

*На правах рукописи*

**Никитин Василий Игоревич**



**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ  
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ  
РАСЧЁТНОГО КРИТЕРИЯ К ВЫБОРУ ПРОМЫВОЧНОЙ  
ЖИДКОСТИ**

*Специальность 25.00.15 – Технология бурения и  
освоения скважин*

**А в т о р е ф е р а т**  
диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ – 2018

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Самарский государственный технический университет».

*Научный руководитель –*

кандидат технических наук, доцент

*Живаева Вера Викторовна*

*Официальные оппоненты:*

*Лушпеева Ольга Александровна*

доктор технических наук, ООО НПП

«УфаНефтеПроект», научный консультант

*Леушева Екатерина Леонидовна*

кандидат технических наук, ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», кафедра бурения скважин, доцент

*Ведущая организация:*

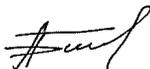
Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти публичного акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Защита диссертации состоится 30 ноября 2018 года в 11 ч 00 мин на заседании диссертационного совета Д 212.224.02 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, В.О. 21-я линия, дом 2, ауд. № 1163.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета и на сайте [www.spmi.ru](http://www.spmi.ru).

Автореферат разослан 28 сентября 2018 года.

УЧЁНЫЙ СЕКРЕТАРЬ  
диссертационного совета



Блинов  
Павел Александрович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

### **Актуальность темы.**

Одним из основных факторов, влияющих на состояние прискважинной зоны пласта, является физико-химическое воздействие на него буровой промывочной жидкости при первичном вскрытии. При вскрытии продуктивного пласта на репрессии, используя промывочную жидкость на водной основе, неизбежно происходит проникновение фильтрата в пласт. Проникновение в поровое пространство промывочной жидкости вызывает изменение фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивного пласта, в результате чего вокруг скважины образуется зона с пониженной, по сравнению с естественной, проницаемостью. Коллекторские свойства пласта меняются по-разному при разбуривании пласта, при вскрытии его перфорацией, интенсификации и в процессе испытания скважин. Они могут возрастать или снижаться вплоть до прекращения притока флюидов. Для проектирования жидкости вскрытия продуктивного пласта определение коэффициента потери проницаемости для нефти является важным фактором.

Применение гидродинамического моделирования двухфазной фильтрации позволяет определить важные параметры процесса вторжения постороннего флюида в пласт-коллектор. Оценка количественных изменений фильтрационных параметров пород призабойной зоны пласта после проникновения фильтрата промывочной жидкости позволяет правильно выбирать состав жидкости вскрытия и предупреждать возможные осложнения в процессе дальнейшей эксплуатации скважины.

**Цель диссертационной работы:** повышение качества вскрытия продуктивных пластов при бурении нефтяных скважин.

**Идея работы:** использование методов математического моделирования для подбора оптимальной промывочной жидкости для сохранения коллекторских свойств пласта.

### **Задачи исследования.**

1. Анализ методов исследования изменения фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны продуктивного пласта вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей.

2. Определение необходимого спектра экспериментальных и стендовых исследований для построения гидродинамической модели фильтрации в призабойной зоне.

3. Разработка модели для определения объема фильтрата промывочной жидкости на водной основе, проникающего в пласт при первичном вскрытии.

4. Разработка методики, позволяющей оценить степень снижения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта с учётом свойств промывочной жидкости, пластового флюида и характеристик порового пространства продуктивного пласта.

5. Разработка критерия для выбора оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и физико-химических свойств пластового флюида.

**Методы научных исследований** включали в себя: аналитические исследования по двухфазной фильтрации в поровом пространстве; обработку экспериментальных данных методами математической статистики; построение эмпирических моделей на основании корреляционного и регрессионного анализа; экспериментальные исследования, направленные на изучение взаимодействия фильтрата буровых промывочных жидкостей с нефтью в поровом пространстве горной породы. Параметры промывочных систем определяются путём лабораторных исследований. Для построения моделей относительных фазовых проницаемостей, а также показателя восстановления проницаемости произведены стендовые испытания.

**Научная новизна** заключается в разработанном критерии по подбору оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и пластового флюида. Входными параметрами критерия являются средняя насыщенность фильтратом призабойной зоны и радиус проникновения, которые определяются расчётным путём. Для определения этих параметров разработана методика для расчёта объема фильтрата промывочной жидкости на водной основе, проникающего в призабойную зону пласта при первичном вскрытии, с учётом законов фильтрации при формировании фильтрационной корки или плёнки и дальнейшей фильтрации через неё. Построены модели для расчета радиуса

средней насыщенности фильтратом призабойной зоны пласта и положения фронтальной насыщенности для пластов с капиллярной структурой поровых каналов. Выведена функция распределения потоков фаз с учётом капиллярного давления.

**Защищаемые научные положения.**

1. Разработанная математическая модель позволяет определить объём проникновения фильтрата с учетом его вязкости при пластовой температуре, избыточного давления, площади фильтрации и времени фильтрационного процесса.

2. Предложенный критерий, включающий в себя насыщенность порового пространства фильтратом и радиус его проникновения, позволяет выбрать промывочную жидкость с учетом минимального снижения проницаемости призабойной зоны пласта при первичном вскрытии.

**Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций** подтверждается аналитическими и экспериментальными исследованиями, высокой сходимостью результатов численного эксперимента и воспроизводимостью полученных данных.

**Практическая значимость.** Разработанная методика позволяет на основании стендовых и лабораторных исследований на стадии проектирования строительства скважин выбрать с учётом пластовых условий промывочную систему для первичного вскрытия пласта, что позволяет предотвратить снижение проницаемости призабойной зоны и способствовать повышению нефтедачи.

Материалы диссертационной работы используются в учебном процессе ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет» в курсе «Гидроаэромеханика в бурении» по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» магистерская программа «Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин».

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались на международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (Туапсе, 2014, 2015, 2016, Самара, 2017); международной научной конференции «Актуальные вопросы науки и образования» (Москва, 2016); международной

научно-практической конференции «Бурение в осложнённых условиях» (Санкт-Петербург, 2016); научно-практической конференции «Инжиниринг строительства и реконструкции скважин» (Самара, 2017).

**Публикации.** По теме диссертационной работы опубликовано 15 печатных работ, в том числе 4 работы изданы в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК.

**Личный вклад автора.** Выполнен анализ результатов ранее опубликованных работ. Сформулированы цели и задачи исследования. Разработана методика для расчёта объёма фильтрата промывочной жидкости на водной основе, проникающего в призабойную зону пласта при первичном вскрытии. Построена модель для расчета радиуса проникновения фильтрата для пластов с капиллярной структурой поровых каналов. Предложен критерий по подбору оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и пластового флюида.

**Структура и объём работы.** Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка используемой литературы, содержит 117 страниц машинописного текста, 44 рисунка, 17 таблиц, 113 литературных источников.

#### **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обосновывается актуальность выбранной темы, формулируется цель, определяются задачи исследования, приводятся основные защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость.

**В первой главе** рассмотрены работы по изучению и классификации причин изменения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта при первичном вскрытии, а также способы их описания. Данному направлению посвящены труды Басарьгина Ю.М., Булатова А.И., Мордвинова А.А., Глеугали У.С., Жайгалиева Б.А., Закенова С.Т., Нуршахановой Л.К., Ибрагимова Л.Х., Мищенко И.Т., Д.К. Челоянц, Юркив Н.И., Amaefule J. O., Kersey D. G., Omotara O., Kegang Ling, Bennion, Bishop S. R. и ряда других исследователей.

Проанализированы основные факторы, влияющие на снижение проницаемости в призабойной зоне пласта вследствие первичного вскрытия. Также проанализированы способы описания

фильтрации промывочной жидкости в призабойной зоне. В результате анализа были выявлены неточности при определении мгновенной фильтрации, а также выявлена значительная разница объёмов при вычислении радиуса проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

Анализ исследований, посвящённых фильтрации жидкостей вскрытия пластов показал, что наиболее эффективными составами являются полимерные системы с низким содержанием твёрдой фазы. В отличие от глинистых жидкостей они образуют тонкую слабопроницаемую фильтрационную плёнку за короткий промежуток времени. При этом проникновение фильтрата в пласт полностью не прекращается, но значительно снижается. Также, в отличие от глинистых систем, полимерные не имеют тенденции к росту толщины фильтрационной плёнки, а также накоплению частичек шлама на своей поверхности. Углеводородные системы также хорошо себя зарекомендовали при вскрытии продуктивных пластов, но существует ряд сложностей и ограничений, препятствующих их широкому применению. Также сделан вывод о том, что в пластах с капиллярной структурой при восстановлении проницаемости важную роль играют поверхностные эффекты и капиллярное давление, так как именно в пластах со слабой проницаемостью присутствует тенденция к образованию стойких водо-нефтяных образований, закупоривающих поровое пространство и препятствующих дальнейшей эксплуатации скважины.

В качестве задачи дальнейшего исследования выбрана разработка методики по вычислению объёма фильтрата, проникающего в пласт, основанной на лабораторных исследованиях буровых промывочных жидкостей. В качестве объекта исследований выбраны полимерные промывочные системы на водной основе, а также для сравнительного анализа исследованы хлоркальциевые и полимер-глинистые системы. Вследствие выявления неточностей в применении формулы для расчета радиуса проникновения, ставится задача о более корректной модели расчета радиуса проникновения фильтрата в пласт.

**Во второй главе** описаны методы измерения свойств буровых промывочных жидкостей, а также их фильтратов. Так как

промывочные жидкости со схожей рецептурой могут применяться при различных температурах, то поставлена задача по измерению плотности и вязкости в некотором диапазоне температур с дальнейшим построением эмпирических зависимостей. Изучена методика построения эмпирических зависимостей с аргументированием выбора вида уравнения регрессии.



*Рисунок 1 – Внешний вид установки ПИК-ОФП-1-40-АР/РР, компании АО «Геологика» в комплектации ФГБОУ ВО СамГТУ*

Стендовые испытания для оценки влияния фильтрата буровой промывочной жидкости на проницаемость для нефти спланированы на образцах натурального керна Новофёдоровского месторождения. При работе с образцами натурального керна необходимо выполнение требований по его подготовке и измерения первичных параметров, таких как пористость и абсолютная газопроницаемость. Для измерения фазовых проницаемостей выбрана установка ПИК-ОФП-1-40-АР/РР, компании АО «Геологика» с возможностью имитации

пластовых давлений до 40 МПа и температур до 150° С. (Рисунок 1). Специализированное программное обеспечение, входящее в комплектацию установки, позволяет вести непрерывный контроль параметров фильтрационного процесса, что способствует снижению погрешностей измерений, возможных при проведении стендовых испытаний.

Для определения межфазного натяжения используется тензиометр вращающейся капли SVT производства компании DataPhysics. Прибор состоит из базового блока и измерительной ячейки в комплекте с устройством термостатирования, измерительного капилляра, шестикратного оптического трансфокатора со встроенной непрерывной тонкой фокусировкой. Блок термостатирования позволяет производить измерения в диапазоне температур от -10°С до 130°С. Измерительный блок управляется при помощи специализированного программного обеспечения. Окно программного обеспечения позволяет производить тонкую корректировку объёма капли при помощи изображения передаваемого оптическим трансфокатором. Выбранный прибор обладает высокой точностью, и его показания могут быть применены к вычислению капиллярного давления на разделе несмешивающихся фаз.

Для построения функции распределения потоков фаз соответствующей фильтрации в пластовых условиях необходимы модели относительных фазовых проницаемостей в виде функций от насыщенности фильтратом. Определение способа расчёта относительных фазовых проницаемостей, как функций от насыщенности, является нетривиальной задачей. Анализ зарубежных и отечественных методик позволил выбрать наиболее точный метод, метод Хасанова, с наиболее устойчивым алгоритмом, то есть незначительные отклонения исходных данных по вытеснению не смогут вызвать значительных отклонений при получении относительных фазовых проницаемостей. Из преимуществ выбранного метода также следует выделить быстроту счёта, по сравнению с методиками разработанными ранее. Физические величины, измеренные на выбранном оборудовании после статистической обработки могут быть использованы для построения

эмпирических моделей, а также применены в качестве входных параметров для моделей, описывающих фильтрационный процесс в пластовых условиях.

**В третьей главе** разработана методика расчёта объёма фильтрата, проникающего в поровое пространство пласта с учётом фильтрационных характеристик пласта, свойств промывочной жидкости, времени формирования фильтрационной корки или плёнки и давления репрессии на пласт. Предложенная методика базируется на основных законах теории фильтрации, а также экспериментальных данных, подлежащих аппроксимации путём регрессионного и корреляционного анализа. Используемые законы фильтрации, а также формы выбранных аппроксимирующих функций, подтверждаются экспериментальным путём, поэтому не противоречат фильтрационному процессу, протекающему при первичном вскрытии пласта.

За время контакта буровой промывочной жидкости с породой действуют два закона фильтрации:  $Q_{f_1}(t)$  – фильтрация при формировании корки или плёнки постоянной толщины, м<sup>3</sup>;  $Q_{f_2}(t)$  – фильтрация через сформировавшуюся корку или плёнку, м<sup>3</sup>. По данным функциям можно вычислить объём фильтрата, проникшего в пласт в любой момент времени. Аналитически эти функции записываются следующим образом:

$$Q_{f_1} = \sqrt{2 \frac{k_{mc} \Delta p_{mc}}{\mu_f} \left( \frac{f_{sc}}{f_{sm}} - 1 \right)} A \sqrt{t}, \quad (1)$$

$$Q_{f_2} = \frac{k_{mc} A \Delta p t}{\mu_f h_{mc}},$$

где  $k_{mc}$  – проницаемость корки или плёнки, м<sup>2</sup>,  $\Delta p$  – перепад давлений, Па,  $A$  – площадь фильтрации, м<sup>2</sup>,  $f_{sm}$ ,  $f_{sc}$  – объёмная доля твёрдой фазы в промывочной жидкости и корке или пленки, соответственно, д.е.,  $\mu_f$  – вязкость фильтрата, Па·с,  $h_{mc}$  – толщина фильтрационной корки или плёнки, м. Заметим, что в (1) входит большое количество входных параметров, что неудобно для их

применения, а погрешности при измерении каждого из параметров могут привести к сильному искажению общих результатов.

Таким образом, весь фильтрационный процесс в лабораторных условиях можно описать кусочной аппроксимацией:

$$\begin{aligned} Q_1 &= C_1 \sqrt{t}, \quad 0 \leq t \leq t_{const}, \\ Q_2 &= C_2 t, \quad 0 \leq t \leq t_{total} - t_{const}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $C_1, C_2$  - множители, определяемые методами регрессионного анализа, а вид функции  $Q_1$  и  $Q_2$  выбран в соответствии с аналитической записью советующих законов фильтрации (1).

Из множителей  $C_1$  и  $C_2$ , зная вязкость фильтра, перепад давлений во время фильтрационного процесса и площадь фильтрации можно из (1) вывести законы фильтрации, применимые к пластовым условиям:

$$\begin{aligned} Q_1 &= C'_1 \sqrt{\frac{\Delta p t}{\mu_f}} A_w, \quad 0 \leq t \leq t_{const}, \\ Q_2 &= \frac{C'_2 A_w \Delta p t}{\mu_f}, \quad 0 \leq t \leq t_{total} - t_{const}, \end{aligned} \quad (3)$$

где параметры, стоящие при  $C'_1$  и  $C'_2$ , вынесены из  $C_1, C_2$  согласно аналитической записи (1),  $\Delta p$  – давление репрессии,  $\mu_f$  – вязкость фильтра при пластовой температуре, Па·с,  $A_w$  – площадь фильтрации в пластовых условиях м<sup>2</sup>.

Если необходимо узнать объём фильтра, проникшего в пласт за всё время фильтрационного процесса, то необходимо пользоваться следующей формулой:

$$Q_{total} = Q_1 \Big|_{t=t_{const}} + Q_2 \Big|_{t=t_{total}-t_{const}}. \quad (4)$$

На рисунке 2 изображены экспериментальные точки, соответствующие фильтрационному процессу в лабораторных условиях. Свойства буровых промывочных систем представлены в тексте диссертации.

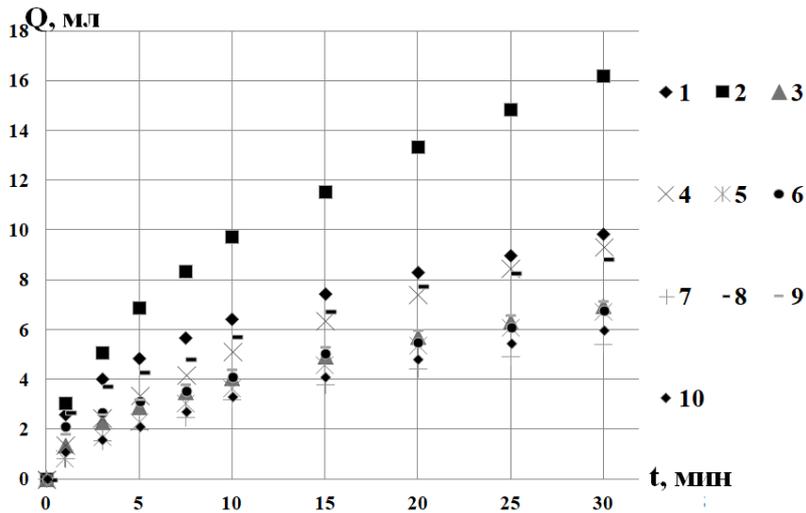


Рисунок 2 – Эмпирическая зависимость объёма фильтрата от времени фильтрационного процесса для нескольких типов жидкостей: 1,2 – глинистые; 3 – хлоркальциевый; 4,5,6 – полимерглинистые; 7,8,9,10 – полимерные

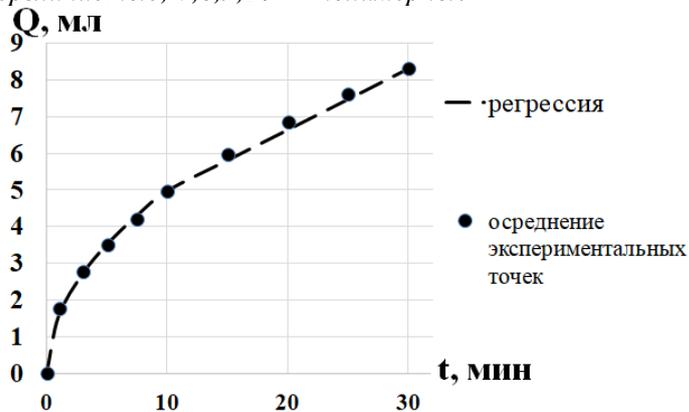


Рисунок 3 – Аппроксимация фильтрационного процесса регрессионными уравнениями

В результате построения регрессионных моделей вида (2) была достигнута высокая точность аппроксимации, которую

подтверждает коэффициент корреляции  $R \approx 0,99$  для каждой жидкости. По рисунку 3 можно графически оценить качество аппроксимации осреднённых данных с рисунка 2. Для дальнейшего исследования выбраны 5 систем различных типов с минимальной водоотдачей (системы №1, №3, №5, №7, №10).

Существующие методики по расчёту глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт являются несовершенными и дают значительно завышенные показатели. Выведены формулы для расчёта радиуса зоны проникновения со средней насыщенностью фильтратом  $\bar{S}_f$ , которая определяется при помощи анализа функции распределения потоков фаз и её производной. Стабилизированной зоной называют область порового пространства, в которой насыщенность фильтратом падает от фронтальной насыщенности  $S_{f, фронт}$  до нуля. Известно, что длина этого участка значительно меньше чем зоны вытеснения со средней насыщенностью  $\bar{S}_f$ . Исходя из этого положения и закона сохранения расхода, выведена формула для расчёта радиуса проникновения фильтрата в пласт без учёта объёмов фильтрата, распределившегося в стабилизированной зоне:

$$r_f = \sqrt{r_w^2 + \bar{q}_f t / \pi m h \bar{S}_f} - r_w. \quad (5)$$

где  $\bar{q}_f$  - средний расход фильтрата, м<sup>3</sup>/с  $m$  - пористость среды, д.е.,  $t$  - время фильтрационного процесса, с,  $r_w$  - радиус скважины, м. Также выведена формула, позволяющая вычислить положение фронта насыщенности, перед которым известна средняя насыщенность, а после которого располагается стабилизированная зона:

$$r_{f, фронт} = \frac{\bar{q}_f}{A_{скв} f_f(S_{f, фронт})} \frac{t}{m} \frac{df_f(S_{f, фронт})}{dS_f}, \quad (6)$$

где  $f_f(S_{f, фронт})$  - значение функции распределения потоков фаз при фронтальной насыщенности.

Выведена формула для функции распределения потока фаз  $f_f$  с учётом капиллярного давления:

$$f_f = \frac{1 - \frac{2\pi h k k_{ro} P_c}{q_i \mu_o}}{1 + \frac{k_{ro} \mu_f}{k_{rf} \mu_o}}, \quad (7)$$

где  $h$  – длина рассматриваемого интервала скважины, м,  $\mu_o, \mu_f$  – динамические вязкости нефти и фильтрата, соответственно, Па·с,  $k_{ro}, k_{rf}$  – относительные фазовые проницаемости для нефти и фильтрата,  $k$  – естественная проницаемость породы для нефти, м<sup>2</sup>,  $q_i$  – суммарный расход при двухфазной фильтрации, м<sup>3</sup>/с,  $P_c$  – капиллярное давление, Па. Пренебрегая капиллярными эффектами, то есть при  $P_c = 0$ , функция (7) совпадает с функцией Баклея-Левиретта при двухфазной фильтрации.

Таким образом, в третьей главе обоснована и разработана методика для расчёта объёма фильтрата, проникающего в пласт, а также выведена функция распределения потоков фаз с учётом капиллярного давления и формулы для расчета радиуса зоны проникновения со средней насыщенностью  $\bar{S}_f$ .

**В четвёртой главе** на примере песчаника Новофёдоровского месторождения применена модель по расчёту объёма фильтрата промывочной жидкости, проникающей в призабойную зону пласта. Экспериментальные исследования показали, что для полимерных и хлоркальциевых систем время образования фильтрационной плёнки  $t_{const}$  меньше, чем у глинистых и в среднем составляет 10 минут.

Объём фильтрата, проникающего в пласт, рассчитан для участка скважины длиной в 1 м и для времени контакта с породой 1 час. Результат расчета объёма фильтрата для различных типов промывочных жидкостей показан на рисунке 4.

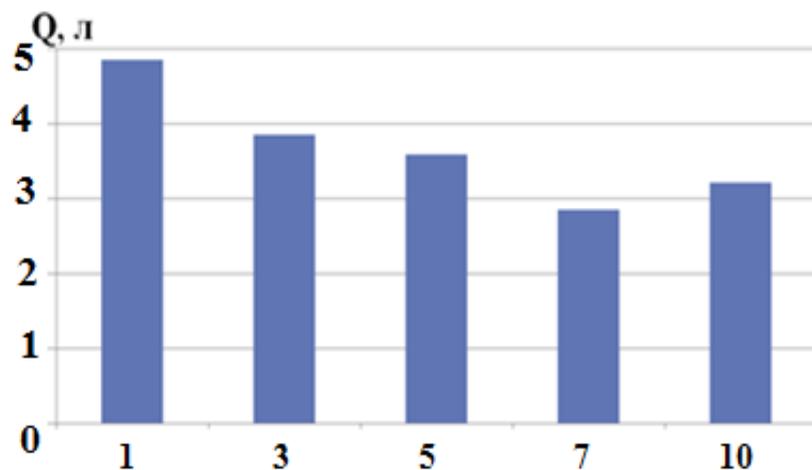


Рисунок 4 – Расчётный объём фильтрата, проникшего в пласт. Фильтраты: 1- глинистой жидкости; 3-хлоркальциевой жидкости; 5-полимерглинистой жидкости; 7,10- полимерной жидкости.

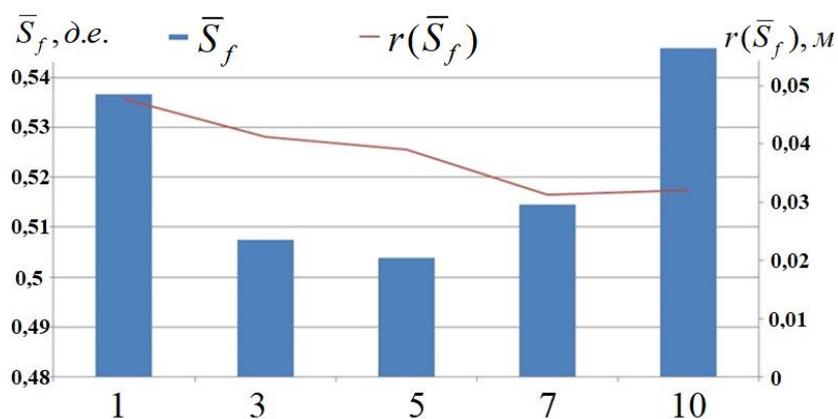


Рисунок 5 – Средняя насыщенность и радиус проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. Фильтраты: 1- глинистой жидкости; 3-хлоркальциевой жидкости; 5- полимерглинистой жидкости; 7,10- полимерной жидкости.

По результатам стендовых испытаний построены модели относительных фазовых проницаемостей для нефти и фильтрата. Произведены расчёты средней насыщенности и радиусов фронтальной насыщенности фильтратом буровых промывочных систем, а также радиусов средней насыщенности фильтратом (Рисунок 5).

Новый способ вычисления радиуса проникновения фильтрата имеет минимальную разницу объёма. На основании расчётов фильтрационных характеристик предложен критерий для оптимального выбора буровых промывочных систем для вскрытия продуктивного пласта.

Так как на приток нефти к призабойной зоне пласта влияют такие характеристики как средняя насыщенность фильтратом  $\bar{S}_f$ , и радиус его проникновения  $r_f$ , то предлагается ввести безразмерный параметр, включающий в себя данные показатели:

$$\xi = \bar{S}_f r_f / r_w, \quad (8)$$

где  $r_w$  - радиус скважины, м. Критерием для выбора оптимальной промывочной жидкости является условие минимума показателя  $\xi$  :

$$\xi \rightarrow \min. \quad (9)$$

Для исследуемых промывочных жидкостей минимальное значение  $\xi$  соответствует полимерной системе №7. Так как коэффициент восстановления проницаемости  $K_{в.п.}$  определяется только лабораторным путём, что может быть в некоторых случаях затруднительно из-за отсутствия специализированного оборудования, то возможна оценка степени снижения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта при помощи параметра  $\xi$ , так как параметры  $\bar{S}_f$ ,  $r_f$  определяются расчётным путём. Параметры  $\xi$  и  $K_{в.п.}$  имеют корреляционную связь (Рисунок 6), что подтверждает возможность использования параметра  $\xi$  для выбора промывочной жидкости.

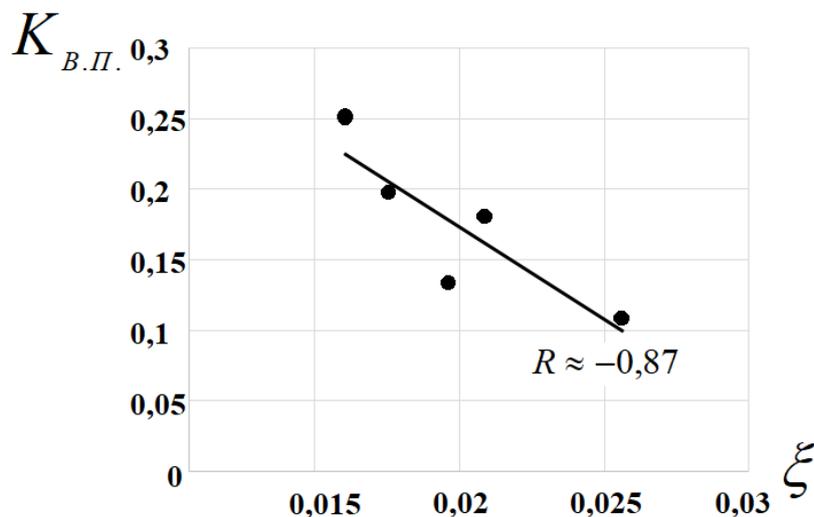


Рисунок 6 – Корреляционная связь между параметрами  $\xi$  и  $K_{в.п.}$ ,  $R$ - коэффициент корреляции

Так как определение моделей ОФП является трудоёмким процессом, то можно воспользоваться имеющимися моделями для воды, например, моделью Чень-Джун-Сян. В этом случае абсолютные показатели  $\bar{S}_f$ ,  $r_f$  могут значительно отличаться от истинных, но так как параметр  $\xi$  предназначен для выбора оптимальной промывочной жидкости, то для его расчёта могут быть применены приближенные формулы.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные научные и практические результаты диссертационной работы заключаются в следующем:

1. анализ методов исследования изменения фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны продуктивного пласта вследствие воздействия буровых промывочных жидкостей показал несовершенство модели для радиуса проникновения фильтрата

буровых промывочных систем в пласт, а также неоднозначность в способах определения мгновенной фильтрации;

2. определён минимальный набор параметров, позволяющий построить гидродинамическую модель проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта. К этим параметрам относят: пористость породы, проницаемость породы для нефти, динамические вязкости нефти и фильтрата, толщину фильтрационной плёнки для полимерных промывочных систем, показатель фильтрации при различном времени фильтрационного процесса (2;5;7,5;10;15;20;25;30 мин), радиус скважины;

3. разработана модель для определения объема фильтрата промывочной жидкости на водной основе, проникающего в пласт при первичном вскрытии. При помощи корреляционного анализа сделан вывод о том, что среднее время образования плёнки постоянной толщины для полимерных систем составляет 10 мин. Мгновенная фильтрация описывается законом фильтрации, действующим при образовании плёнки постоянной толщины и не нуждается в дополнительном определении. Предложена кусочная аппроксимация фильтрационного процесса для вычисления объема фильтрата, проникающего в пласт при первичном вскрытии;

4. разработана методика, позволяющая оценить степень снижения фильтрационно-ёмкостных свойств пласта с учётом свойств промывочной жидкости, пластового флюида и характеристик порового пространства продуктивного пласта. Расчётными параметрами, характеризующими степень снижения фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны пласта, является средняя насыщенность фильтратом и радиус проникновения фильтрата. Выведены формулы, позволяющие вычислить радиус проникновения фильтрата в пласт. Выведена формула для функции распределения потоков фаз с учётом капиллярного давления;

5. разработан критерий по выбору оптимальной рецептуры промывочной жидкости с учётом фильтрационных характеристик породы и пластового флюида. Предложен расчётный параметр  $\xi$ , характеризующий снижение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, коррелирующий с коэффициентом восстановления проницаемости. Таким образом, критерий минимальности параметра

$\xi$  может быть использован в качестве альтернативы коэффициенту восстановления проницаемости при выборе оптимальной промысловой жидкости. Из преимуществ предложенного критерия можно выделить то, что параметры участвующие в расчёте, не требуют проведения длительного эксперимента на фильтрацию, как в случае определения коэффициента восстановления проницаемости. Установлена корреляционная связь между коэффициентом восстановления проницаемости для коллекторов с капиллярной структурой порового пространства и межфазным натяжением на границе фильтрата и нефти. Снижение межфазного натяжения благоприятно влияет на восстановление проницаемости для нефти и дальнейшей её добычи.

#### **Наиболее значимые работы по теме диссертации**

##### **а) в журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:**

1. Клюев, Н.И. Течение вязкой жидкости в тонком слое на поверхности плоской пластины / Н.И. Клюев, В.И. Никитин, О. Г. Лагно, Е.А. Ендуткина // Научное обозрение. – 2013. – №9. – С. 289–292.

2. Живаева, В.В. Модель для расчета радиуса проникновения бурового раствора при вскрытии пласта/ В.В. Живаева, В.И.Никитин // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – №6. С. 250-254.

3. Никитин, В.И. Динамика проникновения фильтрата буровых промысловых систем на водной основе в пласт / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. –№11.– С. 40-42.

4. Чураков, Н.Н. Подбор оптимальных параметров жидкости вскрытия продуктивного пласта Покровско-Сорочинского месторождения / Н.Н. Чураков, В.И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2017. –№10. – С. 56-57.

##### **б) в других изданиях и материалах конференций:**

5. Никитин, В.И. Вероятные пути решения проблем вскрытия напряжённых горных пород /В.И. Никитин, В.В. Живаева// Ашировские чтения. Сборник трудов Международной научно-практической конференции. Том 1 – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2014. – С. 148.

6. Никитин, В.И. Применение методов математического моделирования для управления свойствами буровых растворов / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Ашировские чтения: Сб.трудов Международной научно-практической конференции – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2015. – С.81-85.

7. Никитин, В.И. Моделирование двухфазной фильтрации буровых промывочных систем при вскрытии продуктивного пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Нефтегазовый комплекс: проблемы и инновации: тезисы научно-практической конференции с международным участием. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – С. 34.

8. Никитин, В.И. Моделирование фильтрации буровых промывочных систем при вскрытии пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Бурение в осложненных условиях: Материалы Международной научно-практической конференции. – СПб, «ЛЕМА», 2016. – С.79-81.

9. Никитин, В.И. Изучение скорости фильтрации буровых растворов при лабораторных исследованиях / В.И. Никитин, С.Ю. Милькова, В. Бель Амур Оссиала // Ашировские чтения: Сб.трудов Международной научно-практической конференции – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2017. – С.134-138.

10. Никитин, В.И. Расчет объема фильтрата проникшего в пласт при первичном вскрытии / В.И.Никитин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2017. – С. 195-197.

11. Чураков, Н.Н. Изучение коллекторских свойств продуктивного пласта Покровско-Сорочинского месторождения с целью подбора оптимальных параметров жидкости вскрытия / Н.Н. Чураков, В.И. Никитин // Ашировские чтения: Сб. трудов XIV Международной научно-практической конференции.– Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – С. 136-139.