



Смольников Сергей Васильевич

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

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Работа выполнена в лаборатории информационно-измерительных систем геолого-технологических исследований Открытого Акционерного Общества «Научно-Производственной Фирмы «Геофизика» (ОАО «НПФ «Геофизика»)

Научные руководители: **Багаутдинов Наиль Явдатович**
доктор технических наук

Официальные оппоненты: – **Валеев Марат Давлетович**
доктор технических наук, профессор,
ООО НПФ «ВМ Система»,
технический директор

– **Хабибуллин Ринат Альфредович**
кандидат технических наук,
ООО Газпромнефть НТЦ,
руководитель направления

Ведущая организация: **ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный
технический университет»**

Защита состоится 17 апреля 2015 года в 14:00 на заседании диссертационного совета Д 002.059.04 при Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук (ИМАШ РАН) по адресу: г. Москва, 119334, ул. Бардина, д. 4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ИМАШ РАН по адресу: 119334, г. Москва, ул. Бардина, д. 4, www.imash.ru.

Автореферат разослан 17 марта 2015 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



Г.Н. Гранова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ.

Актуальность темы исследования. 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 мехпримесей. Механические примеси являются одним из неблагоприятных факторов, приводящих к нарушениям технологического процесса добычи нефти в современных условиях. Применительно к штанговонасосному 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 мехпримесей 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 мехпримеси (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 **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 механических примесей на приеме штанговых насосов.

Научная новизна

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 мехпримесей, новое техническое решение по системе защиты приема насоса от механических примесей.

Практическая значимость 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.

Публикации. 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 137 страницах машинописного текста, содержит 38 рисунков и 12 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи исследования, приведены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов.

В **первой главе** диссертации показано, что одним из наиболее неблагоприятных факторов, осложняющих добычу нефти в современных условиях, является взаимодействие выносимых с добываемой продукцией механических примесей с элементами подземного оборудования. Применительно к подземному насосному оборудованию механические примеси являются главной причиной поломок и образования дефектов конструкции.

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.

Из эксплуатационной колонны твердые осадки попадают сначала в защитное приспособление, установленное на приеме штангового оборудования, далее часть механических примесей 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. 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.

Исследованию влияния механических примесей на работу глубиннонасосного оборудования штанговонасосных скважин посвящены работы Ивановского В.Н., Пирвердяна А.М., Вербицкого В.С., Мищенко И.Т., Уразакова К.Р., Камалетдинова Р.С., Ламбина Д.Н., Минеева А.В., Морозова И.С., Николаевского В.Н., Топольникова А.С., и др. Ими выявлены и систематизированы причины разрушения коллектора и выноса песка, разделенные 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.

Основная составляющая частиц мехпримесей – пластового происхождения, однако, в среднем 20% имеет не пластовое 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.

Согласно статистическим данным доля отказов глубиннонасосного оборудования по причине засорения мехпримесями составляет 35-50% от общего числа поломок. 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. 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 выбрана 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:

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

где T - наработка на отказ, сут; H_{cn} -глубина спуска насоса, м; M - содержание механических примесей, мг/л;

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. Таким образом, необходимость во введении поправочных коэффициентов в уравнение регрессии отсутствует и его можно использовать в виде (1).

Статистический анализ по скважинам Приобского месторождения 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). Поиск многопараметрической зависимости в конечном итоге привел к уравнению множественной регрессии в виде:

$$T = 171,9 - 0,0724 \cdot M - 0,4138 \cdot \Delta P, \quad (2)$$

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, тогда как рост депрессии на 10 атм дает снижение наработки на 4,1 сут.

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:

$$T = K \cdot (171,9 - 0,0724 \cdot M - 0,4138 \cdot \Delta P), \quad (3)$$

где K - поправочный коэффициент.

По штанговым насосам доля отказов из-за утечек, заклинивания плунжера и износа клапанов, вызванных воздействием твердых частиц, также остается высокой. На рис. 1 показаны диаграммы рассеяния для зависимостей наработка–коэффициент подачи насоса и наработка–дебит жидкости, построенные для выборки скважин группы Барсуковского и Комсомольского месторождений Западной Сибири, эксплуатируемых СШН, которые отказали из-за засорения механическими примесями.

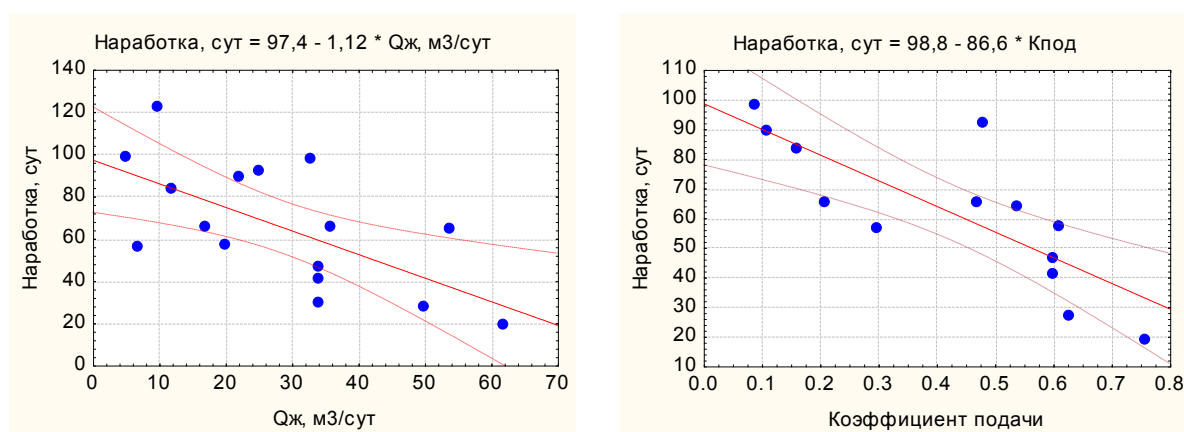


Рисунок 1 - Диаграммы рассеяния зависимостей: наработка–коэффициент подачи, наработка–дебит жидкости для скважин Барсуковского и Комсомольского месторождений.

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:

$$T = 98,8 - 86,65 \cdot \eta, \quad (4)$$

где η - коэффициент подачи насоса.

Высокая парная корреляция может быть легко объяснима, если 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.

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 (4) для выборки скважин Западной Сибири.

Итоговое уравнение множественной регрессии имеет вид:

$$T = 417,5 - 1,659 \cdot B - 0,0485 \cdot M \cdot Q_{ж},$$

(5)

где B - обводненность нефти, %; $Q_{ж}$ - дебит жидкости, м³/сут.

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.

Во **второй** главе исследуются методы защиты внутрискважинного оборудования от механических примесей. Существуют две группы технологий эксплуатации нефтяных скважин с пескопроявлением: технологии, которые позволяют работать с мехпримесями, и технологии, направленные на предотвращение или снижение выноса мехпримесей. К первой группе относятся технологии обеспечения условий выноса мехпримесей (уменьшение отборов, снижение обводненности и т.д.) и технологии, основанные на использовании износостойкого насосного оборудования. 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).

В результате анализа существующих способов борьбы с мехпримесями по группам установлено, что вопросы защиты штанговых глубинных насосов до конца не решены, несмотря на то, 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. 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.

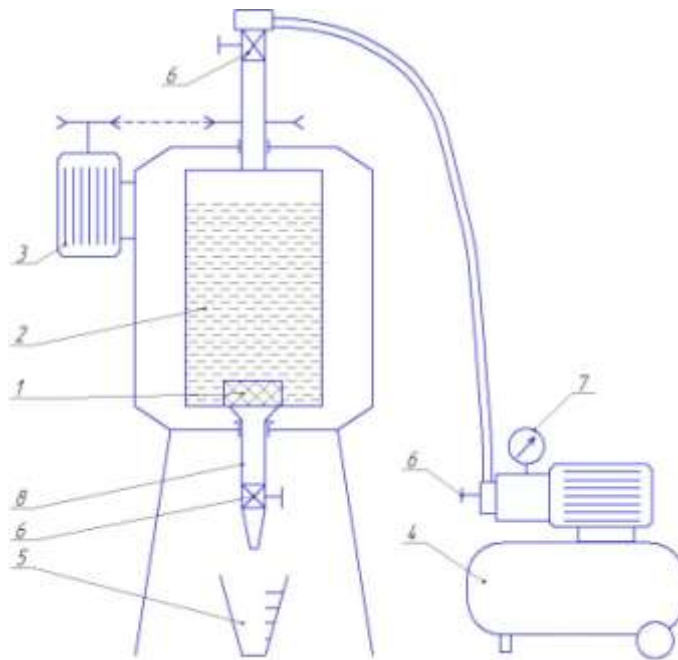
При создании систем защиты насосного оборудования необходимо учитывать проницаемость фильтрующего элемента (картриджа) в процессе работы, который определяет не только такие параметры фильтра, как проходной размер ячеек, наружный диаметр, но и саму его конструкцию. Немаловажной является также экономическая составляющая при подборе фильтрационного оборудования, а именно: стоимость фильтра, затраты, связанные с его установкой, ремонтпригодность, возможные потери от его преждевременного выхода из строя.

В третьей главе рассматривается возможность использования полимерно-волокнутого пористого материала в составе фильтров,

защищающих глубинное оборудование от мехпримесей. Приводятся результаты экспериментальных и теоретических исследований фильтрационных характеристик полимерно-волокнистого пористого материала (ПВПМ).

Исследования проведены на специальной установке прокачки модельной жидкости через элемент фильтра с определением основных фильтрационных характеристик. 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.

Стандартное оборудование фильтрационных установок не позволяет тестировать фильтрующий элемент данной конфигурации, поэтому создана специальная фильтрационная установка (рисунок 2).



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

Рисунок 2 - Лабораторная установка.

Методика тестирования. В сосуд с предварительно установленным в нем образцом фильтра, заливалась 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 был просушен, взвешен и отсортирован по фракциям путем просеивания через сита разной крупности ячеек. 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. 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 (характер и распределение частиц по размеру).

Рассмотрение существующих способов математического описания процесса коагуляции фильтра показал, их сложность для описания проницаемости фильтроэлементов из ПВПМ. 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.

Моделирование процесса заполнения фильтра механическими примесями с помощью модели движения фронта загрязнения предполагает 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 $k_{\text{загр}}$.

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

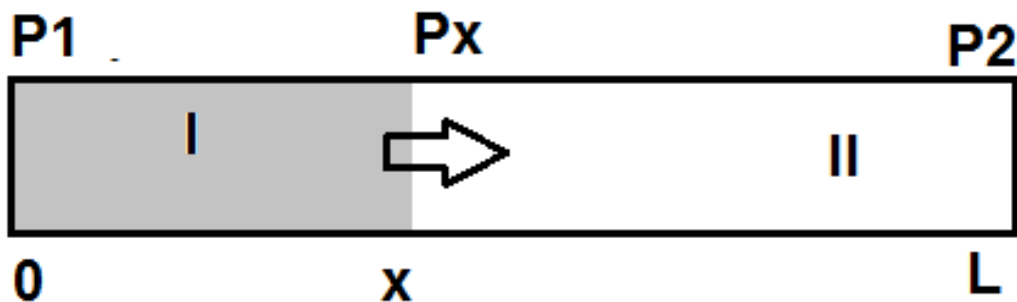


Рисунок 3 - Движение фронта загрязнения.

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

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

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

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

$$\frac{1}{k} = \frac{x}{k_{\text{загр}}L} + \frac{(L-x)}{k_0L} \quad \text{или} \quad k = \frac{k_0 k_{\text{загр}}L}{k_{\text{загр}}(L-x) + k_0x}$$

Продвижение фронта загрязнения пропорционально количеству прокачанного через фильтр механических примесей: $x \sim Q_{\text{накопл}}$.

Из приведенных выше уравнений видно, что величина, обратная проницаемости фильтра, в модели будет меняться пропорционально продвижению линии фронта или накопленной прокачке твердого осадка. Сравнение результатов изменения величины, обратной проницаемости, по экспериментальным данным и по предложенной модели показали, что 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.

Таким образом, теоретические исследования показали, что рассмотренные методы моделирования процесса кольтматации фильтра: однокомпонентная модель течения суспензии через пористую среду и линейная модель фронта загрязнения не описывают адекватно экспериментальные результаты. В этой связи исследована модель на базе корреляционной зависимости проницаемости фильтра от количества прокаченного загрязнителя.

На рисунке 4 представлен график изменения проницаемости по экспериментальным данным в зависимости от накопленной прокачки песка, по которым построена корреляционная зависимость:

$$k = \frac{1}{0.0196 * e^{0.5367m} + 0.16}, \quad (4)$$

где k - это проницаемость фильтра (Дарси); m - накопленная масса прокачанного на квадратный метр песка в килограммах.

Полученная универсальная регрессионная зависимость проницаемости для полимерно-волокнистого 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:

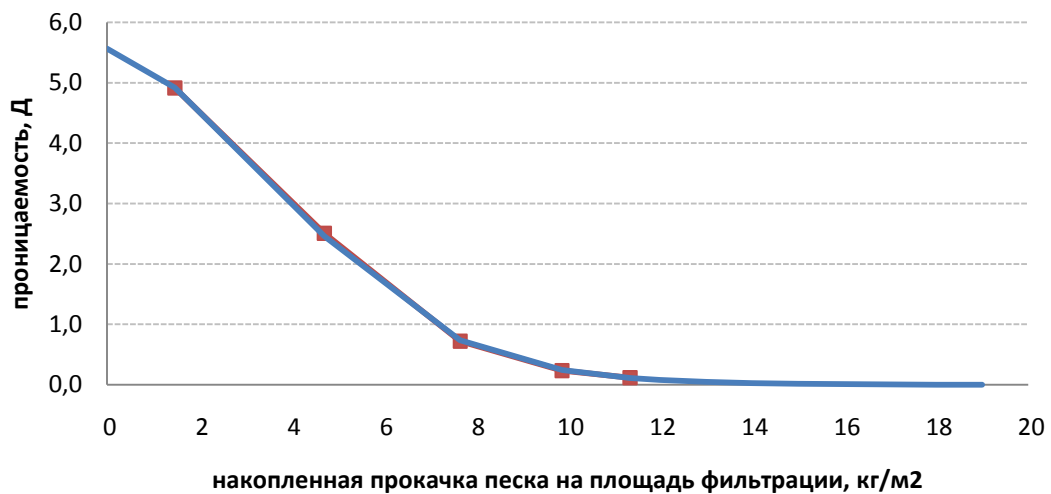


Рисунок 4 - Изменение проницаемости в зависимости от накопленной прокачки механических примесей

$$T = \frac{S}{Qc} \left[1.86 \ln \left(\frac{1}{K} - 0.16 \right) + 7.33 \right], \quad (5)$$

где S – площадь фильтра, м^2 ; Q – дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$; c – концентрация песка в добавляемой нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$; K – проницаемость фильтроэлемента, Д.

$$K = Q \cdot \mu \cdot \frac{\Delta l}{S \cdot \Delta P} \cdot 10^{15}, \quad (6)$$

где μ – вязкость добавляемой продукции, $\text{Па} \cdot \text{с}$; Δl – толщина стенки фильтра, м; ΔP – допустимый перепад давления между наружной и внутренней поверхностью фильтра, Па.

В четвертой главе представлены технологии эксплуатации скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей. Структурная схема методов защиты внутрискважинного оборудования от мехпримесей внутрискважинного штанговонасосного оборудования приведена на рисунке 5.



Рисунок 5 - 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

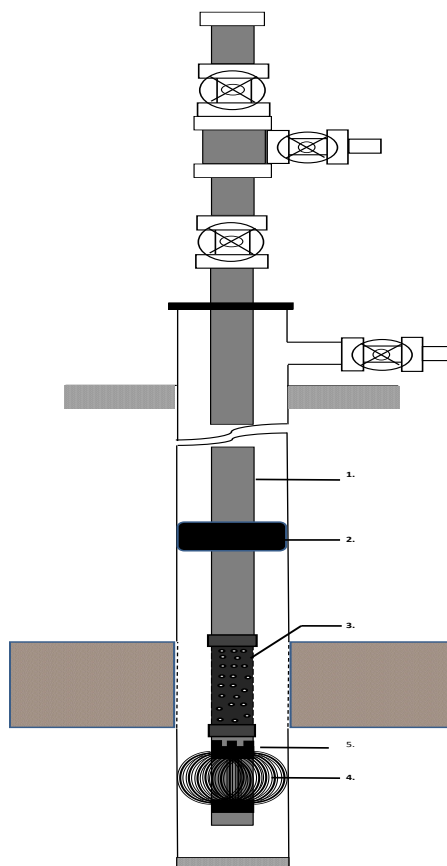
не решены, несмотря на то, что для СШН разработан огромный спектр пескозащитных устройств в конструкциях.

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 известных конструкций наилучшие фильтрационные свойства демонстрируют каркасно-проволочные фильтры, однако, и они подвержены интенсивному засорению или низкой эффективности защиты от механических примесей.

Создание фильтра в призабойной зоне пласта за счет оснащения его элементом, при необходимости временно перекрывающим нижележащий интервал перфорации и ЗУМПФ, тем самым обеспечивая закачку 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, а не выше него; 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 в призабойной зоне пласта, включающее спускаемую в скважину насосно-компрессорную трубу, оснащенную пакером и узлом подачи состава (перфорированной трубой). 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 (рисунок 6).



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

Рисунок 6 - Устройство для создания фильтра в призабойной зоне пласта

Плоские упругие пластинки, расположенные в пазах хомута со свободным креплением, - являются элементами, при необходимости временно перекрывающими нижележащий интервал перфорации и ЗУМПФ.

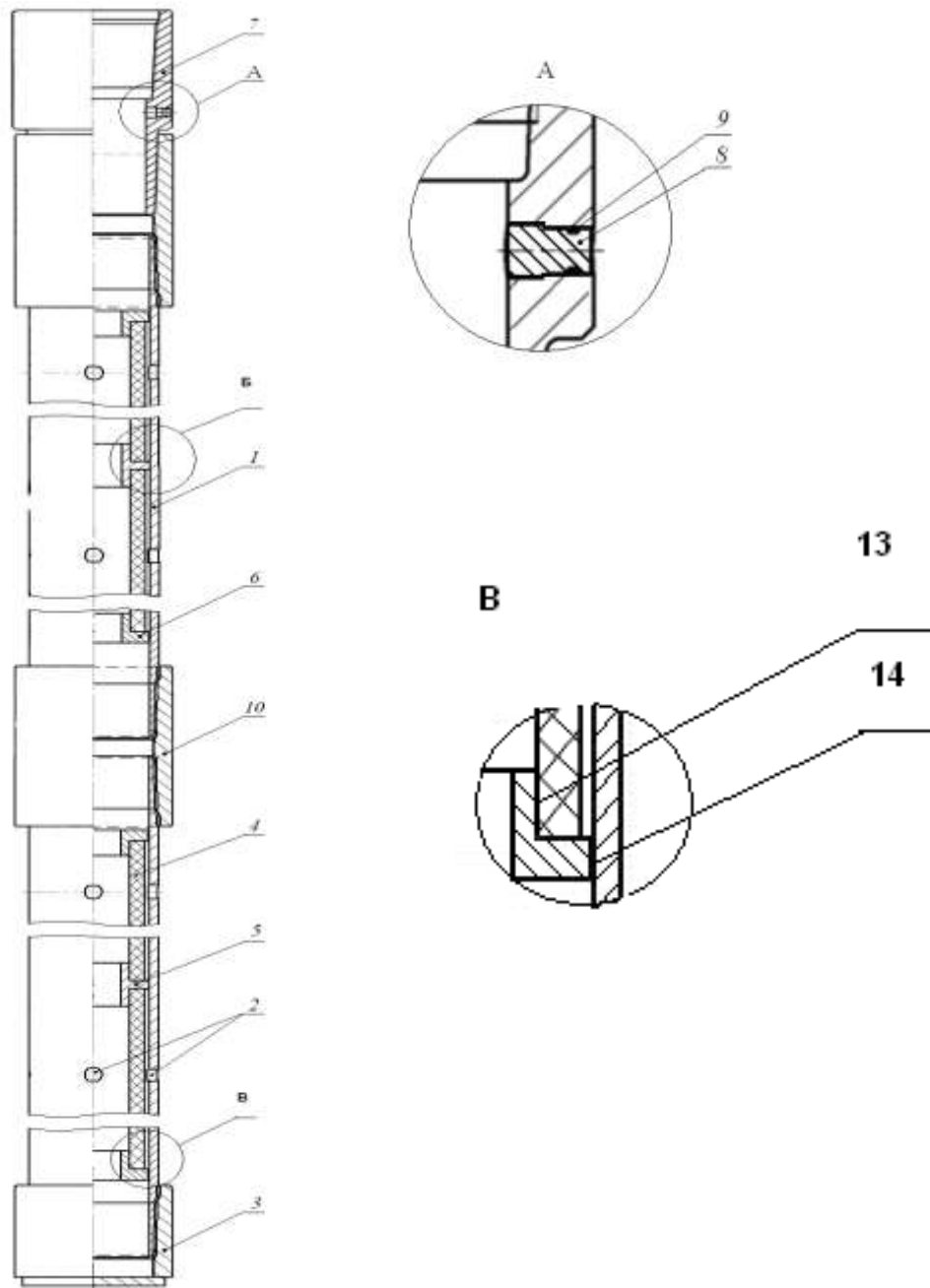
Компоновка, включающая указанные элементы 1-5, монтируется на устье и спускается в скважину на НКТ 1. Пакер 2 предназначен для изоляции вышележащего интервала при создании фильтра в нижележащем интервале или для эффективного срабатывания пластинчатого центратора-отклонителя 4 и отсекающего нижележащего 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. 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 через НКТ 1. Во время закачки состава верхние концы пластинок, расположенные в пазах хомута 5 и имея свободное крепление, скользят вниз, обеспечивая увеличение 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, отсекают ЗУМПФ и состав через отверстия перфорированной трубы 3 перетекает в интервал перфорации нижнего пропластка образуя фильтр. После прекращения закачки 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 обеспечивая свободный подъем устройства.

Разработан новый скважинный фильтр тонкой очистки (ФТО) для очистки добываемой скважинной жидкости от механических примесей и предотвращения их попадания в скважинный глубинный насос (рисунок 7).

Фильтр выполнен в виде секций. Секция состоит из фильтрующего элемента - ПВПМ, имеющего форму цилиндра, который зафиксирован в корпусе за счет кольцевых буртиков на переводнике. Нижний конец корпуса защищен от повреждения при спуске специальным наконечником, а в верхней муфте выполнено клапанное устройство простотой конструкции.

Были проведены промысловые испытания предложенных фильтров тонкой очистки. Испытания показали увеличение наработки на отказ добывающих скважин, оснащенных фильтрами тонкой очистки.



1 - металлическая труба; 2 - отверстия; 3 - заглушка; 4 - фильтроэлемент; 5 - поясок центратора; 6 - верхняя упорная втулка; 7 - муфта верхняя; 8 - запорный элемент; 9 - резиновое кольцо; 10- промежуточная муфта; 11, 12 - промежуточная втулка; 13, 14- нижняя упорная втулка.

Рисунок 7 - Фильтр тонкой очистки

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

2. Полученные корреляционные зависимости показывали, 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. Разработаны методика проведения эксперимента и экспериментальная установка, моделирующая фильтрацию продукции добывающей скважины с высоким содержанием песка через фильтр тонкой очистки. Получена параболическая зависимость количества взвешенных частиц, осевших на фильтроэлементе, от накопленного объема прокачки модели скважинной жидкости.

4. Разработаны пескозащитные устройства многоступенчатой сепарации для скважинных штанговых насосов.

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 скважин, эксплуатирующих многопластовые объекты; фильтр тонкой очистки штангового насоса со сменным картриджем из полимерного волокнуто-пористого материала, лабораторные исследования и промышленные испытания которого показали его высокую работоспособность.

Содержание работы опубликовано в 11 научных трудах, в том числе:

- в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, выпускаемых в РФ, в соответствии с требованиями ВАК Минобрнауки России:

1. Смольников С.В. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей / Бахтизин, Р.Н. // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". - 2012. - №5. - С. 159-169. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Bakhtizin/Bakhtizin_4.pdf .

2. Смольников С.В. Экспериментальные исследования пропускной способности фильтра тонкой очистки / Бахтизин, Р.Н., Уразаков, К.Р. и др. // Нефтяное хозяйство.– 2014. - № 9. - С. 122 - 124.

3. Смольников С.В. Исследование фильтрационных характеристик картриджа фильтра тонкой очистки. / Бахтизин, Р.Н., Уразаков, К.Р. и др. // Нефтегазовое дело. - 2014. - № 2. - С. 69 - 74.

4. Смольников С.В. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей/ Топольников, А.С., Уразаков, К.Р., Бахтизин, Р.Н.// Нефтегазовое дело». – 2010. - 41с.

- в патентах РФ:

5. Пат. 2471063 Российская Федерация, E21B 43/08. Скважинный фильтр тонкой очистки / Уразаков, К.Р., Тяпов, О.А., Масленников, Е.П., Смольников, С.В. и др.: заявитель и патентообладатель ООО «РН-УфаНИПИнефть»; заявл. 03.11.2011; опубл. 27.12.2012, Бюл. № 36. - 7 с.

6. Пат. 2500878 Российская Федерация, Комплекс оборудования для подготовки и проведения подземного ремонта скважин / Бахтизин, Р.Н., Уразаков, К.Р., Жулаев, В.П., Смольников, С.В., Давлетов М.Ш.: заявитель и патентообладатель ООО «РН-УфаНИПИнефть». заявл. 10.12.2013; Бюл. № 34. - 6 с.

7. Пат. на полезную модель 116572 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/08. Устройство для создания фильтра в призабойной зоне пласта / Уразаков, К. Р., Ягудин, Р. А., Сахань, А. В., Катков, Ю. А., Смольников, С. В.: заявитель и патентообладатель ООО «РН-УфаНИПИнефть». – заявл. 16.02.2012; опубликовано 27.05.2012, Бюл.№ 15 – 7 с.

8. Пат. 2514057 Российская Федерация. Фильтр скважинный / Уразаков, К.Р., Смольников, С.В., Сахнов, Р.В., Жулаев, В.П., Деменин, Д.М.: заявитель и патентообладатель ООО «РН-УфаНИПИнефть»; опубл. 27.02.2014; Бюл. № 12. - 6 с.

- в материалах различных конференций и семинаров:

9. Смольников С.В. Статистический анализ факторов, влияющих на износ и засорение насосного оборудования механическими примесями / Топольников, А.С., Вахитова, Р.И. // Тр. АГНИ. - 2013. - С. 126 - 140.

10. Смольников С.В. Результаты промысловых испытаний фильтра тонкой очистки / Рамазанов, Р.Р., Уразаков, К.Р., Топольников, А.С., Сахно, Р.В., Деменин, Д.М.// Материалы научно практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений». Уфа. – 2014. - .26.

11. Смольников С.В. Фильтр тонкой очистки ТУ 3665-001- 7580016-2012/ Уразаков, К.Р. // Уфа. - 2012. - 8 с.