивный износ. Статистические данные за последние годы по месторождениям Западной Сибири показывают, что доля поломок насосного оборудования из-за присутствия механических примесей в продукции скважин намного превосходит влияние других факторов, главными из которых являются коррозия и солеотложения.

Высокая концентрация механических примесей приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре насоса, забиванию клапанов, абразивному износу плунжерной и клапанной пары, насосных штанг и труб, особенно в местах интенсивных перегибов ствола наклонно направленных скважин. На этих участках возникают зоны интенсивного износа штанг и труб, приводящие либо к обрыву колонны штанг, либо к появлению сквозных отверстий в насосно-компрессорных трубах и потере подачи насосной установки. Обводнение продуктивных пластов и повышенная минерализация попутнодобываемой воды в сочетании с присутствием механических примесей могут создавать условия интенсивного изнашивания металла штанг и труб. Попадая в зону трения, выносимые из пласта механические примеси (прежде всего кварцевый песок) многократно ускоряют процессы износа.

Таким образом, разработки направленные на снижение влияния осложнений, связанных с высокой концентрацией механических примесей в продукции скважин, оборудованных глубиннонасосными установками весьма актуальны, и востребованы для нефтепромысловой практики.

Цель работы – повышение эффективности работы добывающих скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей разработкой и совершенствованием средств предупреждения и защиты подземного оборудования.

Для решения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи**:

1. Исследование и оценка влияния механических примесей на работоспособность глубиннонасосного оборудования и технологий защиты приема насоса.
2. Разработка и совершенствование технологии крепления призабойной зоны пласта и технических средств защиты элементов подземной части насосных установок от мехпримесей.
3. Экспериментальные и аналитические исследования фильтрационных характеристик фильтроэлемента (картриджа).
4. Обобщение результатов промысловых испытаний отделителей мехпримесей в призабойной зоне и на приеме насоса.

Методы решения поставленных задач.

Решение поставленных задач базируется на анализе влияния мехпримесей, содержащихся в продукции скважин, на работоспособность насосного оборудования; экспериментальных и аналитических исследованиях фильтрационных характеристик фильтроэлемента и обобщении промысловых испытаний отделителей мехпримесей на приеме штанговых насосов.

Научная новизна результатов работы:

1. Установлены закономерности изменения и получены статистические зависимости отказов оборудования в скважинах с высокой концентрацией мехпримесей в добываемой продукции от депрессии на пласт, дебита жидкости, обводненности нефти, глубины подвески и коэффициента подачи глубинного насоса.

2. Разработана научно обоснованная методика расчета срока эффективной работы фильтра тонкой очистки, учитывающая геометрические размеры фильтроэлемента и исходные параметры концентрации механических примесей и дебита скважины.

3. Научно обоснованы критерии новой технологии крепления призабойной зоны пласта, которая основана на использовании многокомпонентной синтетической смолы, а также разработаны технические средства защиты приема насоса от механических примесей (патенты РФ № № 2471063, 2500878, 2514057. 116572).

На защиту выносятся выводы и обобщения, методы, практические рекомендации по совершенствованию технологии защиты забоя скважины от механических примесей, новое техническое решение по системе защиты приема насоса от механических примесей.

Практическая ценность и реализация результатов работы:

1. Метод предотвращения выноса песка из призабойной зоны пласта и увеличение наработки на отказ глубиннонасосного оборудования.

2. Разработаны и внедрены в производственную практику отделители механических примесей на приеме насоса (Патентов РФ №2471063, 2514057)

3. От реализации рекомендаций автора по предотвращению попадания мехпримесей в полость насосного оборудования в промышленных условиях получен

технологический эффект за счет увеличения наработки на отказ от 18 до 113 процентов.

Апробация работы.

Основные положения и результаты работы представлены на научно-технических советах и семинарах ООО «НПФ «Геофизика» и АНК «Башнефть» (г. Уфа, 2010-2014гг), на VII научно-практической конференции РН-Уфанипинефть «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», 15-17 апрель 2014 г., Уфа.

Публикация результатов и личный вклад автора.

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 11 научных трудах, в том числе в 4 ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, получено 4 патента РФ.

В совместных работах автору принадлежит постановка задачи исследования, обобщение полученных результатов и организация внедрений рекомендаций в промышленную практику.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы, включающего 100 наименования. Работа изложена на 134 страницах машинописного текста, содержит 38 рисунков и 12 таблиц.

Глава 1. Анализ опыта эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми установками при добыче нефтей с повышенным содержанием механических примесей

Одним из наиболее неблагоприятных факторов, осложняющих добычу нефти в современных условиях, является взаимодействие выносимых с добываемой продукцией механических примесей с элементами подземного оборудования из-за разрушения призабойной зоны пласта, образования каверн, наличия песчаных пробок и попадания с поверхности во время подземных ремонтов внутрискважинными механизмами.

Применительно к подземному насосному оборудованию механические примеси являются главной причиной поломок и образования дефектов конструкции. Согласно известным статистическим данным, процентная доля поломок насосного оборудования, связанных с воздействием механических примесей намного превосходит влияние других геолого-технических факторов, главными из которых являются коррозия и солеобразование (таблица 1.1) [1].

Таблица 1.1- Основные причины отказов глубинных насосов

Причина отказа	Доля в процентах от общего числа
механические примеси	35-50
коррозия	20-25
солеобразование	15-20

Кроме того, фактором, осложняющим механизированную добычу нефти является избыточное давление газа в затрубном пространстве скважин [2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27].

Добыча нефти установками электроцентробежных насосов в условиях влияния высокого давления затрубного газа и повышенного выноса песка

рассмотрена в работах Лиссука М.А., Мельниченко В.Е., Жданова А.С., Виноградова В.Н. и др. [28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43]

Интенсивный вынос количества взвешенных частиц (КВЧ) с продукцией скважины вызывает преждевременный износ элементов эксплуатационной колонны и подземного насосного оборудования и, как следствие, требует частого проведения ремонтных работ [44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56].

Результаты исследований, проведенные А.Н. Адониным, показали, что при эксплуатации скважин, призабойные зоны которых представлены слабосцементированными песчаниками, подверженными интенсивным разрушениям, на забой скважины поступает большое количество твердых фракций. Это обычно разрушенные части породы нефтяного коллектора, песок, механические твердые осадки, разрушенные части обсадной колонны, фракции глинистого раствора и т.д. [57].

Из эксплуатационной колонны твердые осадки попадают сначала в защитное приспособление, установленное на приеме штангового оборудования, далее механические примеси поступают в штанговый насос и существенным образом влияют на работоспособность плунжерной и клапанной пары. Наличие песка отрицательно влияет на резьбовые соединения насосных труб: при малейшей негерметичности соединений, особенно в обводненных скважинах, он быстро разъедает резьбу и через образовавшийся канал вытекает жидкость, что снижает подачу насоса, а в дальнейшем приводит к полному прекращению подачи. Если скважинная жидкость откачена до приема насоса, то станок – качалка автоматически отключается для накопления жидкости в скважине. Если при этом в трубах, клапанной и плунжерной парах имеются заметные утечки, то уровень жидкости в затрубном пространстве будет повышаться не только за счет притока жидкости из пласта, но и за счет стекания жидкости из пропускающих элементов подземного оборудования. При этом уровень жидкости в насосно-компрессорных трубах будет снижаться. Увеличение объема утечек в процессе работы насоса приводит не только к снижению дебита скважины, но и к уменьшению скорости

восходящего потока жидкости в НКТ и к сокращению межремонтного периода работы скважины.

Наличие большого количества плохо проницаемых осадков на забое приводит к снижению продуктивности скважины, т.к. концентрированная смесь увеличивает противодействие на забой и ухудшает условия естественного притока жидкости. Технические или технологические остановки скважин способствуют осаждению песка на забой и образованию пробок, что нередко является самой тяжелой неполадкой при эксплуатации песочных скважин. При этом основное количество образующихся пробок получается именно в результате осадкообразования из столба жидкости в колонне. Для предотвращения оседания мехпримесей в призабойной зоне скважины (ПЗС) необходимо после запуска скважины постоянно откачивать жидкость до снижения концентрации песка в добываемой продукции до допустимой величины [58].

Интенсивность поступления песка зависит от комплекса факторов: скорости фильтрации, степени сцементированности геологической породы; вязкости и плотности продукции скважины и других физико-химических свойств жидкости. Скорость фильтрации и градиент давления зависят от величины отбора жидкости из скважины. Изменяя темп отбора можно влиять на уровень пескопроявления и степень разрушения геологической породы в ПЗС. Если, несмотря на разрушение части “скелета пласта”, будет непрерывно поддерживаться постоянный объем отбора жидкости и другие условия, характеризующие пласт, останутся неизменными, то через некоторое время поступление песка может прекратиться. Дальнейшее разрушение скелета породы происходит при увеличении расхода жидкости или при изменении условий, определяющих состояние породы в околоскважинной зоне [59].

При остановках скважин происходит оседание песка в колонне НКТ и в затрубном пространстве. Существует понятие свободного осаждения песчинок в жидкости и стесненное их осаждение. Если осаждение песчинок происходит в сосуде, сечение которого во много раз больше размеров песчинок, то происходит

их свободное осаждение. Если же сечение сосуда больше поперечника песчинки только в 2-3 раза, то это уже стесненное осаждение со скоростью меньшей, чем при свободном осаждении (песчинка занимает заметную часть просвета сосуда и поэтому скорость обтекания жидкостью песчинки возрастает, соответственно возрастает и сила сопротивления движению песчинки). Стесненное движение песчинки происходит и тогда, когда в сосуде с большим просветом осаждается группа зерен песка, находящихся на небольшом расстоянии друг от друга. Стеснение будет тем большим, чем гуще расположены песчинки. Здесь сечение потока, обтекающего зерна, тоже уменьшается, сопротивление движению песчинок возрастает, и скорость осаждения группы зерен уменьшается по сравнению со скоростью осаждения единичной песчинки, входящей в эту группу. Именно этот процесс стесненного осаждения, как правило, имеет место при подъеме жидкости с песком, так как диаметры эксплуатационных труб велики по сравнению с размерами нефтяного песка, а сгущенное движение зерен наблюдается очень часто. Поэтому изменение величины внутреннего сечения насосных труб с учетом физико-химической характеристики жидкости, величины и формы зерна и степени его шероховатости приведет к изменению скорости оседания песка. Уменьшение внутреннего диаметра НКТ приводит к повышению скорости восходящего потока жидкости, снижает скорость оседания песка в подъемной колонне и обеспечивает более полный его вынос.

Как известно, внутренний диаметр обсадной колонны больше внутреннего диаметра НКТ. Зачастую создавая режим откачки жидкости в НКТ, соответствующий выносу песка, не удастся создать режим откачки жидкости, который бы обеспечивал вынос песка в обсадной колонне, т.е. в области от перфорационных отверстий до приема насоса. Поэтому темп отбора жидкости должен соответствовать скорости, позволяющей извлекать песок в зоне подъемной колонны большего диаметра.

При осаждении песка в НКТ насос заклинивает, как правило, не в процессе работы, а во время остановки штанговой установки. Промысловый опыт

показывает, что подавляющее число заклиниваний плунжера происходит при остановках скважин, даже сравнительно кратковременных, на 10-20 минут. Объясняется это тем, что осаждение песка начинается сразу же после остановки насоса, в отличие от условий образования пробки на забое, где осаждение начинается не сразу, так как приток из пласта продолжается некоторое время и после прекращения отбора жидкости из скважины. Остановки скважин как случайные, так и вынужденные бывают довольно длительными с образованием над насосом большого количества твердых осадкообразующих включений (до 20 м в высоту). При большом количестве непроницаемых осадков иногда происходит заклинивание плунжера в цилиндре насоса и штанг в трубах. Исследования показывают, что при большом количестве осадков в добываемой жидкости сам плунжер насоса может и не потерять подвижности, но вследствие образования высокого столба песка над плунжером и большой силы трения его о стенки труб и поверхность штанг он может стать неподвижным. В трубных насосах при попытках сдвинуть плунжер с места вверх немедленно произойдет его заклинивание в цилиндре из-за попадания массы песка в зазор и резкого увеличения сил трения плунжера в цилиндре, даже без значительных задиров рабочих поверхностей. Аналогичная картина наблюдается во вставном насосе, когда из-за осадка песка его не удастся извлечь из замковой опоры. При заклинивании плунжера или прихвате вставного насоса приходится совместно поднимать штанги и трубы; операция эта очень громоздка и опасна, и сопряжена с подъемом штанг по частям.

Явление пробкообразования в скважинах и действие песка на состояние подземной части насосной установки взаимосвязаны: снижение или прекращение подачи насоса вследствие быстрого износа рабочих пар оборудования, размыва трубных соединений насоса и т.д. вызывает образование пробки на забое. Поэтому первопричиной прекращения подачи жидкости является не образование пробки в околоскважинной зоне, а неполадки, вызываемые песком в работе подземного оборудования.

В случае остановки скважины, продукция которых содержит жидкость с большим количеством твердых непроницаемых осадков, происходит оседание всех твердых частиц на плунжер насоса и, как следствие, прихват плунжера в цилиндре. При пуске насоса это приводит к аварийным ситуациям. Кроме того, наличие утечек в клапанных парах штангового оборудования при откачке маловязкой жидкости с большим содержанием песка приводит к интенсивному размыванию седла и запорного органа.

По данным из 117 подземных ремонтов, проведенных в течение года на Мамонтовском месторождении на скважинах, оборудованных СШН, 84 ремонта, были вызваны неполадками в узлах насоса. Распределение подземных ремонтов скважин по видам причин, связанным непосредственно с работоспособностью узлов насоса, приведено на рисунке 1.1.[60].

Наибольшее число ПРС произведено по причине неисправности клапанов, причем такое положение является характерным не только для Мамонтовского месторождения, но и в целом для РН «Юганскнефтегаз»: 65% ПРС по данному предприятию произведено из-за утечек в клапанах. Значительное число подземных ремонтов производится из-за заклинивания плунжера в цилиндре насоса – 18,2% по Мамонтовскому месторождению.

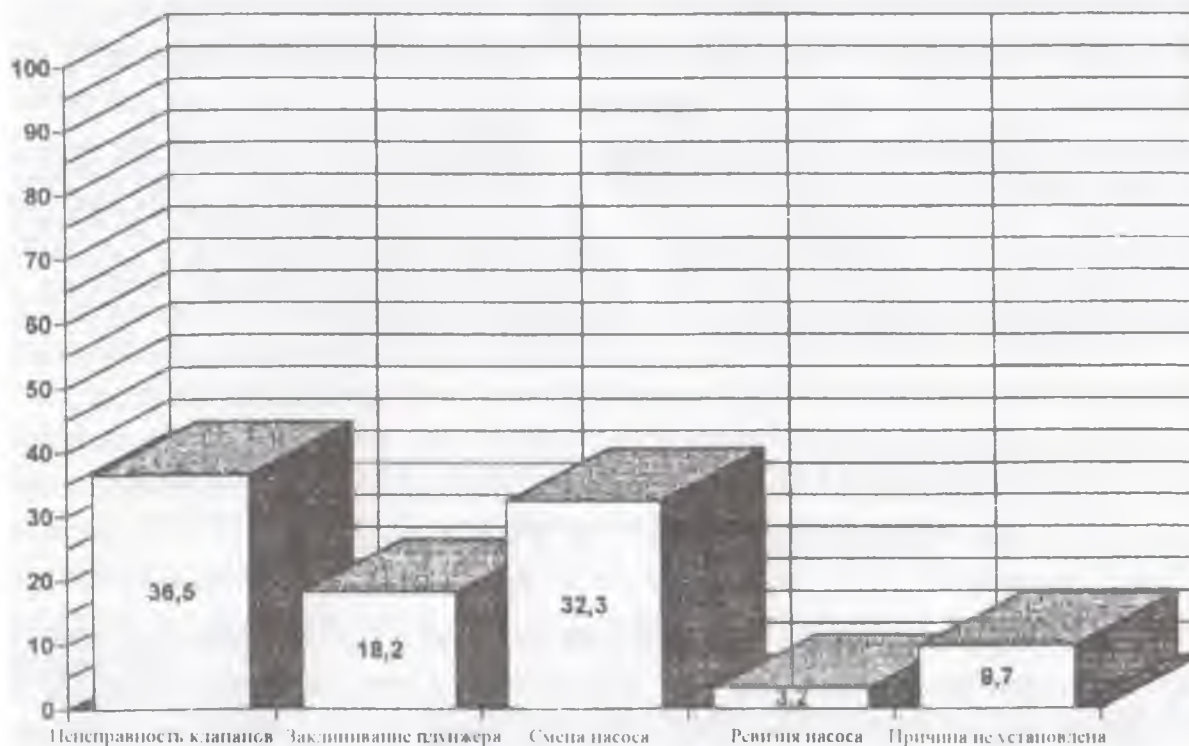


Рисунок 1.1 - Распределение ПРС по видам причин, связанным только с работой скважинного насоса.

1.1 Анализ влияния технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции

Природа происхождения твердых частиц в насосном оборудовании многообразна. Основную долю составляют частицы, выносимые из пласта в процессе эксплуатации скважин, при этом часть механических примесей имеет непластовое происхождение: продукты коррозии подземного оборудования и частицы, вносимые в скважину в результате проведения ремонтов и геолого-технических мероприятий: нерастворимые твердые включения в составе жидкости глушения или обломки проппанта после проведения гидроразрыва пласта (ГРП). Процентный состав механических примесей, содержащихся в продукции скважин, определяется преобладанием частиц пластового происхождения (таблица 1.2, 1.3) [1].

Таблица 1.2 - Природа происхождения частиц в примесях

Происхождение	Доля в процентах от общего числа
пластовое	50-60
смешанное (пластово-поверхностное)	15-25
поверхностное	10-20

Таблица 1.3 - Содержание частиц по свойствам в примесях

Состав	Доля в процентах от общего числа
магнитные и железные частицы	25-65
минеральные частицы из пласта	20-25
поверхностные частицы	10-50

Причины разрушения коллектора и выноса песка можно разделить на три основные группы, исходя из условий их возникновения:

- геологические (особенности залегания пласта-коллектора, литология),
- технологические (условия вскрытия пластов и эксплуатации скважин),
- технические (конструкция забоя, размер обсадной колонны).

Геологические: глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; степень сцементированности породы пласта, ее уплотненность и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; характеристика пластового песка (угловатость, глинистость); поступление подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка.

Технологические: дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные характеристики и нарушение капиллярного сцепления песка.

Технические: конструкция забоя; поверхность забоя, через которую происходит фильтрация; интервал и интенсивность вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д. Зависимость КВЧ от процентного состава примесей нерастворимого остатка: песок, глина и продуктов коррозии: окислы железа представлена на рис. 1.2 [61].

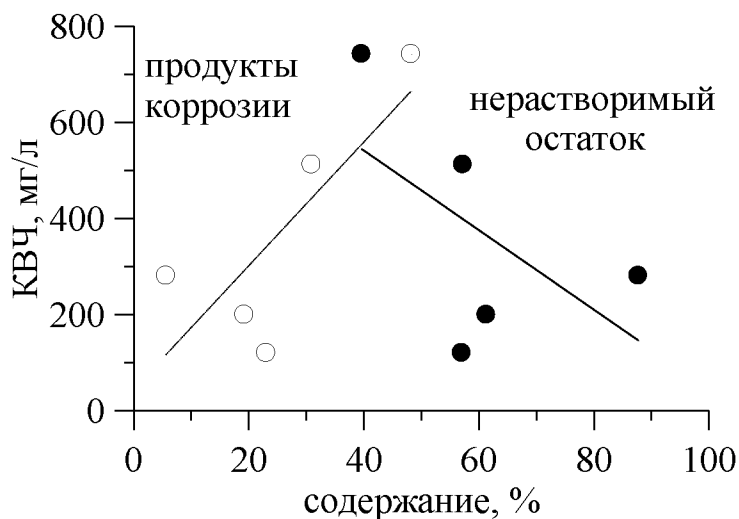


Рисунок 1.2 - Зависимость количества взвешенных частиц от процентного состава нерастворимого остатка (темные точки) и продуктов коррозии (светлые точки) для Ершового месторождения

Среди основных факторов, определяющих величину концентрации примесей, традиционно выделяют следующие:

- 1) глубина залегания пласта и пластовое давление;
- 2) проницаемость пласта;
- 3) физико-химические свойства добываемой жидкости;
- 4) обводненность;
- 5) характеристики частиц песка;
- 6) дебит скважины;
- 7) плотность перфорации;
- 8) депрессия;
- 9) тип рабочей жидкости, используемой в процессе ремонтно-восстановительных работ.

Показаны графики зависимостей КВЧ от забойного давления, депрессии, их отношения и динамического уровня в затрубном пространстве (рисунок 1.3).

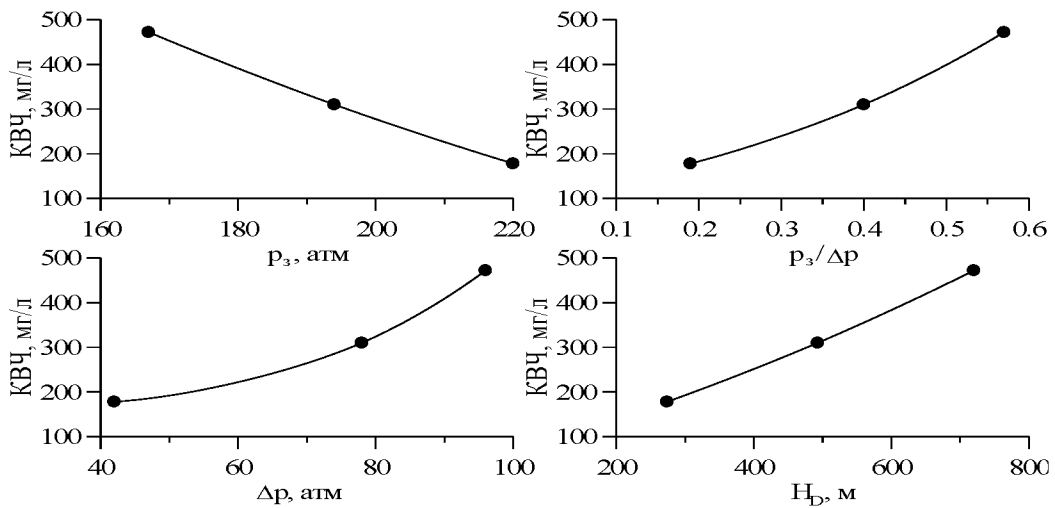


Рисунок 1.3 - Зависимость количества взвешенных частиц от забойного давления (p_z), депрессии (Δp), отношения ($\Delta p/p_c$) и динамического уровня (H_D) для Ершового месторождения

Для Самотлорского месторождения получены линейные зависимости КВЧ от дебита нефти, обводненности и депрессии, которые приведены на рисунке 1.3. Во всех случаях наблюдается монотонное изменение параметров, которые так или иначе связаны с увеличением выноса частиц пласта при повышении скорости движения флюида (рисунках 1.4, 1.5).

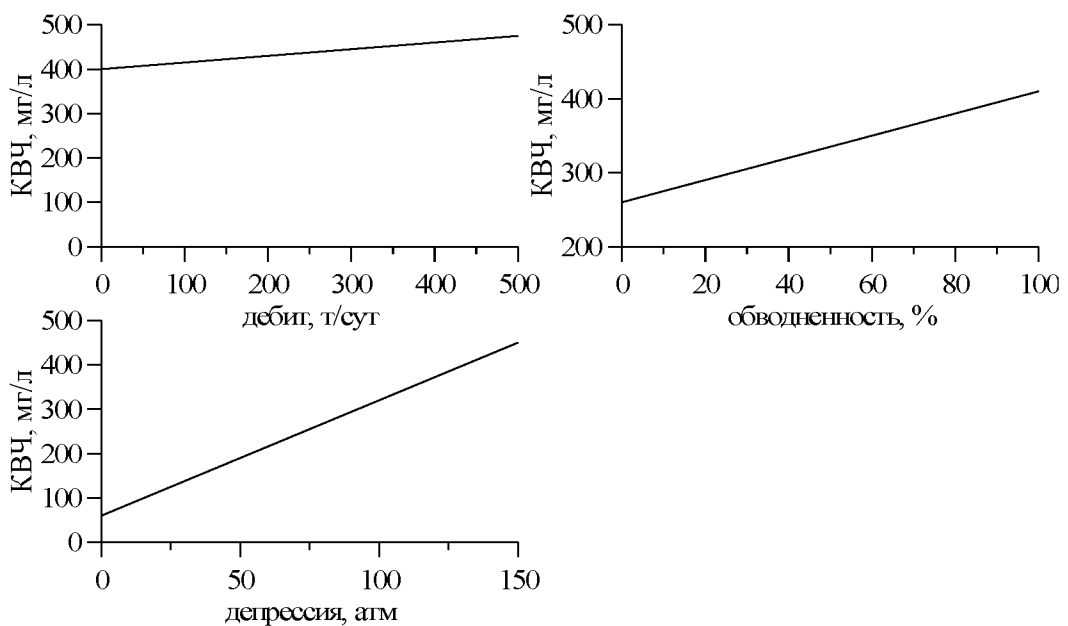


Рисунок 1.4 - Зависимость количества взвешенных частиц от дебита нефти, обводненности и депрессии для Самотлорского месторождения

Следует отметить, что КВЧ является функцией, сильно зависящей от

рассматриваемого временного интервала (рисунок 1.5). В результате систематического анализа промыслового материала выявлено, что резкое увеличение содержания механических примесей (до двух порядков величины) в основном обусловлено следующими причинами:

- 1) запуск насосов и вывод скважин на режим после ремонта (капитального или текущего);
- 2) кратковременные остановки подачи, например, при отключении электроэнергии и последующие запуски скважин;
- 3) нестабильный режим эксплуатации скважин: высокие значения динамического уровня, низкая обводненность. Обе причины приводят к увеличению вредного влияния газа и, как следствие, вызывают нестабильный вынос механических примесей.

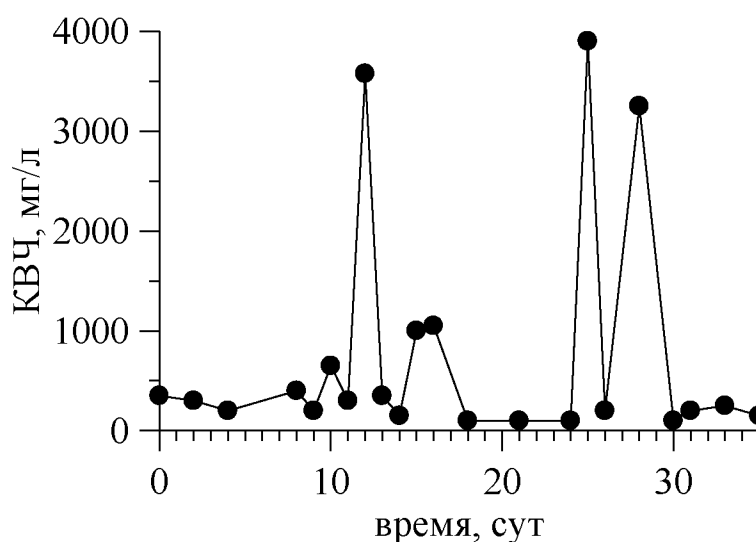


Рисунок 1.5 - Пример динамики изменения КВЧ от времени для выбранной скважины Самотлорского месторождения

При этом частота и амплитуда пиков выброса значений концентрации механических примесей зависят от таких параметров, как пластовое давление, динамический уровень, обводненность и др. В последние годы в сообществе инженеров-нефтяников утвердилось мнение о том, что количество взвешенных

частиц само по себе не является показателем эрозионной агрессивности среды. Помимо КВЧ на абразивные свойства механических примесей влияют также гранулометрический состав: распределение частиц по размеру, твердость: характеристика абразивных свойств частиц, влияющая на интенсивность износа, минеральный состав: содержание кварца, полевого шпата, обломков горных пород и др., которое косвенным образом на основе табличных данных позволяет определить твердость, плотность и размер частиц, сферичность, острота граней. За рубежом в качестве абразивной характеристики частиц, попадающих в насос, используется так называемый индекс абразивности (*AI*, abrasive index), который рассчитывается по формуле [1]:

$$AI = 0.3 \cdot (\% \text{ частиц диаметром менее } 0.25 \text{ мм}) + 10 \cdot (1 - \text{округлость}) + 10 \cdot (1 - \text{сферичность}) + 0.25 \cdot (\% \text{ нерастворимого осадка}). \quad (1)$$

Округлость и сферичность частиц определяются визуально с помощью микроскопа на основе диаграммы (рисунок 1.6).

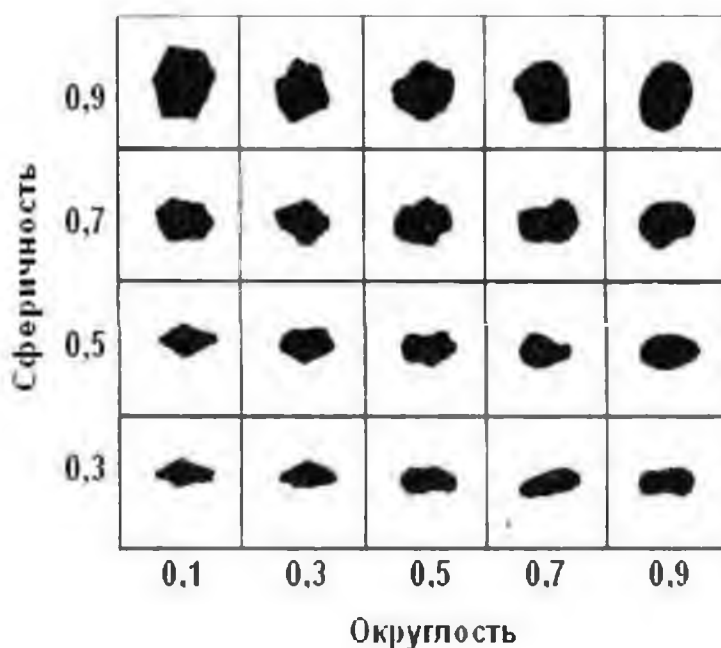


Рисунок 1.6 - Диаграмма для визуального определения сферичности и округлости

Прогнозирование влияния механических примесей на работу элементов насосного оборудования для добычи нефти является сложной задачей, требующей учета множества различных факторов. В настоящее время отсутствует единая теоретическая модель, позволяющая предсказывать интенсивность воздействия абразивных частиц на нефтедобывающее оборудование, и, как следствие, строго обоснованный алгоритм выбора технологий его защиты. На практике решение в пользу той или иной технологии выносится на основе результатов промысловых испытаний [62].

Проведены исследования, целью которых являлся анализ зависимостей величины КВЧ от таких факторов как депрессия, дебит, обводненность нефти, забойное давление и динамический уровень. В качестве исходных данных были взяты показатели по Двуреченскому, Крапивинскому, Западно-Моисеевскому и Лесмуровскому месторождениям. На указанных месторождениях установлена защита от солеотложений (УДЭ для дозирования ингибиторов), следовательно, значительно снижена вероятность выхода из строя насосного оборудования из-за отложения солей: одной из основных причин, вызывающих отказ насосов. Величина КВЧ, которая являлась наряду с наработкой главной исследуемой характеристикой, непосредственно влияющей на частоту отказов насосов, находится в прямой зависимости от величины депрессии, дебита нефти и жидкости, динамического уровня и в обратной зависимости от величин забойного давления и обводненности нефти. Все установленные зависимости, за исключением обводненности, согласуются с известными закономерностями. В качестве вероятных причин аномального поведения зависимости КВЧ от обводненности можно предположить три: а) недостаточный объем статистической выборки; б) специфика исследуемых месторождений (защита от солеотложения); в) стабилизация работы скважин при увеличении обводненности (уменьшается влияние газа) [57].

1.2 Осложнения при выводе на режим после подземного ремонта

Осложнения при выводе скважины на режим обусловлены большим содержанием КВЧ в начальный период работы после подземного ремонта или ГРП – от 200 до 10000 мг/л [59, 63, 64]. Это часто превышает паспортные характеристики насосов, даже износостойкого исполнения. Механические частицы, проходя через рабочие органы СШН, производят абразивную работу, являются основной причиной заклинивания плунжеров в цилиндре, обрыва штанг, отказа клапанных пар, забивают фильтр насоса.

Во многих вновь осваиваемых насосных скважинах значительное количество механических примесей поступает из пласта только в первые дни эксплуатации. Основная масса отказов глубинно-насосного оборудования по засорению: порядка 80%, приходится на вновь введенные скважины из бурения, после забуривания второго ствола, проведения подземного ремонта и ГРП. В дальнейшем, при отработке скважины в определенный промежуток времени отказы по причине засорения на этих скважинах отсутствуют. Динамика роста количества ремонтов из-за засорения ГНО в зависимости от проведения мероприятий по поддержанию заданных объемов добычи (ГРП, бурение и т.д.), показывает, что при увеличении числа проводимых мероприятий происходит увеличение отказов по засорению [65].

1.3 Пересыпание зоны перфорации продуктами разрушения пласта

Данный вид осложнения возникает и сразу после проведения ГРП, и повторно в процессе эксплуатации. На заключительной стадии ГРП в стволе скважины обязательно остается определенное количество проппанта, не закачанного в пласт расклинивающего агента. Объем его может колебаться от сотен килограммов до десятка тонн. Нормализация забоя перед спуском насоса проводится бригадами КРС, однако вынос проппанта продолжается и при

дальнейшей эксплуатации, что при отказе оборудования требует повторного проведения работ по нормализации забоя, что в свою очередь увеличивает затраты на КРС, время простоя скважины и загрязнение призабойной зоны [60].

Пересыпание зоны перфорации скважин с большим выносом песка осложняется тем, что борьбу с этим фактор начинают вести на поздней стадии эксплуатации скважины, когда призабойная зона уже сильно дренирована и наблюдаются частые пробкообразования. В то же время проведение работ по укреплению призабойной зоны на этапе заканчивания скважин после бурения дает самые лучшие результаты.

1.4 Механизм движения механических частиц в околоскважинной зоне

На практике вынос механических примесей: проппанта и песка обычно обусловлен воздействием фильтрационного потока на продуктивный пласт. При низких скоростях фильтрации силы сцепления между частицами превосходят силы гидродинамического давления. Поэтому выноса механических частиц не наблюдается. С увеличением скоростей фильтрации силы гидродинамического давления разрушают структурные связи между частицами или агрегатами последних [66].

Достаточно точно определяются критические скорости фильтрации для выноса частиц в скважине без фильтра. В этом случае частица находится в свободном состоянии и ее путь миграции не прегражден другими частицами. В реальных условиях в пласте частица находится в стесненном состоянии, так как окружена соседними частицами, часть которых преграждает путь возможного перемещения. В этой связи на суффозионные процессы влияют не только скорости фильтрации, размеры частиц, коэффициент трения породы, но и степень неоднородности пласта, окатанность частиц и т.д. Очевидно, что учесть влияние всех вышеперечисленных параметров для всего многообразия геологических условий и создать универсальные зависимости для прогнозирования суффозии не возможно.

Отмечено, что абсолютная скорость после установившегося режима, особенно для малых скоростей фильтрации слабо влияет на вынос механических примесей. К резкой интенсификации выноса частиц приводит изменение скорости фильтрации, как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения. Вынос частиц породы существенно возрастает при дестабилизации режима фильтрации, но с течением времени при установившемся режиме резко уменьшается (иногда прекращается). При установившемся режиме фильтрации вокруг пор пласта формируется арочная структура, силы сцепления между частицами и перепад давления компенсируют друг друга при заданном режиме фильтрации. При изменении режима эксплуатации меняется расход через арочную структуру, что приводит к ее переформированию.

Основной фактор, определяющий суффозию, - это режим фильтрации флюида в призабойной зоне пласта. При ламинарном режиме возможно формирование устойчивых арочных структур и предотвращение пескообразования при установившейся фильтрации. В случае турбулентной фильтрации арочные структуры под воздействием пульсирующих скоростей и давления разрушаются. Нарушение устойчивых структур можно наблюдать и в случае ламинарного режима при остановке или интенсификации откачки. В этом случае наблюдается пульсация давления на контуре арочной структуры, возникает гидравлический удар и дестабилизация режима фильтрации.

В пласте фракционный состав породы характеризуется плавным изменением размера частиц по кривой гранулометрического состава – в таких условиях процесс стабилизации выноса мехпримесей со временем отсутствует. В пласте, расчлененном упакованной проппантовой трещиной основной приток в скважину в процессе эксплуатации, а, следовательно, и максимальные скорости фильтрации наблюдаются именно по вновь созданной трещине. Эти скорости иногда в несколько раз превышают возможности коллектора пласта. Это приводит к преобладающему выносу как проппанта, песка, так и более мелких фракций по вновь образованной трещине. По мере эксплуатации объем выноса из трещины

пропанта и породы увеличивается. А это, в свою очередь, приводит к нарушению структуры пропантовой набивки трещины. Увеличивается объем полостей, образованных в околоскважинной зоне. С увеличением объема каверны ее устойчивость снижается и при некоторых критических значениях происходит обрушение стенок, сопровождающееся разрушением упакованности трещины и увеличением количества частиц породы, поступающей в скважину. Происходит формирование песчано-пропантовой пробки, которая может увеличиваться в размерах и пересыпать интервал перфорации. При обрушении каверны слабопроницаемые пропластки из вышележащих интервалов, обогащенные глинистыми и другими кольтатирующим элементами, частично перекрывают высокопроницаемый интервал.

В процессе последующей откачки в нижней части наиболее проницаемого интервала вновь формируется каверна, но уже на менее протяженном интервале притока. Сопротивление притоку в околоскважинной зоне трещины увеличивается за счет замещения части проницаемой породы на слабопроницаемую. Это приводит к увеличению неравномерности эпюры входных скоростей фильтрации и резкому развитию каверны в горизонтальном направлении.

Анализ современного состояния вопросов транспортирования механической взвеси по стволу скважины показывает, что нет единого мнения о влиянии режимов течения и показателей реологических свойств флюида на данный процесс. В то же время очевидно, что скорость выноса песка из скважины зависит от скорости оседания частиц в движущемся потоке скважинной жидкости.

Моделирование процесса выноса твердой взвеси в ствол скважины и ее транспорт через насосное оборудование позволило оценить максимальный размер частиц, способных быть вынесенными потоком жидкости при эксплуатации скважины. Расчеты показывают, что при эксплуатации скважины, поступающие из пласта твердые частицы, практически любых размеров, способны транспортироваться до приема насоса. Так, при вязкости жидкости 2 мПа·с максимальный размер поднимаемых потоком частиц составляет 0,6 мм. С

увеличением вязкости жидкости ее несущая способность увеличивается: при вязкости жидкости 10 мПа·с максимальный размер частиц достигает до 1,6мм [65].

1.5 Статистический анализ факторов, влияющих на работоспособность насосного оборудования

Механические примеси были, есть и, вероятно, останутся в обозримом будущем главным осложняющим фактором, который препятствует длительной нормальной эксплуатации электропогружных и штанговых насосов на нефтедобывающих скважинах Российской Федерации. Применение специальных средств защиты скважины и подземного оборудования от механических примесей (фильтры, сепараторы, износостойкое исполнение насосов) снижает эффект их вредного воздействия, но полностью его не устраняет. Основной ущерб погружному оборудованию механические примеси наносят двумя способами: посредством засорения рабочих органов насосов и за счет истирания их свободных и соприкасающихся поверхностей. В обоих случаях со временем это приводит к ухудшению рабочих характеристик насосов и, в случае отсутствия предупредительного ремонта, к выходу погружной установки из строя.

К настоящему времени отсутствует универсальная механистическая теория, способная прогнозировать вредное влияние механических примесей на работу насосного оборудования. Моделирование износа и засорения рабочих органов насоса оказывается весьма трудоемкой задачей, поскольку требует учета не только гранулометрического и минералогического состава твердых частиц в пластовой жидкости, но также и физико-химических свойств самой скважинной продукции, скорости движения потока, геометрических характеристик проточных каналов насоса, химического состава поверхности рабочих органов насоса и многих других параметров [67].

В отсутствии механистических теорий на первый план выходят статистические модели прогнозирования. Применительно к механическим примесям они основаны на статистическом анализе параметров, которые влияют

на отказы насосного оборудования из-за износа и засорения. В простейшем случае для группы скважин или месторождений удастся получить однопараметрическую зависимость частоты отказов насосов от влияющих факторов, при более сложном методе анализа строится многопараметрическая регрессионная кривая.

Основным недостатком статистических моделей прогноза является их локальная применимость: нет гарантии, что регрессионная зависимость, построенная на тестовой выборке скважин, будет так же хорошо описывать статистику отказов для любой другой группы скважин. Однако, при наличии достаточно обширной статистики и грамотно построенном методе анализа часто оказывается возможным охватить тестовыми выборками весь анализируемый фонд скважин. В этом случае вместо одной регрессионной зависимости можно построить и использовать для прогноза несколько зависимостей для каждой группы скважин, отличающихся специфическими признаками.

Говоря об адекватно построенном методе анализа необходимо выделить ряд критериев, которым должны удовлетворять регрессионные зависимости:

1) число определяющих прогнозную величину (в нашем случае – время безотказной работы насоса) независимых параметров должно быть оптимальным. С тем, чтобы с одной стороны обеспечивать надежность регрессии, с другой стороны давать возможность наблюдения только за значимыми параметрами для контроля прогноза;

2) полученная в результате статистического анализа регрессионная зависимость не должна противоречить физическому смыслу;

3) должны выполняться основные неравенства статистики, подтверждающие достоверность регрессии.

На примере выборок скважин месторождений нескольких регионов Российской Федерации, на которых произошли отказы внутрискважинного оборудования из-за вредного влияния механических примесей, методом регрессионного анализа исследована зависимость наработки на отказ электроцентробежных и штанговых насосов от эксплуатационных факторов.

Приведен общий алгоритм поиска регрессионных зависимостей для целей исследования [64].

Алгоритм построения множественной регрессии

В общем случае алгоритм построения множественной регрессии выглядит следующим образом:

На первом этапе определяется перечень факторов, из числа которых будут выбираться параметры для построения регрессионной зависимости. Для этого из множества доступных параметров из простых физических соображений выбираются те, от которых должна зависеть наработка на отказ [68].

В нашем случае главным определяющим параметром, влияющим как на засорение, так и на износ насосного оборудования, является количество взвешенных частиц (КВЧ), которое вычисляется как масса твердых частиц в единице объема продукции скважин. Другими параметрами, которые могут влиять на частоту отказов из-за механических примесей, являются дебит жидкости, обводненность, глубина спуска, динамический уровень, пластовое и забойное давления, типоразмер насоса (поскольку скорость засорения проходных каналов зависит от их геометрических размеров, то для насосов малых габаритов вероятность засорения будет выше), и их комбинации: депрессия на пласт, погружение под уровень, отношение фактического и номинального дебитов, масса выносимого песка в сутки.

После того как сформирован перечень независимых переменных X_i (часть из которых на самом деле может находиться в статистической и даже функциональной зависимости), которые являются кандидатами на роль предикторов функции Y (наработки на отказ), на втором этапе с помощью стандартной пошаговой процедуры определяется перечень параметров, входящих в регрессионное уравнение. Исследование ведется для линейной зависимости функции Y от переменных X_i . Смысл процедуры поиска параметров, входящих в регрессию, состоит в том, что сначала на основе сравнения простых

коэффициентов корреляции X_i с Y выбирается переменная X_{i1} , которой соответствует наибольшее значение, после чего оцениваются коэффициенты частной корреляции $r_{YX_i|X_{i1}}$ при фиксированном X_{i1} и выбирается второй по значимости предиктор X_{i2} и т.д. Процедура заканчивается в тот момент, когда все вычисленные значения критерия включения Фишера оказываются меньше установленного минимума. При этом на каждом шаге процедуры с помощью критерия удаления Фишера проверяется условие, что набор из n выбранных переменных предсказывает Y с большей точностью, чем набор из $n-1$ переменных с предыдущего шага, что позволяет гарантировать отсутствие предикторов с сильной парной корреляцией [69].

Кроме описанных параметров на отказы оборудования из-за мехпримесей могут влиять и другие факторы, которые сложно выразить в количественном отношении. К ним будем относить наименование производителя насоса, информацию о том, является ли оборудование новым или ремонтным, признак наличия соле-, парафиноотложения и коррозии при разборе отказавших насосов. Влияние этих факторов будем учитывать на третьем этапе алгоритма с помощью поправочных коэффициентов на итоговое уравнение множественной регрессии.

Анализ причин отказов ЭЦН

Факторный анализ влияния промышленных условий эксплуатации УЭЦН на статистику их отказов из-за механических примесей проводится на основе результатов разборов погружного оборудования и данных технологических режимов скважин, оснащенных этим оборудованием в период времени, предшествующий отказу. Для статистического анализа выбраны два региона Российской Федерации, отличающиеся специфичными условиями эксплуатации и испытывающие значительные трудности при добыче нефти с высоким содержанием механических примесей в скважинной продукции [69].

Месторождения Ставропольского края отличаются значительной глубиной залегания нефти (2500-3500 м), высокой температурой пластовой жидкости (130°C и выше) и эрозионно-коррозионной активностью добываемой продукции, вызванной в том числе и большой обводненностью скважин (в среднем около 80%). Отказы УЭЦН, обусловленные износом и засорением рабочих органов погружной части установки из-за механических примесей, составляют порядка 15-20% от общего числа отказов.

Для проведения статистического анализа использовались сводные данные по отказам УЭЦН с указанием причин отказов. В результате обработки данных были выделены три группы отказов, основной причиной которых по результатам «Дня качества» были объявлены механические примеси – это засорение рабочих органов ЭЦН, износ ЭЦН и прочие отказы, которые так же были классифицированы как отказы из-за механических примесей. Для построения множественной регрессии использовались только данные по отказам из-за засорения рабочих органов ЭЦН.

Поскольку полный перечень анализируемых параметров довольно велик, в таблицу 1.4 включены только основные: глубина спуска насоса (Нсп), дебит жидкости (Qж), динамический уровень (Ндин), обводненность (ОБВ), пластовое давление (Рпл), забойное давление (Рзаб) и количество взвешенных частиц (КВЧ). Как следует из анализа данных, средняя наработка отказавших скважин равна 88 суткам при высоком среднем значении КВЧ, равном 465 мг/л.

В таблице 1.5. приведена матрица корреляций по параметрам из таблицы 1.4. Значение коэффициента корреляции находится в промежутке от -1 до 1. Если коэффициент положителен – между факторами X_i и X_j существует прямая пропорциональная зависимость, если же отрицателен – обратная, то есть увеличение X_i вероятно вызовет увеличение X_j (или же наоборот, в зависимости от причинно-следственных связей, определяемых физическим смыслом). Близость абсолютного значения коэффициента корреляции к единице означает почти функциональную зависимость параметров (например, между X_i и $2X_i$). Близость коэффициента к нулю означает отсутствие какой-либо связи в выборке.

Таблица 1.4 - Статистика основных параметров по скважинам, отказавшим в результате засорения ЭЦН на месторождениях Ставропольского края в 2008-2009 гг.

Месторождение	Скв.	Наработка, сут	Ном.п одача, м ³ /сут	Нсп, м	Qж, м ³ /сут	Ндин, м	ОБВ, %	Рпл, атм	Рзаб, атм	КВЧ, мг/л
Величаевское	20	133	30	2390	19	1767	4	293	120	414
Владимировское	26	86	44	2002	36	1210	60	269	173	398
Ачикулакское	45	139	25	2048	26,4	1252	61	271	130	284
Ачикулакское	52	201	125	954	144	154	94	271	240	300
Колодезное	66	34	200	1553	209	319	95	285	240	528
Зимняя Ставка	101	122	125	1551	124,8	385	94	294	251	580
Зимняя Ставка	111	26	44	2207	36	950	18	272	173	460
Величаевское	118	129	200	2200	109,1	1198	63	273	165	547
Восточно-Безводненское	133	21	25	2391	17	1621	60	285	125	535
Колодезное	141	67	125	1900	144	385	90	271	228	
Западный Мектеб	149	218	59	803	86,4	284	90	272	227	330
Пушкарское	190	43	79	2200	57,6	1710	15	321	124	
Пушкарское	191	70	35	2437	28,8	1194	65	246	152	580
Ачикулакское	218	85	30	1954	19,2	1218	42	261	136	308
Озек-Суатское	219	102	44	2271	12,2	2000	8	275	103	420
Пушкарское (З/С)	233	116	50	2352	50,4	2010	85	297	152	396
Озек-Суатское	250	12	60	2254	24,1	650	10	303	180	870
Зимняя Ставка	258	80	44	2396	10,8	1504	18	253	141	378
Озек-Суатское	262	33	44	2302	31,2	1865	27	303	103	
Озек-Суатское	262	46	25	2587	34,3	1128	25	303	145	579

Помимо коэффициентов корреляции в таблице 1.5 приведен р-уровень для каждой пары, который демонстрирует достоверность полученных результатов или репрезентативность популяции. Например, результат с р-уровнем, равным 0,05, достоверен с вероятностью 0,95. Другими словами, вероятность того, что полученная закономерность – простая случайность, составляет 5%.

Как показывает таблица 1.5, из 36 коэффициентов парных корреляций 16 достоверны с р-уровнем 0,05. Из закономерностей, связывающих наработку на отказ с другими факторами, наиболее достоверной является ее связь с КВЧ и

глубиной спуска насоса (забегая вперед следует отметить, что комплексный параметр погружение под уровень, который не приведен в таблице 1.4, дает коэффициент корреляции - 0,576 с р-уровнем 0,016, т.е. его связь с наработкой на отказ тоже является достоверной).

Таблица 1.5 - Матрица корреляций по выборке скважин из таблицы 1.4.

	Нарботка	Ном.подача	Нсп	Qж	Ндин	ОБВ	Рпл	Рзаб	КВЧ
Нарботка	1,0000	0,1530 p=0,558	-0,6513 p=0,005	0,2618 p=0,310	-0,2055 p=0,429	0,4368 p=0,080	-0,1890 p=0,467	0,2850 p=0,268	-0,6262 p=0,007
Ном.подача	0,1530 p=0,558	1,0000	-0,4352 p=0,081	0,8904 p=0,000	-0,5228 p=0,031	0,5219 p=0,032	0,0897 p=0,732	0,6509 p=0,005	0,1797 p=0,490
Нсп	-0,6513 p=0,005	-0,4352 p=0,081	1,0000	-0,6725 p=0,003	0,7757 p=0,000	-0,6643 p=0,004	0,1023 p=0,696	-0,7984 p=0,000	0,3508 p=0,167
Qж	0,2618 p=0,310	,8904 p=0,000	-0,6725 p=0,003	1,0000	-0,7065 p=0,002	0,7245 p=0,001	0,1393 p=0,594	0,8395 p=0,000	0,0208 p=0,937
Ндин	-0,2055 p=0,429	-0,5228 p=0,031	0,7757 p=0,000	-0,7065 p=0,002	1,0000	-0,5120 p=0,036	-0,0285 p=0,914	-0,9033 p=0,000	-0,1559 p=0,550
ОБВ	0,4368 p=0,080	0,5219 p=0,032	-0,6643 p=0,004	0,7245 p=0,001	-0,5120 p=0,036	1,0000	-0,0636 p=0,808	0,6916 p=0,002	-0,2186 p=0,399
Рпл	-0,1890 p=0,467	0,0897 p=0,732	0,1023 p=0,696	0,1393 p=0,594	-0,0285 p=0,914	-0,0636 p=0,808	1,0000	0,1237 p=0,636	0,4733 p=0,055
Рзаб	0,2850 p=0,268	0,6509 p=0,005	-0,7984 p=0,000	0,8395 p=0,000	-0,9033 p=0,000	0,6916 p=0,002	0,1237 p=0,636	1,0000	0,1094 p=0,676
КВЧ	-0,6262 p=0,007	0,1797 p=0,490	0,3508 p=0,167	0,0208 p=0,937	-0,1559 p=0,550	-0,2186 p=0,399	0,4733 p=0,055	0,1094 p=0,676	1,0000

Для наглядной демонстрации этих зависимостей на рисунке 1.7 с помощью программы статистического анализа данных StatSoft STATISTICA 7.0 построены соответствующие диаграммы рассеяния, представляющие собой изображение множества точек на координатной плоскости. По оси ординат откладывается наработка на отказ, а по оси абсцисс – один из факторов (КВЧ или глубина спуска). Координаты каждой изображенной точки представляют собой результаты одного из замеров (случаев) [67].

Для каждой диаграммы дополнительно приведено уравнение и график линейной регрессивной функции, демонстрирующей общую тенденцию зависимостей одного параметра от другого. Регрессивные функции найдены методом наименьших квадратов и представлены на диаграммах сплошными прямыми. Каждая диаграмма также содержит доверительную область, которая с заданной вероятностью q включает в себя все точки генеральной совокупности. Таким образом, доверительная область так же, как и регрессивная функция, демонстрирует общую закономерность в зависимости двух параметров, но с конкретной вероятностью. В данном исследовании доверительные области строились с вероятностью $q = 0,95$ или 95%. На диаграммах рассеяния доверительные области ограничены пунктирными линиями (рисунок 1.7).

Перейдем теперь к процедуре построения множественной регрессии для наработки на отказ. Согласно описанному в предыдущем разделе алгоритму на первом этапе оцениваем простые коэффициенты корреляции наработки на отказ Y с независимыми параметрами X_i . Из таблицы 1.5 следует, что только два фактора коррелируют с наработкой с p -уровнем менее 0,05 – это глубина спуска насоса и КВЧ, причем коэффициент парной корреляции наработка – Нсп 0,6513 выше, чем коэффициент для корреляции наработка – КВЧ 0,6262.

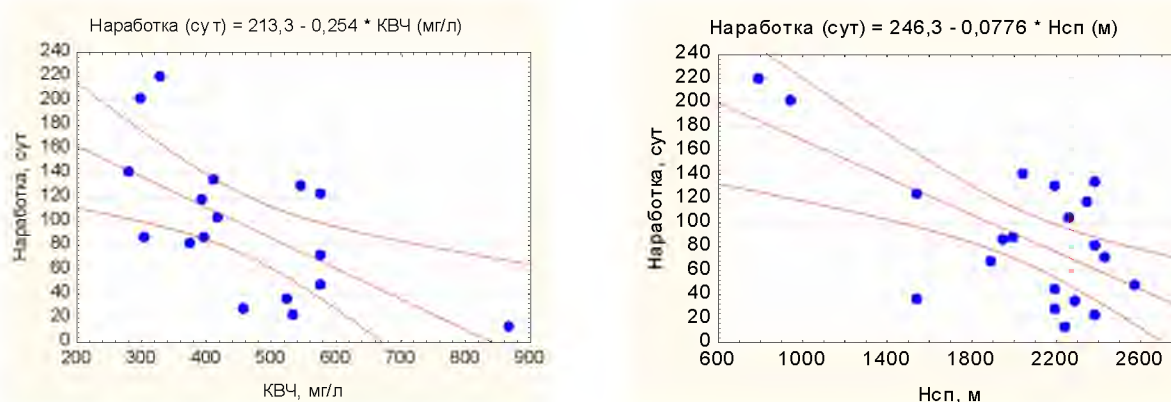


Рисунок 1.7 - Диаграммы рассеяния для зависимостей наработка–КВЧ и наработка–глубина спуска насоса, построенные по данным таблицы 1.5.

Еще один параметр, не вошедший в таблицу 1.5, погружение под уровень, дает 0,5761. Таким образом, в соответствии с описанным алгоритмом в качестве первого предиктора выбираем глубину спуска.

Оценка коэффициентов частной корреляции наработки с двумя независимыми параметрами, одним из которых является глубина спуска насоса, приводит к трем зависимостям, удовлетворяющим критерию Фишера, когда на место второго предиктора претендуют динамический уровень (с коэффициентом множественной корреляции 0,740), КВЧ (0,778) и погружение под уровень (0,740). В соответствии с алгоритмом построения множественной регрессии выбираем КВЧ. Поиск третьего вероятного предиктора к успеху не привел, регрессионный анализ показал, что все зависимости наработки на отказ от трех параметров являются менее достоверными, чем найденная двухпараметрическая зависимость. Результирующее уравнение регрессии имеет вид:

$$T = 295,1 - 0,0566 \cdot H_{\text{сп}} - 0,184 \cdot M \quad (1.1)$$

где T- наработка на отказ, сут;

$H_{\text{сп}}$ - глубина спуска насоса, м;

M - содержание механических примесей, мг/л;

т.е. рост КВЧ на 100 мг/л в среднем должен сокращать наработку на отказ из-за засорения механическими примесями на 18,4 сут, а увеличение глубины подвески насоса увеличивает риск снижения наработки на 5,7 сут. На рис. 1.8 по этому уравнению построена зависимость прогнозной наработки на отказ от фактической.

Ранее отмечалось, что помимо количественных параметров влияние на наработку могут оказывать факторы, которые не выражаются числовыми характеристиками.

В нашем случае это наименование производителя насоса, признак того, является ли насос новым или ремонтным, признак наличия соле-, парафиноотложения и коррозии при разборе отказавших насосов.

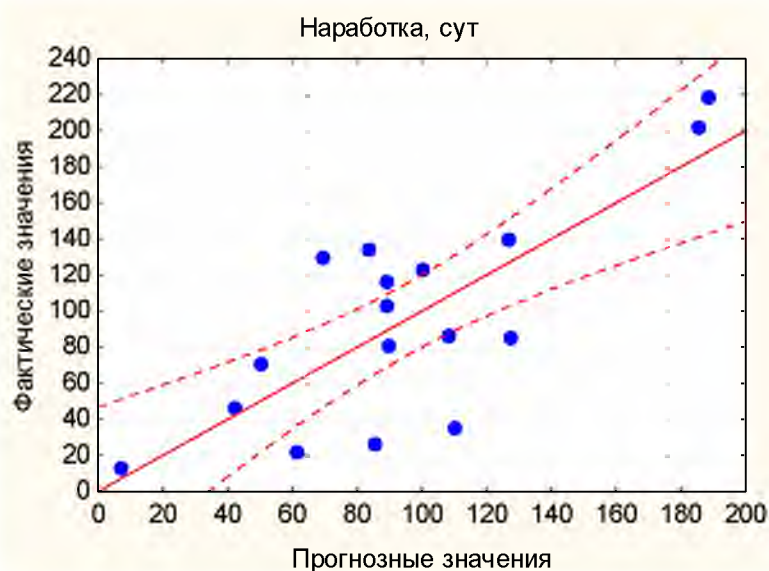


Рисунок 1.8 - Зависимость прогнозной наработки на отказ из-за засорения механическими примесями от фактической наработки для выборки скважин

Для группы скважин из таблицы 1.4 был проведен расчет средней наработки на отказ по каждому из этих пяти параметров. Так, например, рассчитывалась средняя наработка на отказ отдельно для новых и ремонтных насосов, для насосов, при разборе которых были обнаружено солеотложение и тех, для которых отложение солей зафиксировано не было, и т.д. Расчеты показали, что ни для одного из пяти параметров нет ярко выраженной зависимости наработки на отказ, вариация последней не превышает 10-20% от средней величины по всей выборке скважин (88,2 суток). Таким образом, необходимость во введении поправочных коэффициентов в уравнение множественной регрессии отсутствует и его можно использовать в виде (1.1).

Описанный статистический анализ был проведен для выборки из 17 скважин Приобского месторождения, отказы которых в 2009 году были вызваны износом рабочих органов насоса из-за вредного влияния механических примесей. В качестве возможных предикторов регрессии изучался тот же самый набор параметров, что и раньше. Статистический анализ показал, что удовлетворительную парную корреляцию с наработкой на отказ с p -уровнем менее 0,05 дают только два фактора: КВЧ с коэффициентом корреляции 0,7121 и депрессия на пласт (0,6599). На рис. 1.9 показаны диаграммы рассеяния и

доверительный интервал для этих переменных. Поиск многопараметрической зависимости в конечном итоге привел к уравнению множественной регрессии в виде:

$$T = 171,9 - 0,0724 \cdot M(\text{мг/л}) - 0,4138 \cdot \Delta P \quad (1.2)$$

где ΔP - депрессия на пласт, атм.

Из которого следует, что рост КВЧ на 100 мг/л в среднем приводит к сокращению наработки на отказ из-за износа рабочих органов ЭЦН на 7,2 сут, а рост депрессии на 10 атм дает снижение наработки на 4,1 суток. (рисунок 1.10).

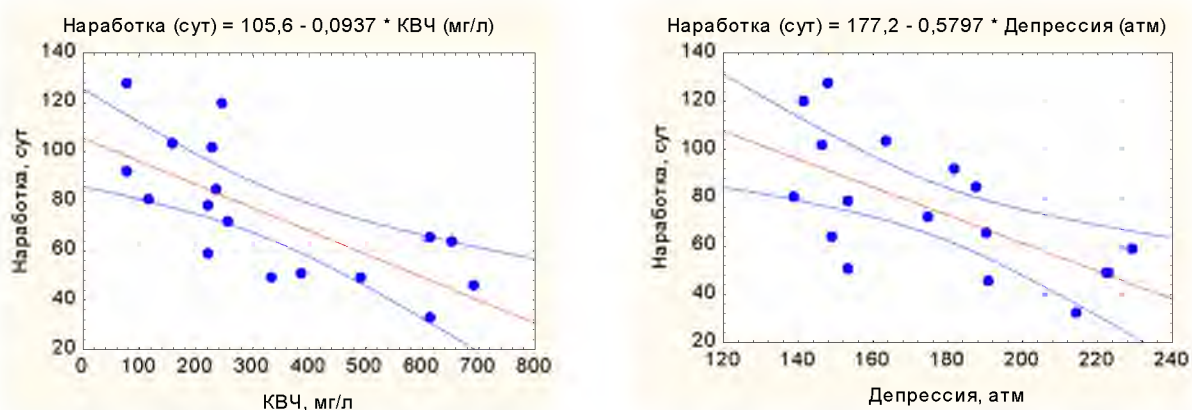


Рисунок 1.9 - Диаграммы рассеяния для зависимостей наработка – КВЧ и наработка–депрессия, построенные для выборки скважин Приобского месторождения

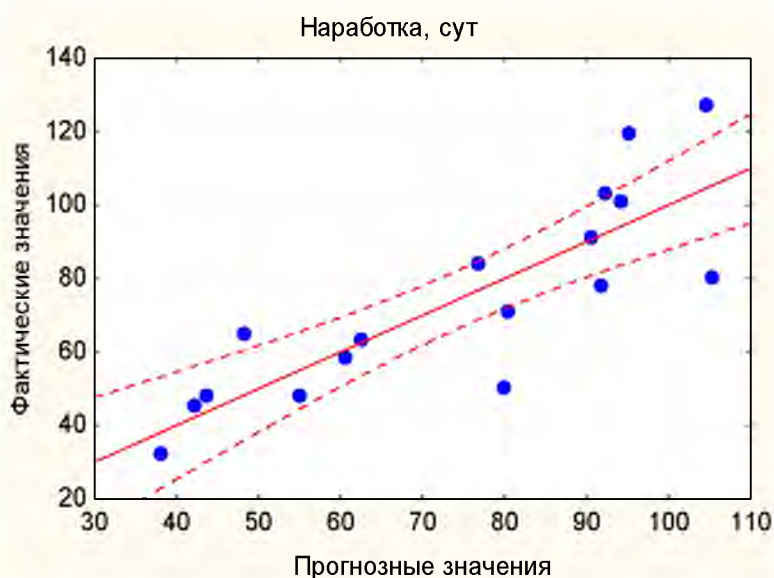


Рисунок 1.10 - Зависимость прогнозной наработки на отказ из-за износа рабочих органов ЭЦН механическими примесями от фактической наработки для выборки скважин Приобского месторождения.

Анализ наработок на отказ показал, что для насосов, при разборе которых было обнаружено солеотложение на рабочих органах, средняя наработка на отказ оказалась примерно на 20% меньше средней наработки всей выборки скважин. Это позволяет в приведенное выше уравнение регрессии (2) ввести поправочный коэффициент K , который равен 0,81 для солеотлагающих скважин и 1,04 для скважин, не относящихся к солеопасному фонду скважин. Итоговое уравнение множественной регрессии будет выглядеть следующим образом:

$$T = K \cdot (171,9 - 0,0724 \cdot M - 0,4138 \cdot \Delta P) \quad (1.3)$$

где K - поправочный коэффициент.

Анализ причин отказов СШН

Несмотря на то, что штанговые насосы в меньшей степени, по сравнению с электроцентробежными, подвержены вредному влиянию механических примесей, доля их отказов из-за утечек, заклинивания плунжера и износа клапанов, вызванных воздействием твердых частиц, остается высокой. Для статистического анализа причин отказов СШН использовались данные по наработке погружного оборудования двух добывающих предприятий Российской Федерации, где фонд штанговых насосов составляет значительную часть эксплуатационного фонда скважин, и присутствуют осложнения в добыче нефти, связанные с повышенным выносом песка из пласта [70, 71].

На рисунке 1.11 показаны диаграммы рассеяния для зависимостей наработка–коэффициент подачи насоса (отношение фактического и теоретического дебитов жидкости) и наработка–дебит жидкости, построенные для выборки скважин группы Барсуковского и Комсомольского месторождений Западной Сибири, эксплуатируемых СШН, которые отказали из-за засорения механическими примесями.

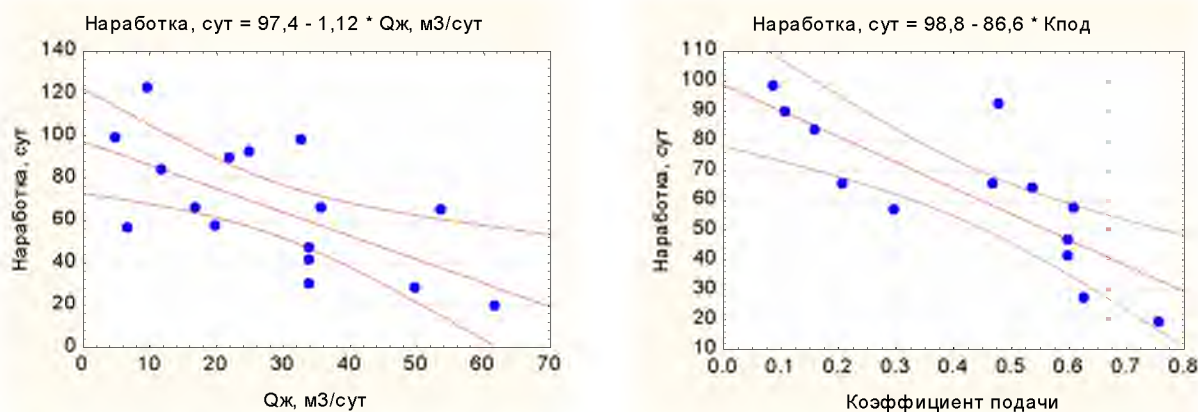


Рисунок 1.11 - Диаграммы рассеяния для зависимостей наработка–коэффициент подачи насоса и наработка–дебит жидкости, построенные для выборки скважин Барсуковского и Комсомольского месторождений.

Коэффициенты корреляции для двух этих зависимостей оказались наибольшими среди всех коэффициентов парных корреляций с наработкой на отказ: 0,797 и 0,643 соответственно. Однако, в силу сильной парной корреляции двух этих факторов (коэффициент корреляции равен 0,688), оба они не вошли в уравнение множественной регрессии, которое в данном случае оказалось линейной функцией наработки на отказ от коэффициента подачи насоса:

$$T = 98,8 - 86,65 \cdot \eta, \quad (1.4)$$

где η - коэффициент подачи насоса.

Сильная парная корреляция может быть легко объяснима, есть учесть, что коэффициент подачи насоса пропорционален дебиту жидкости, а диаметр плунжера и число качаний не сильно отличаются для разных скважин. Характер же зависимости (падение наработки с ростом дебита жидкости) можно объяснить тем, что с увеличением расхода жидкости через насос увеличивается и количество попадающих в него механических примесей. Отметим, что для анализируемой группы скважин КВЧ плохо коррелирует с наработкой на отказ из-за того, что интервал изменения его значений оказался очень узким: от 40 до 120 мг/л, где

отличия видятся несущественными. На рисунке 1.12 точками показаны фактические и прогнозные значения наработки на отказ, построенные по зависимости (1.4).

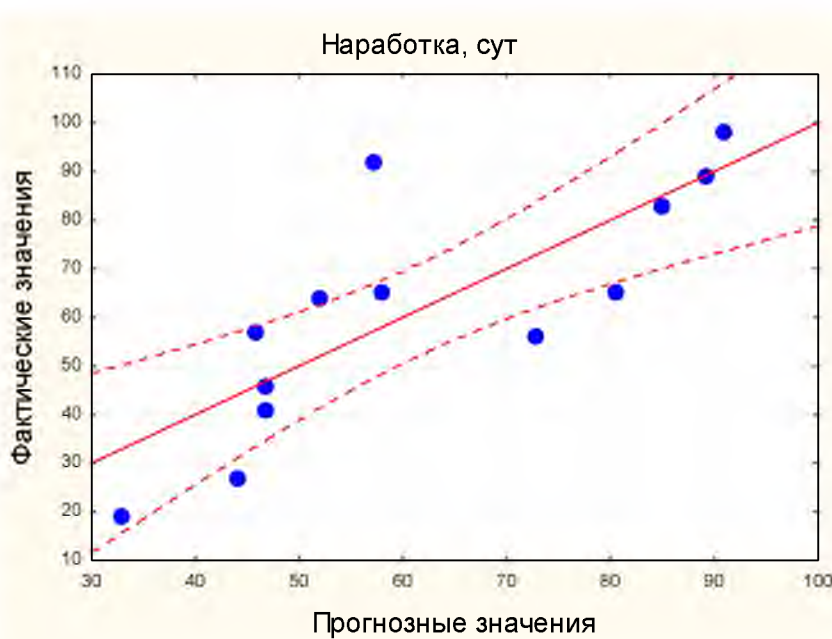


Рисунок 1.12 - Зависимость прогнозной наработки на отказ из-за засорения СШН механическими примесями от фактической наработки для выборки скважин Барсуковского и Комсомольского месторождений.

На рисунке 1.13 приведены диаграммы рассеяния для зависимости наработки на отказ СШН от четырех параметров с сильной парной корреляцией, построенные для выборки скважин месторождений Удмуртии, которые отказали в 2009 году по причине засорения насоса. В порядке убывания коэффициента парной корреляции этими параметрами являются КВЧ·Qж, обводненность, КВЧ и коэффициент подачи насоса.

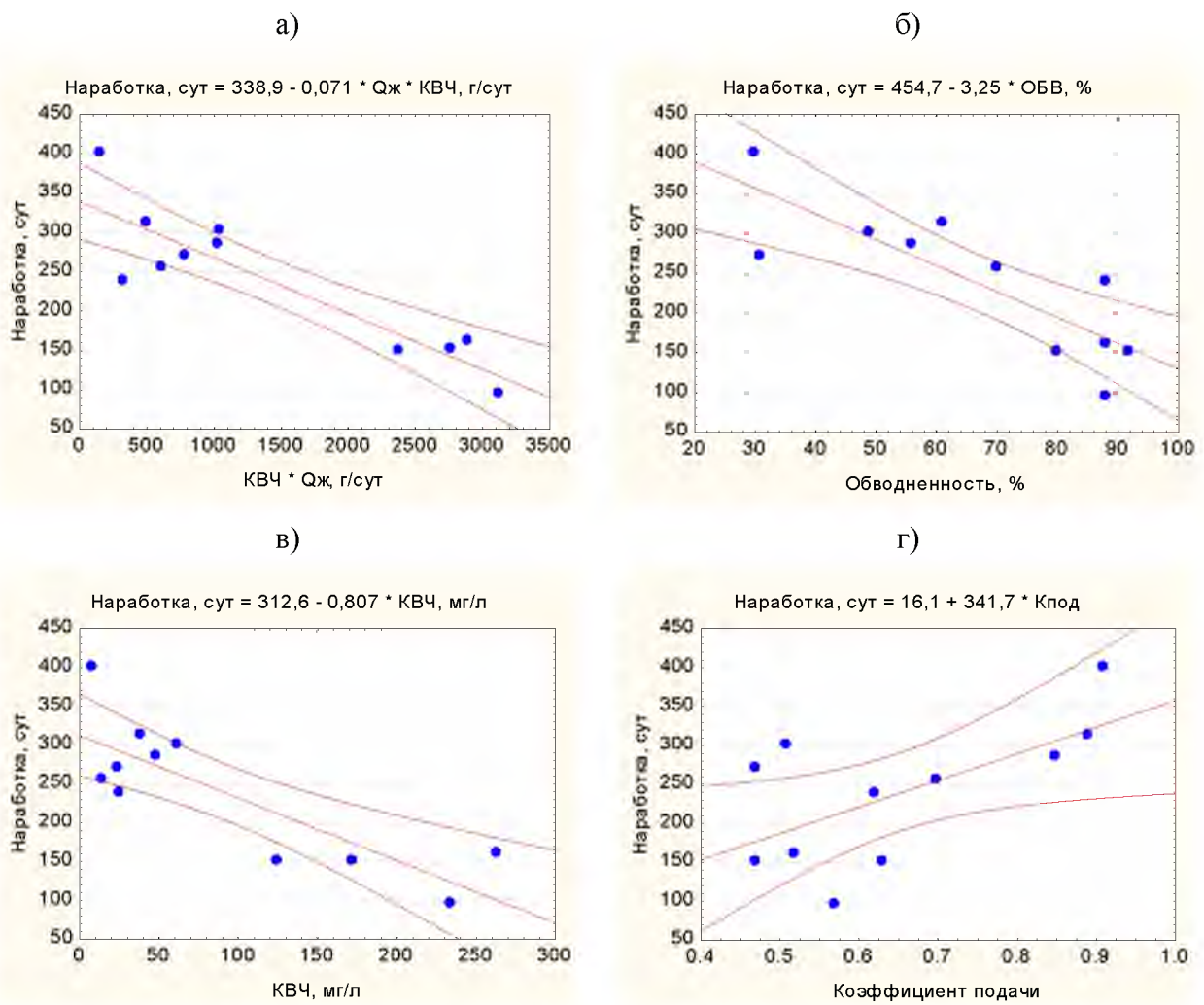


Рисунок 1.13 - Диаграммы рассеяния для зависимостей наработка–КВЧ*Qж (а), наработка–обводненность (б), наработка–КВЧ (в) и наработка–коэффициент подачи (г), построенные для выборки скважин месторождений Удмуртии.

Из рисунке 1.13 следует, что с ростом КВЧ, обводненности и скорости выноса механических примесей (произведение КВЧ на дебит жидкости) наработка падает, а с увеличением коэффициента подачи насоса она, наоборот, снижается. При этом последняя зависимость находится в противоречии с полученным ранее уравнением регрессии (1.4) для выборки скважин Западной Сибири.

Итоговое уравнение множественной регрессии имеет вид (рис. 1.14):

$$T = 417,5 - 1,659 \cdot V - 0,0485 \cdot M \cdot Q_{ж}, \quad (1.5)$$

где B - обводненность нефти, %;

$Q_{ж}$ - дебит жидкости, м³/сут.

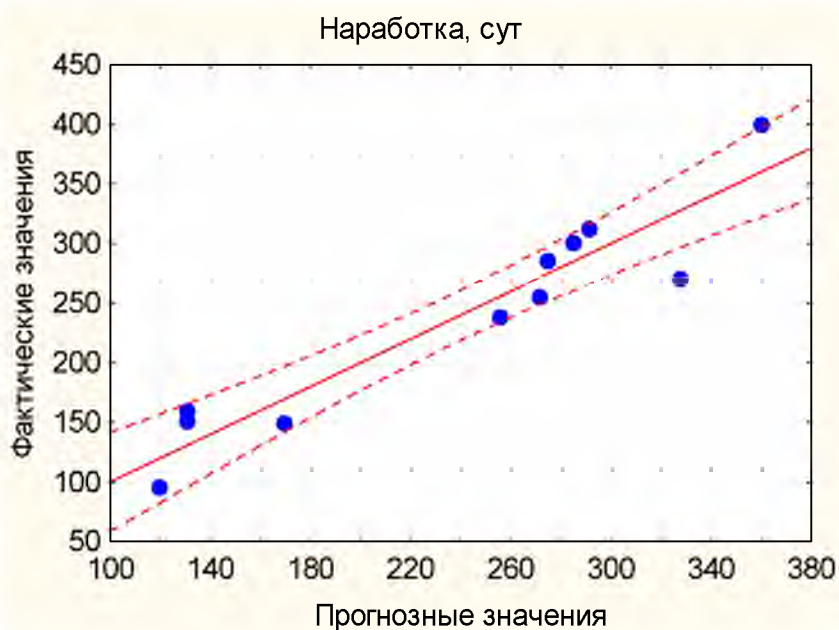


Рисунок 1.14 - Зависимость прогнозной наработки на отказ из-за засорения СШН механическими примесями от фактической наработки для выборки скважин месторождений Удмуртии

Из уравнения (1.5) следует, что наработка уменьшается на 10 суток при росте обводненности в среднем на 6%, увеличении КВЧ на 21 мг/л при дебите жидкости 10 м³/сут и увеличении дебита жидкости на 4 м³/сут при КВЧ 50 мг/л.

1.6. Выводы

1. Предложен алгоритм построения множественной регрессии, адаптированный для статистического анализа отказов глубиннонасосного оборудования из-за вредного влияния механических примесей (износ и засорение насоса). Применение алгоритма к анализу промысловых данных по отказам насосного оборудования показал, что с его помощью можно получить

регрессионные зависимости наработки на отказ от параметров технологического режима с достаточно высокой достоверностью аппроксимации.

2. Полученные корреляционные зависимости показывают, что наработка на отказ скважинных насосных установок снижается при увеличении на них эксплуатационной нагрузки: росте КВЧ, дебита жидкости, обводненности, глубины спуска, депрессии на пласт, коэффициента подачи. При этом число зависимых параметров в уравнении множественной регрессии, как правило, не превышает двух, а сами параметры могут варьироваться в зависимости от условий эксплуатации.

3. Зависимость выноса количества взвешенных частиц Ершовского месторождения от забойного давления имеет линейный, а от депрессии параболический характер.

4. Динамика роста количества подземных ремонтов из-за засорения глубинно насосного оборудования показывает, что проведение мероприятий по поддержанию заданных объемов добычи нефти (ГРП, бурение БС, ГТМ и др.) приводит к увеличению ПРС вследствие влияния мехпримесей.

Глава 2 Методы защиты внутрискважинного оборудования от механических примесей

2.1 Современные технологии борьбы с механическими примесями

Существуют две группы технологий эксплуатации нефтяных скважин с пескопроявлением: технологии, которые позволяют работать с механическими примесями, и технологии, направленные на предотвращение или снижение выноса механических примесей. К первой группе относятся технологии обеспечения условий выноса механических примесей (уменьшение отборов, снижение обводненности и т.д.) и технологии, основанные на использовании износостойкого насосного оборудования. Методы борьбы с пескопроявлением подразделяются на химические (использование химических реагентов для крепления призабойной зоны пласта), физико-химические (коксование) и механические (фильтры). Защитные фильтры могут устанавливаться на забое, в скважине ниже точки подвеса насоса и погружного электродвигателя (ПЭД), а также в составе УЭЦН вместо приемной сетки или на приеме штангового глубинного насоса (СШН см. рисунок 2.1) [1].

Среди современных технологий защиты погружного оборудования от механических примесей, которые нашли наиболее широкое распространение на месторождениях нефтедобывающих компаний, можно выделить следующие три направления:

- 1) крепление призабойной зоны;
- 2) специальное исполнение насосного оборудования (износостойкое, низкоадгезионное);
- 3) фильтры (забойные, перед насосом, в составе насоса, сепараторы).



Рисунок 2.1 - Технологии насосной эксплуатации скважин с выносом механических примесей

Крепление призабойной зоны пласта включает как физические, так и физико-химические методы борьбы с механическими примесями, и служит для ограничения выноса твердых частиц из пласта не в скважине, а непосредственно в призабойной зоне. Успешное применение технологии значительно, иногда в несколько раз, снижает количество твердых частиц, выносимых из пласта, что в ряде случаев позволяет отказаться от использования других технологий защиты насосного оборудования (фильтры, износостойкие насосы). В то же время, нельзя не отметить, что использование данной технологии имеет ряд недостатков, а именно, высокую стоимость реагентов для крепления пласта и высокую стоимость проведения самих работ, имеющиеся технологические ограничения (по пластовому давлению и температуре, толщине продуктивного пласта), неизбежное увеличение времени ремонта скважины, снижение (в большинстве случаев) продуктивных свойств коллектора.

Основные методы крепления призабойной зоны пласта приведены в таблице 2.1 [72].

Таблица 2.1 - Основные методы крепления призабойной зоны пласта

Метод	Механизм (способ) крепления ПЗП	Результат
Химический	Искусственное закрепление горных пород вяжущими и цементирующими веществами: синтетическими смолами, цементом с различными добавками, силикатами.	Снижение проницаемости продуктивного пласта на 20-30%
Физико-химический	- Закачка крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. - Методы закрепления пород путем коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработки призабойной зоны химреагентами с последующей термической обработкой, проведение гидроразрыва пласта с последующим закреплением.	Более эффективно при добыче тяжелой высоковязкой нефти.
Механические методы и их комбинации	Противопесочные фильтры различных типов и конструкций: сетчатые, спиральные, щелевые, проволочные (однослойные, многослойные) и другие, спускаемые на колонне труб, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности или подвесные.	Со временем в результате перемещения частиц к забою скважины происходит кольматация фильтра, что приводит к снижению продуктивности пласта.

Химические методы основаны на искусственном закреплении горных пород вяжущими и цементирующими веществами: смолами, цементом с различными добавками, силикатами и т.д. Их эффективность определяется достаточной устойчивостью пород после крепления без значительного ухудшения коллекторских свойств.

Применение составов на основе фурфуролового спирта и кислоты. Система обладает хорошей температурной стабильностью до 300°C и устойчива при контакте с пластовыми флюидами. Промысловые испытания проводились на 95 скважинах месторождения Керн Ривер (Калифорния). Пласты характеризуются

небольшой глубиной залегания, низким давлением и очень высокой проницаемостью. При этом порода имеет низкую механическую прочность, а нефть – высоковязкая (разработка ведется с закачиванием пара). Выбирались скважины с высокими значениями водонефтяного фактора (ВНФ). В результате работ вынос песка на скважинах снизился в среднем на 60%, максимум – на 95%. Также данный тип смолы использовался для водоизоляционных работ в 28 скважинах (успешность около 70%) [73].

За период с 1994 по 1996 годы было проведено 25 обработок скважин (Мексиканский залив). В зависимости от пластовой температуры (38-93°C) использовались различные концентрации отвердителей, при повышении температуры время выдержки на реакцию уменьшалось от 24 до 6 ч. Успешность обработок составила 80%. Расход материала на 1 м пласта составлял от 190 до 310 л/м [74].

Синтетические смолы могут применяться совместно с модификаторами фазовой проницаемости (RPM). Имеется зарубежный опыт испытания технологии RPM, для этого выбрана скважина с обводненностью продукции 60-70% (месторождение Ньюкен, Аргентина). Дизайн закачки планировался в 2 этапа. На первой стадии для консолидации песка закачивалась маловязкая фенолформальдегидная смола (с добавлением отвердителя), на второй – модификатор фазовой проницаемости. После обработки скважина была остановлена на 48 часов для отверждения смолы и адсорбции реагента. Эффект от обработки наблюдался в течение 12 дней (снижение обводненности до 30%), после чего содержание воды в продукции скважины увеличилось до прежнего уровня. Эффект консолидации (снижение выноса песка практически до нуля) оказался длительным при постоянном уровне дебита нефти 30 м³/сут. Вторая обработка проводилась на скважине месторождения в Оклахоме (США). После проведения ГРП наблюдался вынос песка и проппанта (RCP), пластовая температура 85°C, проницаемость породы низкая – от $0,1 \cdot 10^{-3}$ до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм². В результате

аналогичной обработки дебит воды снизился с 52 до 30 м³/сут при сокращении выноса песка [74].

Проведены опытно-промышленные работы по креплению призабойной зоны пескопроявляющих скважин различными смолами: карбамидной; сланцевой; фенолформальдегидной и др. на месторождениях Кубани. Крепление призабойной зоны с помощью карбамидной смолы осуществлен по следующей технологии. В скважину намыт крупнозернистый песок, а затем прокачен жидкость, состоящая из раствора (1 часть смолы +2 части воды +4–5 % объема 10 %-ной соляной кислоты), и продавлен водой или нефтью при давлении, не превышающем давление гидроразрыва пласта. Под действием катализатора — соляной кислоты — вязкость смолы увеличивается из-за поликонденсации и образуется твердая нефтепроницаемая масса. В скважинах НГДУ "Хадыженнефть" проведено 28 операций по креплению призабойной зоны пласта карбамидной смолой, в результате добыто более 6 тыс. т нефти. Аналогичные результаты получены на месторождениях НГДУ "Приазовнефть", где выполнено более 200 скважино-операций [75].

Крепление призабойной зоны сланцевыми смолами ТСД–9 и ТС–10 в 12 скважинах на месторождениях НГДУ "Хадыженнефть" показали низкую эффективность, где в качестве отвердителя использовались уротропин или формалин. Главная причина таких результатов, по мнению авторов, заключается в высокой обводненности продукции.

Также приведены результаты крепления слабосцементированных пород в призабойной зоне с помощью фенолформальдегидной смолы СФЖ–3012. Отвердевшая смола представляет собой полимер, не растворимый в воде, нефтепродуктах и кислотах. Важным свойством ее является увеличение прочности при отверждении от 3,5 до 50 МПа за первые 3 суток. Для обработки призабойной зоны используют раствор, содержащий 50 % СФЖ–3012, 35 % воды и 15 % соляной кислоты 10 %-ной концентрации. Испытания показали, что фенолформальдегидная смола более эффективна, чем сланцевая.

Кроме описанных технологий на месторождениях Кубани применяли вспененные смолы (смесь фенолформальдегидной смолы, газообразного агента и отвердителя), смолоспесчаные смеси (отсортированный песок, раствор смолы, буферную нефть и отвердитель) и специальный состав "Контарен", разработанный во ВНИИКРнефти. Указанные материалы оказались эффективными при креплении призабойных зон пескопроявляющих скважин. В частности, применение состава "Контарен-2" позволило в 63 опытных скважинах из 160 увеличить приток нефти до 35 % по сравнению с до ремонтным периодом. В 62 скважинах, обработанных составом "Контарен-2", удалось на 12 % уменьшить приток воды. Из 160 скважин положительный эффект получен в 100 [76].

Выполнен сопоставительный анализ трех систем для консолидации песка:
кремнийорганические составы (органосилоксаны);
водорастворимые полимеры;
осадок CaCO_3 , образующийся в ходе реакции карбамида с раствором хлорида кальция.

Согласно результатам экспериментов на кернах, наиболее эффективными оказались кремнийорганические составы, за счет своей химической природы они способны как образовывать высокопрочные гели, так и связывать между собой частицы песка при этом снижение проницаемости в среднем менее 10%. Промысловые испытания проведены на скважинах Северного моря. Осложнения в скважине заключались в недостижении потенциала по дебиту нефти из-за перспективы выноса песка (2,5 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, при потенциале 6 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ при толщине перфорированного интервала 35 м и обводненности менее 10%). После обработки дебит скважины составил 6 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ при обводненности 13% за счет конусообразования. Поэтому дебит скважины был снижен до 4,5 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Вынос песка отсутствовал в течение 2 мес., после чего начался его постепенный рост.

По аналогичной технологии были дополнительно обработаны 2 скважины (прирост дебита нефти после снижения депрессии составил 300 $\text{м}^3/\text{сут}$), в одной из

них наблюдалось увеличение обводненности, в результате чего через 2 недели дебит нефти немного снизился. Вынос песка снизился практически до нуля во всех трех случаях.

Значительный опыт крепления ПЗП с использованием синтетических полимеров (смола) накоплен в России. При консолидации крупного - и среднезернистого песков полимер конденсируется на поверхности песчинок и при отверждении цементирует песок. Другим направлением является использование тампонажных составов, при отверждении которых образуется проницаемый камень. В настоящее время в качестве таких материалов используется синтетическая смола «Геотерм-01» и «Линк». Полимерные составы обладают значительной прочностью, коррозионно-устойчивы в пластовых флюидах, однако, как отмечалось выше, они закупоривают поры пласта, снижают проницаемость, повышают гидродинамическое сопротивление притоку жидкости из пласта.

Результаты применения полимерной композиции «Геотерм-01» на месторождениях ООО «РН- Сахалинморнефтегаз» (Набиль, Катангли, Шхунное, Монги, 3-Сабо, Мухто) в период с 2007 по 2010 год показали положительный результат. Из 15 скважин, на которых проводились ремонтно-изоляционные работы, успешные результаты были достигнуты на 12 скважинах. Существенно увеличилась продолжительность МРП, а так же снизилась обводненность. В трех случаях неуспешное проведение обработки скважин произошло из-за отсутствия достоверных данных по характеру обводнения скважин, созданием необоснованных депрессий на пласт гидрожелонкой, а также с отсутствием циркуляции на скважинах. Успешность проведенных операций на скважинах ООО «РН - Сахалинморнефтегаз» полимерной композицией «Геотерм-01» составляет 80% [77]. Для примера на рисунках 2.2 и 2.3 приведена статистика наработок на отказ скважин до и после применения технологии крепления призабойной зоны пласта «ЛИНК» (ЗАО «ГеотехноКИН») и изменение скин-фактора для группы скважин Покурской свиты ОАО «Варьеганнефтегаз». При ее реализации последовательно проводятся следующие операции: закачка буферной оторочки

(6-8 м³), закачка основного состава (0.7-0.8 м³ из расчета на 1 м эффективной толщины пласта), закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.д.) объемом в 1.5-2 раза превышающем объем закачанного состава. После этого выдержка на отверждение состава и постепенный ввод скважины в эксплуатацию. Как следует из графиков, использование данной технологии позволяет существенно повысить наработку на отказ и добиться увеличения дебита жидкости, но при этом более чем в два раза снижается продуктивность пласта [65].

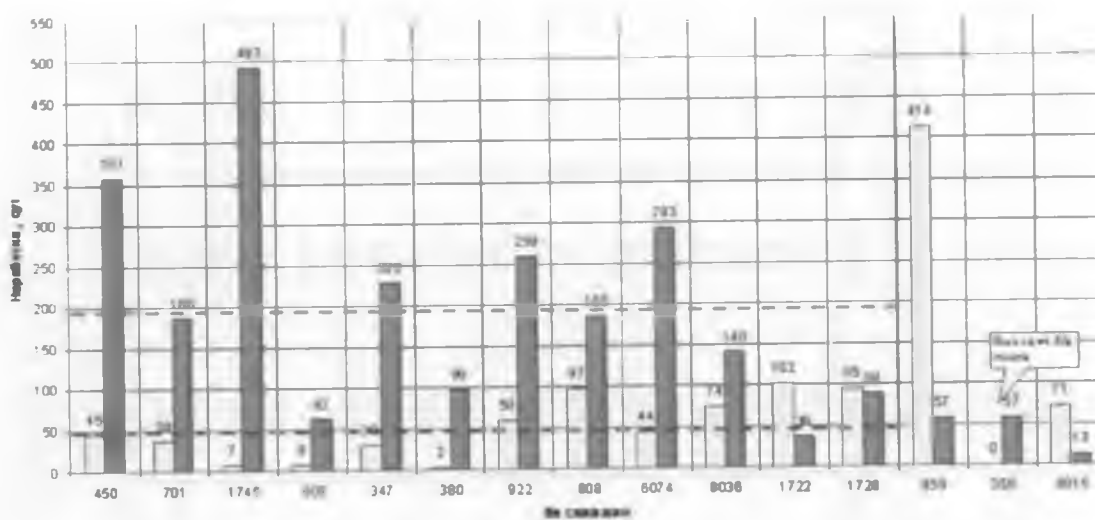


Рисунок 2.2 - Нарботка на отказ для скважин Покурской свиты ОАО «Варьеганнефтегаз» после применения технологии «ЛИНК» (светлые столбцы – до проведения ЛИНК, темные – после проведения ЛИНК)

К **физико-химическим** относятся методы, осуществляющиеся путем закачивания крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта; методы закрепления пород путем коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработки призабойной зоны химреагентами с последующей термической обработкой, Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых, высоковязких нефтей [78].

Для восстановления работы скважин, осложненных выносом песка, в НГДУ "Хадыженнефть" крепление призабойной зоны осуществляли путем закачки крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. В каждую скважину за одну операцию закачивали 8–10 т крупнозернистого песка (размер фракции 1,2–2 мм).

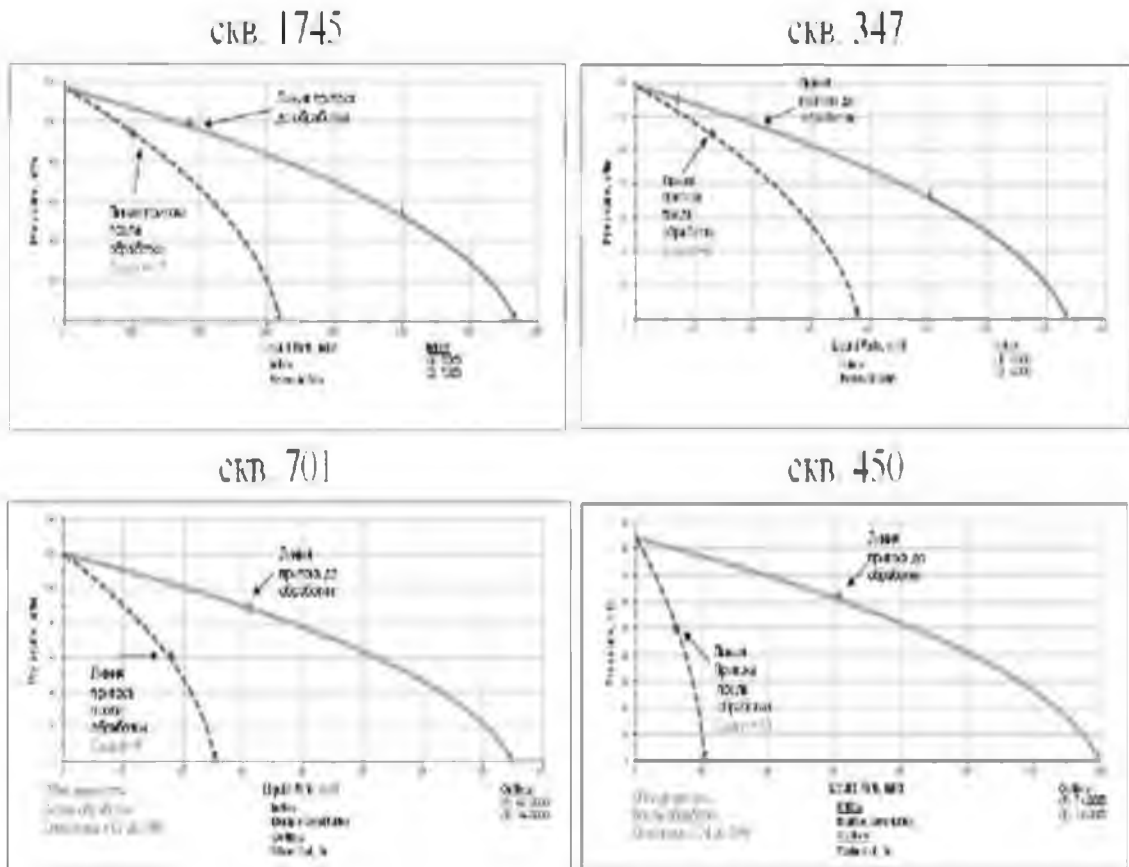


Рисунок 2.3 - Изменение скин-фактора для избранных скважин Покурской свиты ОАО «Варьганнефтегаз» после обработки ПЗП по технологии «ЛИНК»

В качестве жидкости-носителя использовали нефть вязкостью 80—120 мПа*с. Проведение этого мероприятия уменьшило число образований песчаных пробок в 3—4 раза. Кроме того, увеличился межремонтный период эксплуатации скважин от 35–40 дней до 3–4 месяцев. Крепление призабойной зоны пласта проводили и путем закачки в нее цементно-песчаных смесей на воде в соотношении количества цемента и песка 1:2.

Имеется опыт применения проппанта с полимерным покрытием для снижения выноса песка из пласта. Такие работы проводились на 3 скважинах месторождения Прадхо-Бэй со следующими условиями: пластовые температуры от 26 до 43°С, проницаемость пластов от 0,08 до 0,7 мкм², нефть высоковязкая, плотность её 920-950 кг/м³. При низких температурах в качестве реагента-отвердителя использовались материалы, несовместимые с боратными

сшивателями для жидкости гидроразрыва, одним из них являлась оксиэтилцеллюлоза. Две из трех обработок были успешными. После проведения гидроразрыва пласта в соответствии с дизайном производилась выдержка скважины на реакцию для консолидации проппанта. Только в одной из скважин после обработки наблюдались пескопроявления [79].

Гидроразрыв пласта с добавлением к проппанту упрочняющих волокон рассмотрено в работе проводится с целью интенсификации добычи нефти и приобщения интервалов. При этом слой проппанта является фильтром для выносимого песка. Для обеспечения эффективности обработки требуется предотвратить возможный вынос проппанта. Для этого используется добавка PropNET. Ее волокна образуют сетку, упрочняющую структуру проппанта в трещине. При этом можно получать трещины с большей шириной, критический дебит для начала выноса проппанта определяется фазовым составом и вязкостью добываемого флюида. Концентрация добавки составляет около 1,5% от массы проппанта, она совместима с вязкоупругими жидкостями разрыва (VES), применение которых наиболее желательно в этом случае. Для оптимизации процесса ГРП требуется, чтобы перфорационные отверстия в интервале располагались в одной плоскости. Работы проводились на месторождении Джованна (Адриатическое море, Италия), (газовые скважины с высоким выносом песка при низкой проницаемости породы по газу). В первой скважине после ГРП была увеличена депрессия, более 2,5 месяцев добыча газа велась в условиях отсутствия песка, частиц проппанта или волокон [79].

Метод крепления за счет термических процессов в призабойной зоне пласта включают окисление нефти с образованием кокса и взаимодействие химреагентов с породами пласта. Применение метода консолидации песка за счет коксования нефти при закачке нагретого воздуха в продуктивный пласт. На начальном этапе происходит окисление нефти, при этом увеличивается ее вязкость, в результате чего газ не полностью вытесняет нефть из призабойной зоны пласта. При дальнейшем прокачивании газа происходит прогрев нефти до оптимальной

температуры и продолжается процесс коксования с образованием нерастворимой в нефти твердой фазы, скрепляющей породу пласта. Согласно результатам лабораторных исследований, прочность скрепленной породы на сжатие составляет 9,6 МПа, проницаемость керна снижается не более чем на 30%. Описываемая технология была испытана на пяти скважинах месторождения Тула-ре (округ Керн, Калифорния), нефть которого характеризуется высокой вязкостью (3500 мПа*с) и плотностью 970 кг/м³. Глубина залегания пластов составляла 200-1000 м. Закачивание нагретого воздуха (210°C) производилось со скоростью 23-37 тыс. м³/сут в течение нескольких суток (4-9). Дебиты нефти до обработки не превышали 1 м³/сут, после обработки составили в среднем 24 м³/сут при обводненности 17%, при сокращении выноса песка практически до нуля. В двух случаях эффективность работ была низкой из-за наличия дополнительных осложнений (негерметичности колонн). Показано, что наиболее успешное применение термических методов возможно при нефтенасыщенности пласта более 0,4 [79].

К **механическим** методам относятся противопесочные фильтры различных типов и конструкций: сетчатые, спиральные, щелевые, проволочные (однослойные, многослойные) и другие, спускаемые на колонне труб, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности или подвесные. При использовании щелевых или проволочных фильтров без гравийной обсыпки нужно правильно выбирать ширину щелей с учетом размеров частиц пластового песка, который необходимо задержать. Там, где щелевые и проволочные фильтры не могут задержать тонкозернистые пески и где фильтры с очень малым раскрытием щелей легко закупориваются, широко применяются гравийные фильтры с наружной обсыпкой или подвесные. При выборе гравийных фильтров приходится ориентироваться на самые тонкие фракции пластового песка, присутствующие в продуктивном интервале. Однако такой подход иногда вынуждает использовать гравий, который отрицательно влияет на продуктивность скважины. Однако, данные фильтры часто закупориваются мелкими частицами при добыче и,

следовательно, способны вызывать кольматацию фильтрующей зоны (отложение глины, окислов железа, выпадение солей при несовместимости водных растворов). Происходит закупорка призабойной зоны пласта этими частицами, что приводит к значительному снижению проницаемости призабойной зоны. В этом случае даже проведение кислотных обработок ПЗП не обеспечивает восстановление первоначальной продуктивности скважины.

2.2 Сравнительные характеристики фильтров

Скважинные фильтры изготавливаются из различных материалов (металл, пластик), имеют неодинаковую протяженность (от метра до нескольких сотен метров) и конструкцию фильтрующих элементов. В сетчатых фильтрах фильтрующая поверхность, иногда многослойная, выполнена в виде сетки. Данные фильтры сравнительно легко устанавливаются в скважину и извлекаются из нее при проведении ремонтных работ. Сетчатые фильтры позволяют задерживать достаточно мелкие частицы (до 50 мкм и менее), поэтому довольно часто применяются в тех случаях, когда необходимо обеспечить высокую степень очистки скважинной продукции (например, фильтр тонкой очистки). Из недостатков следует выделить сравнительно большие входные сопротивления на сетчатых фильтрах и их низкую ремонтпригодность в случае повреждения или засорения фильтрующих элементов [1].

Основным элементом проволочных фильтров является профилированная проволока, которая наматывается на каркас, состоящий из параллельных стержней. На заре своего применения проволока для фильтра имела круглое сечение. Это часто приводило к тому, что при контакте с породой щели между обмотками проволоки заполнялись твердыми частицами, которые вызывали расклинивающий эффект, способствующий уплотнению породы и закупорке фильтра. Со временем конструкция проволочных фильтров претерпела изменение: вместо круглого сечения стали использоваться треугольные профили проволоки, причем одна из

вершин треугольника направлялась внутрь фильтра, а две другие располагались на его внешней стороне (см. рис. 2.4) [80].

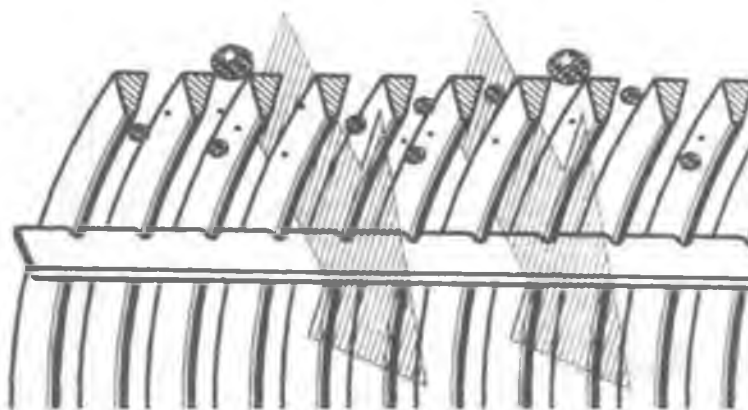


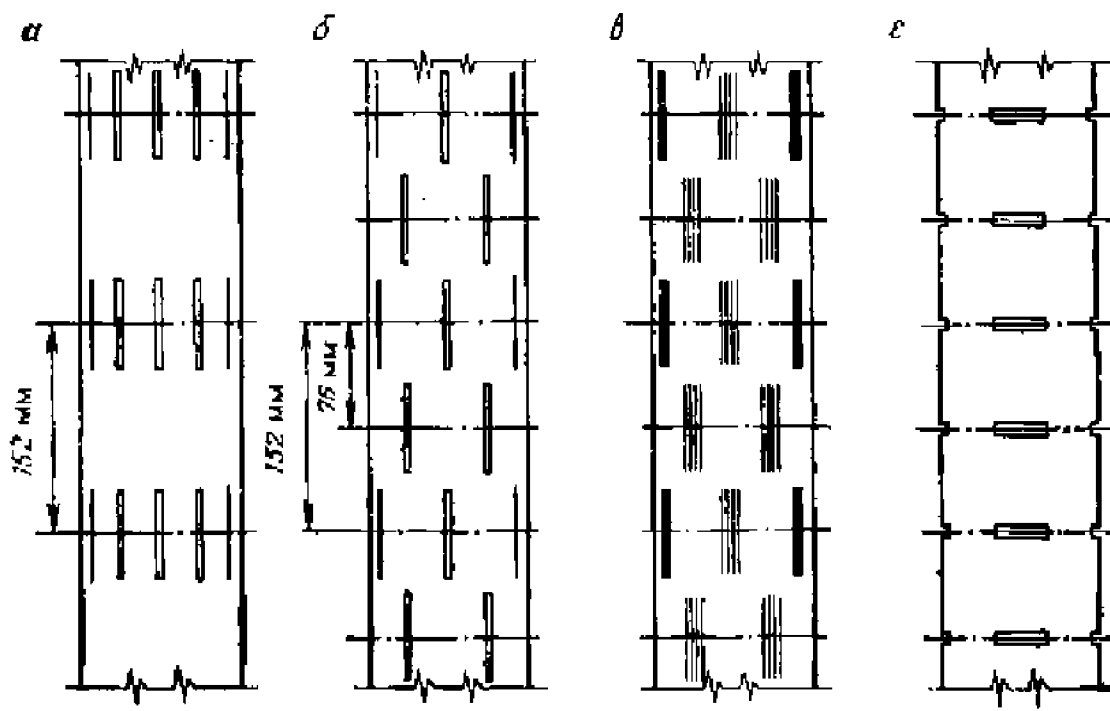
Рисунок 2.4 - Решетка фильтра с треугольным профилем

В процессе откачки пластовой жидкости с твердыми частицами поверхность таких щелей не способствует цементации и уплотнению породы, а напротив, стимулирует вынос частиц, меньших по размеру щели, и очищение профильтрованной зоны от шлама, мелких фракций и кольматантов. Современные конструкции проволочных фильтров обеспечивают регулировку межвиткового расстояния, позволяющую адаптировать фильтры под конкретные скважинные условия.

Конструкция щелевых фильтров имеет много общего с конструкцией проволочных фильтров (рисунок 2.5), поскольку и в том и в другом случае пластовая жидкость и механические примеси фильтруются через узкие щели (довольно часто используется название проволочно-щелевой фильтр). В отличие от проволочного фильтра ширина щели для щелевого фильтра всегда строго фиксирована [80].

Основным недостатком классических щелевых фильтров является их низкая скважность - отношение суммарной площади фильтрующих отверстий к общей площади поверхности фильтра. Для увеличения скважности в современных щелевых фильтрах (например, ЖНШ) используется технология, аналогичная той,

которая применяется для проволочных фильтров, когда профилированные элементы (кольца или стержни) привариваются к опорным конструкциям.



а) щели расположены симметрично, б) щели расположены в шахматном порядке, в) двойные щели, г) горизонтальные щели.

Рисунок 2.5 - Щелевые фильтры

Это препятствует смятию фильтра в процессе спуско - подъемных операций на скважине, делает его конструкцию устойчивой по отношению к внешним воздействиям. К гравийным относятся фильтры, у которых поверхность, контактирующая с породой, состоит из искусственно вводимого гравия, расположенного вокруг опорных фильтровых каркасов. Гравийные фильтры собираются на устье скважины, либо намываются непосредственно на забое. Основным преимуществом гравийных фильтров по сравнению с фильтрами других конструкций является то, что они могут успешно применяться при большой неоднородности частиц коллектора [81]. Фильтры устанавливаются в скважину с целью очистки добываемой из пласта жидкости от песка, проппанта и других механических при-

месеи и должны выполнять две основные функции: 1) защита от проникновения твердой фазы, 2) создание минимального гидравлического сопротивления.

Расчет пропускной способности фильтра в зависимости от создаваемого на нем перепада давления в общем случае является сложной задачей, требующей знания геометрических характеристик фильтра, физико-химических свойств пластовой жидкости и гранулометрического состава твердой породы. Простейшая зависимость дебита от перепада давления основана на использовании формулы истечения из затопленного отверстия [81]:

$$u = \omega \sqrt{AP/p}, \quad (2.1)$$

где u - скорость истечения из отверстия, ω - коэффициент расхода, ζ - скважность фильтра, AP - перепад давления в фильтре, p - плотность жидкости. Как следует из формулы (1), скорость и соответственно дебит пропорциональны квадратному корню из AP с коэффициентом $x = A*\zeta$, который называется гидравлическим параметром фильтра.

Как показывают эксперименты, гидравлический параметр x изменяется в широких пределах от 0.2 до 0.9, что объясняется разнообразием условий работы фильтров в реальных условиях и сложностью их классификации и типизации. В таблице 2.2 приведены данные измерения гидравлического параметра и скважности для фильтров различных конструкций при контакте с породой с разным гранулометрическим составом [82].

На рисунке 2.6 представлены кривые зависимостей проницаемости фильтра k_f от его скважности η , из которого следует, что наименьшее гидравлическое сопротивление при одинаковой скважности обеспечивают каркасно-проволочные фильтры, скважность которых может быть рассчитана по формуле

$$\eta = \frac{b_1 h_1}{(b_1 + b_2)(h_1 + h_2)}, \quad (2.2)$$

где b_1 и h_1 - ширина и высота горизонтальной щели, b_2 - толщина стержня, h_2 - толщина проволоки. Проницаемость фильтра при этом рассчитывается по формуле:

$$k_1 = \eta \frac{\rho g r}{\mu_1 s} \quad (2.3)$$

где с учетом прежним обозначений μ_1 - коэффициент динамической вязкости жидкости, Па·с, $r = b_1 h_1 / (b_1 + h_1)$ - гидравлический радиус, м, $s = 7.2(b_1/h_1 + 0.1)^{-0.22}$ - показатель сопротивления трубы для щелевого фильтра, 1/м.

Преимущество каркасно-проволочных фильтров над щелевыми иллюстрирует также рисунок 2.7, на котором сравниваются пропускные способности гравийных фильтров с различным исполнением корпуса [82].

Приведенные результаты обзора лабораторных испытаний различных конструкций фильтров с одной стороны (рис. 2.7, таблица 2.2) свидетельствуют о преимуществах каркасно-проволочных фильтров с треугольным профилем проволоки над остальными исполнениями фильтрационной поверхности. В то же время говорить об однозначном выборе таких фильтров в качестве технологий защиты скважинного оборудования от пескопроявления неправильно, поскольку многое зависит и от характеристик твердых частиц. В качестве примера на рис. 2.8 приведена карта применения забойных фильтров в пространстве D50-D40/D90. Здесь DX - размер твердых частиц, при котором суммарная масса частиц с размером больше или равным DX равна x.

Как следует из графика, проволочные фильтры эффективны для средне- и крупнозернистых песчаников при малых коэффициентах однородности песка D40/D90 (отношение максимального размера 40% частиц к максимальному размеру 90% всех частиц от массы пробы песка).

Таблица 2.2 - Результаты промышленных испытаний фильтров различных конструкций

Тип фильтра	Скважность, λ	Гидравлический параметр, x
Проволочный с круглым сечением	0.18	0.32-0.51
Сетчатый	0.15	0.40-0.68
Штампованный со щелями типа «мост»	0.04 0.07	0.26-0.82 0.30-0.64
	0.11	0.30-0.56
	0.15	0.27-0.53
Щелевой с треугольным сечением	0.05	0.57-0.88

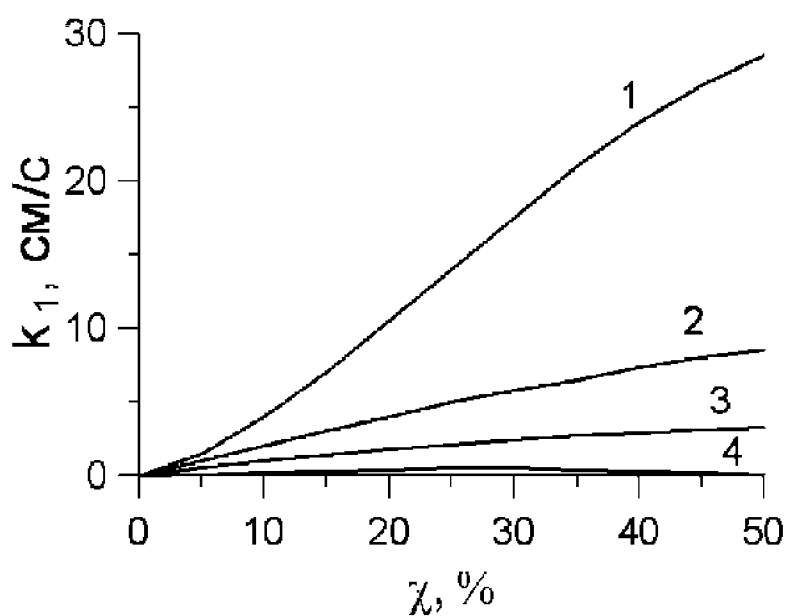


Рисунок 2.6 - Зависимость проницаемости фильтров различных конструкций от скважности. 1 - каркасно-проволочный фильтр, 2 - фильтр с мостообразными отверстиями, 3 - щелевой, 4 - сетчатый

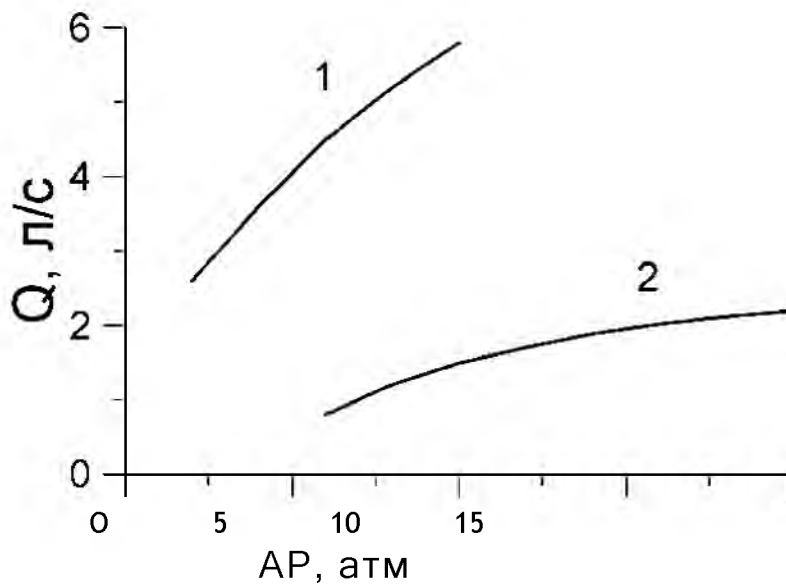


Рисунок 2.7 - Пропускная способность гравийных фильтров с проволочным (1) и щелевым (2) корпусом.

При больших коэффициентах неоднородности более предпочтительны сетчатые многослойные фильтры, которые в отличие от проволочных способны удерживать частицы разных размеров. Наконец, в случае, когда песчаник состоит из существенно неоднородных по размеру частиц, приоритет принадлежит гравийным фильтрам [82].

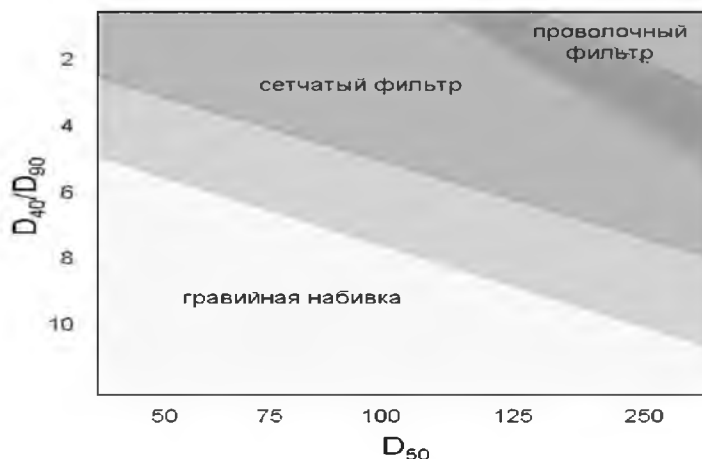


Рис. 2.8. Карта применимости забойных фильтров (переходные зоны ограничены пунктирными линиями)

2.3 Фильтры в составе скважинного штангового насоса

Относительно небольшие дебиты и более простая конструкция штанговых насосов по сравнению с ЭЦН делает применение фильтров на приеме штанговых насосов чрезвычайно эффективной технологией защиты погружного оборудования от вредного влияния механических примесей. В настоящее время производством и внедрением фильтров для УСШН различных конструкций занимается более двух десятков отечественных производственных предприятий, в том числе такие, как ООО ТД «Элкам-Нефтемаш», ООО «Нефтеспецтехника», ЗАО «ПО Стронг», ООО «РосПромСервис», ООО «РусЭлком», ООО «ТатПром-Холдинг» и другие. Все фильтры для УСШН можно условно разделить на две большие группы: собственно фильтры, которые задерживают механические примеси на фильтрующей поверхности, предотвращая их попадание на прием насоса, и сепараторы, работа которых основана на гравитационном и инерционном принципах. Выбор того или иного типа фильтра (или их комбинации) определяется условиями эксплуатации, а также количеством и гранулометрическим составом выносимой породы.

Характерные дебиты для нефтедобывающих скважин эксплуатируемых УСШН, в большинстве случаев не превышают 20-25 м³/сут. При этом относительные скорости движения пластовой жидкости, газа и твердых включений достаточно велики, что позволяет для их разделения использовать естественную сепарацию под действием сил тяжести. На этом принципе, а также на принципе резкого изменения направления потока, построены конструкции большинства газопесочных якорей. Можно выделить две элементарные схемы, использующие эти принципы. В первой схеме (сепаратор прямого действия) жидкость с частицами движется вниз по кольцевому пространству между корпусом сепаратора и всасывающей трубкой. Во второй схеме (сепаратор обратного действия) происходит обратное движение: сначала жидкость движется вниз по центральной трубке, а после поворота поднимается к насосу по кольцевому пространству. При этом при повороте часть песка выпадает из потока и осаждается в накопителе (рисунок 2.9) [83].

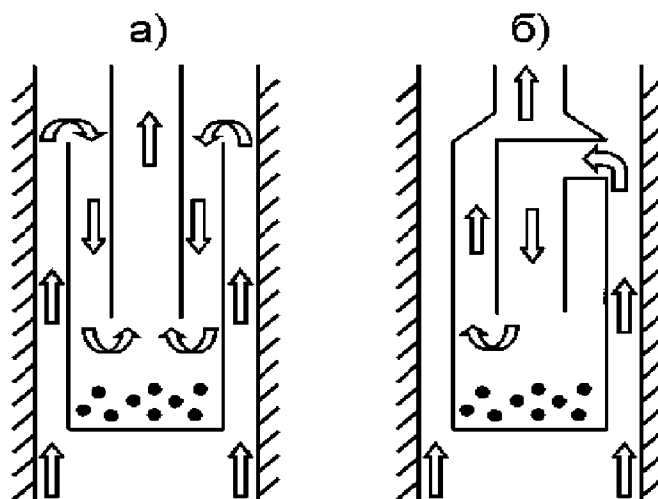


Рисунок 2.9 - Песочный сепаратор прямого (а) и обратного действия (б)

Примером сепаратора механических примесей в составе УСШН служит газопесочный якорь ПГ-3 (ООО ТД «Элкам-Нефтемаш»), который предназначен для исключения (или значительного снижения) вредного влияния песка и других механических примесей, попадающих в клапанные и плунжерные пары СШН, рабочие органы насосов и поверхностное оборудование (рисунок 2.10).

ПГ-3 является сепаратором обратного действия, в котором дополнительно реализован еще и центробежный принцип разделения фаз в потоке. Жидкость, находящаяся в затрубном пространстве, по кольцевому пространству между обсадной колонной и НКТ поднимается вверх, и, проходя через проволочный фильтр, меняет направление на противоположное. Далее жидкость движется по кольцевому пространству, образованному внутренней стенкой НКТ и наружной стенкой приемо-выкидного патрубка, на который навита нисходящая спираль, заходящая в пескоотводящий патрубок. На песочной спирали при движении жидкости по кругу и вниз происходит отделение песка, который осаждается в накопителе. Далее поток жидкости снова меняет направление и поднимается вверх по внутреннему каналу приемо-выкидного патрубка. Длина накопителя может составлять от одной до четырех подвесных труб и определяется условиями

эксплуатации (дебит, КВЧ) [83]. Из традиционных фильтров можно выделить фильтр скважинный регулируемый (противопесочный) ФРП-1УМ (ООО «РусЭлком»), который предназначен для предотвращения попадания механических примесей на прием глубинного насосного оборудования и защиты деталей насоса от отложений парафина. Фильтр состоит из корпуса с продольными пазами, внутри которого размещается пружина с фланцами, создающими лабиринтное уплотнение опорных витков. Для регулирования межвиткового зазора пружины, которая имеет специальное коррозионно-стойкое исполнение, используется гайка со стороны заглушки. Фильтр устанавливается перед всасывающим клапаном насоса (рисунок 2.11) [84].

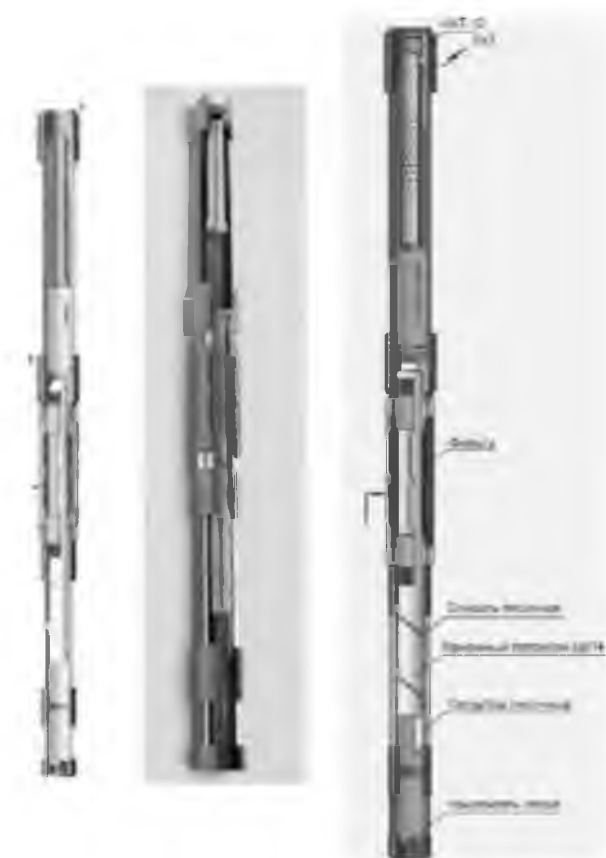


Рисунок 2.10 - Газопесочный якорь ПГ-3

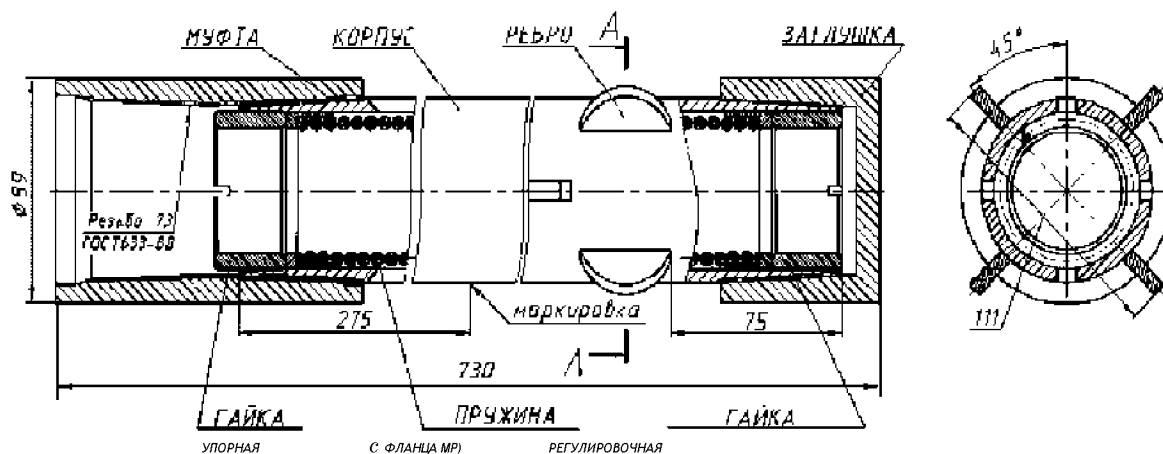


Рисунок 2.11 - Фильтр ФРНП-1УМ

Основные технические характеристики фильтра ФРНП-1УМ представлены в таблице 2.3 [85].

Таблица 2.3 - Технические характеристики ФРНП-1УМ

Диаметр НКТ, мм	73
Межвитковый зазор, мм	0...1
Непостоянство межвиткового зазора пружины, мм, не более	0.4
Длина, мм	730
Наружный диаметр, мм	89
Ширина по ребрам, мм	111
Масса, кг, не более	12

Как традиционные фильтры, так и сепараторы механических примесей, не лишены недостатков, которые ограничивают их применение в скважинах. Основной недостаток механических фильтров состоит в том, что во многих случаях они достаточно быстро засоряются и заиливаются мелкими частицами. В результате снижается пропускная способность фильтра и увеличивается создаваемый им перепад давления. Сепараторы имеют другой важный недостаток -

переполнение накопителя, которое через определенное время приводит к прекращению подачи насоса. Основное направление проектирования защитных фильтров сегодня - это разработка конструкций и фильтрующих поверхностей, которые способны в течение длительного времени защищать насос от механических примесей и при этом сохранять высокую пропускную способность и малый перепад давления.

Приведены данные промысловых испытаний и область эффективного применения некоторых технологий защиты погружного оборудования от механических примесей в отечественных нефтедобывающих компаниях, собранные на основе анализа литературных публикаций и материалов конференций (таблица 2.4).

Таблица 2.4

Область эффективного применения методов защиты насосного оборудования от мехпримесей

Вид	Состав	Технология и свойства рабочего состава	Условия применения	Результат / Успешность
1	2	3	4	5
Химический	Составы на основе фурфурилового спирта и кислоты	Температурная стабильность до 300°C и устойчивость при контакте с пластовыми флюидами	На 1 м пласта от 190 до 310 л/м. Пласты с небольшой глубиной залегания, низким давлением и очень высокой проницаемостью	Успешность около 77%
	Синтетические смолы (фенолформальдегидная смола)	Дизайн закачки в 2 этапа. На первой стадии для консолидации песка закачивается маловязкая фенолформальдегидная смола (с добавлением отвердителя). На второй – модификатор фазовой проницаемости	Пластовая температура около 85°C, проницаемость породы низкая, от 0,1 до 5 мД	Успешность около 95%
	Синтетические смолы («Геотерм-01»)	Продавливание в пласт пористого материала	Крупно и среднезернистые пески	Снижение коэффициента продуктивности пласта на 25%, успешность около 55%
	Синтетические смолы	Продавливание в пласт гидрофобной	Крупно и среднезернистые	Снижение

	(«ЛИНК»)	жидкостью с образованием пористого материала	пески	коэффициента продуктивности пласта на 15%, успешность около 75%
	Кремнийорганические составы (органосилоксаны)	Технология включает закачку нефти для вытеснения воды из призабойной зоны, т.к. консолидация значительно ускоряется при взаимодействии с водой	Интенсивный вынос песка, приводящий к резкому снижению добытой нефти	Успешность около 95%
Физико-химический	Крупнозернистый песок	Крепление призабойной зоны осуществляли путем закачки состава в пласт при давлении гидроразрыва пласта. Жидкость-носитель нефть вязкостью 80—120 мПа*с. Закачивается 8–10 т крупнозернистого песка (размер фракции 1,2–2 мм)	В условиях интенсивного выноса песка	Число образований песчаных пробок уменьшился в 3—4 раза. Увеличился МРП от 35–40 дней до 3–4 месяцев
	Цементно-песчаная смесь	Закачка цементно-песчаной смеси на воде с соотношением 1:2 при давлении ГРП	Предварительное создание искусственной трещины.	Эффективность низкая
	Проппант с полимерным покрытием	При низких температурах в качестве реагента-отвердителя используются материалы, несовместимые с боратными	Пластовые температуры от 26 до 43°С, проницаемость пластов от 0,08 до 0,7 мкм ² ,	Успешность около 67%

		сшивателями для жидкости гидроразрыва, оксиэтилцеллюлоза	нефть высоковязкая, плотность 920-950 кг/м ³	
	ГРП с добавлением к проппанту упрочняющих волокон – добавка PropNET	Волокна образуют сетку, упрочняющую структуру проппанта в трещине. Концентрация добавки около 1,5% от массы проппанта	Газовые скважины с интенсивным пескопроявлением, низкая проницаемость пласта по газу.	Успешность около 95%
	Окисление нефти с образованием кокса в ПЗП	Консолидация песка за счет коксования нефти при закачке нагретого воздуха в продуктивный пласт. Нагретый воздух (210°C) закачивается со скоростью 23-37 тыс. м3/сут в течение 4-9 суток	Глубина залегания пластов 200-1000 м, нефть с высокой вязкостью (3500 мПа*с) и плотностью 970 кг/м ³	Успешность около 95%
Механический	Забойные фильтры	Щелевые; проволочные (однослойные, многослойные); етало-керамические; титановые; сетчатые и др. Устанавливаются в эксплуатационной колонне в интервале перфорации пласта. Тип, конструкция и набивка забойных фильтров должны выбираться с учетом особенностей	Эффективно, если диаметр фильтрационных каналов не более чем в 2 раза больше диаметра зерен песка, выносимого из пласта. В условиях выноса мелкозернистого песка их	Со временем происходит кольматация фильтра

		коллектора, свойств пластового флюида и параметров ствола для конкретного месторождения.	применение малоэффективно.	
	Внутриколонные гравийные фильтра	Изготавливаются на поверхности. Иногда заполняют гравием кольцевое пространство между обычным забойным фильтром и стенками эксплуатационной колонны.	Чаще всего при эксплуатации нескольких пластов путём чередования с забойными фильтрами.	
	Гравийные фильтры в открытом стволе	Принудительно намывают гравий в интервал открытого ствола.	Устанавливаются там, где прочность призабойной зоны позволяет расширить ствол скважины	Обладают более низкими фильтрационными сопротивлениями

2.4. Использование насосов в износостойком исполнении

Эксплуатация скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей негативно сказывается, прежде всего, на паре «плунжер-цилиндр». В соответствии с ГОСТ Р 51896-2002 допускается упрочнение внутренней поверхности цилиндров скважинных штанговых насосов в зависимости от условий эксплуатации (таблица 2.5) [85].

Таблица 2.5 - Материал цилиндров и условия эксплуатации

Материал	Условия эксплуатации
Углеродистая сталь с упрочнением внутренней поверхности, серый чугун	Некорродирующая неочищенная нефть без абразивных компонентов
Углеродистая сталь с термохимическим упрочнением внутренней поверхности, низколегированная сталь с термохимическим уплотнением, серый чугун	Некорродирующая обводненная неочищенная нефть с немногими абразивными компонентами
Углеродистая и низколегированная сталь с твердохромированным покрытием внутренней поверхности	Обводненная неочищенная нефть с невысокой коррозией соленой водой и повышенным содержанием абразивных компонентов
Закаленная нержавеющая сталь	Сильно обводненная неочищенная нефть с высокой коррозией соленой водой и немногими абразивными компонентами
Монель-металл	Сильно обводненная неочищенная нефть для тяжелых условий коррозии соленой водой с CO ₂ и H ₂ S, без абразивных компонентов
Монель-металл, сталь с твердохромированным покрытием внутренней поверхности	Сильно обводненная неочищенная нефть для тяжелых условий коррозии соленой водой с CO ₂ и H ₂ S, и повышенным содержанием абразивных компонентов

Производители скважинных штанговых насосов в числе прочих характеристик указывают максимально допустимое значение КВЧ, которое обычно составляет 1,25-1,3 г/л. При больших КВЧ используются штанговые насосы с улучшенными противоабразивными характеристиками. ОАО «ПНИТИ» освоило выпуск ряда износостойких штанговых насосов для различных условий эксплуатации [86].

Износо-коррозионностойкие насосы. Предназначены для работы в условиях сильного износа от воздействия высокоагрессивной среды и большого содержания механических примесей в добываемой жидкости. Износо-коррозионностойкие

насосы изготавливаются из нержавеющей стали аустенитного класса 12X18H10T. Внутренний канал цилиндра подвергается поверхностному упрочнению с обеспечением твердости HV 1050-1200 на глубину до 100 мкм. Упрочнение наружной поверхности плунжера обеспечено напылением износостойкого порошка твердостью не менее HRA 75 на глубину 0,35 мм. Материал клапанных пар: стеллит (кобальтовый сплав), карбид вольфрама или карбид хрома, нержавеющая сталь 95X18.

Скважинные штанговые насосы с эластичным плунжером. Предназначены для работы в условиях агрессивных сред с высоким содержанием механических примесей. Отличительная особенность данного типа насосов: в конструкцию насоса введен новый модифицированный материал на основе фторопласта. Благодаря уникальным свойствам нового эластичного материала плунжера (высокая износостойкость, низкий коэффициент трения, отсутствие хладотекучести, высокая радиационная и химическая стойкость, упругая деформация) достигнуто увеличение долговечности насоса в 2-3 раза, по отношению к насосам с металлическими плунжерами. Под действием давления столба жидкости фторопластовый плунжер своей наружной поверхностью прижимается к внутренней поверхности цилиндра, полностью выбирая зазор [87].

Преимущества:

- исключается попадание механических частиц в зазор плунжер-цилиндр и, как следствие, уменьшается износ цилиндра;
- плунжер не подвержен коррозии в любых агрессивных средах;
- исключается заклинивание плунжера даже при длительном простое скважины;
- стабильность работы насоса при добыче жидкости с высоким содержанием газа и механических примесей;
- возможность увеличения хода плунжера при сохранении длины цилиндра;
- ремонтпригодность из-за малого износа цилиндра;
- низкая себестоимость.

Опыт разработки и внедрение различных видов насосов показал эффективность специальных насосов, функциональные свойства и технические характеристики которых выбирают с учетом особенностей эксплуатации. Правильный выбор насоса позволяет получить прирост добычи нефти, повысить срок службы насоса, даже в агрессивной среде, сократить затраты на спуско-подъемные операции.

2.5 Выводы

1. Дана оценка эффективности применения современных методов защиты насосного оборудования от механических примесей.

2. Установлено, что для СШН разработан огромный спектр пескозащитных устройств, в которых реализован принцип многоступенчатой сепарации с использованием гидродинамических эффектов: разворота струй газожидкостной смеси, центробежного эффекта, ускорения потока со сменой направления течения, эффекта укрупнения газовых пузырьков мелких фракций с их последующей сепарацией, однако, вопросы защиты штанговых насосов до конца не решены.

3. Фильтры забойные, перед насосом, в составе насоса являются наиболее эффективной по соотношению затраты - эффект и распространенной технологией защиты скважины и глубиннонасосного оборудования от вредного влияния механических примесей. При этом наилучшие фильтрационные свойства демонстрируют каркасно-проволочные фильтры, однако, и они подвержены быстрому забиванию или пропуску мехпримесей.

4. При подборе фильтров для скважины необходимо учитывать гранулометрический состав механических примесей, который определяет не только такие параметры фильтра, как проходной размер ячеек, межвитковый зазор, но и саму его конструкцию.

Глава 3. Экспериментальные и теоретические исследования фильтрационных характеристик полимерно-волокнистого пористого материала

3.1 Экспериментальные исследования пропускной способности полимерно-волокнистого пористого материала

В добывающих скважинах, продукция которых характеризуется повышенным содержанием механических примесей, для снижения их негативного влияния на работоспособность насосного оборудования необходимо использование фильтра [1, 89, 96]. Эффективность очистки жидкости, поступающей на прием штангового насоса, в основном определяется качеством фильтроэлемента (сменного картриджа). В последние годы отечественной промышленностью освоен серийный выпуск нового полимерно - волокнистого пористого материала (ПВПМ), который может быть предложен для использования в качестве фильтроэлемента (картриджа) при создании нового скважинного фильтра штангового насоса тонкой очистки [89].

С этой целью проведены исследования фильтрационных характеристик фильтроэлемента на жидкости с механическими примесями, моделирующей добываемую продукцию Комсомольского нефтяного месторождения. Исследования проведены на специальной установке прокачки модельной жидкости через элемент фильтра с определением основных фильтрационных характеристик.

Описание фильтроэлемента

Фильтроэлемент из ПВПМ представляет собой пористую трубу, образованную многослойной навивкой полимерной нити. Наружный диаметр составляет 54мм, внутренний 40 мм, толщина стенки 7 мм. Для проведения лабораторного эксперимента подготовлен специальный образец, вырезанный из боковой

поверхности стандартного фильтра. Размеры экспериментального образца и другие его характеристики представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Размеры фильтрующего элемента

Наименование параметра	размер	Вычисленные характеристики	размер
Высота	20 мм	Площадь внешней стенки	33,91 см ²
Внешний радиус	27 мм	Площадь внутренней стенки	25,12 см ²
Внутренний радиус	20 мм	Объем фильтра	20,661 см ³
Толщина стенки	7 мм	Объем порового пространства в фильтре	17,148 см ³
Пористость материала фильтра	0,83 д. е.		

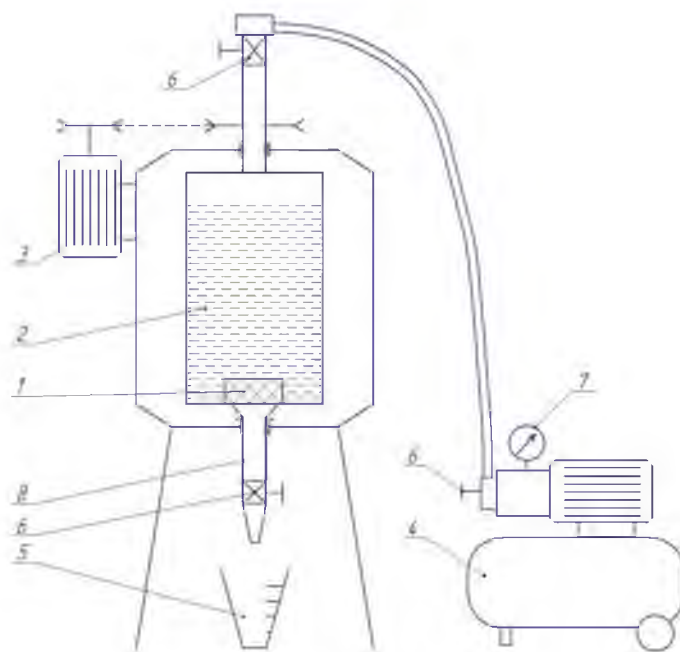
Стандартное оборудование фильтрационных установок не позволяет тестировать фильтрующий элемент данной конфигурации, поэтому создана специальная фильтрационная установка. Фотография образца фильтрующего элемента представлен на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 - Образец фильтрующего элемента

Специально подготовленный образец фильтра высотой 20мм помещался на дно светопроницаемого сосуда высокого давления. Нижняя часть образца

соединена с основанием сосуда (с донной конической поверхностью). Верхний торец образца герметично закрыт. В центре донной конической поверхности сосуд имеет отверстие диаметром 5 мм и пробоотборник с краном. Сверху емкость герметично закрыта крышкой с отверстием для подачи воздуха с заданным давлением. Схема лабораторной установки показана на рисунке 3.2.



1-фильтроэлемент, 2-бункер, 3- привод для вращения бункера, 4-компрессор, 5-мерный стакан, 6-кран, 7-датчик давления, 8-выкидной патрубок

Рисунок 3.2 - Схема специальной экспериментальной установки

Методика тестирования. В сосуд с предварительно установленным в нем образцом фильтра, заливали модельную жидкость объемом 1 литр с растворенными в ней механическими примесями в содержании 100 г/л.

В качестве механических примесей был использован песок керна Северо-Комсомольского месторождения. Предварительно песок разных проб был просушен, взвешен и отсортирован по фракциям путем просеивания через сита разной крупности ячеек. Данные по составу пробы песка приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Состав пробы песка кернов Северо-Комсомольского месторождения

№	Размер частиц, мм	Масса, г	Доля от общей массы, %
1	>0,5	2,96	2,90
2	0,5-0,25	0,77	0,75
3	0,25-0,16	49,77	48,83
4	0,16-0,1	37,17	36,46
5	<0,1	11,27	11,06
Всего		101,94	100,00

В качестве модельной жидкости был использован раствор глицерина в воде. Соотношение было подобрано таким образом, чтобы вязкость составляла не менее 100 мПа*с. Вязкость полученной пробы жидкости составила 102 мПа*с, что близко к значению вязкости пластовой нефти Северо-Комсомольского месторождения [92].

После заливки жидкости сосуд с фильтром закрывался герметичной крышкой, и через специальное отверстие подавался воздух под давлением. Давление воздуха регулировалось с помощью редуктора, установленного на компрессорной линии подачи сжатого воздуха фильтрационной установки УИК-5(2), и определялось по электронным датчикам давления установки. После достижения заданного значения давления воздуха в емкости с фильтром открывался кран пробоотборника для фильтрации раствора через рабочую поверхность образца фильтра. При этом фиксировалось время фильтрации. Профильтрованная жидкость отбиралась в мерные колбы. Полученные таким образом пробы после окончания эксперимента отмывались от глицерина. Определялось общее количество осадка и состав каждой пробы.

При фильтрации жидкости на первом и всех последующих этапах (всего 4 этапа) наблюдалось постепенное снижение фильтрации. Для перехода на следующий этап перекрывался кран на выходе емкости, увеличивалось давление

воздуха в ней, и вновь открывался кран. Основные результаты, тестирования фильтрующего элемента, приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Результаты тестирования фильтрующего элемента

№ замера, пробы	Объем пробы, см ³	Накопленный объем прокачки, см ³	Время отбора пробы, сек.	Перепад давления dP _i , МПа	Содержание частиц в пробе (КВЧ), мг/л
1	50	50	84	0,025	-
2	110	160	151	0,060	6502,7
3	100	260	145	0,198	3933,9
4	75	335	215	0,306	3201,2
5	50	385	181	0,485	2955,6

Пропускная способность фильтроэлемента снижается по мере увеличения накопленного объема прокачанной жидкости (рисунок 3.3).

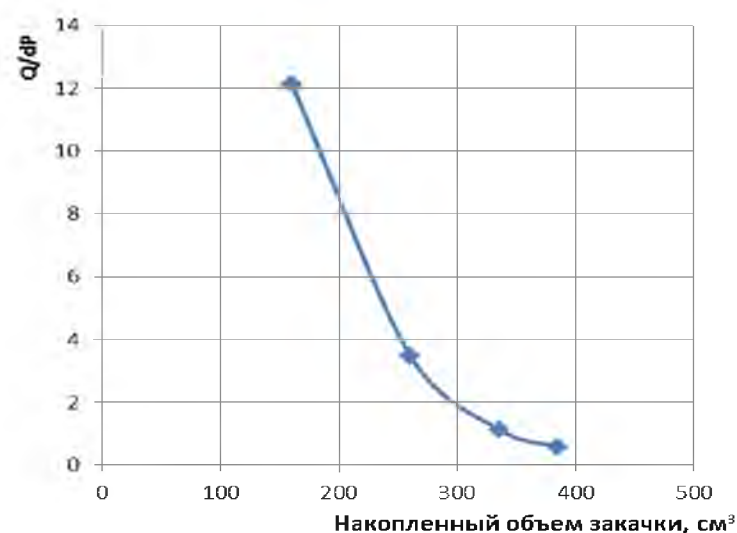


Рисунок 3.3 - Зависимость Q/dP от накопленного объема прокачки загрязненной жидкости

Из графика, приведенного на рисунке 3.4 видно снижение содержания механических примесей в пробе при увеличении накопленного объема прокачанной жидкости. Такая динамика свидетельствует о том, что при засорении фильтра, механические частицы, остающиеся на его боковой поверхности,

увеличивают тонкость фильтроэлемента и в последствии препятствуют прохождению взвешенных частиц, тем самым уменьшая их содержание в пробе на выходе.

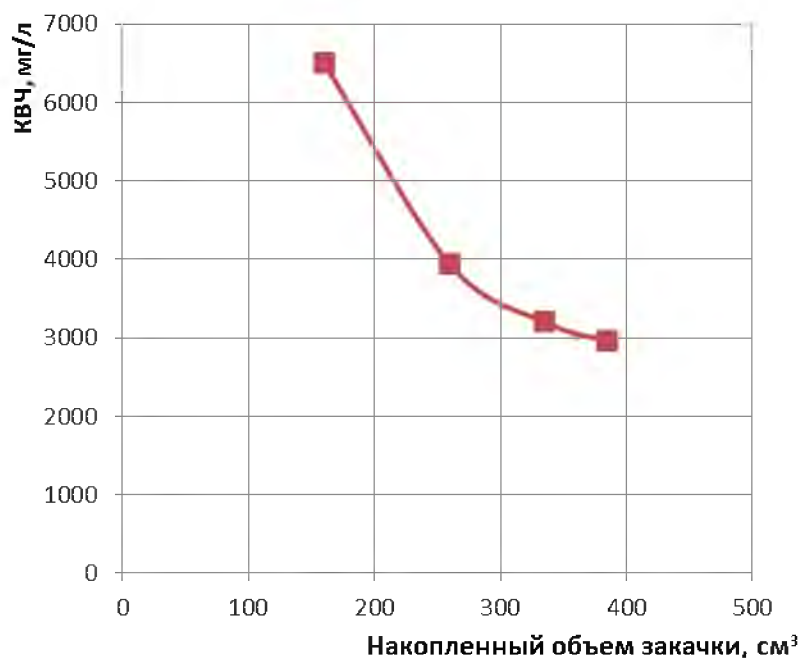


Рисунок 3.4 - Зависимость количества взвешенных частиц (КВЧ) от накопленного объема закачки загрязненной жидкости

При последующем анализе промытых, отфильтрованных и высушенных проб механических примесей был определен их состав и основные особенности:

Проба №1

Основная часть пробы (93-95%) представлена пылеватым материалом размером меньше 0,1 мм. В его составе под микроскопом виден кварц (основной компонент) и серицит (белая слюда в количестве 3-5%), возможно присутствие небольшого количества полевых шпатов, на что указывает наличие белого глиноподобного материала, характерного для продуктов дезинтеграции полевых шпатов. Примерно 5-7% пробы составляют зерна кварца размером 0,15-0,4мм. Большая часть зерен (примерно 50-60%) имеет размеры 0,2-0,25мм, меньшая (40%) представлена зернами размером 0,15-0,2 мм, единичные зерна имеют размеры 0,4 мм.

Проба №2

Основная часть пробы (55%) представлена пылеватым материалом размером меньше 0,1 мм, в составе которого присутствуют кварц (основной компонент) и серицит (5-7%), возможно присутствие в небольшом количестве дезинтегрированного полевого шпата, представленного глиноподобными частицами без минералогических признаков. Около 45% пробы представлено зернами кварца размером 0,15-0,5мм, встречаются единичные чешуйки серицита размером 0,3 мм. Преобладают зерна кварца размером 0,2-0,3 мм (50-55%), около 40-45% занимают зерна размером 0,15-0,2мм; в небольшом количестве присутствуют зерна размером больше 0,3мм.

Проба №3

Большая часть пробы (85-90%) представлена зернами кварца размером 0,1-0,6мм. Присутствуют следующие гранулометрические классы: 1) 0,1-0,15мм (50%), 2) 0,2-0,3мм (48%), 3) 0,3-0,4 мм (1-2%), 4) больше 0,5мм – единичные. Около 10-15% пробы представлено порошковатыми частицами размером меньше 0,1мм. В их составе присутствуют кварц (основной компонент), серицит (5%) и возможно дезинтегрированный полевой шпат.

Проба №4

Проба полностью представлена зернами кварца следующих гранулометрических классов крупности (по данным микроскопического наблюдения): 1) 0,1-0,15мм (60%), 2) 0,2-0,3мм (48%), 3) 0,3-0,4 мм (2%), 4) больше 0,5мм – единичные.

3.2 Исследование фильтрационных характеристик картриджа фильтра тонкой очистки

Исследование фильтрационных характеристик проведены для поиска зависимости основных фильтрационных характеристик – пористости и проницаемости образца фильтрующего элемента от объема, прокаченной через

фильтр жидкости с механическими примесями. Также оценка времени заполнения фильтра механическими примесями в условиях Северо-Комсомольского нефтяного месторождения.

Обзор основных методов моделирования процесса кольтмации фильтра

Существует несколько способов математического описания процесса кольтмации фильтра, рассмотрим некоторые из них.

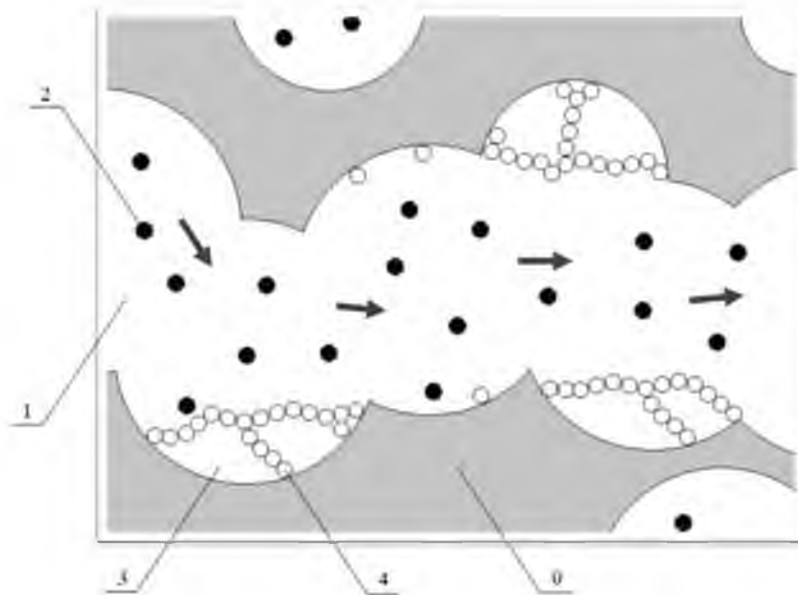
3.2.1 Однокомпонентная модель течения суспензии через пористую среду

В рамках построения данной модели приняты следующие приближения:

1. фильтруется суспензия неразличимых частиц,
2. параметры чистого фильтра задаются всей поровой системе: его проницаемость и пористость,
3. модель учитывает процессы мобилизации и захвата частиц стенками канала пор фильтра через скорость фильтрации и градиент давления жидкости,
4. сжимаемостью жидкости и твёрдого тела, а также диффузией примеси пренебрегаем.
5. скорость частиц и скорость несущей жидкости совпадают.

Рассмотрим модель течения суспензии через пористую среду (Рисунок 3.5 показан в работе [93]). Для записи закона сохранения компонент фильтрующейся суспензии, рассмотрим модель среды содержащей:

- 1.твёрдый скелет пористой среды с пористостью m_0 ,
- 2.движущаяся жидкость с объёмной долей порового пространства S_1 ,
- 3.твёрдые частицы в потоке жидкости с объёмной долей порового пространства S_2 ,
- 4.неподвижная жидкость в пористом слое осевших частиц с объёмной долей порового пространства S_3 ,
- 5.неподвижные частицы, осевшие на стенках поровой среды с объёмной долей порового пространства S_4 ,



0 - твёрдый скелет пористой среды, 1 - движущаяся жидкость, 2 - твёрдые частицы в потоке жидкости, 3 - жидкость между осевшими частицами, 4 - частицы образующие пористый осадок.
Рисунок 3.5 - Модель течения суспензии через пористую среду.

По определению:

$$S_1 + S_2 + S_3 + S_4 = 1$$

В рамках модели можно записать следующие уравнения законов сохранения компонент:

$$\begin{aligned} m_0 \frac{\partial S_1}{\partial t} &= -\operatorname{div}((1 - \varphi)\bar{U}) - J_{1,3}, \\ m_0 \frac{\partial S_2}{\partial t} &= -\operatorname{div}(\varphi\bar{U}) - J_{2,4} + J_{4,2}, \\ m_0 \frac{\partial S_3}{\partial t} &= J_{1,3}, \quad m_0 \frac{\partial S_4}{\partial t} = J_{2,4} - J_{4,2}, \end{aligned}$$

где: $\varphi = \frac{S_2}{S_1 + S_2}$ - объёмная доля твёрдой фазы в потоке; $J_{1,3}$ - объёмная плотность потока жидкости из свободно текущей в осадок; $J_{2,4}$ - объёмная плотность потока кольтатации; $J_{4,2}$ - объёмная плотность потока суффозии.

Для того, чтобы связать свободные параметры в уравнениях движения, необходимо добавить уравнения связи. В качестве дополнительных уравнений, описывающих физические процессы отложения осадка на стенках капилляров

пористой среды и особенности течения суспензии через загрязнённый фильтр, можно принять следующие соотношения [96]:

$$\begin{aligned}\varepsilon &= \frac{S_3}{S_3 + S_4} = const, \\ \bar{U} &= -\frac{k(S_3, S_4)}{\mu(S_3, S_4)} \bar{\nabla} p, \\ J_{4,2} &= (\beta_s + \beta_d |\bar{\nabla} p|) S_4, \\ J_{2,4} &= (a_s + a_d |\bar{U}|) \varphi, \\ J_{1,3} &= (J_{2,4} - J_{4,2}) \frac{S_3}{S_4}.\end{aligned}$$

Предложенная модель для реализации требует задания пяти эмпирических коэффициентов ($\varepsilon, \beta_s, \beta_d, a_s, a_d$) и двух функций (вязкость $k(S_3, S_4)$ и проницаемость $\mu(S_3, S_4)$), которые могут быть получены из опытных данных.

3.2.2 Моделирование с помощью фронта загрязнения

Рассмотрим упрощенную модель осаждения твердого осадка в фильтрующем элементе. Основное предположение здесь – существование фронта загрязнения, при этом участок II не загрязнен механическими примесями и проницаемость его равна первоначальной k_0 , а на участке I адсорбировалось некоторое количество твердых примесей и его проницаемость равна $k_{\text{загр}}$ (Рисунок 3.6).

Ввиду малой концентрации примесей в отфильтрованной жидкости считаем, что механические примеси, проходящие через фильтроэлемент, сразу же адсорбируются, причем концентрация адсорбированного твердого осадка в загрязненном участке фильтра постоянна. Фронт загрязнения продвигается пропорционально количеству прокачанных через фильтр механических примесей.

Рассмотрим одномерное течение жидкости с взвешенными механическими примесями. В некоторый момент времени t фронт загрязнения находится в точке x

(Рисунок 3.6.) P_1 и P_2 – давление на концах стержня, P_x - давление на фронте загрязнения. Обозначим через γ проницаемость фильтра, которая меняется в зависимости от загрязнения фильтра.

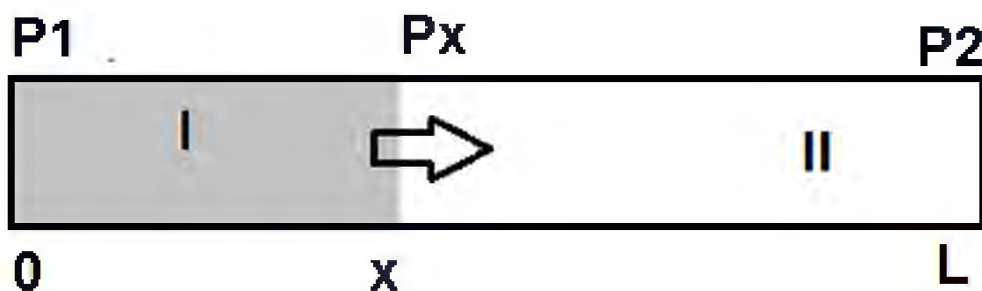


Рисунок 3.6 - Движение фронта загрязнения.

$$v = \frac{k \Delta p}{\mu \Delta l} = \gamma \frac{\Delta p}{\Delta l}$$

$$\frac{1}{\gamma} = \frac{\mu}{k}; \quad \frac{1}{\gamma_0} = \frac{\mu_0}{k_0}; \quad \frac{1}{\gamma_{\text{загр}}} = \frac{\mu_{\text{загр}}}{k_{\text{загр}}}$$

$$\frac{1}{\gamma} = \frac{\Delta p}{\Delta l v} = \frac{P_1 - P_2}{Lv} = \frac{P_1 - P_x}{Lv} + \frac{P_x - P_2}{Lv} = \frac{(P_1 - P_x)x}{Lv x} + \frac{(P_x - P_2)(L-x)}{Lv(L-x)} = \frac{x}{\gamma_{\text{загр}} L} + \frac{(L-x)}{\gamma_0 L}$$

Предполагая, что вязкость загрязненной и очищенной жидкости не меняется, можем представить изменение проницаемости в зависимости от продвижения фронта загрязнения в следующем виде:

$$\frac{1}{k} = \frac{x}{k_{\text{загр}} L} + \frac{(L-x)}{k_0 L}$$

$$k = \frac{k_0 k_{\text{загр}} L}{k_{\text{загр}} (L-x) + k_0 x}$$

Продвижение фронта загрязнения пропорционально количеству прокачанных через фильтр механических примесей:

$$x \sim Q_{\text{накопл}}$$

Сравним оценку изменения проницаемости по данным, полученным в эксперименте, и по приведенной выше модели. Из приведенных выше уравнений видно, что величина, обратная проницаемости фильтра, в модели будет меняться пропорционально продвижению линии фронта или накопленной прокачке твердого осадка.

На рисунке 3.7. представлены результаты оценки изменения величины, обратной проницаемости, построенные по экспериментальным данным и по предложенной модели. Предположение об обратно-пропорциональной зависимости проницаемости фильтра от накопленной прокачки песка не подтвердилось. Линейная модель фронта загрязнения не может быть использована для описания зависимости проницаемости фильтра от накопленной прокачки песка.

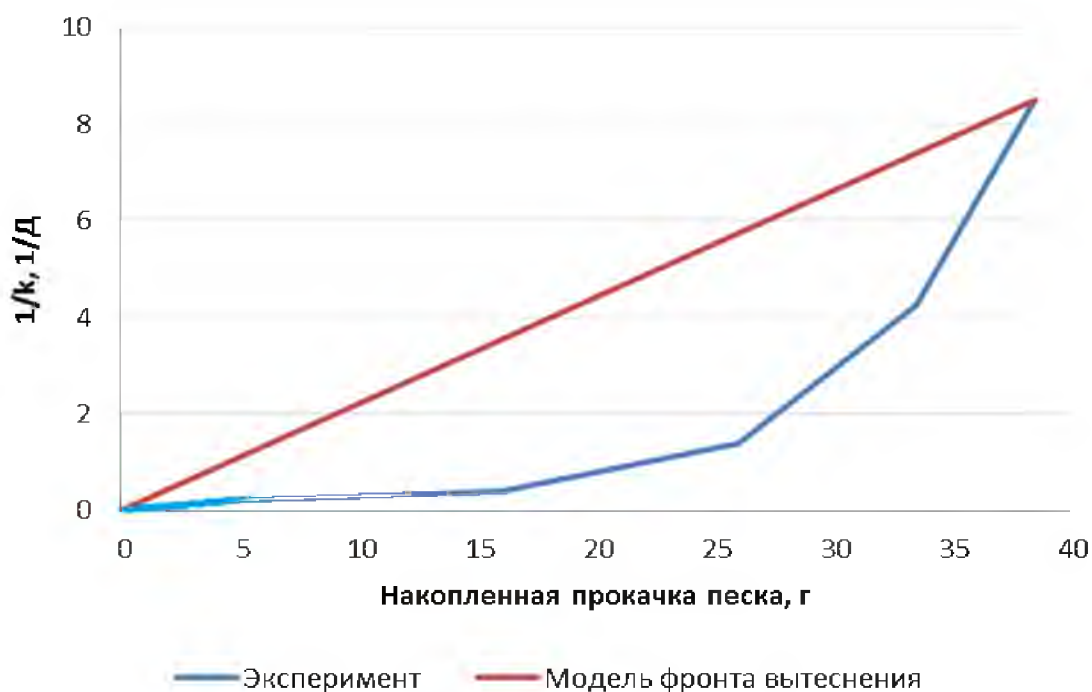


Рисунок 3.7 - Сравнение величины, обратной проницаемости по модели и по экспериментальным данным

Результаты теоретических исследований показали, что рассмотренные методы моделирования процесса коагуляции фильтра: однокомпонентная модель течения суспензии через пористую среду и линейная модель фронта загрязнения не описывают адекватно экспериментальные результаты, в этой связи возникла

необходимость исследования модели на базе корреляционной зависимости проницаемости фильтра от количества прокаченного загрязнителя.

3.2.3 Оценка корреляционной зависимости проницаемости фильтра от количества прокачанного загрязнителя.

В эксперименте фильтрация жидкости происходила только сквозь боковые стенки элемента, его верхняя и нижняя часть герметично закрыты. Толщина стенки фильтра значительно меньше его радиуса, в приближении одномерной фильтрации, поправки на цилиндричность потока можно не учитывать, фильтрация рассматривается как линейная, за её площадь принять площадь внешней стенки элемента.

Скорость фильтрации можно выразить через линейный закон Дарси (3.1), а также поделив объем жидкости, прошедшей через стенку фильтра, на площадь этой стенки и на время отбора (3.2).

Линейный закон Дарси:

$$v = \frac{k \Delta P}{\mu \Delta l} \quad (3.1)$$

Скорость фильтрации:

$$v = \frac{Q_{\text{накопленная}}}{t \cdot S_{\text{фильтрации}}} = \frac{Q_{\text{накопленная}}}{t \cdot 2\pi r h} \quad (3.2)$$

При известных значениях вязкости, перепада давления и скорости фильтрации вычисляется проницаемость фильтра (3.3).

Проницаемость:

$$k = \frac{\mu \cdot \Delta l \cdot v}{\Delta P} = \frac{\mu \cdot \Delta l \cdot Q_{\text{накопленная}}}{t \cdot S_{\text{фильтрации}} \cdot \Delta P} \quad (3.3)$$

Изменение проницаемости зависит от количества адсорбированных механических примесей. Чем больше механических примесей проходит сквозь

фильтр, тем быстрее он заполняется. Предлагается отслеживать (без привязки к его радиусу и высоте).

Экспериментальные данные о изменении проницаемости в зависимости от накопленной прокачки механических примесей, приведенные к единице площади показаны в таблице. На рисунке 3.8 представлен график изменения проницаемости. По данным изменения проницаемости от накопленной прокачки песка построена корреляционная зависимость:

Таблица 1.4.

На рисунке 3.8 представлен график изменения проницаемости. По данным изменения проницаемости от накопленной прокачки песка построена корреляционная зависимость:

Таблица 1.4 - Результаты вычислений, приведенные к площади элемента

№ Прогонки	Накопленная прокачка песка, кг/м ²	Масса адсорбированного фильтром песка, кг/м ³	Проницаемость, Д
1	1.47	1.37	4.9
2	4.71	4.41	2.5
3	7.66	7.24	0.72
4	9.87	9.38	0.23
5	11.35	10.81	0.117

$$k = \frac{1}{0.0196 * e^{0.5367m} + 0.16} \quad (3.4)$$

где k - это проницаемость фильтра (Дарси), а m – накопленная масса прокачанного на квадратный метр песка в килограммах. Полученная корреляционная зависимость имеет достаточно высокий коэффициент корреляции (0,9998).

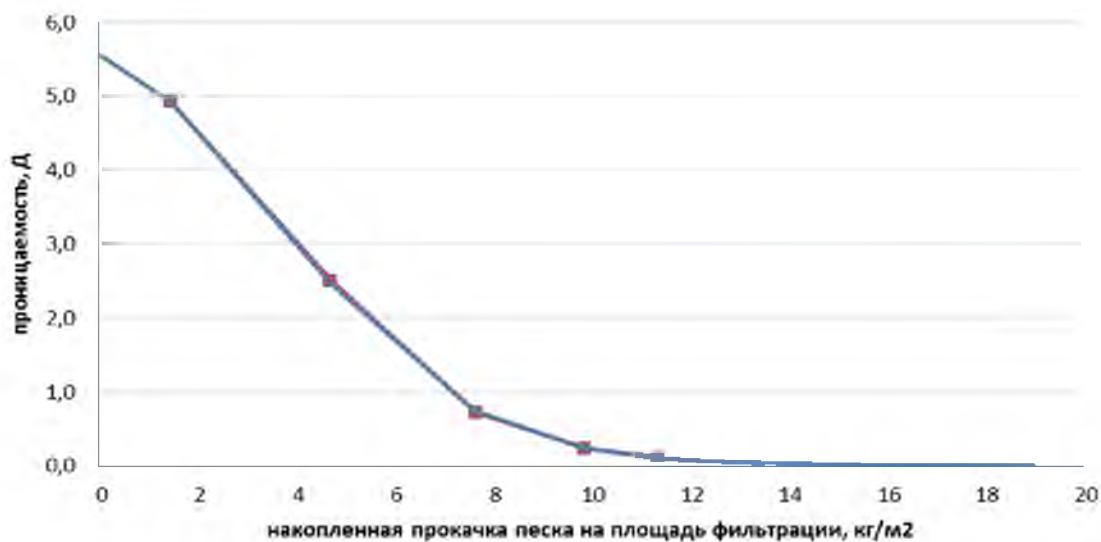


Рисунок 3.8 - Изменение проницаемости в зависимости от накопленной прокачки механических примесей.

Полученные в эксперименте данные говорят, что практически вся примесь задерживается материалом фильтра (таблица 3.4) и с течением времени количество прошедшего через фильтр материала уменьшается. В процентном отношении количество прошедшей через фильтр примеси по отношению к общему количеству прокачки изменяется с течением времени от 6,5% до 3% (рисунок 3.9). Корреляционную зависимость (3.4) можно считать универсальной для данного типа фильтров с близкими по фракционному составу фильтрующихся примесей. т.к. фракционного разделения в эксперименте не наблюдалось. Примесь отфильтровывается почти полностью, в том числе и самых мелких фракций. Масса проходящей через фильтр насквозь примеси уменьшается с течением времени. В качестве объяснения данного эффекта предлагается гипотеза о совместном осаждении примеси разных фракций без существенной сепарации внутри фильтрующего материала, что и позволяет прийти к выводу об универсальности корреляционной зависимости проницаемости от количества прокачанного загрязнителя. По мере заполнения фильтра количество прокачанной примеси приближается к его общему объёму порового пространства и с этого момента проницаемость фильтра можно считать неизменной. Согласно найденной корреляции проницаемость фильтра в крайней точке падает до 0,055Д.

3.2.4 Время заполнения фильтроэлемента механическими примесями

На основе построенной выше корреляционной зависимости можно оценить изменение проницаемости фильтра на реальных скважинах в зависимости от объемов добываемой жидкости и концентрации в них загрязняющих примесей. Полученная универсальная регрессионная зависимость проницаемости для полимерно-волокнутого фильтра от массы прокачанного через его поверхность песка, описывает экспериментальные результаты с достаточно высокой достоверностью аппроксимации $R^2=0,9998$.

На основе построенной выше корреляционной зависимости можно оценить время открытия клапана, позволяющего перетекать нефти на прием насоса, минуя фильтроэлемент в зависимости от объемов добываемой жидкости и концентрации в них загрязняющих примесей. Время эффективной работы фильтра:

$$T = \frac{S}{Qc} \left[1.86 \ln \left(\frac{1}{k} - 0.16 \right) + 7.33 \right],$$

где S – площадь фильтра, m^2 ; Q – дебит жидкости, $m^3/сут$;

c – концентрация песка в добавляемой нефти, $кг/м^3$;

K – проницаемость фильтроэлемента, mD .

$$K = Q * \mu * \frac{\Delta l}{S * \Delta P} * 10^{15},$$

где μ – вязкость добавляемой продукции, $Па * с$; Δl – толщина стенки фильтра, m ;
 ΔP – допустимый перепад давления между наружной и внутренней поверхностью фильтра, $Па$.

В проведенном лабораторном эксперименте фильтрующий элемент такой же, как на добывающих скважинах, только длина фильтра на скважинах равна 8 метрам. Площадь фильтрации у используемого промышленного фильтра равна $1,356 m^2$.

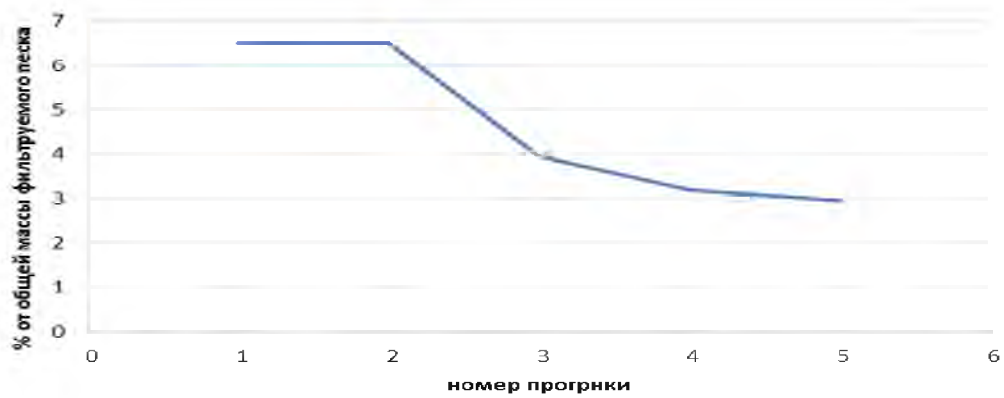


Рисунок 3.9 - Массовая доля примеси, прошедшей через фильтр

Проницаемость чистого фильтра в среднем составляет 5,5 Д. Определим, через сколько времени. Из корреляционной зависимости (рисунок 3.8) легко определить, что проницаемость фильтра уменьшится в 100 раз и станет равной 0,055 Д при накопленной прокачке песка на единицу площади 14,41 кг/м³. На промышленном фильтре длиной 8 метров проницаемость станет равной 0,055 Д при прокачке через него $14,41 \cdot 1,356 = 23$ кг песка (таблица 3.4).

Аналогичные расчеты были проделаны для разных концентраций примесей и при разных дебитах. Результаты представлены **Ошибка! Источник ссылки не найден.** на рисунке 3.10.

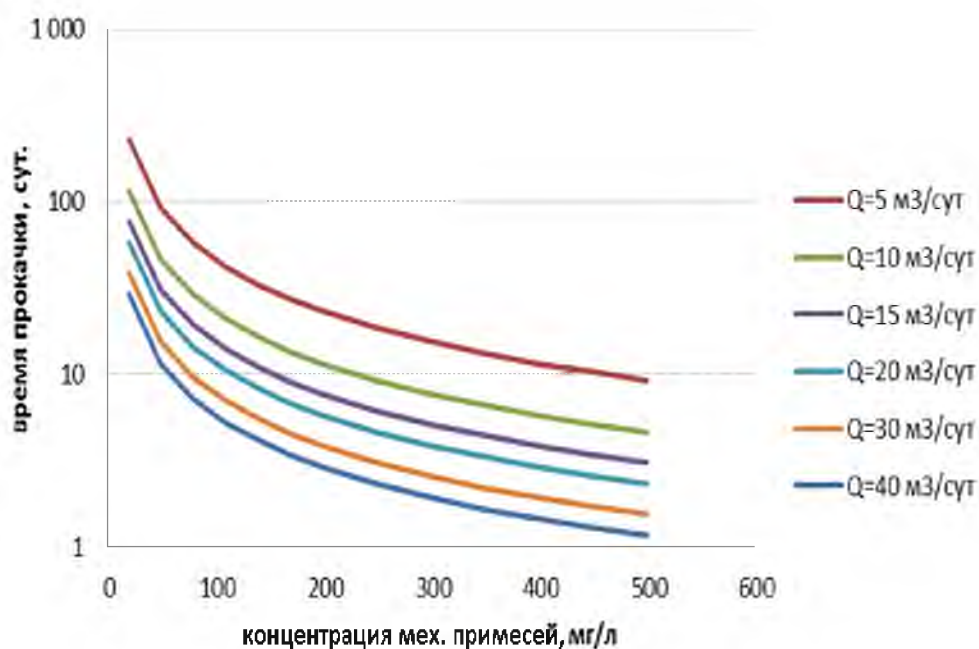


Рисунок 3.10 - Время прокачки и концентрация механических примесей, при которых проницаемость снижается до 0,01 от первоначального при дебитах 5,0...40,0 м3/сут.

Следует отметить, что при перепаде давления на фильтроэлементе давления выше 3 атм. происходит отключение фильтра, т.е. открывается клапан, и продукция скважины попадает на прием насоса, минуя фильтроэлемент. В связи с этим возникает необходимость оценки времени работы фильтра до его отключения. Проницаемость фильтра, при которой перепад давления достигает 3 атм, вычисляется по формуле $k = Q * \mu * \frac{\Delta l}{S * \Delta P}$. В таблице 3.5. указаны значения критической проницаемости для промышленного фильтра длиной 8 метров при разных дебитах. В таблице 3.6. приведены значения параметров, используемые при расчетах. Вязкость фильтрующейся жидкости в расчетах принята равной вязкости воды.

Таблица 3.5 - Значение критической проницаемости фильтра при разных значениях дебитов

Дебит жидкости, м3/сут	5	10	15	20	30	40
Проницаемость, мД	0.388	0.776	1.165	1.553	2.329	3.106

Таблица 3.6 - Значения параметров, используемые при расчетах

Вязкость воды, Па*с	0.00039
Площадь фильтрации, м	1.35648

Длина, м	0.007
Перепад давления, Па	300000

На рисунке 3.11 приведен график зависимости времени заполнения фильтроэлемента в зависимости от дебита жидкости и концентрации механических примесей, содержащихся в добываемой продукции. При увеличении перепада давления на фильтроэлементе свыше трех атмосфер запорный элемент 8 клапана, размещенного на верхней муфте 7 фильтра тонкой очистки (рисунок 4.10) выпадает из седла и открывает гидравлическое сообщение приема насоса с забоем скважины.

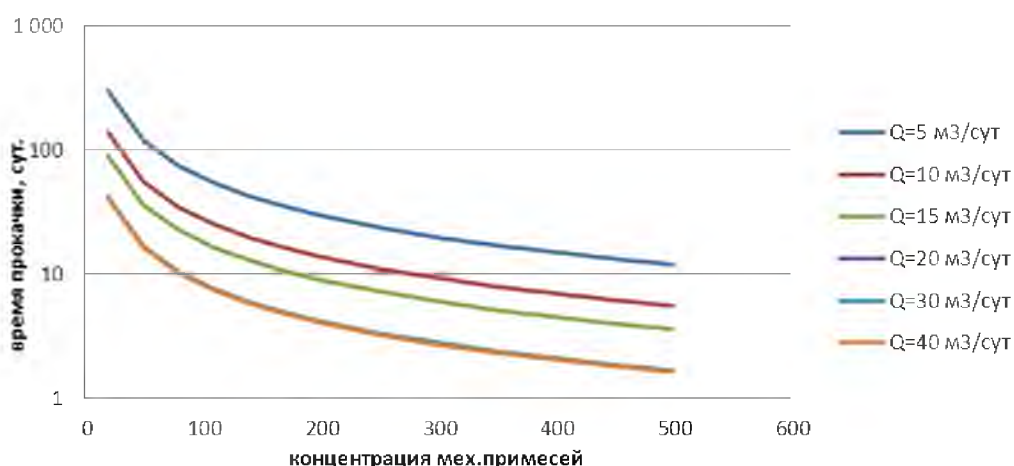


Рисунок 3.11 - Время прокачки и концентрация механических примесей, при которых происходит отключение фильтра для разных дебитов.

Продукция скважины минуя фильтроэлемент напрямую поступает на прием насоса. При эксплуатации фильтра после полного его заполнения механические примеси не проникают в тело фильтроэлемента, а остаются в затрубном пространстве.

Проницаемость фильтра равная 0,055 Д вполне удовлетворительна для прокачки добываемой жидкости в скважинах с дебитом до 40 м³/сут. В таком режиме фильтры тонкой очистки, как показали промысловые испытания, успешно

работают свыше 250 суток на скважинах Комсомольского месторождения РН Пурнефтегаз [83].

3.3. Выводы

1. Разработаны специальная лабораторная установка и методика проведения эксперимента, моделирующие фильтрацию продукции добывающей скважины с высоким содержанием песка через фильтр тонкой очистки, устанавливаемый на приеме глубинного насоса.

2. Получена универсальная регрессионная зависимость проницаемости для полимерно-волокнутого фильтра от массы прокачанного через его поверхность песка, позволяющая описывать экспериментальные результаты с достоверностью аппроксимации $R^2=0,9998$. На базе полученной зависимости построена методика расчета срока эффективной работы фильтра тонкой очистки.

3. Анализ однокомпонентной модели течения суспензии через пористую среду показал, модель может быть реализована при наличии эмпирических коэффициентов, учитывающих пористость отложенного на стенках порового пространства осадка, линейных функций, описывающих адсорбцию и десорбцию осадков на стенках пор и функциональной зависимости для проницаемости фильтра и вязкости суспензии.

4. Моделирование процесса заполнения фильтра механическими примесями с помощью модели движения фронта загрязнения предполагает линейную зависимость обратно-пропорциональной зависимости проницаемости фильтра от накопленной прокачки песка исследования показали, что процесс кольматации более сложный и не подчиняется линейному закону.

5. Исследования показали, что фильтроэлемент из волокнуто-полимерного материала пригоден для создания фильтров тонкой очистки для нефтяных скважин.

Глава 4. Разработка новой технологии эксплуатации скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей

Механические примеси, содержащиеся в продукции добывающих скважин, являются основной причиной поломок подземного оборудования. Они, попадая, в штанговый насос существенно влияют, на работоспособность плунжерной и клапанной пары. Песок вызывает катастрофический износ резьбовых соединений насосных труб – при малейшей негерметичности соединений, особенно в обводненных скважинах, он быстро разъедает резьбу и через образовавшийся канал протекает жидкость, снижая, а в дальнейшем приводя к полному прекращению подачи.

Другой причиной необходимости защиты насосного оборудования, является последствия проведения ГРП. Пересыпание зоны перфорации продуктами разрушения пласта возникает и сразу операции ГРП, и повторно в процессе эксплуатации. На заключительной стадии ГРП в стволе скважины обязательно остается определенное количество проппанта, не закачанного в пласт. Объем его может колебаться от сотен килограммов до десятка тонн. Нормализация забоя перед спуском насоса проводится бригадами капитального ремонта скважин (КРС), однако, вынос проппанта продолжается и при дальнейшей эксплуатации, что при отказе оборудования требует повторного проведения работ по нормализации забоя, что в свою очередь увеличивает затраты на КРС, время простоя скважины и загрязнению призабойной зоны. В то же время известно, что укрепление призабойной зоны на этапе заканчивания скважин после бурения дает самые лучшие результаты.

Блок-схема методов снижения влияния механических примесей на работу внутрискважинного штанговонасосного оборудования представлена на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 - Структурная схема методов защиты внутрискважинного оборудования от механических примесей

Анализ существующих способов борьбы с механическими примесями по группам показал, что вопросы защиты штанговых глубинных насосов до конца не решены, несмотря на то, что для СШН разработан огромный спектр пескозащитных устройств в конструкциях. В этих устройствах реализован принцип многоступенчатой сепарации с использованием гидродинамических эффектов: разворота струй газожидкостной смеси, центробежного эффекта, ускорения потока со сменой направления течения, эффекта укрупнения газовых пузырьков мелких фракций с их последующей сепарацией. На сегодняшний день фильтры (забойные, перед насосом, в составе насоса) являются наиболее эффективной (по соотношению затраты-эффект) и распространенной технологией защиты скважины и глубиннонасосного оборудования от вредного влияния механических примесей. При этом среди различных конструкций наилучшие фильтрационные свойства демонстрируют каркасно-проволочные фильтры, однако, и они подвержены интенсивному засорению или низкой эффективности защиты от механических примесей.

4.1 Фильтр призабойной зоны пласта

Разработано устройство для создания фильтра в призабойной зоне пласта, закачкой отверждаемого полимерного состава с целью предотвращения выноса механических примесей в скважинах с неустойчивыми породами коллектора [95].

Наиболее близким устройством к предлагаемому техническому решению по назначению и технической сущности является устройство для закачки тампонажного состава «ЛИНК» с целью ликвидации пескопроявлений по технологии, разработанной ООО «Сервисная нефтяная компания», г. Самара [94].

Устройство включает насосно-компрессорную трубу (НКТ), оборудованную снизу перо-воронкой, которая устанавливается на 10-15 метров выше верхних дыр интервала перфорации. Перо-воронка является узлом подачи создающего фильтр состава. При использовании этого устройства ликвидация пескопроявлений в

интервале перфорации верхнего пропластка при наличии нижележащего интервала перфорации производится с предварительной изоляцией нижележащего интервала отсыпкой песком и установкой цементного моста, т.е. требуется выполнение дополнительных операций с привлечением бригад подземного ремонта скважин.

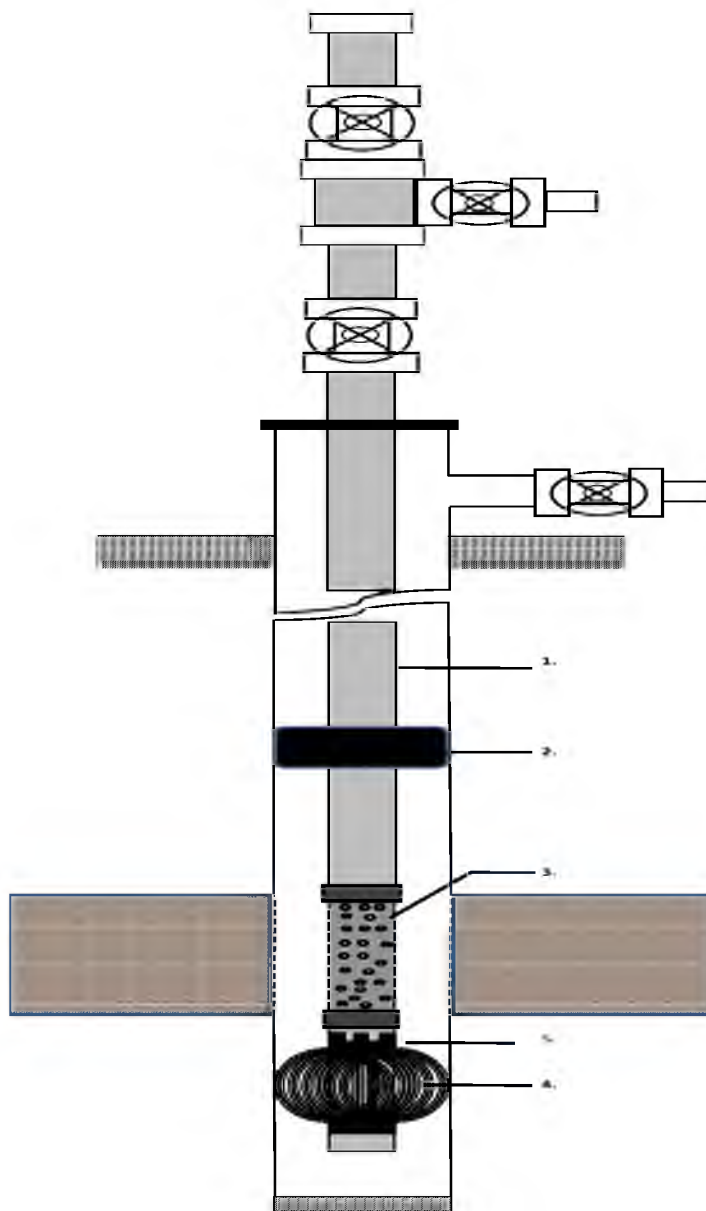
Вышеприведенное устройство недостаточно эффективно и универсально, так как для отсечения нижележащего интервала перфорации и зоны успокоения механических примесей флюида (ЗУМПФ), необходимы дополнительные мероприятия для отсечения вышележащего интервала перфорации, а также необходимы дополнительные мероприятия по изоляции вышележащего интервала цементом, если расстояние между интервалами перфорации недостаточно для посадки пакера. Расстояние между интервалами перфорации может быть недостаточно для посадки пакера, так как перо-воронка устанавливается на 10-15 метров выше верхних дыр интервала перфорации. Указанные дополнительные мероприятия приводят к увеличению времени работ и удорожанию ремонта скважины.

Для повышения эффективности и универсальности устройства для создания фильтра в призабойной зоне пласта предлагается оснащение его элементом, при необходимости временно перекрывающим нижележащий интервал перфорации и ЗУМПФ, тем самым обеспечивается закачка создающего фильтр состава в нужный интервал перфорации без дополнительных мероприятий. Соответственно, устройство более экономично для проведения ремонта скважины. Спуск устройства производится непосредственно в интервал перфорации - это, в свою очередь, минимизирует вероятность недостатка расстояния между интервалами перфорации для посадки пакера. В процессе закачки дополнительно обеспечивается более полное и качественное смешение компонентов состава, что улучшает адгезионные свойства последнего.

Предлагаемое устройство для создания фильтра, включающее насосно-компрессорную трубу, оснащенную пакером и узлом подачи состава содержит в качестве узла подачи состава перфорированную трубу. Ниже

перфорированной трубы НКТ, оснащена хомутом с пазами, в которых расположены плоские упругие пластинки, нижние концы которых закреплены на НКТ неподвижно, а верхние имеют свободное крепление.

Плоские упругие пластинки, расположенные в пазах хомута со свободным креплением, - являются элементами, при необходимости временно перекрывающими нижележащий интервал перфорации и ЗУМПФ [95].
Схема устройства представлена на рис. 4.2.



1 – насосно-компрессорная труба; 2 – технологический пакер; 3 - перфорированная труба; 4 – пластинчатый центратор-отклонитель (в рабочем положении); 5 - хомут с пазами.

Рисунок 4.2 - Устройство для создания фильтра в призабойной зоне пласта

Компоновка, включающая указанные элементы 1-5, монтируется на устье и спускается в скважину на НКТ 1. Пакер 2 предназначен для отсекающего интервала при создании фильтра в нижележащем интервале или для эффективного срабатывания пластинчатого центратора-отклонителя 4 и отсекающего интервала - при создании фильтра в вышележащем интервале. И в том, и в другом случае пластинчатый центратор-отклонитель 4 перекрывает нижележащий интервал перфорации и/или ЗУМПФ, тем самым обеспечивая закачку состава в нужный интервал перфорации. Перфорированная труба 3 в устройстве дает возможность закачать состав непосредственно в нужный интервал перфорации. Дополнительно отверстия в теле перфорированной трубы 3 способствуют более полному и качественному смешению компонентов закачиваемого состава.

Устройство работает следующим образом.

Пример 1. Для создания фильтра в интервале перфорации нижнего пропластка вышележащий интервал отсекают пакером 2, перфорированную трубу 3 спускают в интервал перфорации нижнего пропластка и производят закачку состава, создающего фильтр, через НКТ 1. Во время закачки состава происходит увеличение давления на прилегающие друг к другу по образующей НКТ 1 плоские упругие пластинки центратора-отклонителя 4. Верхние концы пластинок, будучи расположены в пазах хомута 5 и имея свободное крепление, в результате скользят вниз, обеспечивая рост диаметра пластинчатого центратора-отклонителя 4. При этом центратор-отклонитель 4 центрирует перфорированную трубу 3 относительно эксплуатационной колонны. Прижимаясь к внутренним стенкам эксплуатационной колонны, упругие пластинки центратора-отклонителя 4, в рабочем состоянии отсекают ЗУМПФ. Состав через перфорированную трубу 3 поступает, в интервал перфорации нижнего пропластка и создает фильтр.

При прекращении закачки состава давление на упругие пластинки центратора-отклонителя 4 снижается, и за счет сил упругости пластинки

возвращаются на исходную позицию, прилегая, друг к другу по образующей НКТ 1, тем самым обеспечивая свободный подъем устройства.

Пример 2. При необходимости создания фильтра в интервале перфорации верхнего пропластка пакер 2 устанавливают выше данного интервала перфорации, перфорированную трубу 3 спускают в интервал перфорации верхнего пропластка и производят закачку состава, создающего фильтр, через НКТ 1. Во время закачки состава пакер 2 обеспечивает эффективное срабатывание пластинчатого центратора-отклонителя 4 и отсечение нижележащего интервала. При закачке состава происходит увеличение давления на плоские упругие пластинки центратора-отклонителя 4, верхние концы которых, будучи расположены в пазах хомута 5 и имея свободное крепление, в результате скользят вниз, обеспечивая увеличение диаметра пластинчатого центратора-отклонителя 4. В это время центратор-отклонитель 4 выполняет функцию центровки перфорированной трубы 3 относительно эксплуатационной колонны. Прижимаясь к внутренним стенкам эксплуатационной колонны, упругие пластинки центратора-отклонителя 4, в рабочем состоянии, отсекают нижележащий интервал перфорации. Состав через перфорированную трубу 3 поступает, в интервал перфорации верхнего пропластка и создает там фильтр.

При прекращении закачки состава давление на упругие пластинки центратора-отклонителя 4 снижается, и за счет сил упругости пластинки возвращаются на исходную позицию прилегая, друг к другу по образующей НКТ 1, тем самым обеспечивая свободный подъем устройства.

Таким образом, обеспечивается повышение эффективности и универсальности устройства для создания фильтра в призабойной зоне пласта для любого интервала перфорации. Оснащение устройства центратором-отклонителем обеспечивает центровку устройства и отсечение нижележащего интервала перфорации и/или ЗУМПФа, тем самым снижая рисков ухода части состава в нижележащий интервал перфорации и/или в ЗУМПФ и, соответственно, поступление создающего фильтр состава в нужный интервал перфорации без

дополнительных мероприятий. Соответственно, устройство более экономично для проведения ремонта скважины. В процессе закачки обеспечивается более полное и качественное смешение компонентов состава, что улучшает адгезионные свойства последнего.

4.2 Скважинный фильтр тонкой очистки на приеме насоса

Разработан новый скважинный фильтр тонкой очистки (ФТО) для очистки добываемой скважинной жидкости от механических примесей и предотвращения их попадания в скважинный насос. Фильтр выполнен в виде секций. Секция состоит из фильтрующего элемента: полимерного волокнисто-пористого материала (ПВПМ), имеющего форму цилиндра, который зафиксирован в корпусе за счет кольцевых буртиков на переводнике. Нижний конец корпуса защищен от повреждения при спуске специальным наконечником (рисунок 4.3).

По длине корпуса секции выполнены продольные щели. Проходя через ячеистую поверхность фильтра из ПВПМ, жидкость очищается от механических частиц и попадает на прием насоса. Частицы скапливаются на поверхности фильтрующего элемента, и, частично опадают на забой скважины. При снижении пропускной способности фильтра возможно проведение очистки его поверхности промывкой.

Технические характеристики фильтроэлементов из ПВПМ

- плотность, кг/м	120 ÷ 500
- пористость, %	83
- тонкость очистки, мкм	0,12; 1; 5; 10; 20
- прочность на сжатие при 20 С, кгс/см	2,8 ÷ 730
- рабочая температура, °С	от - 80 до +163

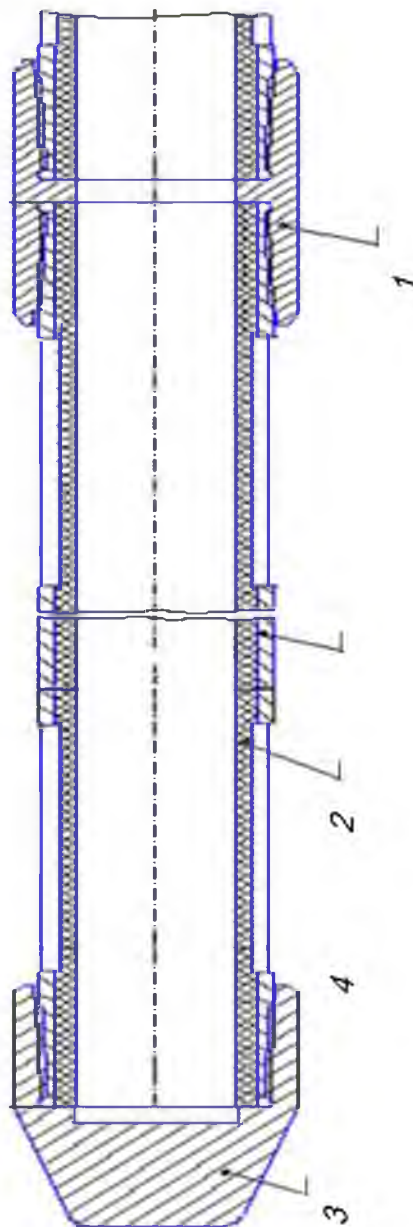
- взаимодействие с агрессивными средами - инертны;

высокая адгезия в технологическом цикле производства ПВПМ

- к армирующим материалам и компаундам;

-низкая адгезия готовых ПВПМ к смолам, растворам, красителям;

Материал: полиэтилен, полипропилен, полиуретан.



1 – муфта; 2 – корпус фильтрующего элемента; 3- заглушка; 4 – фильтрующий элемент

Рисунок 4.3 - Скважинный фильтр тонкой очистки

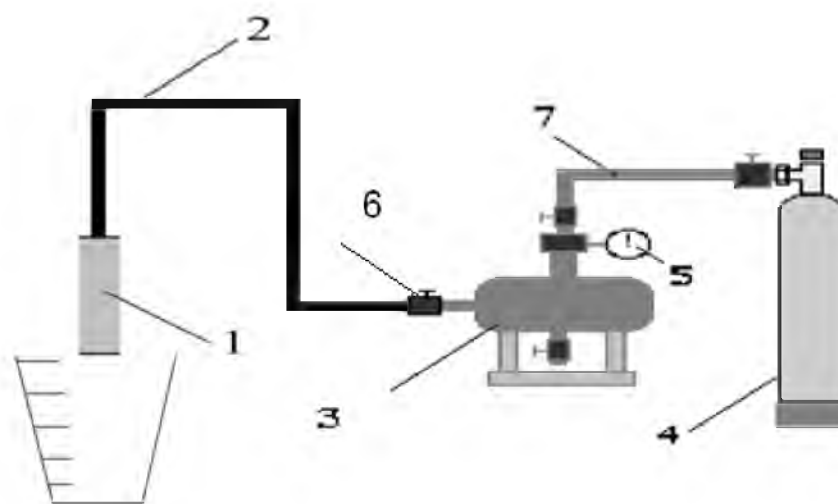
Композиты: углерод, серебро, катионообменные смолы, анионитные смолы.

Отличительные особенности: возможность многократной регенерации обратно продувкой воздухом, водой или паром, промывкой любыми растворителями; дезинфекционная обработка различными веществами с целью уничтожения образующейся микрофлоры и фауны (в том числе и агрессивными); утилизация осуществляется термоспособом.

Для оценки потерь напора в фильтрах из ПВПМ проведены эксперименты при расходах жидкости от 15 до 45 м³/сут с разной обводненностью нефти.

Эксперименты проведены на лабораторной установке (рисунок 4.4), состоящей из фильтрующего элемента ПВПМ и гидравлической системы подачи рабочей жидкости. Гидравлическая система позволяет регулировать расход жидкости и замерять перепад давления в фильтре.

Рабочая жидкость - нефть с заданным расходом (регулятор расхода 6) из емкости 3 сжатым газом из баллона 4 по гидравлическому каналу 2, 7 подается во внутреннюю полость фильтрующего элемента. При этом манометром 5 замеряется перепад давления в фильтре 1.



1 – фильтр, 2, 7 – гидравлический канал, 3 – емкость для жидкости, 4 – баллон с газом (азот), 5 – манометр, 6 – регулятор расхода.

Рисунок 4.4 - Лабораторная установка

Модель фильтра представляет собой полый заглушенный с торцов цилиндр из ПВХМ рабочей длиной 1 м (рис. 4. 5).

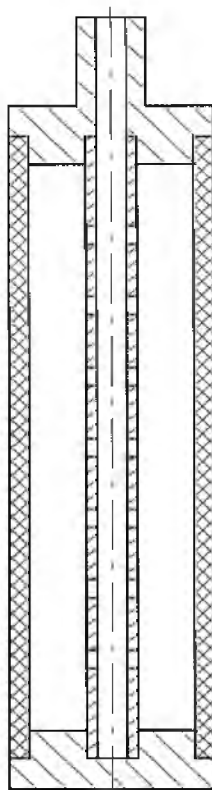


Рисунок 4.5 - Модель фильтра

Эксперименты проведены с девонской нефтью с обводненностью 30%, 40% и 100%.

Результаты эксперимента приведены в таблице 4.1 и на рисунке 4.6.

Таблица 4.1

Обводненность, %		Плотность, кг/м ³		Вязкость, сСт		Расход жидкости, м3/сут при перепаде давления, МПа				
до фильтра	после фильтра	до фильтра	после фильтра	до фильтра	после фильтра	0,02	0,04	0,06	0,08	0,1
31	30	968	965	70,6	69,5	15,91	21,21	23,48	28,78	33,33
40	40	975	979	68,2	60,2	17,42	22,72	25,75	31,06	34,84
100	100	1200	1200	0,83	0,83	26,51	34,84	38,52	42,42	45,45

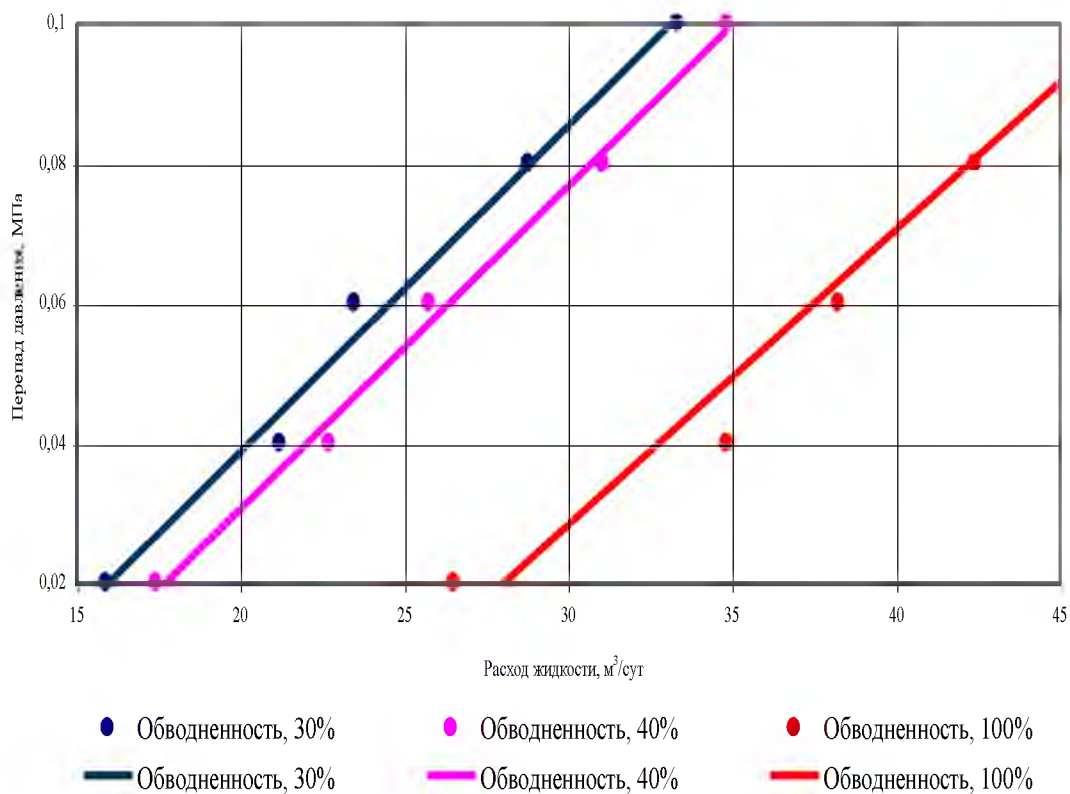


Рисунок 4.6 - Перепад напора на фильтроэлементе

Таким образом, потери напора в фильтрующем элементе из ПВПМ при длине 1 м, размере ячеек 100 мкм незначительны. Для промышленного внедрения фильтры были изготовлены длиной 8 м.

4.3 Результаты испытаний скважинного фильтра тонкой очистки в АНК «Башнефть»

Скважинный фильтр используется для очистки добываемой жидкости от мехпримесей и предотвращения их попадания в штанговый насос. Скважинный фильтр тонкой очистки (ФТО) представляет собой трубчатый элемент в виде секций из полимерного волокнисто-пористого материала, установленного в корпусе из насосно-компрессорных труб, зафиксированного муфтами. Нижний конец корпуса защищен от повреждения при спуске специальным наконечником. Скважинный фильтр может устанавливаться под приемом штангового насоса либо на конце хвостовика.

В 2005-2007 г.г. в Нижневартовском управлении по добыче нефти и газа филиала ОАО «АНК «Башнефть» - «Башнефть-Уфа» проведены промышленные испытания ФТО на трех скважинах (рисунок 4.3). Установка скважинного фильтра на прием насоса позволила резко уменьшить содержание механических примесей в поднимаемой на поверхность жидкости в среднем от 391 мг/л до 208 мг/л, при этом среднесуточный дебит скважин остался неизменным. По состоянию на 01.01.2006 года наработка скважин, где применялись скважинные фильтры, увеличилась в среднем от 78 до 236 суток. По состоянию на 20.09.2006 года наработка одной скважины, оставшейся в работе, составила 555 дней при сохранении снижения выноса механических примесей от 168 до 92 мг/л.

До применения фильтра на скважине 226 последние три наработки составили соответственно 37 (износ насоса), 54 (износ насоса) и 49 (заводской брак) суток с ШГН НН-44-1500, НН-44-1500 и НВ-38-1500 с глубиной спуска 1581, 1440, 1505м соответственно рисунок 4.7.

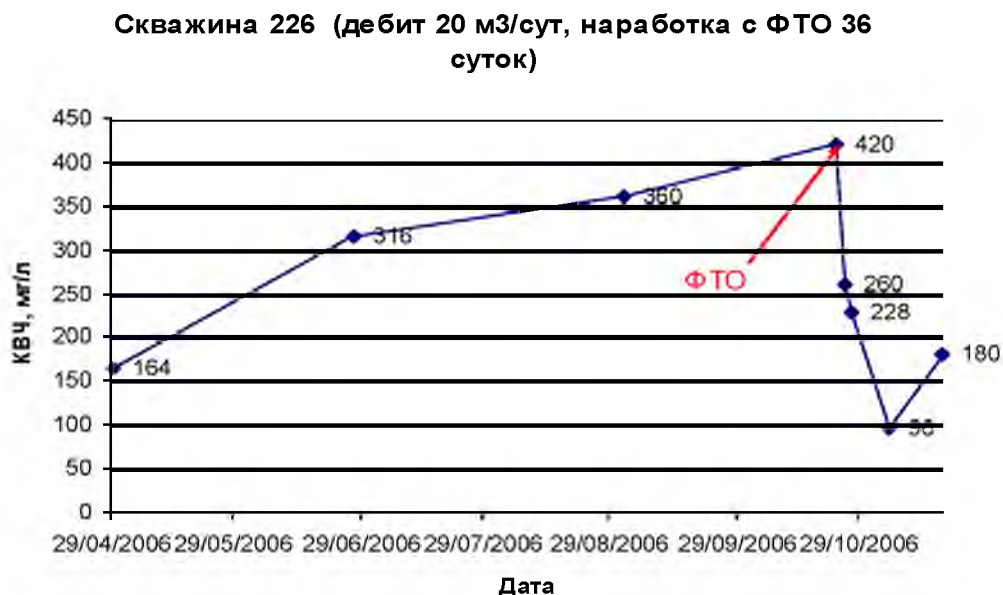


Рисунок 4.7 - Скважина 226 Кырско-Катынского месторождения

21.10.06 на глубину 1389м спустили ШГН НН-44-1500 с фильтром тонкой очистки. Нарботка составила 36 суток. Причина ремонта – отворот тяжелого низа. Фильтр тонкой очистки визуально в норме, 05.12.06 скважину перевели на эксплуатацию УЭЦН.

До применения фильтра на скважине 227 последние три наработки составили соответственно 55 (отворот штанг), 102 (износ цилиндра) и 98 (износ цилиндра) все ШГН НВ-32-1500 с глубиной спуска 1527м (рисунок 4.8).

12.11.06 на глубину 1384м спустили ШГН НВ-32-1500 с фильтром тонкой очистки. Через 2 суток проведен ремонт по причине негерметичность НКТ, после спуска через 49 суток опять произвели ремонт по причине негерметичность НКТ, затем через 95 суток произведен ремонт по причине износ насоса. При проведении ремонтов из-за негерметичности НКТ – подъем и очистка фильтра не производилась. В итоге суммарная наработка фильтра до отказа насоса составила $2+49+95=146$ суток.



Рисунок 4.8 - Скважина 226 Кырско-Катынского месторождения

До применения фильтра на скважине 192 последние две наработки составили соответственно 150 (износ насоса) и 23 (износ насоса) суток все ШГН НВ-32-1500 с глубиной спуска 1728м (рисунок 4.9).

08.11.06 на глубину 1730м спустили ШГН НВ-32-1500 с фильтром тонкой очистки. Установка отработала более 327суток.

Скважина 192 (дебит 2.5 м³/сут, наработка с ФТО 327 суток)

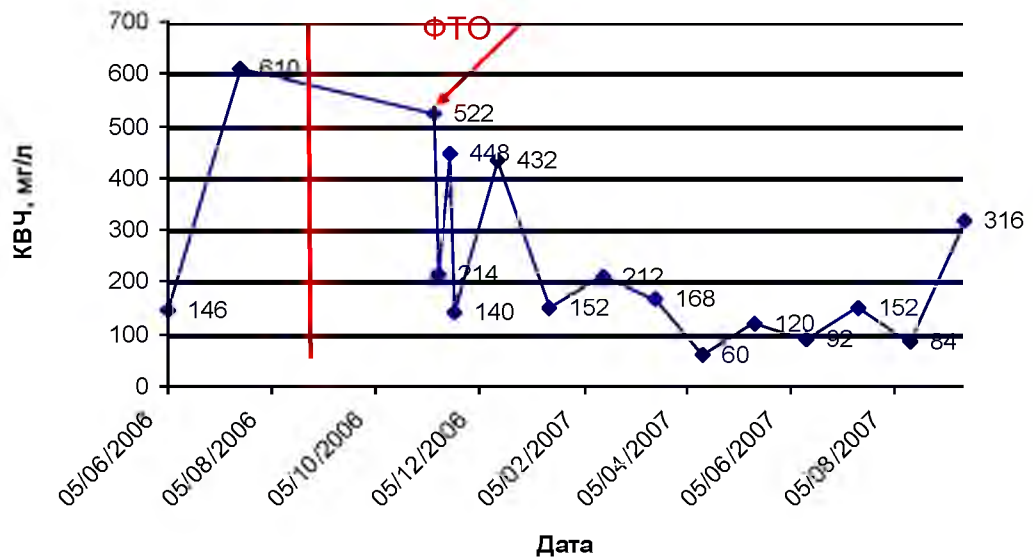


Рисунок 4.9 - Скважина 192 Кырско-Катынского месторождения

По результатам проведенных промысловых испытаний можно сделать **ВЫВОДЫ:**

по скважине 226:

После спуска фильтра тонкой очистки, ремонт глубинно-насосного оборудования произвели по причинам, не связанным с применением фильтра. Количество взвешенных частиц в устьевых пробах уменьшилось в среднем, с 280 до 191 мг/л.

по скважине 227:

После спуска фильтра тонкой очистки, два ремонта глубинно-насосного оборудования произвели по причинам, не связанным с применением фильтра – была обнаружена негерметичность НКТ. На дату проведения третьего ремонта, суммарная наработка ШГН с фильтром составила 146 суток, при средней наработке ШГН без применения фильтра тонкой очистки 100 суток. Увеличение наработки на 46 суток.

по скважине 192:

После спуска фильтра тонкой очистки, наработка глубинно-насосного оборудования увеличилась более чем до 327 суток, при средней наработке без применения фильтра 87 суток. Нарботка увеличилась на 240 суток.

№ Сква	До внедрения ФТО		После внедрения ФТО	
	КВЧ, мг/л	МРП, сут	КВЧ, мг/л	МРП, сут
226	280 (164, 316, 360)	47 (37, 54, 49)	191 (260, 228, 96, 180)	не определялся (отказ не связан с мехпримесями)
227	514 (156, 1160, 227)	100 (102, 98)	234 (252, 464, 64, 73, 202, 452, 132)	146
192	378 (146, 610)	87 (150, 23)	199 (214, 448, 140, 432, 152, 212, 168, 60, 120, 92, 152, 84, 316)	более 327
Среднее	391	78	208	236

Не рассматривая результаты испытаний на скважине 226, по причине отказа глубинно-насосного оборудования, не связанного с механическими примесями, средняя наработка при применении фильтра тонкой очистки увеличилась в среднем в 3 раза (с 78 до 236сут), КВЧ снизилось в 1,9 раза (с 391мг/л до 208мг/л).

4.4 Скважинный фильтр тонкой очистки с клапаном

Известен фильтр противопесочный, состоящий из концентрически расположенных наружной, промежуточной и внутренней труб, последняя снабжена отверстиями, и переводника, при этом внутренняя труба снабжена расположенной внутри неё фильтрующей сеткой, выполненной в виде шнека и прикрепленной напротив отверстий, расположенных по винтовой линии, кроме того, наружная и внутренняя трубы в верхней части соединены между собой тангенциальными патрубками, но противоположно ориентированными, при этом кольцевой зазор между промежуточной и внутренней трубами в верхней части, а также верхняя и нижняя части внутренней трубы снабжены заглушками, наружная

труба в верхней части снабжена эластичными кольцами, а в нижней части – заглушкой [96].

Данный фильтр подвержен абразивному износу и разрушению фильтрующей сетки в связи с ее медленной очисткой от механических примесей, а также имеет низкий коэффициент сепарации механических примесей.

Известен скважинный фильтр, содержащий, по меньшей мере, один фильтрующий элемент, установленный в секции насосно-компрессорных труб, в стенках которых выполнены продольные щелевые отверстия, причем секции насосно-компрессорных труб соединены между собой наружной резьбовой муфтой, а нижняя секция насосно-компрессорных труб с нижнего свободного конца снабжена наружным резьбовым наконечником [97].

Однако данный фильтр не обеспечивает надежную фильтрацию скважины среды, что связано с тем, что в качестве фильтрующего элемента используется металлическая сетка, которая не может задерживать мелкие частицы механических примесей, содержащиеся в добываемой из скважины жидкости. Кроме того, фильтр имеет сложную конструкцию, что усложняет его сборку и эксплуатацию.

Наиболее близким к изобретению по техническому результату и решаемой задаче является фильтр скважинный, состоящий из концентрически расположенных наружной и внутренней труб, при этом наружная снабжена отверстиями, в верхней части имеется клапан а с нижней стороны расположена кольцевая заглушка [98].

В данном техническом решении внутри металлической трубы с зазором и соосно с ней расположен фильтрующий элемент, выполненный в виде цилиндрической трубы, соосность фильтрующего элемента обеспечивают центраторы, выполненные в виде сегментов тора и размещенные равномерно по длине металлической трубы, металлическая труба оснащена сверху муфтой, в которой установлен подпружиненный клапан, при этом в муфте имеются продольные пропускные отверстия и гидравлический канал, состоящий из двух половин, причем первая половина канала, снабженная шаром клапана, совпадает с осью скважинного фильтра, а вторая половина выполнена перпендикулярно к ней

и не пересекает продольные пропускные отверстия, а выполнена в муфте сквозной, а в нижней части металлической перфорированной трубы имеется отверстие над заглушкой.

Однако данный фильтр имеет сложную конструкцию клапана, что увеличивает его стоимость изготовления, а наличие шарика с пружиной требует использования дорогих антикоррозионных материалов которые могли бы обеспечить безотказную работу клапанного узла на протяжении всего срока эксплуатации скважинного фильтра, кроме того пружина, работающая в агрессивной скважинной среде является слабым звеном, снижающим межремонтный период работы насоса.

Задачей, на решение которой направлено настоящее изобретение, является снижение трудозатрат при изготовлении фильтра, упрощение конструкции а также увеличение межремонтного периода работы насоса, оборудованного фильтром. Высокая продолжительность межремонтного периода обеспечивается тем, фильтр выполнен большой длины за счет использования секционных фильтроэлементов, соединенных между собой герметично центраторами.

Техническим результатом, достигаемым при использовании данного изобретения, является упрощение конструкции, повышение надежности работы устройства и увеличение межремонтного периода работы насоса на величину срока работы насоса без фильтра за счет возможности прохождения жидкости через клапанное устройство при засорении фильтрующего элемента.

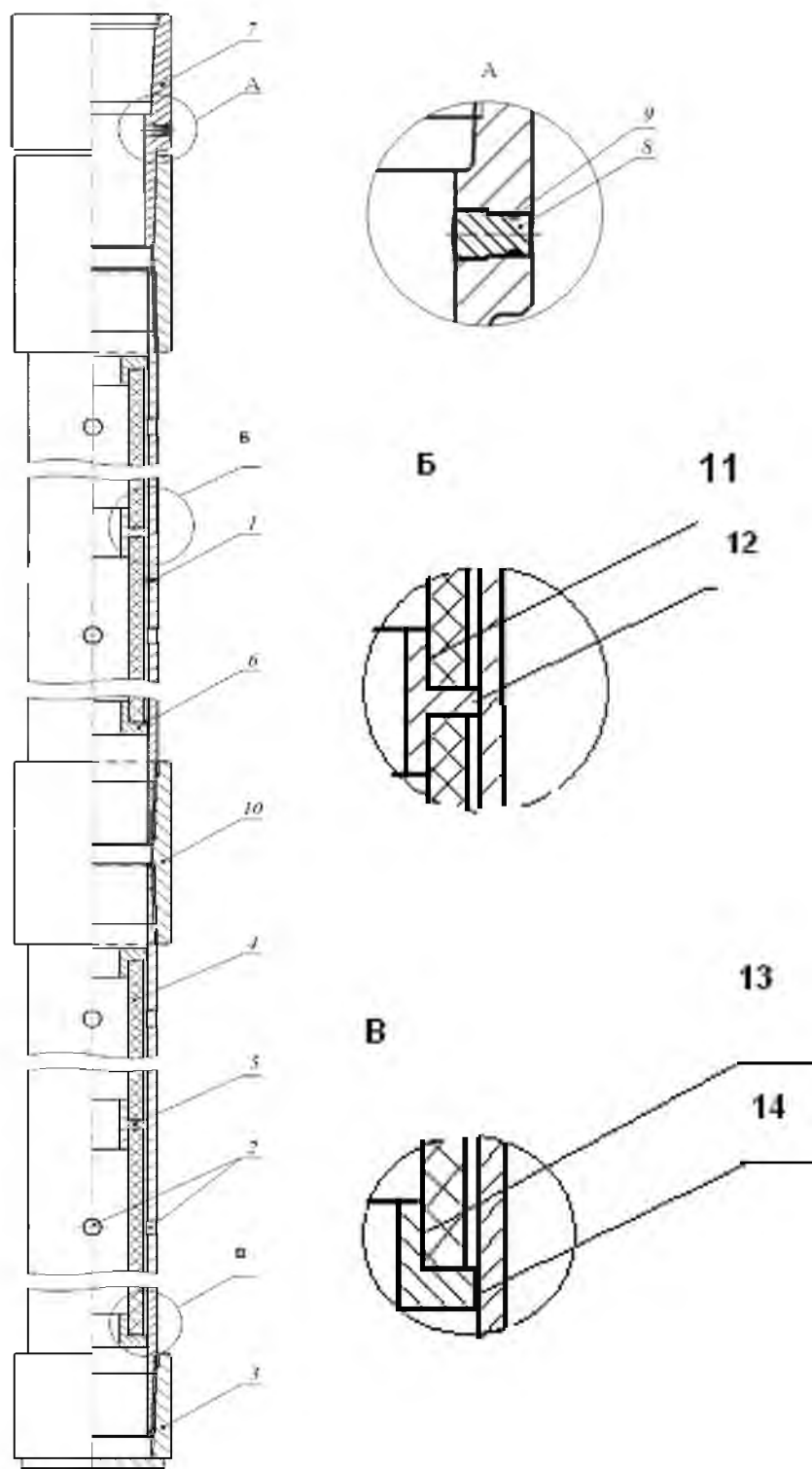
Указанная задача решается тем, что фильтр скважинный, включающий металлическую трубу с отверстиями, в верхней части которой установлена муфта с клапанным элементом, и размещенный внутри металлической трубы с зазором и соосно с ней фильтрующий элемент, отличающийся тем, что фильтрующий элемент выполнен виде отдельных секций, соединенных между собой цилиндрическими центраторами, а на концах собранных секций установлены упорные втулки

Центраторы, выполнены в виде ступенчатой втулки с пояском в средней части по оси втулки, цилиндрическая часть втулки меньшего диаметра сопрягается

с внутренней поверхностью фильтрующего элемента, а поясок втулки, диаметр которого соответствует внутреннему диаметру металлической трубы, обеспечивает соосность фильтрующего элемента и металлической трубы.

Упорные втулки выполнены с буртом на наружной поверхности с диаметром, равным внутреннему диаметру металлической трубы.

Клапанный элемент выполнен на стенке муфты в виде сквозного отверстия в форме двух установленных один на другом цилиндров с разными диаметрами оснований, диаметр отверстия со стороны наружной поверхности муфты меньше диаметра отверстия, расположенного со стороны внутренней поверхности муфты, с установленной в нем заглушкой, соответствующей по конфигурации отверстию, на цилиндре меньшего диаметра имеется проточка с установленным в ней уплотнительным резиновым кольцом фильтр скважинный, включающий металлическую трубу с отверстиями, снабженную снизу заглушкой, размещенный внутри металлической трубы с зазором и соосно с ней фильтрующий элемент, тем, что состоящими из двух цилиндрических поверхностей, меньший цилиндр центрирует фильтрующий элемент, а больший цилиндр, диаметр которого соответствует внутреннему диаметру наружной трубы обеспечивает необходимую соосность, в которой выполнено клапанное устройство простотой конструкции (рисунок 4.10).



1 - металлическая труба. 2 - отверстия металлической трубы. 3 - заглушка, 4 - фильтрующий элемент. 5 - центраторы. 6 - упорные втулки, 7 муфта в верхней части трубы, 8 - запорный элемент. 9 - резиновое кольцо. 10- промежуточная муфта, 11-цилиндрическая поверхность меньшего диаметра центратора, 12- поясок центратора, 13-цилиндрическая поверхность упорной втулки, 14-бурт упорной втулки

Рисунок 4.10 - Фильтр скважинный

Скважинный фильтр монтируется под установленным в скважине под штанговым глубинным насосом или винтовым насосом с поверхностным приводом либо на конце хвостовика.

В процессе работы фильтра, проходя через отверстия 2 металлической трубы 1, добываемая из скважины жидкость попадает в зазор между металлической трубой 1 и фильтрующим элементом 4. Проходя через поверхность фильтрующего элемента 4 скважинного фильтра, жидкость очищается от механических частиц и далее попадает на прием насоса. Заглушка 3 препятствует протеканию жидкости через незакрытый торец фильтроэлемента.

В случае засорения фильтрующего элемента 4 и возрастании перепада давления до расчетного запорный элемент 8 клапанного узла под воздействием расчетного перепада давления, выдавливается в полость фильтра, и пластовая жидкость в обход фильтрующего элемента из затрубного пространства через отверстие муфты в верхней части трубы 7 поступает непосредственно к насосу.

Далее разработана модификация фильтра тонкой очистки с диафрагмой по патенту РФ № 2514057 (рисунок 4.11).

4.5 Результаты промысловых испытаний фильтра тонкой очистки с клапаном

Нефть на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» добывается по данным на январь 2013г - 23200 скважинами действующего фонда. Из которых 23% - 5340 скважин эксплуатируется установками штанговых глубинных насосов (УСШН).

Традиционно сложными геолого-техническими условиями эксплуатации в НК «Роснефть» обладают месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз». Порядка 61 % отказов всех УСШН связано с засорением механическими примесями, не герметичностью клапанов и обрывом штанг. Смена насосной установки связанная с засорением механическими примесями остается преобладающей причиной и составляет 50 % (рисунок 4.12).

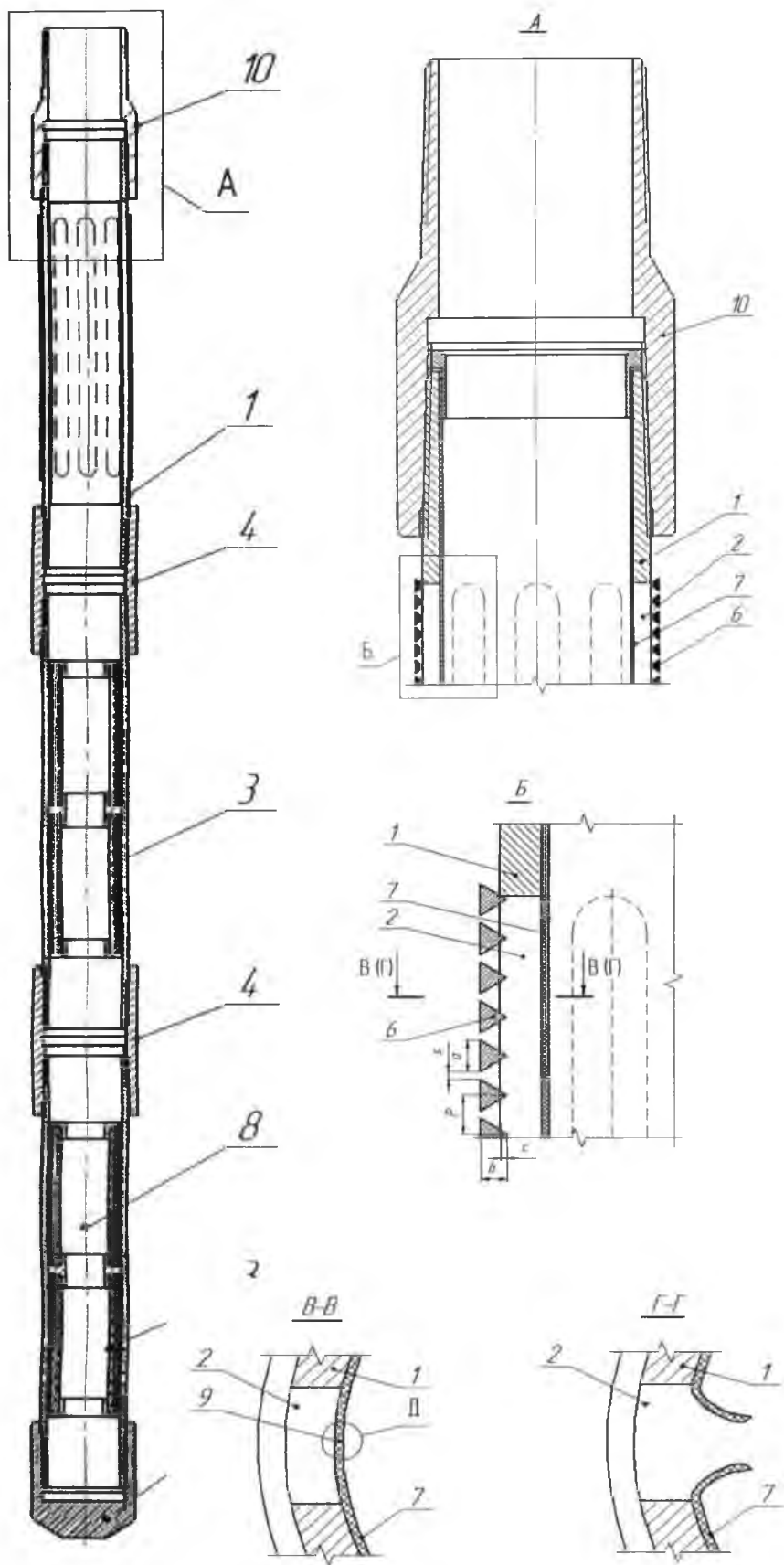


Рисунок 4.11 - Фильтр тонкой очистки с диафрагмой (Пат. РФ № 2514057).



Рисунок 4.12 - Причины отказов УСШН в ООО «РН-Пурнефтегаз» в 2012 г.

Для защиты насосного оборудования от мехпримесей наиболее эффективными являются механические методы: фильтры, устанавливаемые на приеме насоса и на забое скважины с использованием отверждаемого полимерного состава [1,99].

Наиболее распространёнными устройствами и технологиями, применяемыми в эксплуатационной колонне перед насосом предотвращающими вынос мехпримесей, являются:

1) Фильтр скважинный регулируемый ФРНП-1. Фильтрующим элементом является пружина с регулируемым межвитковым зазором, который можно изменять в пределах от 0 до 1 мм.

2) Газопесочный якорь ГПЯ-1-108-04. Устанавливается на приеме СШН и работает на принципах центробежной, гравитационной и механической очистки (центробежной сепарации) с последующим газоотделением в микровихревых потоках. Отсепарированные примеси собираются в накопителе и периодически сбрасываются в полость обсадной колонны.

3) Якорь газопесочный ПГ-2.00. Жидкость поступает в газопесочный якорь ПГ-2.000 через сетчатый фильтр и попадает на песочную спираль приемного патрубка. На песочной спирали, при движении жидкости по кругу и вниз

происходит отделение песка, который через песочный патрубок осаждается в накопитель. Жидкость поступает через нижнее отверстие приемного патрубка, перемещается вверх, где в соединительной муфте происходит отделение газа. Длина накопителя (количество труб) механических включений определяется исходя из конкретных условий.

4) Якорь газопесочный ЯГП-73-114. Сепарация газа и крупных фракций песка происходит при повороте всасываемой жидкости на 180 градусов. Свободный газ поступает в межтрубное пространство скважины. Крупные фракции песка оседают в хвостовике, выполненном из НКТ диаметром 60 мм с заглушкой, мелкие - на сетке фильтра. Способ фильтрации:

инерционно-гравитационный с механической очисткой. Сепарация механических примесей 80%.

Вышеперечисленные фильтры имеют ряд существенных недостатков:

- фильтрация частиц размером более 0,3 мм;
- при забивании фильтрующего элемента ухудшается депрессия на пласт и уменьшается приток пластового флюида в скважину.

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» применение фильтров ФРНП-1 не дали желаемого результата. Нарботка на отказ и КВЧ остались на том же уровне, что и до внедрения этих фильтров.

При применении ГПВЯ не достигли желаемого результата как в ООО «РН-Юганскнефтегаз», так и в ООО «РН-Пурнефтегаз», максимум достигается временный эффект, который прекращается при заполнении накопительной емкости.

Применение фильтров ФПП-146(168) устанавливаемых на пакере в эксплуатационной колонне не защищает от мелких механических примесей (менее <0,2 мм), возникают осложнения при эксплуатации из-за нарушения герметичности пакера, увеличивается риск возникновения аварийных ситуаций при извлечении фильтра.

Во всех нефтегазодобывающих предприятиях НК «Роснефть» сделан одинаковый вывод при применении газопесочных якорей различной конструкции -

низкая эффективность, а при высоких дебитах создается дополнительное гидравлическое сопротивление.

В итоге такие технологии как:

- а) Сетчатые фильтры;
 - б) Механизмы инерционно-гравитационной фильтрации;
- не смогли подтвердить необходимую производителям эффективность.

Современные технологии изготовления фильтроэлементов позволяют получить качественно новые фильтры глубинной фильтрации. Принцип действия: мехпримеси продавливаются под давлением снаружи через фильтрующую перегородку, при этом они остаются как на поверхности фильтрующей перегородки (*поверхностная фильтрация*), так и в её глубине (*глубинная фильтрация*).

Преимущества глубинной фильтрации заключаются в следующем:

1) Материал изготовлен так, что снаружи поры материала больше, чем с внутренней стороны, это приводит к тому, что мехпримеси не скапливаются на внешней поверхности, а проникают в тело материала и задерживаются внутри него. Таким образом, на поверхности материала не создаётся корка из мехпримесей, препятствующая течению жидкости;

2) Задержка мехпримесей в теле фильтроматериала при толщине материала более 1см, а такой материал характеризуется повышенной грязеемкостью, по сравнению с любой сеткой при этом вес мехпримесей, оседающих в фильтроэлементе кратно увеличивается.

3) С течением времени тонкость фильтрации глубинного материала увеличивается. Т.к. поры и каналы внутри глубинного материалы разного поперечного сечения, в первую очередь забиваются примесями самые крупные каналы, после этого фильтрации идет через более мелкие каналы, а значит и частицам, чтобы пройти их, нужно иметь меньший размер.

Примеры фильтрации на сетке и в толще глубинного материала приведены на рисунках 4.13 и 4.14.

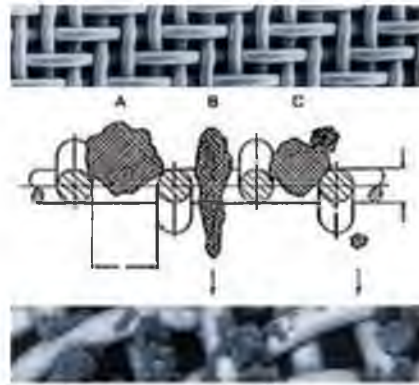


Рис. 4.13. Поверхностная фильтрация на сетке

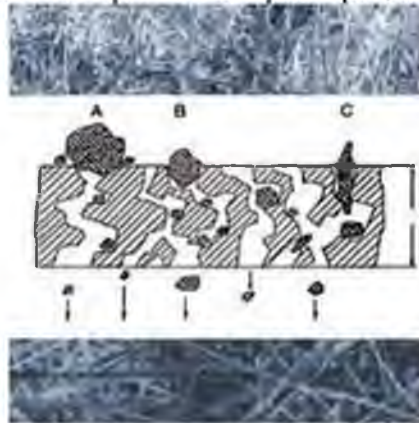


Рисунок 4.14 - Глубинная фильтрация во внутренних полостях фильтроматериала

На базе новейших технологий разработана и запатентована конструкция фильтра тонкой очистки (ФТО) с материалом глубинной фильтрации [100] (рисунок 4.10).

Промысловые испытания фильтра тонкой очистки

Для проведения промысловых испытаний в ООО «РН-Пурнефтегаз» было предоставлено пять фильтров тонкой очистки. Первый фильтр был спущен 06.07.12, последний 17.02.2013г, всё оборудование проходило испытания на Комсомольском месторождении.

Результаты испытаний представлены на рисунках 4.15-4.20.

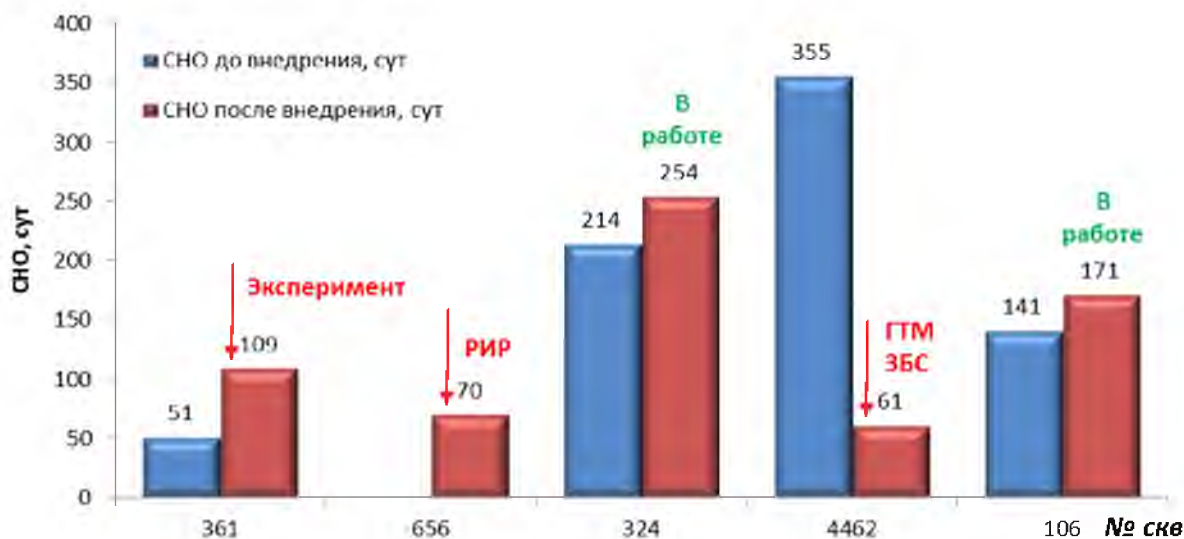


Рисунок 4.15 - Нарботка по скважинам до и после внедрения ФТО



Рисунок 4.16 - Уровень КВЧ до и после установки ФТО по скважине 361



Рисунок 4.17 - Уровень КВЧ до и после установки ФТО по скважине 656

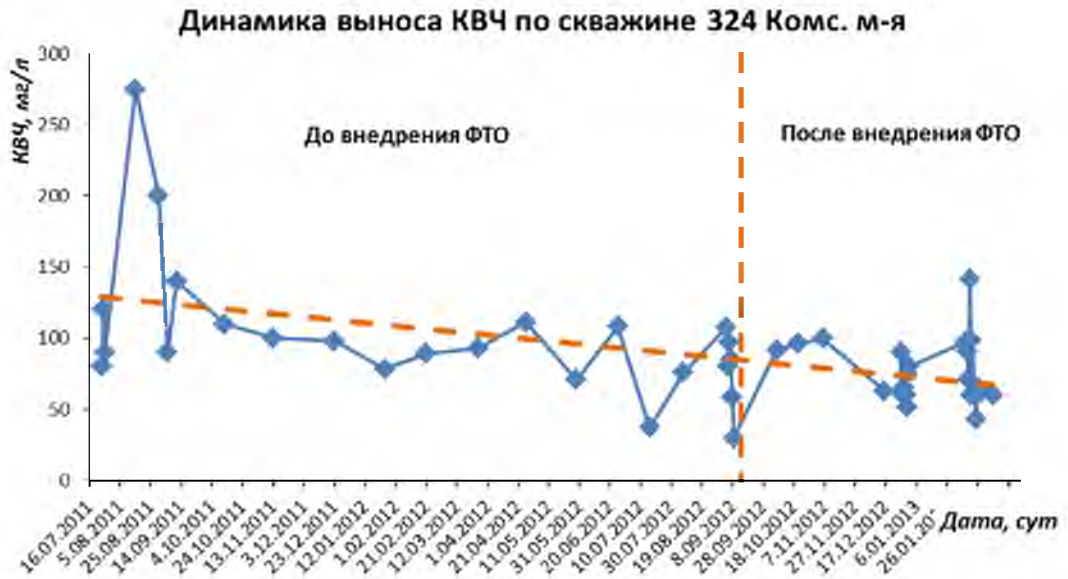


Рисунок 4.18 - Уровень КВЧ до и после установки ФТО по скважине 324



Рисунок 4.19 - Уровень КВЧ до и после установки ФТО по скважине 106



Рисунок 4.20 - Уровень КВЧ до и после установки ФТО по скважине 4462

Результаты испытаний фильтров тонкой очистки показали увеличение наработки на отказ до двух раз (скв.№361). По трем скважинам – 4462, 106, 656 уровень КВЧ изменился не значительно. Более существенное снижение КВЧ получено двум скважинам – 324, 361.

Гранулометрический состав мехпримесей разных группах месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» колеблется в широких пределах (рисунок 4.21). В дальнейшем внедрении фильтров тонкой очистки выбор размера ячеек фильтроэлементов необходимо выбирать с учетом гранулометрического состава мехпримесей.

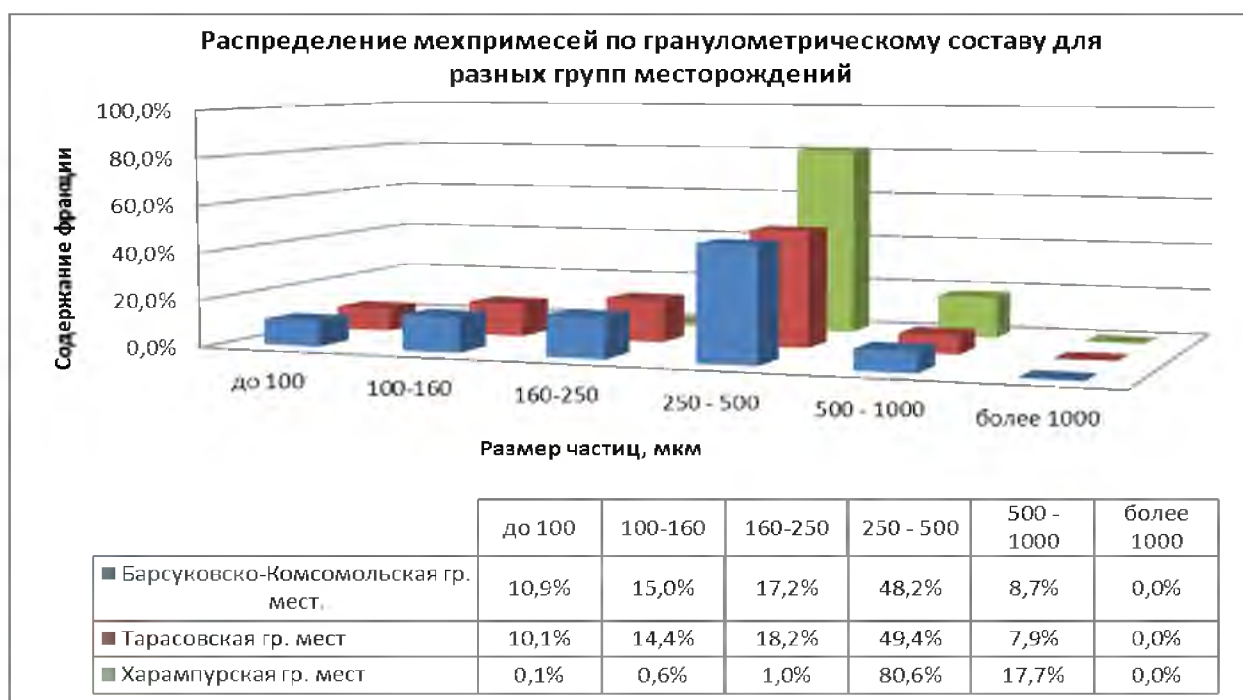


Рисунок 4.21 - Распределение гранулометрического состава механических примесей по группам месторождений

Учитывая, что тонкость фильтрации испытанных фильтроэлементов составляет 200мкм, это означает, что все частицы размером менее 200мкм могут беспрепятственно проникать в насос. Так как все испытания проводились на Комсомольском месторождении, то согласно гранулометрическому составу, фильтроэлемент потенциально мог отсеять только 58% мехпримесей, 42% всех мелких частиц беспрепятственно могли попасть в насос. Что подтверждает разбором по скважине 361 – где на шарике обнаружен налет мехпримесей.

Наилучшим образом фильтр мог бы показать себя на Харампурской группе месторождения, т.к. размером до 250мкм обладают всего 2% частиц мехпримесей.

Испытания показали, что необходимо подбирать номинальную тонкость фильтрации фильтроэлементов - индивидуально, в соответствие со средним гранулометрическим составом мехпримесей месторождений. Применение фильтроэлементов со «средней» тонкостью фильтрации может привести к неоднозначным результатам, для некоторых месторождений идеально подходит, а для других пропускать всю мелкую взвесь. Результаты испытаний приведены на рис.4.22, 4.23.



Рисунок 4.22 - Скважина 656 куст 7 Комсомольское месторождение

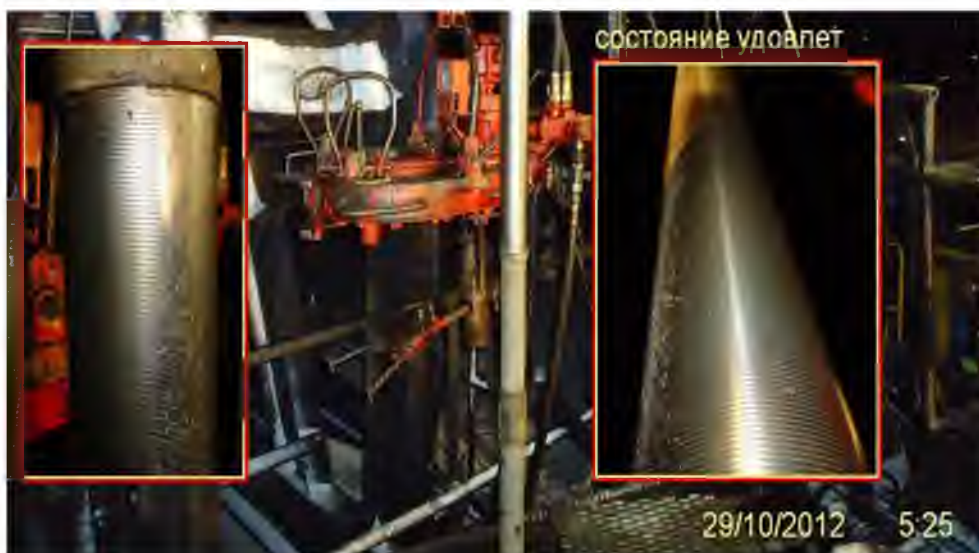


Рисунок 4.23 - Состояние фильтра тонкой очистки, скв.361, куст 17 Комсомольское месторождение

4.6. Выводы

1. Анализ работы подземного оборудования в ООО «РН-Пурнефтегаз» показал, что одной из основных причин отказов штанговых насосов является высокое содержание мехпримесей в добываемой нефти.

2. Методы снижения негативного влияния мехпримесей на работу насосного оборудования наиболее эффективны: при предотвращении попадания мехпримесей на забой скважины; при защите приема насоса от мехпримесей.

3. Разработан эффективный фильтр тонкой очистки для штанговых насосов со сменным картриджем из полимерного волокнисто-пористого материала, лабораторные исследования фильтроэлемента показали его высокую пропускную способность.

4. Результаты промысловых испытаний фильтров тонкой очистки подтвердили их высокую эффективность.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Предложен алгоритм построения множественной регрессии, адаптированный для статистического анализа отказов глубиннонасосного оборудования из-за вредного влияния механических примесей (износ и засорение насоса). Применение алгоритма к анализу промысловых данных по отказам насосного оборудования показал, что с его помощью можно получить регрессионные зависимости наработки на отказ от параметров технологического режима с достаточно высокой достоверностью аппроксимации.

2. Полученные корреляционные зависимости показывают, что наработка на отказ скважинных насосных установок снижается при увеличении на них эксплуатационной нагрузки: росте КВЧ, дебита жидкости, обводненности, глубины спуска, депрессии на пласт, коэффициента подачи. При этом число зависимых параметров в уравнении множественной регрессии, как правило, не превышает двух, а сами параметры могут варьироваться в зависимости от условий эксплуатации.

3. Установлено, что для скважинных штанговых насосов разработаны пескозащитные устройства многоступенчатой сепарацией с использованием гидродинамических эффектов: разворота струй газожидкостной смеси, центробежного эффекта, ускорения потока со сменой направления течения, эффекта укрупнения газовых пузырьков мелких фракций с их последующей сепарацией, однако, вопросы защиты штанговых насосов до конца не решены.

4. Разработаны специальная лабораторная установка и методика проведения эксперимента, моделирующие фильтрацию продукции добывающей скважины с высоким содержанием песка через фильтр тонкой очистки. Экспериментально получена параболическая зависимость количества взвешенных частиц, осевших на фильтроэлементе, от накопленного объема прокачки модели скважинной жидкости.

5. Получена универсальная регрессионная зависимость проницаемости для полимерно-волокнутого фильтра от массы прокачанного через его поверхность песка, позволяющая оценить время эффективной работы фильтра в зависимости от геометрических размеров фильтроэлемента.

6. Разработаны эффективный фильтр для призабойной зоны с использованием реагента и на приеме штанговых насосов со сменным картриджом из полимерного волокнуто-пористого материала, лабораторные исследования и промышленные испытания фильтра показали его высокую работоспособность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Смольников С.В., Топольников А.С., Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. – Уфа, «Нефтегазовое дело», 2010, 41с.
2. Алексеев Ю.В., Штайгервальд А.Э., Уразаков К.Р. Эмпирические зависимости коэффициента подачи штанговой насосной установки. / Сб. научн. тр. Башнипинефть, вып. № 103, Уфа, 2000 г., с.9-14.
3. Белов И.Г. Исследование работы глубинных насосов динамографом. М.:Гостоптехиздат, 1960, 128 с.
4. Валиханов А.В., Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Вопросы подъема обводненной и безводной нефти фонтанным и насосным способами. Казань: Таткнигоиздат. -1971.- 148 с.
5. Вирновский А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти //Тр. ин-та / ВНИИ. 1971. Вып. 57, 184 с.
6. Газаров А.Г., Эпштейн А.Р., Пчелинцев Ю.В. Особенности эксплуатации установок СШН в скважинах с осложненными геолого-техническими условиями. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности , №11, 2002., С.5-7.
7. Зубаиров С.Г. Проектирование штанговых насосных установок для осложненных условий эксплуатации.-Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999.-157с.
8. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти, М.: ГУП «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002, 824 с.
9. Ишмурзин А.А. Повышение эффективности добычи многокомпонентной продукции из малодебитных нефтяных скважин штанговыми насосами: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. - Уфа, 1999. - 255 с.
10. Круман Б.Б. Практика эксплуатации и исследования глубинно-насосных скважин – М.: Недра, 1964, 187 с.

11. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Нефть и газ, 2003 – 816 с.
12. Молчанова В.А. Влияние давления газа, находящегося в межтрубном пространстве, на величину динамического уровня и суточный дебит скважины. // Научно-практическая конференция «60 лет ДЕВОНСКОЙ НЕФТИ», г. Октябрьский, 2004 г., с.48
13. Молчанова В.А. Влияние давления затрубного газа на эффективность работы штанговых насосных установок. // Материалы первой научно-технической конференции молодых специалистов ООО «РН-Уфанипинефть», Уфа, 2007, с.18-24.
14. Молчанова В.А., Топольников А.С. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства. // НТС «Нефтепромысловое дело» № 10, 2007, с.27-33.
15. Молчанова В.А., Уразаков К.Р. Оценка потерь затрубного газа и периодичности его сброса. // «Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти», Уфа, 2005 г., с.178-185.
16. Молчанова В.А. Расчет давления газа в затрубном пространстве насосных скважин. // Материалы VI Конгресса нефтегазопромышленников России «Научные исследования и практика совершенствования эксплуатации нефтяных месторождений РБ», Уфа, 2005 г. с.90 – 93.
17. Муравьев И.М., Мищенко И.Т. Насосная эксплуатация скважин за рубежом, М.: Недра, 1967., с. 180.
18. Патент РФ №2305171, Е21В 34/06. Автоматическое клапанное устройство для перепуска затрубного газа / Уразаков К.Р., Молчанова В.А., Маркелов Д.В., Тяпов О.А., Дмитриев В.В., Иконников И.И.; заявитель и патентообладатель ООО "РН-Уфанипинефть". - №2006102229/03; заявл. 26.01.2006; опубл. 27.08.2007., 4 с.
19. Пирвердян А.М., Адонин А.Н. Вопросы гидравлики и работоспособности глубинного насоса. -Баку: АЗНЕФТЕИЗДАТ, 1955.-191 с.

20. Пирвердян А.М. «Защита скважинного насоса от газа и песка» // М.: Недра, 1986, 120с.
21. Ришмюллер Г., Майер Х. Добыча нефти глубинными штанговыми насосами: Пер. с нем. - Австрия: Шеллер-Блекманн ГмбХ, 1988,- 150 с.
22. Сейтпагамбетов Ж.С., Агамалов Г.Б., Уразаков К.Р. и др. Исследование особенностей работы штанговых насосов на месторождениях ОАО "СНПС-Актобемунайгаз" // Нефть и газ (Казахстан), г. Алма-Ата, № 3, 2002, с. 33-37.
23. Топольников А.С., Молчанова В.А. Новая технология эксплуатации скважин штанговыми насосами в условиях большого газового фактора. // Материалы второй научно-технической конференции молодых специалистов ООО «РН-Уфанипинефть», Уфа, 2008, с.24-32.
24. Уразаков К.Р., Андреев В.В., Жулаев В.П. Нефтепромысловое оборудование для кустовых скважин.// М.: Недра, 1999.-268с.
25. Уразаков К.Р., Молчанова В.А., Топольников А.С. Математическая модель штанговой установки с эжектором для откачки газа из затрубного пространства. // НТС «Интервал» №6 (101), 2007, с.54-60
26. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И, Сейтпагамбетов Ж.С, Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин. М.: Недра. 2003, 302 с.
27. Хасанов М.М., Мухамедшин Р.К, Уразаков К.Р, Князев О.В. и др. Динамическая модель глубиннонасосной установки // Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики: межвузовский тематический сб. научн. тр./ УГНТУ, 1996, с.58-66.
28. Лиссук М. Анализ и определение коэффициента сепарации у приема погружного оборудования. - Нефтепромысловое дело, 2001, №3, с.35-37.
29. Richard Márquez, "Modeling downhole natural separation", a dissertation submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy in the Discipline of Petroleum Engineering, The Graduate School. The University of Tulsa – 2004, 219.

30. Мельниченко В.Е., Жданов А.С. Опыт работы оборудования УЭЦН в условиях повышенного содержания мехпримесей на месторождениях ОАО «Славнефть-мегионнефтегаз»// Инженерная практика, №2, 2010, С.32-38.
31. Виноградов В.Н., Сорокин Г.М., Колокольников М.Г. Абразивное изнашивание. – М.: Машиностроение, 1990. – 224 с.: ил.
32. А. с. 1262026 СССР E21B43/00, F04D15/00. Способ эксплуатации скважинного насоса с частотно-регулируемым приводом / В.Г. Ханжин //Изобретения (Заявки и патенты). – 1986. - №37., 2 с.
33. Башкатов А.Д. Предупреждение пескования скважин.- М.: Недра, 1991.-84с.
34. Боксерман А.А., Басниев К.С., Закиров С.Н., Мищенко И.Т. Анализ состояния работ по управлению разработкой месторождений в ОАО «Сибнефть», М.: Наука, 2006.-167с.
35. Бочарников В.Ф. Погружные скважинные центробежные насосы с электроприводом: Учебное пособие. / В.Ф. Бочарников. - Тюмень: Изд-во «Вектор-Бук», 2003. – 336с.
36. Башкатов А.Д., Фазлулин М.И., Дрягалин Е.Н. Сооружение гравийных фильтров за рубежом.- М.: ВИЭМС, 1985.-86 с.
37. Вербицкий В.С. Разработка нового способа защиты УЭЦН от вредного влияния механических примесей. Результаты ОНР по испытанию погружного центробежного сепаратора механических примесей.//М.:Недра,2007г. – С.71-78.
38. Влияние частоты вращения вала на характеристики газосепараторов к УЭЦН/ А. Дроздов, А. Деньгаев, В. Вербицкий, С. Здольник и др. // Бурение и нефть. – 2006. - №7/8. – С. 20-23.
39. С.И. Кудряшов, С.Е. Здольник, В.А. Литвиненко и др. Внедрение передовых технологий механизированной добычи в ОАО «НК Роснефть»/ // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №9. – С. 44-47.
40. Зубаиров С.Г. Эксплуатация УЭЦН в осложненных скважинных условиях/ С.Г. Зубаиров, Ф.Г. Халимов, И.А. Салихов//

Реализация государственных образовательных стандартов при подготовке инженеров-механиков: Материалы II Всероссийской учебно-научно-методической конференции. -Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2004. – С.123-127.

41. Казаков Д.П. Опыт работы УЭЦН в осложненных условиях интенсифицированных скважин//Пробл. геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление: Сб. статей аспирантов и молодых специалистов.-Уфа, 2005. – Вып.2.- С.173-178.

42. Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. - М.: Недра, 2003. – 89с.

43. Каплан А.Л., Нагиев А.Т., Ануфриев С.Н. Эксплуатация осложненных скважин УЭЦН на месторождениях ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» // Мат-лы 3-й Международной практической конференции «Механизированная добыча 2006».- Москва, 2006г. – С.102 -104.

44. Ивановский В.Н. Анализ перспектив развития центробежных насосных установок для добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2008. - № 4. – С.64-67.

45. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями / Р.С. Камалетдинов, А.Б. Лазарев. // Инженерная практика. – 2010 - №2. – С. 6 – 13.

46. Ламбин Д.Н. Технологии насосной эксплуатации нефтяных скважин с повышенным содержанием свободного газа и механических примесей // Территория нефтегаз. – 2010. - №12. – С 78 – 82.

47. Маслов И.И., Швед Г.М., Сушкова Н.А., Фисенко Н.Т., Губенко Г.М. Крепление призабойной зоны скважин вспененными смолами // Нефтяное хозяйство. – 1979. - № 12. - С. 55-57.

48. Минеев А.В. Методы защиты насосного оборудования при добыче пескосодержащей нефти / А.В. Минеев, Н.Д. Булычев, П.М. Кондрашев // Территория нефтегаз. – 2010. - №10. – С. 82 – 84.

49. Морозов И.С. Анализ существующих решений влияния песчаной пробки на производительность скважин. / И.С. Морозов, С.К. Ахмедсафин, О.В. Фоминых // Территория нефтегаз. – 2011. - №2. – С. 26-28.
50. Николаевский В.Н. Геомеханика призабойной зоны нефтяной скважины и вынос песка / В.Н. Николаевский, С.М. Капустянский, А.Г. Жиленков // Нефтяное хозяйство. – 2010. - №1. – С. 94-97.
51. Патент РФ №2352764. Способ крепления призабойной зоны пласта / Е.А.Румянцева и др.// Оpubл.20.04.2009г., 4 с.
52. Румянцева Е.А. Крепление слабоцементированных пород в призабойной зоне скважины химическими методами / Е.А. Румянцева, Л.М. Козупица, Н.И. Акимов // Интервал. – 2008. – 4(111). – С. 27-31.
53. Сувернев С.П. Химическое связывание слабоцементированной породы для борьбы с песком. // Инженерная практика.–2011- №2.– С.101– 102.
54. Султанов Б.З. Вопросы выноса песка в процессе эксплуатации нефтяных скважин. / Б.З. Султанов, С.С. Орешев // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005.(<http://www.ogbus.ru>).
55. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. Перевод с англ. / Перевод и редакция Цайгера М.А. -М.: Недра, 1986 . - 176 с.
56. Ягудин Р.А. Анализ и совершенствование методов борьбы с пескопроявлениями в скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» / Р.А. Ягудин, Э.И. Шакиров, В.А. Стрижнев, В.Г. Уметбаев, Д.А. Хисаева // ОАО НПФ «Геофизика». Сборник статей аспирантов и молодых специалистов. Вып. 7. Уфа: «НПФ «Геофизика». – 2010 г. - С.135-142.
57. Уразаков К.Р. Проблемы эксплуатации механизированного фонда скважин Западной Сибири и пути их решения // Нефт. хоз-во.-1996.-№4., С. 62-64.
58. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами, М: Недра, 1979г, 213с.
59. Уразаков К.Р. Оптимизация режима эксплуатации механизированного фонда скважин // Нефтепромысловое дело.- 1997. - №6., С. 65-71.

60. Уразаков К.Р. Осложнения при эксплуатации наклонно-направленных и искривленных скважин // Тр. Башнипинефть. -1994.-Вып.88.-С.81-86.
61. Уразаков К.Р., Багаутдинов Н.Я., Атнабаев З.М., Алексеев Ю.В., Рагулин В.А. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири. – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997, 56 с.
62. Пирвердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка.-М.: Недра, 1986, 120с.
63. Аффифи А., Эйзен С. Статистический анализ: Подход с использованием ЭВМ, М.: Мир, 1982, 488 С.
64. Алексеев Ю.В., Иконников И.И., Уразаков Т.К. Исследование факторов, осложняющих эксплуатацию погружных центробежных насосов. Сб. аспирантских работ. –Уфа: Изд. БашНИПИнефть, 1996. – С.3-12.
65. Саркисянц Г.А. Предупреждение образования гидратов природных углеводородных газов. – М.: Гос.научн.-тех.издат.фт. и горно-топливной лит-ры, 1958 г. 98 с.
66. Афанасьев А.В. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «ЛИНК» для ограничения выноса песка // Инженерная практика, 2010, «2, С.38-48.
67. Топольников А.С., Уразаков К.Р., Казаков Д.П. Численное моделирование обтекания погружной части установок электроцентробежных насосов с фильтром // Нефтегазовое дело, 2009, т.7, №2, С.89-95.
68. Боровиков В.П., Ивченко И.Г. Прогнозирование в системе Statistica в среде Windows, М.: Финансы и статистика, 2000, 380 с.
69. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ, М.: Финансы и статистика, 1986, 366 с.
70. Топольников А.С., Смольников С.В., Вахитова Р.И. Статистический анализ факторов, влияющих на износ и засорение насосного оборудования механическими примесями, Тр. АГНИ, С.126-140.
71. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно-направленных насосных скважин. – М.: Недра, 1993.- 193 с.

72. Сердюк В.И. Исследование температурного режима штангового насоса в условиях скважин // Тр. Волгограднипинефть. – 1974, Вып.22. – С.67-71.
73. Ягудин Р.А. Повышение эффективности эксплуатации скважин с солеотложением и выносом механических примесей (на примере ООО «РН-Пурнефтегаз»). Автореф.дисс.канд.техн.наук, Уфа, 2013 г., 25 с.
74. Буровые установки и их узлы. Крепление слабоцементированных пород в ПЗП. Интернет ресурс http://neftegaz.ru/en/tech_library/view/4164.
75. Тананыхин Д. С. Обоснование технологии крепления слабоцементированных песчаников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом. Автореф.дисс.канд.техн.наук "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный"", 2013 г., 22 с.
76. Крепление слабоцементированных пород в ПЗП. Интернет ресурс <http://xn--80aaakjoeag4b2voc1a.xn--p1ai/2011/12/kreplenie-slaboscementirovannyx-rod-v-pzp/>.
77. Большая энциклопедия нефти и газа. Интернет ресурс <http://ngpedia.ru/id69843p1.html>. Проверено 03.06.2014.
78. Коротенко В.А., Сабитов Р.Р., Кушакова Н.П., Сидоров И.В. «Особенности вытеснения вязкопластичной нефти водой» ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, Российская Федерация. Интернет ресурс http://www.ogbus.ru/authors/KorotenkoVA/KorotenkoVA_1.pdf.
79. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Отчет «Зарубежный опыт применения новых технологий в механизированной добыче», этап III, «Обзор мировой практики использования винтовых, многофазных и других насосов в добыче нефти», Москва, 2006г., 120 с.
80. Казаков Д.П. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта. Автореф.дисс.канд.техн.наук, Уфа, 2010г., 25 с.
81. Щелевые фильтры скважинные. Интернет ресурс <http://opora-prom-oil.ru/filtry-schelevye>. Проверено 04.06.2014.

82. Шмидт А.А. Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных содержанием мехпримесей в продукции. Автореф. дисс. канд. техн. наук, Уфа, 2007г., 25 с.

83. Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2012. №5. С. 159-169. URL:

http://www.ogbus.ru/authors/Bakhtizin/Bakhtizin_4.pdf

84. Интернет ресурс <http://elkam.ru/gazopesochnyj-vakor-pg.html>.
Проверено 18.06.2014.

85. Интернет ресурс <http://www.ruselkom.ru/copyrights>. Проверено 18.06.2014.

86. Скважинные штанговые насосы ГОСТ Р 51896-2002, 44с.

87. Интернет ресурс Пермский научно-исследовательский технологический институт <http://www.pniti.ru>.

88. Интернет ресурс <http://www.megapetroleum.ru>.

89. Патент РФ RU № 2471063 E21B 43/08. Скважинный фильтр тонкой очистки./Уразаков К.Р., Тяпов О.А., Масленников Е.П., Смольников С.В. и др.; заявлено 03.11.2011; опубликовано 27.12.2012 Бюл.№36.

90. Уразаков К.Р., Смольников С.В. Фильтр тонкой очистки. Паспорт и руководство по эксплуатации БК 02.00.00.020 ПС, Уфа, ООО «РН-Уфанипинефть», 2012г., 8 с.

91. Интернет ресурс http://www.sifania.by/index.php?Itemid =23&id=22&option=com_content&view=article.

92. Пармакли И.И., Пославский С.А. Распространение волны загрязнения при фильтрации суспензии в пористой среде // Современные проблемы математики и её приложения в естественных науках и информационных технологиях. Сб. тезисов международной конф. – Харьков. – 2012. – С.84.

93. Рамазанов Р.Р., Уразаков К.Р., Топольников А.С., Сахно Р.В., Деменин Д.М., Смольников С.В. Результаты промысловых испытаний фильтра тонкой

очистки, Тезисы докладов V11- научно практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», 15-17 апрель 2014 г., Уфа., 26 с.

94. Материалы презентации ООО «СНК» «Ликвидация пескопроявлений. Технология ЛИНК», г. Самара, 2009, 18 с.

95. Уразаков К.Р., Ягудин Р.А., Сахань А.В., Катков Ю.А., Смольников С.В. Устройство для создания фильтра в призабойной зоне пласта Патент РФ №116572, 2с.

96. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Смольников С.В., Политов М.Е. Экспериментальные исследования пропускной способности фильтра тонкой очистки., Нефтяное хозяйство, 2014, №5 – 127-129 с.

97. Уразаков К.Р., Тяпов О.А., Смольников С.В. и др. Скважинный фильтр тонкой очистки. Патент на полезную модель РФ № 57356, кл. E21B 43/08, 10.10.2006., 2 с.

98. Уразаков К.Р., Телижин М.М., Иконников И.И., Топольников А.С., Васильев А.М. Патент РФ №2355876 E21B43/08, 2009., 4 с.

99. П.Н. Лаврушко. Подземный ремонт скважин. Издание 2-ое. Гостоптехиздат, М, 1961, стр.429, 433-436.

100. М.А. Шашкин. Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО, Инженерная практика, №2, 2010г. С 26-31.