



На правах рукописи

**СОРОКИН ПАВЕЛ МИХАЙЛОВИЧ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙ-  
СТВИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ПЛАСТ ГИДРОДИНА-  
МИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ  
ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений

Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

**- 9 ДЕК 2010**

Москва 2010

Работа выполнена в государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтяной университет» Сургутский институт нефти и газа (филиал), Федерального агентства по образованию

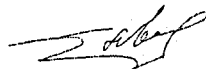
- Научный руководитель - доктор технических наук,  
профессор Федоров Вячеслав  
Николаевич
- Официальные оппоненты - доктор технических наук  
Пчелинцев Юрий Владимирович
- кандидат технических наук  
Вольпин Сергей Григорьевич
- Ведущая организация - Государственное унитарное  
предприятие «Институт проблем тран  
порта энергоресурсов»

Защита состоится 15 декабря 2010г., в 14<sup>00</sup> часов, на заседании диссертационного совета ДМ 002.263.01 при Научном центре нелинейной волновой механики и технологии РАН (НЦ НВМТ РАН) по адресу: 119991, Москва, ул. Бардина, д. 4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке НЦ НВМТ РАН по адресу: 119991, Москва, ул. Бардина, д. 4.

Автореферат разослан 15 ноября 2010г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
доктор техн. наук



А.П. Аверьянов

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы.** Разработка нефтяных и газовых месторождений представляет собой сложную проблему, для успешного решения которой требуются различные подходы. Это стало особенно актуальным на современном этапе, для которого характерно существенное ухудшение структуры запасов нефти и газа.

Пласты на разведываемых лицензионных участках ОАО «Сургутнефтегаз» имеют сложное геологическое строение, высокую неоднородность по проницаемости. В результате испытаний разведочных и поисковых скважин на таких лицензионных участках получены низкие дебиты нефти от 0,15 до 11 м<sup>3</sup>/сут при общей толщине пластов от 4 до 29 м. Средний дебит нефти по разведочным и поисковым скважинам анализируемых лицензионных участков составил 1,8 м<sup>3</sup>/сут. при средней толщине пластов 13 м (пласты АС<sub>10</sub>–АС<sub>12</sub>, Ач<sub>3</sub>, ЮС<sub>2</sub>).

Анализ абсолютной газовой проницаемости керна, извлеченного из анализируемых интервалов испытания скважин, показывает широкий диапазон изменения от 0 до 130 мД. При первичном вскрытии таких пластов высокое значение имеет максимальное сохранение естественных фильтрационных параметров пласта и их определение на основе современных методов исследования.

Классическая теория фильтрации нашла широкое применение в разработке месторождений, вместе с тем она, как и всякая теория, может быть верна только в той области, где имеют силу основные допущения, на которых она основана. В основе классической теории фильтрации лежат математические модели механики сплошной среды, в соответствии с которыми вместо реальной горной породы рассматривается сплошная среда с некоторыми осредненными по объему свойствами.

В реальной же породе неоднородность проявляется на всех масштабных уровнях. В связи с этим можно предположить, что областью применимости классической теории является фильтрация нефти и газа в сравнительно однородных, средне и высоко проницаемых породах.

В случае резко неоднородных, в том числе случайного характера, низкопроницаемых породах необходима модификация классической теории фильтрации с целью учета сложности строения реальной горной породы и факторов, снижающих ее фильтрационные характеристики.

**Цель работы.** Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений внедрением методики оценки негативного влияния технологических жидкостей на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта, гидродинамическими методами исследования скважин.

### **Основные задачи исследования:**

1. Анализ геологического строения сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов с целью выявления объектов исследования;
2. Анализ изменения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта в условиях воздействия технологических жидкостей в процессе строительства скважин при нестационарной инфильтрации жидкостей в продуктивные пласты;
3. Определение параметров пласта по результатам исследования скважин методами кривых восстановления давления (КВД) и установившихся отборов, разработка методики и программного продукта для обработки результатов промысловых исследований при нелинейной фильтрации;
4. Разработка методики исследования негативного влияния фильтрата технологических жидкостей на призабойную зону пласта;
5. Проведение гидродинамических исследований скважин для сопоставления результатов мониторинга скин-эффекта кольматажа с результатами испытания разведочного фонда скважин.

### **Методы исследования и достоверность результатов.**

Исследования базируются на теории фильтрации, лабораторных экспериментах на керне при соблюдении критериев подобия, анализе фактической промысловой информации по работе скважин с использованием современных методов обработки исходной информации.

Достоверность результатов исследования базируется на сходимости фактических и расчетных значений параметров пласта, полученных с применением разработанного пакета программ.

### **Научная новизна:**

1. Разработана научно-обоснованная методика оценки скин-эффекта кольматажа призабойной зоны пласта на основе сопоставления результатов физического моделирования в керне и обработки результатов гидродинамических исследований скважин;

2. Разработана научно-обоснованная методика минимизации воздействия технологических жидкостей на призабойную зону пласта на основе лабораторных испытаний на керне и определении скин-эффекта кольматажа.

### **Основные защищаемые положения:**

1. Методика оценки скин-эффекта кольматажа на основе лабораторных исследований влияния технологических жидкостей при фильтрации через керн;
2. Методика сравнения промысловых исследований скважин с модельными решениями, описывающими воздействия на ПЗП промысловыми жидкостями;
3. Методика исследования и программный продукт для обработки результатов стационарной и нестационарной фильтрации нефти и газа.

### **Практическая ценность и реализация результатов исследования:**

1. Методика оценки скин-эффекта кольматажа на основе лабораторных исследований влияния технологических жидкостей при фильтрации через керн позволяет оценить изменения параметров призабойной зоны пласта и подобрать оптимальный состав технологических жидкостей для первичного и вторичного вскрытия пласта, глушения и т.д.;
2. Промысловые гидродинамические исследования скважин для оценки влияния технологических жидкостей на фильтрационные свойства призабойной зоны пласта позволяют обосновать технологию проводки, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов для эффективного сохранения фильтрационных свойств ПЗП при вводе месторождения в разработку.
3. Разработана методика автоматизации обработки кривых изменения давления в скважинах при гидродинамических исследованиях. Методика и программный продукт приняты для использования в Сургутском институте нефти и газа (филиал) ГОУ ВПО ТюмГНГУ, Сургутском управлении буровых работ №1 ОАО «Сургутнефтегаз».

### **Апробация работы.**

Основные положения диссертационной работы докладывались на: региональной научно-технической конференции «Инновации и эффективность производства» (ХМАО, г. Сургут, 2006г.); VI Региональной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому комплексу» (г. Тюмень, 2007г.); VII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии - нефтегазовому комплексу» (г. Тюмень, 2008г.); научно-методических семинарах кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи» ТюмГНГУ (г. Тюмень, 2006-2008г.г.).

### **Публикации.**

По результатам исследований опубликовано 14 печатных работ, в том числе 3 статьи в журналах, рекомендованных ВАК.

### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, основных выводов, списка использованных источников из 118 наименования, содержит 180 страниц текста, 51 рисунок, 47 таблиц, 1 приложения.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и основные задачи диссертации, показана научная новизна и практическая ценность выполненных исследований.

Первый раздел посвящен анализу дифференциации проницаемости по вскрытой толщине продуктивного пласта и методам оценки фильтрационных свойств призабойной зоны пласта гидродинамическими методами исследования скважин. В процессе исследований рассмотрено 22 лицензионных участка и месторождения, находящихся на стадии разведки. Для анализируемых пластов характерен значительный разброс значений газовой проницаемости при низких средних значениях, от десятых долей до  $(30+35) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Начиная с момента вскрытия нефтяной залежи, по мере отбора жидкости, падение давления распространяется от скважины к контуру питания, что приводит к расширению жидкости и вытеснению за счет этого нефти в скважину. Этот процесс увеличения «радиуса действия»  $r_K$  скважины является первой фазой неустановившегося движения. С момента, когда радиус воронки депрессии  $r_K$  достигнет контура области питания, на котором в условиях водонапорного режима давление  $p_K$  можно во многих случаях считать постоянным, движение жидкости станет установившимся и при решении практических задач можно считать жидкость несжимаемой.

Если количество жидкости, поступающей в пласт в области питания, меньше количества жидкости, отбираемой из пласта, или равно нулю, то движение жидкости в пласте будет происходить в условиях падения контурного давления, характеризующего истощение пластовой энергии. Этот процесс истощения нефтяной залежи является второй фазой неустановившейся фильтрации.

Использование уравнение Дюпюи для оценки потенциального дебита дает завышенные результаты расчетного дебита, поскольку не учитывает дополнительные потери давления на сопротивление, вызванное измененными фильтрационными параметрами в призабойной зоне пласта. Выявлено, что основной ошибкой, приводящей к существенному завышению расчетного дебита, является низкая точность и достоверность определения текущего значения радиуса контура питания, зависящего от пьезопроводности пласта и значений проницаемости призабойной и удаленной зон пласта.

Проведенные расчеты показали, что влияние несовершенства разведочных скважин по характеру вскрытия на приток пластового флюида незначителен ( $C_1=0,01$ ), таким образом, наибольший вклад в потери давления в призабойной зоне пласта (ПЗП) вносит скин-эффект кольматажа.

Решению проблемы физического моделирования движения жидкости в пласте посвящены работы Д.А. Эфроса, А.Х. Мирзаджанзаде, Ю.П. Желтова, Ш.К. Гиматудинова, В.Н. Щелкачева, Б.Б. Лапука, А.А. Кочешникова, В.И. Хомутова, Г.Е. Малофеева, А.А. Акульшина, А.Г. Ковалева, В.В. Покровского, В.Г. Оганджянца, А.А. Маца, Ю.Ф. Мещерякова, Б.Ф. Борисова и других. В данных работах для создания адекватной модели использовались различные критерии подобия.

В зависимости от характера решаемой задачи результаты физического моделирования соответствующим образом должны «переноситься на патуру» (оценочные задачи, выбор и прогноз технологии, расчет технико-технологических показателей разработки и т.п.).

Многие отечественные и зарубежные исследователи прилагают усилия в области физического и математического моделирования, решая конкретные промысловые задачи. В работах рассмотрены вопросы физического моделирования фильтрации жидкости в пористой среде. Исследователями выделяются параметры, влияющие на процесс фильтрации, из которых составляются безразмерные величины. Соблюдение равенства этих величин для модели и натуры является необходимым и достаточным, в некотором приближении, условием адекватности моделирования. Согласно П-теореме процесс, определяющийся  $n$  влияющими параметрами,  $k$  из которых имеют независимую размерность, можно охарактеризовать  $(n-k)$  безразмерными величинами.

Для расчета потенциального дебита вертикальной скважин предложена следующая схема, основанная на результатах исследования фильтрации на керне, отобранном из пласта дренируемого данной скважиной:

1. Исследование на керне фильтрации до и после воздействия технологическими жидкостями, идентичными тем, что использовались на скважине при бурении, освоении и испытании, с сохранением технологии воздействия;
2. Расчет коэффициента восстановления проницаемости образца керна и скин-фактора для условий палиция бесконечно тонкой пленки;
3. Расчет притока реальной скважины с учетом скин-фактора бесконечно тонкой пленки. Приток рассчитывается по каждому пропластку вскрытого скважиной пласта (по результатам геофизики). Соответственно, значение скин-фактора, рассчитанное для конкретного образца, привязывается по точке отбора керна к разрезу скважины.
4. На основании созданной модели производится расчет притока при условии нулевого скин-фактора.

**Второй раздел** посвящен разработке методики и программного обеспечения для определения фильтрационных параметров пласта по результатам гидродинамических исследования скважин методами:

- кривых восстановления давления с учетом и без учета дополнительного притока жидкости в скважину после ее закрытия;
- прослеживания уровня в механизированных скважинах;
- установившихся режимов работы в случаях индикаторных диаграмм, имеющих линейную и криволинейную форму;
- приближенного решения задач фильтрации при нелинейном законе сопротивления.

Анализ результатов решений задач нелинейной фильтрации показали, что наибольшее влияние на приток жидкости к скважине, работающей с постоянным дебитом, оказывает начальный градиент давления. Его влияние на характер течения (нелинейность эффекта) увеличивается с уменьшением скорости фильтрации.

Результаты исследования скважин с учетом дополнительного притока жидкости после ее закрытия показали, что расхождение показателей пласта по проекту от рассчитанных, в среднем не превышает 3,5%.

Анализ результатов обработки индикаторных диаграмм показал, что средняя погрешность расчета параметров пласта с использованием разработанного программного продукта не превышает 2%. Разработанные методики и программный продукт можно использовать при проектировании разработки отдельных участков нефтяных месторождений.

**Третий раздел** посвящен методике определения скин-эффекта кольматации. В качестве модели пласта используется колонка естественных кернов с идентичными стратиграфическими и физико-емкостными свойствами.

На основе анализа результатов испытаний пластов в разведочных скважинах, а также образцов керна, определены основные параметры пластовой системы и насыщающего флюида. Следуя теории подобия из определяющих параметров составляются совокупности безразмерных комбинаций, которые будут учитывать все внешние и внутренние силы данной системы. Безразмерные комбинации являются критериями подобия:

$$\frac{qt}{FL} ; m ; \frac{\mu_n}{\mu_w} ; \frac{\rho_n}{\rho_w} ; \frac{k\Delta p}{g\mu_n} ; \frac{\sigma}{k|\text{grad}p|} = \pi_2 ; \frac{\mu_n}{\rho_n a}$$

Где:  $k$  – проницаемость;  $m$  – пористость;  $\mu_n, \mu_w$  – вязкость нефти, воды;  $\rho_n, \rho_w$  – плотность нефти, воды;  $a$  – температуропроводность;  $P_r$  – критерий Прандтля;  $\text{grad}p$  – градиент давления,  $\Delta p$  – перепад давления;  $F$  – площадь фильтрации;  $L$  – длина образца;  $t$  – время фильтрации.



Для того чтобы модель достоверно отображала натуральный пласт, необходимо обеспечить равенство критериев подобия модели и пласта. Так при использовании керн при пластовой температуре и обжиге его давлением равным горному пористость  $m$ , остается равной натурному ее значению. Керосин в пластовых условиях сходен с нефтью и его использование устанавливает равенство следующих критериев подобия для модели и природы:  $m_n/m_p$ ,  $\gamma_n/\gamma_p$ . Температуропроводность  $a$  сохраняется в образце породы, и условие моделирования выполняется по критерию Прандтля  $Pr$ , характеризующему термодинамическое взаимодействие жидкости и скелета породы.

Результаты экспериментов показывают качественные и количественные характеристики влияния жидкостей первичного и вторичного вскрытия. Это позволяет дать рекомендации по применению данных жидкостей и прогнозировать продуктивные способности скважины после воздействия того или иного раствора.

По данным исследований установлено, что через определенное время прокачки керосина от двух до двадцати часов и более происходит стабилизация режима. Подобное явление имеет место при освоении скважин в момент ее запуска, когда вывод на режим длится от нескольких часов до нескольких недель. Для изучения данного процесса для нестационарного режима фильтрации в работе приводятся результаты исследований на керне при различных режимах прокачки с учетом воздействия на керн жидкостей, т.е. коэффициента восстановления проницаемости.

На основе полученных экспериментальных данных проведен анализ и построены графические зависимости времени выхода на режим стабилизации при прокачке керосина через керн на различных расходах. Коэффициент восстановления проницаемости для низкопроницаемого керн (при одной и той же технологической жидкости) меньше на 40-50 % по отношению к среднему и высокопроницаемому керну. Из рисунка 1 видно, что коэффициент восстановления для всех исследованных технологических жидкостей минимален при низкой проницаемости керн.

С ростом проницаемости растет и коэффициент восстановления. Это говорит о том, что загрязнение продуктивного пласта с высокими коллекторскими свойствами снижает проницаемость призабойной зоны не более чем на 50%. При этом необходимо отметить то, что буровой раствор с кольматантом ухудшает фильтрационные параметры на 30 – 35 % больше, чем без кольматанта.

На основе анализа лабораторных исследований и промыслового опыта, предложены рецептуры и технологии приготовления солевых и малоглинистых биополимерных растворов с оптимальным составом. .

Для определения сравнительной эффективности первичного вскрытия продуктивного пласта с применением различных систем биополимерных растворов на Конитлорском (пласт БС<sub>10</sub>), Восточно-Еловом (пласт ЮС<sub>1</sub>) и Западно-Сургутском (пласт БС<sub>10</sub>) месторождениях проведены опытно-промысловые работы, показавшие положительные результаты применения

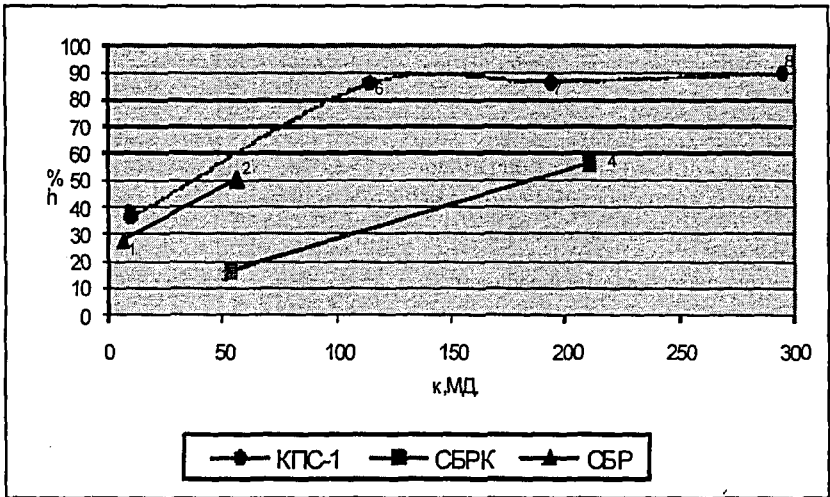


Рисунок 1- Влияние начальной проницаемости ядра на величину коэффициента восстановления проницаемости для различных технологических жидкостей.

Удельный коэффициент продуктивности на один метр длины ствола скважины в продуктивной толще для пласта БС<sub>10</sub> составляет - 0,058м<sup>3</sup>/(сут·атм·м), для пласта ЮС<sub>1</sub> - 0,016м<sup>3</sup>/(сут·атм·м). Данные значения продуктивности значительно превышают соответствующие удельные коэффициенты продуктивности скважин, пробуренных с применением других растворов.

При оценке эффективности солевых и глинистых биополимерных растворов по сравнению со стандартными глинистыми растворами на основе акриловых реагентов выявлено, что при проницаемости продуктивных объектов ниже 0,07 мкм<sup>2</sup> наблюдается более качественное их вскрытие.

Так, согласно приведенным данным по Конитлорскому (пласт БС<sub>10</sub>, БС<sub>16</sub>) и Лукьявинскому (пласт АС<sub>10</sub>) и Назаргалеевскому (пласт АС<sub>11</sub>) месторождениям средняя технологическая эффективность составила от 17 до 38%.

**Четвертый раздел посвящен опытно-промышленным работам по оценке технологической эффективности обработки призабойной зоны методами гидродинамических исследований скважин и сопоставлении их с результатами исследований.**

Выполнен анализ результатов вскрытия и испытания продуктивных пластов на основе геофизических (ГИС) и гидродинамических исследований (ГДИ) по 50 скважинам, в т. ч. по 13 скважинам, законченных бурением на полимерном растворе, и по 37 скважинам – на глинистом растворе с КМЦ. При этом на 39 скважинах проведены ГДИ с учетом притока жидкости и 11 скважинах с помощью пластоиспытателей.

Для сравнения двух технологических решений фактические ( $K_{\text{факт}}$ ) и потенциальные ( $K_{\text{потенц}}$ ) коэффициенты продуктивности изображены на рис. 2 в логарифмических координатах и получены уравнения функции  $\ln K_{\text{факт}} = f(\ln K_{\text{потенц}})$ . Эмпирическая формула логарифмической зависимости продуктивностей имеет вид

$$\ln K_{\text{факт}} = A(\ln K_{\text{потенц}} - B)$$

Где  $K_{\text{факт}}$  фактические и  $K_{\text{потенц}}$  потенциальные коэффициенты продуктивности; А и В- расчетные коэффициенты.

Используя расположение прямых относительно логарифмических координат, рассчитаны коэффициенты А и В. По величине уклона данных прямых, построенных по результатам ГДИ скважин, законченных по различным технологиям на месторождении, можно судить о качестве применяемых технологий.

Расчитанные коэффициенты А и В по группам скважин для каждого месторождения и формулы логарифмических зависимостей приведены в таблице 1.

Результаты сравнительного анализа показывают, что применяемые полимерглинистые растворы на основе реагентов Kem Pac, Poly Kem D оказывают меньше отрицательного воздействия на коллектор, чем глинистые растворы стабилизированные реагентами КМЦ.

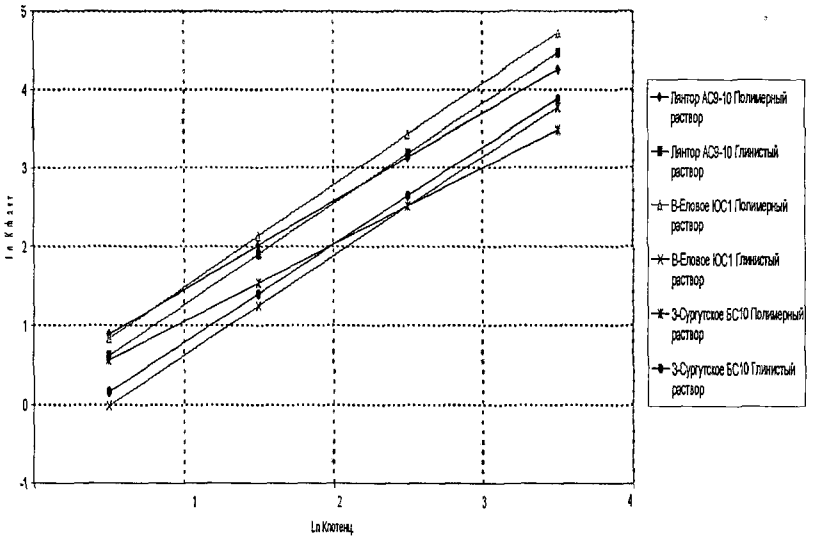


Рисунок 2 - Зависимость фактической продуктивности от потенциальной пластов ЮС<sub>1</sub>, БС<sub>10</sub>, АС<sub>9-10</sub>, вскрытых бурением с применением полимерного бурового раствора и глинистого на основе КМЦ

Таблица 1 - Эмпирические формулы логарифмической зависимости фактической от потенциальной продуктивности скважин

| Месторождение, пласт                | Технология первичного вскрытия | Коэффициенты |      | Уравнение зависимости логарифмов фактической продуктивности $K_{факт}$ от потенциальной $K_{потенц}$ |
|-------------------------------------|--------------------------------|--------------|------|--|
|                                     |                                | A            | B    |  |
| Восточно-Еловое ЮС <sub>1</sub>     | Полимерный раствор             | 1,299        | 0,36 | $LnK_{факт} = 1,299(LnK_{потенц} - 0,36)$  |
|                                     | Глинистый раствор с КМЦ        | 1,262        | 1,01 | $LnK_{факт} = 1,262(LnK_{потенц} - 1,01)$  |
| Западно-Сургутское БС <sub>10</sub> | Полимерный раствор             | 0,974        | 0,42 | $LnK_{факт} = 0,974(LnK_{потенц} - 0,42)$  |
|                                     | Глинистый раствор с КМЦ        | 1,24         | 0,87 | $LnK_{факт} = 1,24(LnK_{потенц} - 0,87)$   |
| Лянторское АС <sub>9-10</sub>       | Полимерный раствор             | 1,124        | 0,21 | $LnK_{факт} = 1,124(LnK_{потенц} - 0,21)$  |
|                                     | Глинистый раствор с КМЦ        | 1,284        | 0,52 | $LnK_{факт} = 1,284(LnK_{потенц} - 0,52)$  |

Наиболее благоприятные условия для вскрытия продуктивных пластов полимерные растворы по сравнению с глинистыми на основе КМЦ создают для низко- и среднепроницаемых пород-коллекторов с  $k_{\text{прон}} = 0,010+0,10\text{мкм}^2$ . Так по Восточно-Еловому месторождению для пласта ЮС<sub>1</sub>, имеющего проницаемость  $0,005+0,02\text{мкм}^2$ , продуктивность скважин, в которых первичное вскрытие пласта осуществлялось на полимерном растворе выше в 1,4 – 2,2 раза, чем в скважинах, пробуренных на глинистом растворе на основе КМЦ.

Для сопоставления результатов промысловых гидродинамических исследований с модельными решениями, учитывающими лабораторные данные, были проведены гидродинамические исследования скважины пласта АС<sub>12</sub><sup>2</sup> Чапровского месторождения с целью определения продуктивных и фильтрационных параметров пласта после ГРП. Скважина отработана методом циклических депрессий (МЦД) при устьевых давлениях нагнетания 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130 атм. Затем на трех режимах по три часа при устьевых давлениях нагнетания 80, 100 и 120 атм. После первого и второго режима работы скважина остановлена на три часа. После третьего режима – на 24 часа для записи кривой восстановления давления (КВД). При отработке скважины на режимах контроль притока осуществлялся по изменению объема жидкости в желобной емкости. Рост объема жидкости наблюдается на всех режимах отработки (рис.3). По результатам отработки на режимах построена индикаторная диаграмма (рису. 4). На рисунке 5 представлен замер забойного давления по 3-му прибору. Давление по конечному участку КВД 3-го прибора равно 230,3 атм.

Видно, что давление недовосстановлено. Для его определения КВД обрабатывалась в координатах Хорнера, по которой пластовое давление на кровлю пласта - 241 атм. Фильтрационные свойства пласта определялись по методу наилучших совмещений с модельными кривыми (рисунок 6). Расчет дебита каждого пропластка при депрессии первого режима промысловых исследований (56,8атм.) проведен по формуле притока к вертикальной трещине, предложенной Р.Г. Шагиевым. Скин-фактор при воздействии акрилового полимерглинистого раствора на породу определялся при исследованиях фильтрации жидкости путем физического моделирования на керне и равен 0,11.

Расчетные дебиты пропластков приведены в таблице 2. Окончательный суммарный дебит пропластков превышает полученный при промысловых исследованиях. При ГРП трещина устремляется по наиболее проницаемым пропласткам, значит, исключая пропластки по одному от менее проницаемого к более проницаемому, можно определить какие из них выключены. В частности, дебит скважины 43,2 м<sup>3</sup>/сут фактически обеспечивают прослой от 0,89 мД и более.

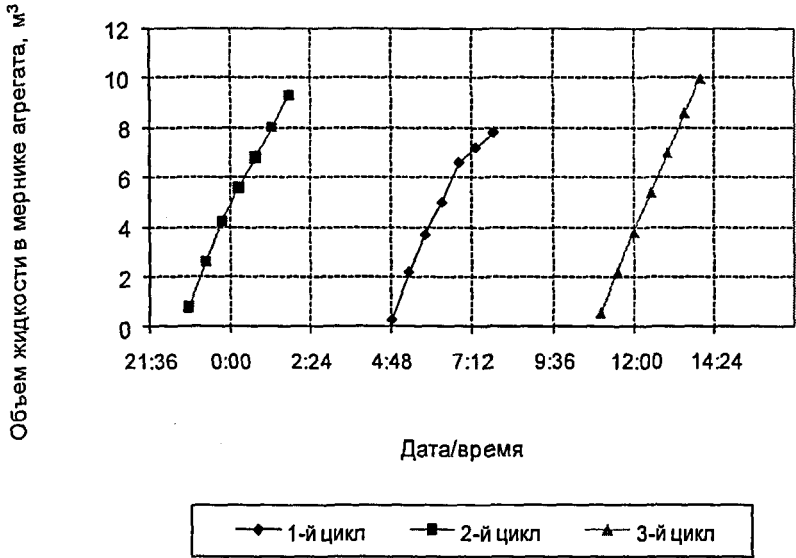


Рисунок 3 - Приток жидкости по трем циклам отработки.

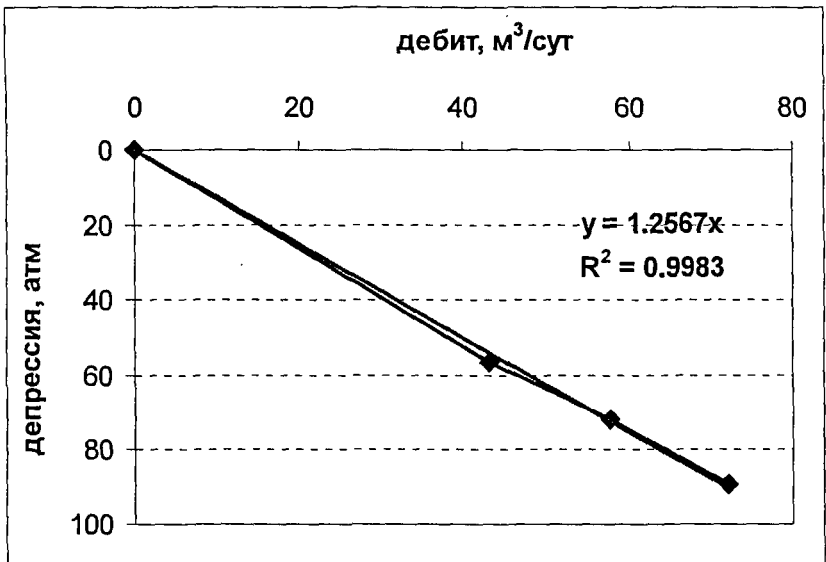


Рисунок 4 - Индикаторная диаграмма.

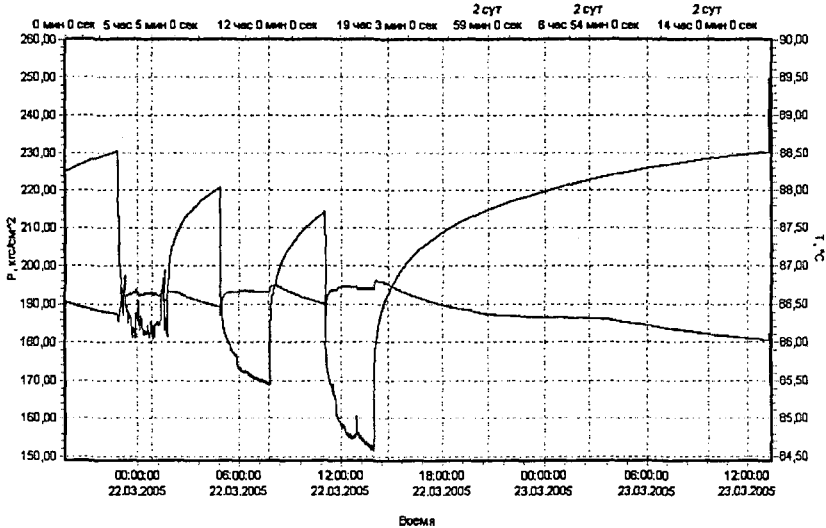


Рисунок 5 - Изменение забойного давления по 3-му прибору.

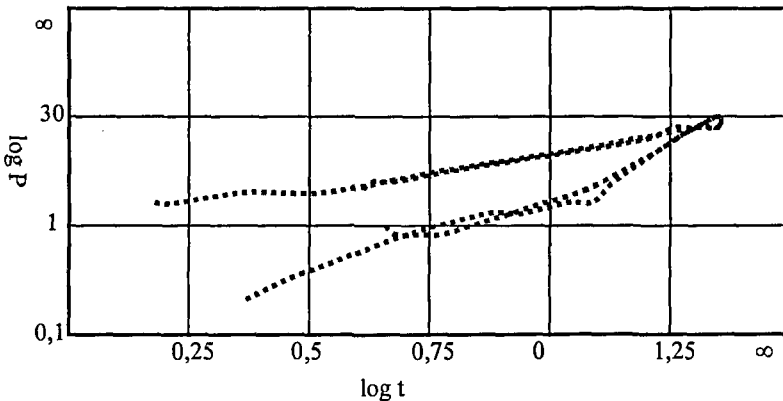


Рисунок 6 - КВД и ее производная в билигарифмических координатах.

В главе проведено сопоставление результатов исследования скважин с модельными решениями. Приведенные сведения о распределении газовой проницаемости керна по интервалу испытания некоторых разведочных скважин показывают, что прослой с проницаемостью до  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> составляют основные толщины испытываемых продуктивных пластов.

Таблица 2 - Дебит по пропласткам пласта АС<sub>12</sub><sup>2</sup> Чаповского месторождения

| Пропорциональные мощности, м | Проницаемость по газу, мД | Проницаемость по жидкости, мД | Дебит, по проницаемости по газу, м <sup>3</sup> /сут | Дебит, м <sup>3</sup> /сут | Дебит с учетом скин фактора м <sup>3</sup> /сут |
|------------------------------|---------------------------|-------------------------------|--|----------------------------|---|
| 0,37                         | 1,74                      | 0,76                          | 4,94   | 3,26                       | 2,94  |
| 0,37                         | 0,68                      | 0,30                          | 3,09   | 2,04                       | 1,84  |
| 1,30                         | 2,68                      | 1,17                          | 21,67  | 14,29                      | 12,88   |
| 0,20                         | 0,76                      | 0,33                          | 1,74   | 1,15                       | 1,04  |
| 0,98                         | 3,58                      | 1,56                          | 18,90  | 12,47                      | 11,24   |
| 0,71                         | 0,97                      | 0,42                          | 7,13   | 4,70                       | 4,24  |
| 2,22                         | 2,04                      | 0,89                          | 32,11  | 21,17                      | 19,08   |
| 0,74                         | 0,71                      | 0,31                          | 6,31   | 4,16                       | 3,75  |
| 1,11                         | 2,75                      | 1,29                          | 18,64  | 12,29                      | 11,08   |
|                              |                           | Итого:                        | 114,53   | 75,53                      | 68,09   |

Редкие прослойки с проницаемостью большей  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> не превышают нескольких десятков сантиметров.

В таких скважинах при испытании получают притоки пластового флюида с дебитом менее 1 м<sup>3</sup>/сут. Так, в скважине Чанатойской площади прослойки с проницаемостью  $15,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> составляет 11 см, а остальная толщина испытываемого объекта (более 7 м) представлена породой с проницаемостью меньшей  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. При испытании данного объекта получен приток меньше 0,5 м<sup>3</sup>/сут. При оценке расчетного дебита в данной скважине должен быть приток около 3 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 60-70 атм. и обеспечении совершенства вскрытия пласта (нулевом значении скин-фактора от кольматажа). В скважине Северо-Чанатойской площади более 4 м нефтенасыщенной толщины порода представлена средней газовой проницаемостью  $60 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а остальная нефтенасыщенная толщина (более 8 м) представлена проницаемостью до  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

При испытании этого объекта получен приток нефти 11 м<sup>3</sup>/сут. Расчетный дебит для данного пласта составил примерно 70 м<sup>3</sup>/сут при совершенстве вскрытия пласта и нулевом скине кольматажа. Расчетный дебит 11 м<sup>3</sup>/сут получается при скине кольматажа, равным 49, и скине кольматажа низкопроницаемой части пласта, равным 90, т.е. практически отключенной мощности пласта с газовой проницаемостью менее  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Для анализа результатов испытания разведочных скважин привлечены результаты гидродинамических и геофизических исследований, выполненных в скважинах, где отбирался керн. Для определения скоростей фильтрации и распределения градиента давления в окрестности скважин использовались значения нефтенасыщенных толщин, определенных по геофизическим исследованиям.



В разделе показаны расчетные дебиты пропластков в отдельности, а также в общем. Депрессия определялась по результатам испытаний данных пластов при снижении динамических уровней, вязкость взята из результатов анализа глубинных проб нефти рассматриваемых пластов и месторождений с учетом обводненности или (при отсутствии данных) с соседних месторождений, но аналогичных пластов.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ результатов исследований (кернового материала, ГИС, ГДИС) большого количества скважин Сургутского свода показал, что влияние несовершенства скважины по характеру вскрытия на приток пластового флюида незначителен ( $C_f=0,01$ ), а наибольший вклад в потери давления в призабойной зоне пласта вносит скин-эффект кольматажа.
2. Разработана методика оценки скин-эффекта кольматажа на основе лабораторных исследований влияния фильтрации через керн различных технологических жидкостей (первичного, вторичного вскрытия, глушения, консервации).
3. Предложена методика расчета потенциального дебита вертикальной скважины на основе результатов исследования фильтрации на керне, отобранном из пласта в данной скважине.
4. Разработаны и программно реализованы алгоритмы для обработки данных гидродинамических исследований скважин и пластов методами:
  - установившихся режимов работы в случаях индикаторных диаграмм, имеющих линейную и криволинейную форму;
  - приближенного решения задач нестационарной фильтрации при нелинейном законе сопротивления.
5. На основе лабораторных исследований выявлено, что коэффициент восстановления проницаемости для низкопроницаемого керна (средняя газовая проницаемость до  $10 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>), при одной и той же технологической жидкости, меньше на 40-50% по отношению к средне и высокопроницаемому керну.
6. Доказано, что загрязнение продуктивного пласта с высокими коллекторскими свойствами снижает проницаемость призабойной зоны не более чем на 50%. Показано, что технологические жидкости с широкой фракцией кольматанта ухудшают фильтрационные параметры на 30 – 35% больше, чем без кольматанта. Таким образом с ростом проницаемости растёт и коэффициент восстановления

7. Разработана методика обработки и интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин, которая позволяет:

- определять фильтрационные и продуктивные параметры исследуемого интервала (или интервалов) пласта;
- определять работающие интервалы пласта.

Методика обработки и интерпретации результатов гидродинамических исследований положена в основу СТП-103-2010 «Система контроля качества строительства скважин», принятого в ОАО «Сургутнефтегаз».

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:**

1. Сорокин П.М. Алгоритм решения задачи автомодельных пологих безнапорных движений жидкости с нулевым начальном уровнем жидкости и напора // Сб. науч. тр. «Алгоритмизация и моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений», Вып.3.-Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.-с.104-111
2. Сорокин П.М. Алгоритмизация задач неизотермической фильтрации жидкости / Сорокин П.М., Кучумов Р.Я. // Сб. науч. тр. «Алгоритмизация и моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений», Вып.3.-Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.-с.111-114
3. Сорокин П.М. Алгоритмизация расчета фильтрационно-емкостных свойств пласта по результатам газогидродинамического исследования / Сорокин П.М., Кучумов Р.Я. // Сб. науч. тр. «Алгоритмизация и моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений», Вып.3.-Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.-с.115-119
4. Сорокин П.М. Построение функции влияния по данным гидродинамических исследований пластов методом гидропрослушивания / Сорокин П.М., Кучумов Р.Я. // Сб. науч. тр. «Алгоритмизация и моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений», Вып.3.-Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.-с.120-128.
5. Сорокин П.М. Интерпретация и исследования результатов вычислительного эксперимента по гидропрослушиванию пластов // Сб. науч. тр. «Алгоритмизация и моделирование процессов разработки нефтегазовых месторождений», Вып.3.-Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.-с.128-134
6. Сорокин П.М. Разработка алгоритма и программного продукта для обработки кривых гидропрослушивания / Сорокин П.М., Кучумов Р.Я., Бахарев М.С. // Сб. науч. тр. «Моделирование технологических процессов нефтедобычи», Вып.7.-Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.-с.117-124

7. Сорокин П.М. Численное моделирование показателей безнапорного движения жидкости при начальном нулевом уровне жидкости и напора / Сорокин П.М., Бахарев М.С. // Сб.науч.тр. «Моделирование технологических процессов нефтедобычи», Вып.7.-Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007,-с.129-135
8. Сорокин П.М. Результаты численного моделирования решений задач нестационарной фильтрации жидкостей / Сорокин П.М., Кучумов Р.Я. // Сб.науч.тр. «Моделирование технологических процессов нефтедобычи», Вып.7.-Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007,-с.135-142
9. Сорокин П.М. Моделирование задач неизотермической фильтрации жидкости // Новые технологии – нефтегазовому комплексу. Материалы VI рег. науч.-техн.конф.-Тюмень:Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.-с.65-66
10. Сорокин П.М. Разработка программного продукта для расчета фильтрационно-емкостных свойств пласта по результатам газогидродинамического исследования // Новые технологии – нефтегазовому комплексу. Материалы VI рег. науч.-техн.конф.-Тюмень:Изд-во «Нефтегазовый университет», 2007.-с.67-69.
11. Сорокин П.М. Численное моделирование решений задач нестационарной фильтрации жидкостей / Сорокин П.М., Кучумов Р.Я. // Новые технологии - нефтегазовому региону. Материалы VII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Тюмень: Издательство «Нефтегазовый университет», 2008. - с. 86-88
12. Сорокин П.М. Анализ результатов численного моделирования решений задач нестационарной фильтрации жидкостей / Сорокин П.М., Кучумов Р.Я. // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – Уфа: 2008. - [http://www.ogbus.ru/authors/Kuchumov/Kuchumov\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Kuchumov/Kuchumov_2.pdf).
13. Сорокин П.М. Алгоритм обработки результатов исследования механизированного фонда скважин методом волны давления / Сорокин П.М., Кучумов Р.Я., // НТЖ «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности». – М.: 2008 - № 11. -с. 30-34
14. Сорокин П.М. Оценка эффективности воздействия буровых растворов на фильтрационные свойства призабойной зоны пласта / Сорокин П.М., Федоров В.Н. //НТЖ «Бурение и нефть».-М.:2010.-№5.