

На правах рукописи

ИКОННИКОВА ЛЮДМИЛА НИКОВНА

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ  
ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ  
СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Ухта - 2013

Работа выполнена в ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
Золотухин Анатолий Борисович

Официальные оппоненты: Еремин Николай Александрович, доктор технических наук, профессор, заведующий лабораторией Института Проблем нефти и газа РАН

Салимов Олег Вячеславович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией ТатНИПИ

**Ведущая организация:** Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет

Защита состоится 12 декабря 2013 г. В 12.00 час. на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д.13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д.13.

Автореферат разослан 12 ноября 2013 года

Ученый секретарь диссертационного совета,  
кандидат технических наук, профессор



Н.М. Уляшева

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы.** Кислотное воздействие на пласт в карбонатных коллекторах является одним из распространенных методов увеличения производительности скважины ввиду малых затрат и относительной простоты процесса. Понимание процессов и механизмов, происходящих во время реагирования породы пласта с кислотным раствором, является основополагающим для его правильного планирования и для получения максимального эффекта от воздействия.

Оптимизация процесса соляно-кислотной обработки возможна путем правильного подбора параметров процесса, основными из которых являются объем и скорость закачки кислотного раствора и его концентрация, а также тип реакции кислоты с породой. В настоящее время для проектирования и прогнозирования эффекта, полученного от интенсификации скважины, используют два подхода. Первый включает методы математического моделирования, второй – расчет параметров или использование их рекомендованных значений и последующее прогнозирование полученного эффекта на основании анализа накопленных статистических данных.

Модели, построенные для конкретных условий месторождения, помогают спланировать процесс и учесть его особенности. Такой способ прогнозирования является наиболее точным. Однако недостаток заключается в трудоемкости процесса и необходимости использования целого ряда сложных программ. Второй подход – упрощенный, общедоступный и имеет низкую стоимость, но не учитывает кинетику реакции кислотного раствора с породой, а обобщенные статистические данные не вполне могут соответствовать конкретным условиям и носят рекомендательный характер.

В данной работе предлагается способ оптимизации процесса кислотного воздействия для конкретных условий скважины и пласта. При расчете используется математическое описание процесса, учитывается стехиометрия

реакции, кинетика растворения породы с кислотным раствором, а также экономическая составляющая воздействия.

Применение предлагаемого метода позволяет оценить дебит при любых значениях забойного давления по отношению к давлению насыщения, изменение скин-эффекта после воздействия, а также оценить оптимальный объем закачки кислотного раствора, максимизирующий прибыль от проводимого воздействия. Расчет является простым в применении и не требует использования сложных вычислительных программ. Эти факторы определяют актуальность предлагаемой работы.

**Цель работы.** Оценка эффективности мероприятий при соляно-кислотной обработке.

**Основные задачи работы.**

1. Анализ эмпирических зависимостей, описывающих кислотное воздействие на пласт.
2. Создание алгоритма расчета для оценки дебита после кислотного воздействия при любых значениях забойного давления по отношению к давлению насыщения, оптимизация процесса.
3. Количественная оценка эффекта соляно-кислотной, оптимального объема закачки кислотного раствора.
4. Применение предложенных алгоритмов для оценки эффективности соляно-кислотной обработки реальных скважин ряда месторождений.

**Методом исследования** является анализ зависимостей, характеризующих процесс кислотного воздействия на пласт. В качестве теоретической базы используются основные представления подземной гидромеханики, теории размерности, общие законы кинетики химических реакций, вычислительной математики, разработки нефтяных и газовых месторождений, физики пласта и скважинной добычи нефти.

### **Основными защищаемыми положениями являются.**

1. Оценка эффективности соляно-кислотной обработки, используя эмпирические зависимости, что позволяет прогнозировать производительность нефтяных скважин.
2. Алгоритм расчета оптимального объема закачки кислотного раствора, обеспечивающего достижение максимальной прибыли от воздействия.

### **Научная новизна работы состоит в следующем:**

1. Предложен подход оценки эффективности кислотного воздействия на пласт при любом значении забойного давления по отношению к давлению насыщения.
2. Разработан алгоритм оценки оптимального объема закачки кислотного раствора для конкретных условий скважины, обеспечивающего достижение максимально возможной прибыли от воздействия.
3. Получена зависимость Дюпюи-Фогеля, позволяющая оценить дебит нефтяной скважины при любом значении забойного и пластового давлений по отношению к давлению насыщения.

### **Практическая значимость работы.**

1. Создан алгоритм расчета эффекта соляно-кислотной обработки и значения оптимального объема закачки кислотного раствора в пласт при любом значении забойного давления по отношению к давлению насыщения.
2. Количественно определен эффект применения соляно-кислотной обработки на скважинах Тимано-Печорской провинции. Получена хорошая сходимость результатов расчетов с фактическими данными.
3. Количественно определен оптимальный объем кислотного раствора на скважинах Тимано-Печорской провинции, обеспечивающий достижение максимальной прибыли от воздействия.
4. Разработан алгоритм расчета для оценки дебита нефтяной скважины при любом значении забойного давления по отношению к давлению насыщения

5. Количественно проведена оценка дебита нефтяной скважины при забойном давлении ниже давления насыщения для условий Тимано-Печорской провинции. Получена хорошая сходимость результатов.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на:

1. Международной научно-технической конференции «Севергеоэкотех – 2008» (Ухта, 2008 г.).
2. Международной конференции, посвященной 80-летию АЛТИ-АГТУ (Архангельск, 2009 г.),
3. Научно-технической конференции преподавателей и сотрудников (Ухта, 2011 г.),
4. Всероссийской конференции «Нефтегазовое и горное дело – 2011» (Пермь, 2011 г.)

#### **Публикации.**

По материалам диссертации опубликовано 7 работ, в том числе 2 в изданиях, включенных в перечень рецензируемых научных журналов, выпускаемых в РФ в соответствии с требованиями Высшей аттестационной комиссии.

#### **Структура и объем диссертации.**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы и одного приложения. Работа содержит 93 страницы, в т.ч. 27 рисунков и 19 таблиц.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю, профессору, д.т.н. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина А.Б. Золотухину, идеи которого легли в основу диссертации, коллективу предприятия ООО «Нарьянмарнефтегаз» за предоставленные промысловые данные и методическую помощь, а также профессору УГТУ А.А. Мордвинову за постоянное внимание к работе.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** раскрывается актуальность рассматриваемой проблемы, сформулированы цель и основные задачи, обоснована научная новизна и показана практическая ценность результатов проведенных исследований.

**В первой главе** дано описание основных методов интенсификации, краткая классификация видов соляно-кислотной обработки (СКО) и особенностей кислотного воздействия в карбонатных коллекторах, описаны факторы, влияющие на эффективность воздействия, механизм и кинетика реакции взаимодействия кислотного раствора с породой. Освещены экспериментальные исследования кислотного воздействия. Рассмотрены критерии эффективности и методы расчета, применяемые при проектировании и оценке успешности СКО.

На долю карбонатных коллекторов приходится значительная доля мировых запасов нефти. В качестве приближенной оценки обычно приводят цифры между 30 и 50 процентами. Наиболее распространенным видом интенсификации призабойной зоны скважины в карбонатном коллекторе является соляно-кислотная обработка ввиду относительной простоты технологии и финансовой доступности.

Соляно-кислотная обработка имеет разнообразные технологические схемы реализации, зависящие от горно-геологических параметров пласта и конкретных целей воздействия. Различие технологических схем определяют концентрация, рецептура кислотного состава, объем нагнетания раствора, а также давление и температура, создаваемые во время проведения обработки с помощью различных технических средств.

Эффективность обработки зависит от химико-минералогического состава породы, свойств жидкости, насыщающей породу, пластовой температуры и давления, объема раствора, приходящегося на единицу удельной поверхности породы, его концентрации, времени реагирования кислоты с породой и др. При проектировании процесса кислотной обработки необходимо правильно

понимать процессы, происходящие в пласте при взаимодействии кислотного раствора с породой.

При взаимодействии кислоты с породой происходит химическая реакция, в результате которой увеличивается объем пор, как за счет образования крупных и мелких каверн, так и за счет увеличения диаметра поровых каналов. Под действием кислоты более широкие каналы открываются быстрее, и некоторые поры могут объединяться в некий высокопроницаемый кластер. Более быстрый рост больших каналов может иметь нестабильный характер, в результате чего образуются «червоточины» – полые каналы высокой проводимости. Благодаря этому после обработки дебиты скважин могут кратно возрасти.

Образование таких структур изучали французские исследователи Даккорд и Ленорманд, 1987. Их экспериментальные и теоретические исследования доказали, что:

- структура, образующаяся в результате обработки – фрактал, характеризующийся фрактальной размерностью  $d$ ;
- приведенный радиус скважины после обработки может быть оценен следующим образом:

$$r_w' = r_w e^{-S} \quad (1)$$

где  $r_w$  – радиус скважины, м,  $S$  – скин-эффект после проведения обработки.

Эксперименты Даккорда и Ленорманда показали, что уменьшение скин-эффекта зависит от объема закачанного кислотного раствора и имеет следующий вид:

$$\Delta S \sim \frac{\ln V}{d} \quad (2)$$

где  $V$  – объем закачанной кислоты, м<sup>3</sup>,  $d$  – фрактальная размерность, образовавшейся в ПЗП структуры порового пространства (для известняков  $d = 1,6$ , для доломитов  $d = 2,0$ ).

На основании вышеизложенного авторами было получено уравнение, позволяющее оценить снижение величины скин-эффекта в результате соляно-



кислотной обработки. При этом за основу было взято уравнение Даккорда-Ленорманда:

$$\Delta S = -\frac{1}{d} \ln \left( 1 + Ac \cdot N_{Pc}^{-1/3} \cdot \frac{bV}{\pi h m r_w^d} \right) \quad (3)$$

где  $V$  – объем закаченной кислоты,  $\text{м}^3$ ,  $Ac$  – кислотное число, доли;  $b=1,7 \cdot 10^4$ ,  $\text{м}^{\text{д}^2}$ ,  $h$  – толщина пласта,  $\text{м}$ ,  $m$  – пористость пласта, доли,  $r_w$  – радиус скважины,  $\text{м}$ ,  $N_{Pc}=q/Dh$  – число Пекле,  $q$  – темп закачки кислотного раствора в пласт,  $\text{м}^3/\text{с}$ .,  $D$  – коэффициент диффузии,  $\text{м}^2/\text{сек}$ .

Механизм и особенности соляно-кислотной обработки во многом объясняются кинетикой протекающих химических реакций.

Известно, что при реакции взаимодействия кислотного раствора с породой существуют два вида кинетики реакции. Первая – это ограниченная поверхностью, которую характеризуют такие безразмерные параметры, как число Дамколера  $Da_j$  и кислотное число  $Ac$ , и вторая – кинетика реакции, ограниченная диффузией. Для второго вида основным механизмом является молекулярная диффузия, которую характеризует число Пекле  $N_{Pe}$ .

В зависимости от вида кинетики и его преобладания при реакции кислоты с породой могут формироваться различные структуры порового пространства.

На форму образующихся при этом каналов влияют емкостные свойства породы, минералогический состав, скорость, объем закачки кислотного раствора и др. По существу, структура образующегося в результате кислотного воздействия порового пространства определяет эффективность кислотной обработки.

Структура образующегося при кислотном воздействии порового пространства может быть условно разделена на пять структур: поверхностное (или компактное) растворение, конические червоточины, доминантные червоточины, разветвленные червоточины, равномерное растворение. Примеры формирующихся структур при линейном потоке изображены на рисунке 1.

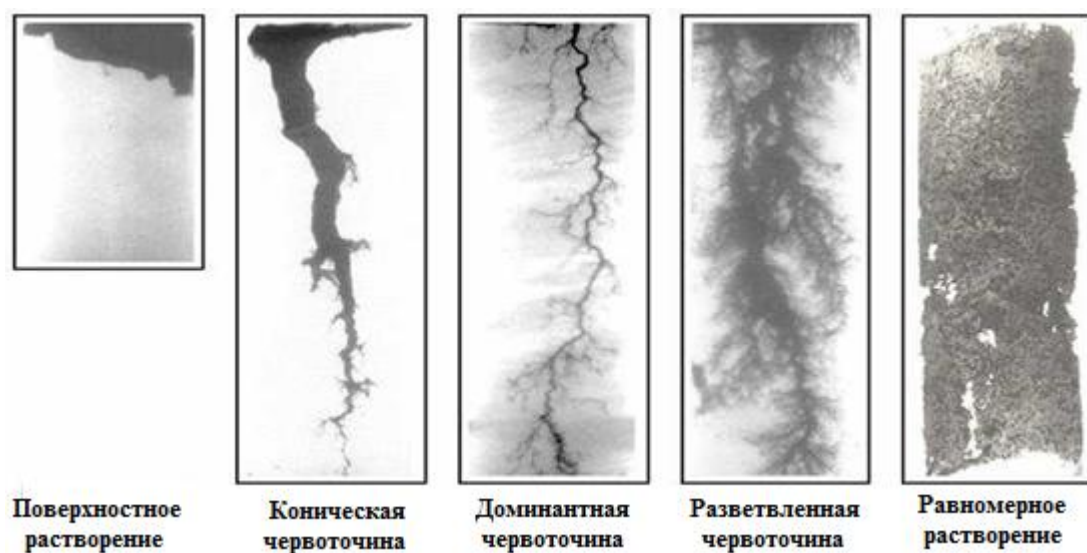


Рисунок 1 – Структуры растворения для линейного потока

Планирование кислотного воздействия включает в себя выбор скважины, расчет параметров, анализ промысловой информации, исследований, имеющегося промышленного опыта разработки. Расчет соляно-кислотной обработки сводится к определению потребных объемов кислотного раствора, химических реагентов, товарной кислоты и технологических параметров процесса обработки. Одним из важных параметров является объем кислотного раствора. Он может быть рассчитан при помощи двух подходов. Первый основан на геометрических характеристиках породы, которую необходимо обработать. Оценка потребных объемов кислотного раствора, получаемых при использовании второго подхода, основаны на накопленном опыте разработки месторождений.

Анализ существующих методов расчета показал, что они не учитывают кинетики реакции, конкретных характеристик месторождения и скважины, принятые значения параметров обработки являются приближенными и могут иметь недопустимую погрешность. Недостаточно проработан вопрос прогнозирования кислотного воздействия. Оценка эффекта кислотной обработки сводится к решению уравнения Дюпюи, которое требует наличия данных гидродинамических исследований (скин-фактора, коэффициента продуктивности, фильтрационно-емкостных свойств и т.д.). Однако для этого необходимо наличие промысловых данных после воздействия, что невозможно

в период планирования. Методы математического моделирования могут наиболее точно прогнозировать эффекты воздействия, подобрать его оптимальный режим для конкретных условий. Однако недостаток такого подхода заключается в использовании сложных программ, необходимости использования большого объема данных, часто отсутствующих, высокой стоимости. Таким образом, оптимизация процесса соляно-кислотной обработки, а также оценка эффективности является труднорешаемой задачей.

**Во второй главе** дано описание предлагаемого подхода к оценке эффекта соляно-кислотной обработки, оптимизации процесса посредством нахождения некоего оптимального объема закачки кислотного раствора, максимизирующего прибыль от воздействия. В его основу легли понятие скин-эффекта, уравнение Даккорда-Ленорманда, формула Дюпюи, метод Фогеля. При разработке алгоритма были учтены стехиометрия и кинетика реакции, минералогический состав коллектора, а также молекулярная диффузия.

Для удобства использования уравнения Даккорда-Ленорманда (3) было приведено к безразмерному виду:

$$\Delta S = -\frac{1}{d} \ln \left[ 1 + \frac{Ac \cdot N_{Pc}^{-1/3} \cdot c}{\pi \cdot m} \cdot \frac{V}{h^3} \cdot \left( \frac{h}{r_w} \right)^d \right] \quad (4)$$

где  $c = h^{2-d} \cdot b$  – безразмерный коэффициент.

При прогнозировании дебита нефтяной скважины после СКО используем уравнение Дюпюи. С учетом изменения скин-эффекта уравнение может быть записано в виде:

$$q = \frac{2\pi kh \cdot (P_c - P_{wf})}{\mu_{жс} b_{жс} \left( \ln \frac{R_c}{r_w} + S_0 + \Delta S \right)} \quad (5)$$

где  $P_c$  – давление на контуре питания зоны дренирования, Па,  $P_{wf}$  – забойное давление, Па,  $k$  – проницаемость пласта,  $m^2$ ,  $h$  – толщина пласта, м,  $b_{жс}$  – объемный коэффициент жидкости,  $\mu_{жс}$  – динамическая вязкость жидкости,

Па·сек,  $R_c$  – радиус зоны дренирования, м,  $r_w$  – радиус скважины, м,  $S_0$  – скин-эффект до СКО.

Таким образом, используя уравнение Даккорда-Ленорманда для расчета  $\Delta S$  и уравнение Дюпюи, можно оценить эффект воздействия. Соотношение (5) учитывает кинетику реакции кислотного раствора с породой. При решении уравнений (3,4) учтены зависимости молекулярной диффузии от температуры пласта, процентное содержание породы при расчете фрактальной размерности, кислотное число и тип коллектора (стехиометрический коэффициент реакции).

Экономическая эффективность соляно-кислотной обработки, в качестве эквивалента которого использован чистый дисконтированный доход, зависит от количества дополнительно добытой нефти, полученной от мероприятия. С учетом допущения об экспоненциальном снижении дебита по скважине после СКО получено следующее соотношение для расчета объема дополнительной добычи нефти:

$$\Delta V_H = \int_{t_0}^t \Delta q(t) dt = \Delta q \int_{t_0}^t e^{-a(\lambda-t_0)} dt = \begin{cases} a(\lambda - t_0) = 4 \\ \lambda = t_0 + \frac{4}{a} = \\ d\lambda = \left(\frac{1}{a}\right) du \end{cases} = \Delta q \frac{1}{a} \int_0^{a(t-t_0)} e^{-4} du = -\frac{\Delta q_{нач}}{a} e^{-4} \int_0^{a(t-t_0)} = \frac{\Delta q}{a} [1 - e^{a(t-t_0)}] \quad (6)$$

где  $\Delta q = (q - q_0)$  – начальный прирост дебита после СКО, м<sup>3</sup>/сут.,  $(t-t_0)$  – продолжительность технологического эффекта, сут.,  $a$  – угловой коэффициент экспоненты.

Выражение для оценки чистого дисконтированного дохода от СКО будет иметь следующий вид:

$$NPV = (\Delta V_H \cdot P \cdot 0,8) - (K_s + C_a) \cdot V \quad (7)$$

где  $P$  – цена реализации нефти на внутреннем рынке с учетом себестоимости, руб/м<sup>3</sup>.; 0,8 – учет налога на прибыль (ставка налога - 20 % от дохода);  $\Delta V_H$  – объем дополнительной добычи нефти, связанной с проведением СКО, м<sup>3</sup>;  $C_a$  – цена 1 м<sup>3</sup> кислоты, руб.;  $V$  – объем закачанного кислотного раствора в пласт, м<sup>3</sup>;

$K_s$  – удельные прямые затраты (прокат техники, зарплата бригады КРС за время проведения СКО, страховые взносы) на закачку 1 м<sup>3</sup> кислотного раствора, без стоимости кислоты, руб/м<sup>3</sup>.

Уравнение (6) можно записать следующим образом:

$$\Delta V_n = A_2 \cdot \Delta q \quad (8)$$

где  $A_2$  – величина, определяемая соотношением:

$$A_2 = \frac{1}{a} [1 - e^{-a(t-t_0)}] \quad (9)$$

Изменение скин-фактора  $\Delta S$ , в соответствии с формулой Даккорда-Ленорманда является функцией объема закачанного раствора соляной кислоты. Отсюда следует, что существует некое оптимальное значение объема закачки кислоты, дающее максимум ЧДД, что соответствует решению уравнения  $\frac{\partial NPV}{\partial V} = 0$ . С учетом производной от ЧДД по объему закачки кислоты уравнение для нахождения оптимального объема закачки кислоты имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial NPV}{\partial V} &= \frac{\partial}{\partial V} [\Delta V_n \cdot P \cdot 0,8 - (K_s + C_a) \cdot V] = \\ &= \frac{\partial}{\partial V} \cdot \Delta V_n \cdot P \cdot 0,8 - (K_s + C_a) = 0 \end{aligned} \quad (10)$$

В результате решения уравнения (10) получим нелинейное уравнение:

$$\frac{G}{1 + a^*V} = \left[ D - \frac{1}{d} \ln(1 + a^*V) \right]^2 \quad (11)$$

или

$$X(V) = Y(V) \quad (12)$$

$$\text{где } G = \frac{A_2 \cdot A \cdot a^* \cdot P \cdot 0,8}{d \cdot (K_s + C_a)} \quad (13)$$

$$a^* = \frac{A_c \cdot N_{pc}^{-1/3} \cdot c}{\pi \cdot m} \cdot \frac{1}{h^3} \cdot \left( \frac{h}{r_w} \right)^d \quad (14)$$

$$D = \ln \frac{R_c}{r_w} + S_0 \quad (15)$$

$$A = \frac{2\pi kh \cdot (P_c - P_{wf})}{b_{жс} \cdot \mu_{жс}} \quad (16)$$

Существует множество решений нелинейного уравнения (12). В данной работе использован графический способ решения, который будет соответствовать величине оптимального объема закачки кислотного раствора, максимизирующей прибыль от проведения обработки.

**В третьей главе** разработана обобщенная зависимость Дююи-Фогеля, которая позволяет оценить производительность нефтяной скважины, а также прогнозировать эффект после соляно-кислотной обработки при любом соотношении забойного и пластового давления по отношению к давлению насыщения.

Формула Дююи справедлива только при однофазном потоке жидкости в скважину при забойном давлении выше или равном давлению насыщения  $P_{wf} \geq P_b$ . В случае  $P_{wf} < P_b$  в пласте формируется двухфазное течение (газ+жидкость), что приводит к снижению коэффициента продуктивности скважины. В этом случае для определения притока рекомендуется применять соотношение Дж. В. Фогеля, которое, в свою очередь, требует проведения хотя бы одного испытания скважины на приток:

$$\frac{q}{q'} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad (17)$$

где  $\bar{P}_R$  – пластовое давление  $P_c$  или давление насыщения  $P_b$  в зависимости от того, что меньше, т.е.  $\bar{P}_R = \min(P_b, P_c)$ , Па,  $P_{wf}$  – забойное давление при дебите скважины  $q$ , Па,  $q'$  – проектная производительность скважины при 100 % снижении давления в пласте (абсолютный или потенциальный дебит), м<sup>3</sup>/сут,  $q$  – дебит скважины на установившемся режиме при забойном давлении  $P_{wf}$ , м<sup>3</sup>/сут.

Используя метод Фогеля, можно обобщить его на случай, когда пластовое давление превышает давление насыщения. В этом случае обобщенная формула Фогеля примет следующий вид:

$$q - q^* = \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \right] \cdot (q' - q^*) \quad (18)$$

$q^*$  - дебит скважины при условии  $P_{wf} = P_b$ , м<sup>3</sup>/сут можно определить, используя формулу Дюпюи, а потенциальный дебит  $q'$  - из следующего соотношения:

$$\frac{q^*}{P_c - P_b} = 1,8 \frac{q' - q^*}{P_b} \quad (19)$$

Комбинация формулы Дарси ( $P_{wf} \geq P_b$ ) и соотношения Фогеля ( $P_{wf} \leq P_b$ ) при вычисления коэффициента продуктивности позволяет получить композитную индикаторную кривую Фогеля (рисунок 2).

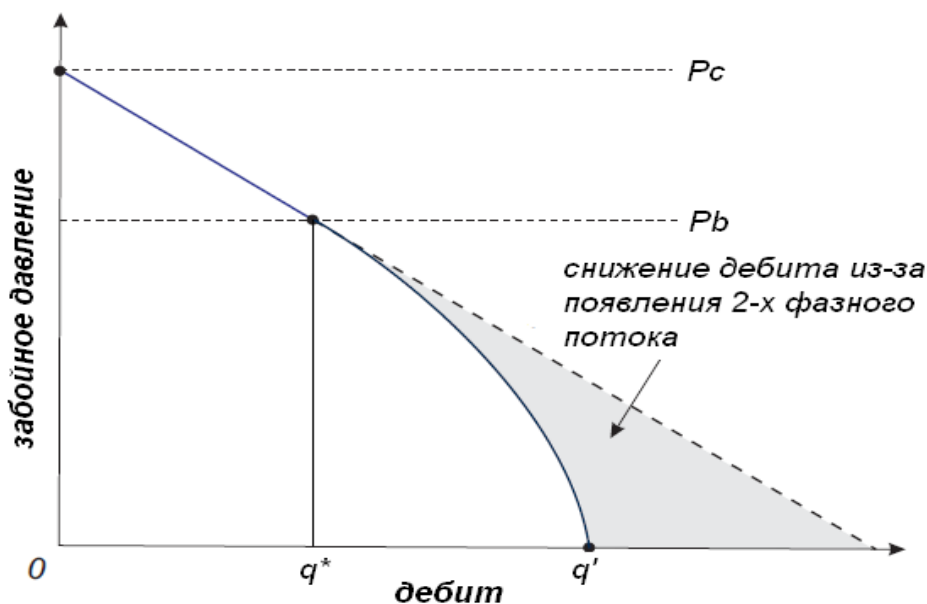


Рисунок 2 – Композитная индикаторная кривая

Абсолютный потенциальный дебит  $q'$  при пластовом давлении  $P_c$ , превышающем давление насыщения  $P_b$ , можно определить с помощью следующего соотношения:

$$q' = K \cdot \left[ (P_c - P_b) + \frac{P_b}{1,8} \right] \quad (20)$$

Хотя формула (20) справедлива и в случае  $P_c \leq P_b$  (при  $\bar{P}_R = P_b$ ) и приравнении  $q^*$  нулю, при этом становится неопределенным величина абсолютного дебита  $q'$ . Фогелем для определения абсолютного дебита предложено проведение замера дебита на одном из установившихся режимов с забойным давлением ниже давления насыщения.

Анализ зависимости величины потенциального дебита  $q'$  от пластового давления в случае  $P_c \leq P_b$  показал, что ее можно аппроксимировать следующим соотношением:

$$q' = K \cdot \frac{\overline{P}_R^{-a}}{1,8 \cdot P_b^{a-1}} \quad (21)$$

В этом соотношении параметр  $a$  может быть определен с помощью исследования скважины на приток при пластовом давлении, ниже давления насыщения.

Таким образом, с учетом предложенных соотношений обобщенная зависимость Дюпюи-Фогеля для оценки производительности скважины при любых значениях забойного и пластового давлений будет выглядеть следующим образом:

$$q = \begin{cases} K \cdot (P_c - P_{wf}) & P_{wf} \geq P_b \\ K \cdot (P_c - P_b) + B_b \cdot K \cdot \frac{P_b}{1,8} = q' \cdot B_b, & P_{wf} \leq P_b \\ B_R \cdot K \cdot \frac{\overline{P}_R^{-a}}{1,8 \cdot P_b^{a-1}} = q' \cdot B_R & P_c \leq P_b \end{cases} \quad (22)$$

В соотношении (22) использовано обозначение:

$$B_x = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_x} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_x} \right)^2,$$

где индекс  $x$  может принимать значения  $b$  и  $R$ .

Обобщенную зависимость Дюпюи-Фогеля (22) можно использовать для прогнозирования производительности скважины после соляно-кислотной обработки. Предположим, что скин-эффект учитывает не только загрязненность призабойной зоны скважины, но и наличие двухфазного течения в пласте при забойном или пластовом давлении ниже давления насыщения. В этом случае скин-эффект будет функцией пластового и забойного давлений, причем его значение будет тем больше, чем ниже будет забойное давление по отношению к давлению насыщения. На рисунках 3,4 приведены результаты расчета дебитов



скважин и скин-эффекта в зависимости от величины забойного давления для следующих характеристик пласта:

**Скважина № 1:**  $\overline{P}_R = P_b = 19,9$  МПа;  $P_c = 22$  МПа;  $P_{wf} = 17,47$  МПа (результат замера);  $q_{ж} = 405$  м<sup>3</sup>/сут (результат замера);  $\mu_{ж} = 0,92$  мПа·сек;  $b_{ж} = 1,22$ ;  $R_c = 444$  м;  $r_c = 0,156$  м;  $h = 19,2$  м.;  $\kappa = 0,1758$  мкм<sup>2</sup>,  $\Delta S = -2,96$ .

**Скважина № 2:**  $\overline{P}_R = P_c = 18,5$  МПа;  $P_b = 19,9$  МПа;  $P_{wf} = 14,66$  МПа (результат замера);  $q_{ж} = 402$  м<sup>3</sup>/сут (результат замера);  $\mu_{ж} = 0,99$  мПа·сек;  $b_{ж} = 1,22$ ;  $R_c = 523$  м;  $r_c = 0,156$  м;  $h = 23,3$  м.;  $\kappa = 0,0937$  мкм<sup>2</sup>,  $S = 2,51$ ,  $\Delta S = -2,86$ ,  $a = -2,055$ .

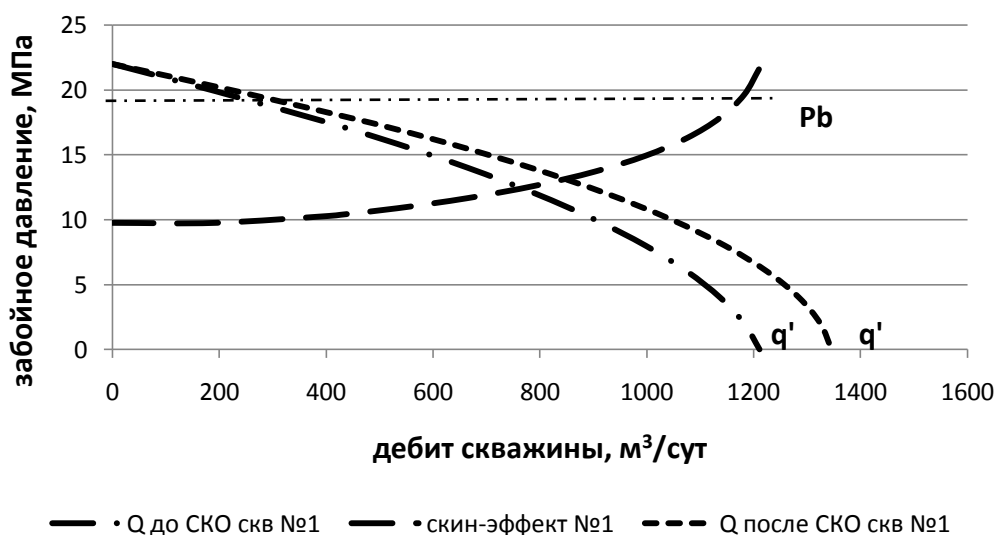


Рисунок 3 - Результаты расчета дебита скважины и скин-эффекта от забойного давления скважины № 1

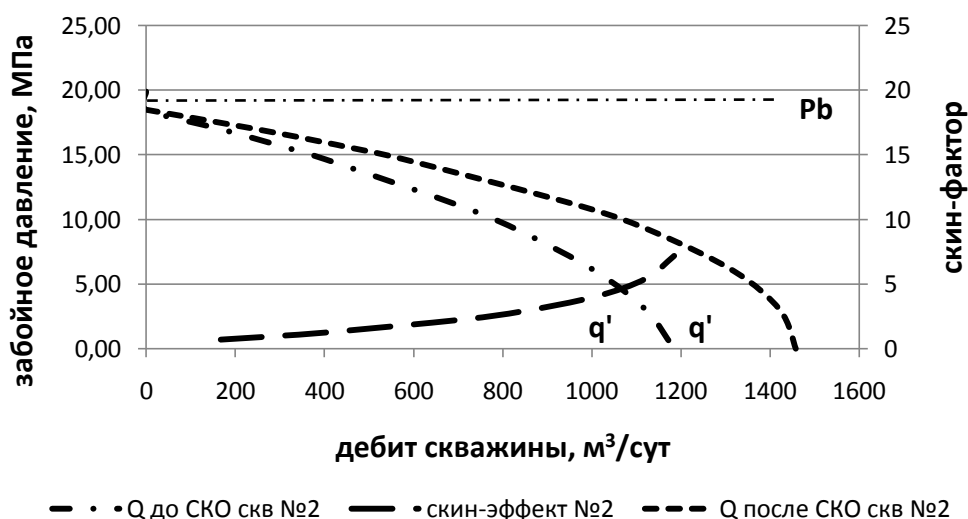


Рисунок 4 - Результаты расчета дебита скважины и скин-эффекта от забойного давления скважины № 2

Из рисунка 3 следует, что при забойных давлениях выше давления насыщения значения скин-эффекта остаются неизменными, что подтверждает корректность сформулированной выше концепции.

**В четвертой главе** представлены исходные данные для проводимых в работе расчетов и результаты оценки оптимального объема закачки кислотного раствора (таблица 1). Расчеты проведены на примере восьми скважин месторождений Тимано-Печорской провинции: Варандейского (Вар.), Торавейского (Тор.), Мядсейского (Мяд.), Южно-Хыльчуйского (Ю-Х). Проведен расчет производительности скважин, используя обобщенную зависимость Дюпюи-Фогеля при условии  $P_{wf} < P_b$  на примере 11 скважин Южно-Хыльчуйского месторождения. Проведенная оценка погрешности полученных расчетных результатов от фактических промысловых данных показывает хорошую сходимость результатов. В главе даны критерии выбора скважин, представлен анализ промысловых данных и порядок принятия значений для предложенных подходов в работе.

Согласно таблице 1 погрешность прогнозного дебита после соляно-кислотной обработки  $q_p$  по отношению к фактическому  $q_n$  составила 1,5-6 % для скважин Варандейского, Торавейского и Мядсейского месторождений и 8-19 % для Южно-Хыльчуйского месторождения, что является хорошим результатом. При сравнении были использованы расчетные значения прогнозного дебита нефти после СКО  $q_p$  (уравнение 5) и фактического, пересчитанного на технологический режим до СКО  $q_n$ , по уравнению Дюпюи ( $P_{wf} \geq P_b$ ) и методу Фогеля ( $P_{wf} < P_b$ ). Следует учесть, что одной из причин погрешности результатов по скважине Ю-Х 228 может быть неточность при определении фильтрационно-емкостных свойств на основании КВД.

Для всех скважин был рассчитан оптимальный объем закачки кислотного раствора с использованием нелинейного уравнения (12). Пример расчета графическим способом приведен на рисунке 5 по скважине № 3 Варандейского месторождения. Оптимальный объем закачки для скважины составил  $16 \text{ м}^3$  (таблица 2).

Таблица 1 – Результаты расчетов оценки дебита нефти после СКО

при  $P_{wf} \geq P_b$ ,  $P_{wf} < P_b$

Параметр	Номер скважины, месторождение							
	при $P_{wf} \geq P_b$				при $P_{wf} < P_b$			
	Вар. 3	Вар.9	Тор.22	Мяд.49	Ю-Х 228	Ю-Х 231	Ю-Х 233	Ю-Х 251
Фактический дебит нефти до СКО $q_0$ м <sup>3</sup> /сут	16,7	19	33,5	59,7	221	792	401	1051
Фактический дебит нефти после СКО $q_{ф}$ , м <sup>3</sup> /сут	22	23,6	51,9	70	238	1228	659	1414
Фактический дебит нефти после СКО $q_{п}$ , м <sup>3</sup> /сут	22	23,6	42,16	103,79	301,3	1256,6	695,6	1414
Прогнозный дебит нефти после СКО $q_{р}$ , м <sup>3</sup> /сут	23,34	23,96	43,48	98,1	359,7	1344,1	618,26	1581,2
Отклонение $q_{р}$ от $q_{п}$ , %	6	1,5	3	5	19	8	11	12

\* Фактический дебит нефти после СКО  $q_{п}$  пересчитан на технологический режим до СКО

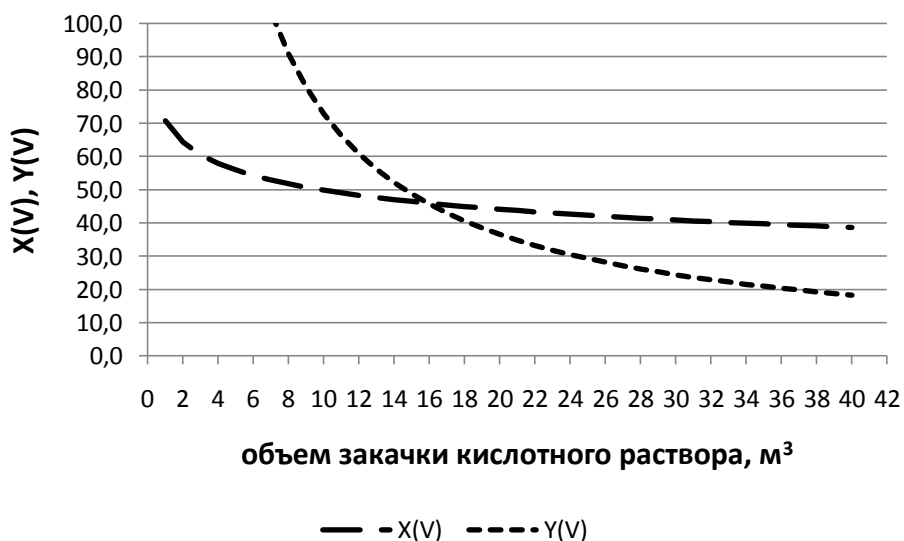


Рисунок 5 – Пример решения нелинейного уравнения по скважине № 3

Варандейского месторождения

Основные результаты расчетов по скважинам, рассматриваемых месторождений приведены в таблице 2 и говорят о целесообразности нахождения оптимального объема кислотного раствора посредством предложенного в работе алгоритма. Применение рекомендуемого

оптимального объема закачки кислотного раствора  $V_{opt}$  повышает объем дополнительно добытой нефти и, следовательно, доход от воздействия.

**Приложение 1** содержит результаты расчетов по скважинам, не вошедшие в главы диссертационной работы.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

В результате выполнения диссертационной работы получены следующие основные результаты:

1. Представлен анализ промысловых данных и даны критерии выбора скважин-кандидатов для обработки.

2. Разработан алгоритм оценки эффекта, оптимизации соляно-кислотной обработки при любых значениях забойного давления по отношению к давлению насыщения.

3. Выведена обобщенная зависимость Дюпюи-Фогеля, позволяющая прогнозировать дебит скважины при любых значениях забойного давления по отношению к давлению насыщения.

4. Используя концепцию скин-эффекта, величина которого является функцией не только свойств призабойной зоны, но и числа движущихся фаз, предложено применить уравнение Дюпюи для прогнозирования дебита добывающей скважины после соляно-кислотной обработки для указанных в п. 3 условий.

5. Проведена оценка эффекта кислотной обработки при любых значениях забойного давления по отношению к давлению насыщения, дебита скважины при забойном давлении ниже давления насыщения на примере скважин Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Получена хорошая сходимость результатов.

6. Доказана целесообразность нахождения оптимального объема кислотного раствора, обеспечивающего достижения максимальной прибыли от воздействия на примере скважин Тимано-Печорской провинции при любом значении забойного давления по отношению к давлению насыщения.

Таблица 2 – Результаты расчета параметров без и с учетом оптимизации процесса СКО

ПАРАМЕТРЫ	Варандейское № 3	Варандейское № 9	Торавейское № 22	Мядсейское № 49	Южно-Хыльчуйское месторождение			
					№ 228	№ 231	№ 233	№ 251
	при $P_{wf} \geq P_b$				при $P_{wf} < P_b$			
Концентрация кислотного раствора, доли	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Прогнозный дебит нефти после СКО $q_p$ , м <sup>3</sup> /сут (без оптимизации)	23,34	23,96	43,48	98,10	359,79	1344,40	618,30	1581,20
Объем закачанного кислотного раствора V, м <sup>3</sup> (без оптимизации)	10	6	10	40	18	26	30	20
Объем дополнительно полученной добычи нефти м <sup>3</sup> /сут (без оптимизации)	4271	1768	2935	1730	6107	9361	8583	14727
Чистый дисконтированный доход NPV <sub>опт</sub> , руб (без оптимизации)	12 213 437	5 264 728	9 276 609	4 894 441	17 702 200	27 510 460	23 758 386	48 257 975
Прогнозный дебит нефти после СКО $q_{опт}$ , м <sup>3</sup> /сут (оптимизация)	24,32	24,67	47,18	115,95	398,30	1557,43	641,20	1901,03
Объем закачанного кислотного раствора V <sub>опт</sub> , м <sup>3</sup> (оптимизация)	16	10	30	106	38	67	42	100
Объем дополнительно полученной добычи нефти м <sup>3</sup> /сут (оптимизация)	4902	2020	4021	2532	7802	12978	9489	23616
Чистый дисконтированный доход NPV <sub>опт</sub> , руб (оптимизация)	12 582 187	5 438 689	10 604 316	5 586 583	19 041 590	30 773 622	24 164 919	61 218 946

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

**1. Иконникова Л.Н. Изучение динамики коэффициента продуктивности добывающих скважин в карбонатных коллекторах [Текст] / Л.Н. Иконникова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.. – 2009. – № 2. – С. 49–54.**

**2. Иконникова Л.Н. Прогнозирование дебита скважины после соляно-кислотной обработки при забойном давлении ниже давления насыщения [Текст] / Л.Н. Иконникова, А.Б. Золотухин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – Москва: ВНИИОЭНГ, 2013. – № 2. – С. 35–37**

3. Иконникова Л.Н. Изучение эффектов нелинейного притока жидкостей на основании гидродинамических исследований [Текст] / Л.Н. Иконникова// Сб. науч. трудов: «Проблемы освоения нефтегазовых месторождений Европейского Севера России». – Архангельск: АГТУ, 2007. Вып. 2. – С. 52-61.

4. Иконникова Л.Н. Применение исследований Daccord и Lenormand при проведении соляно-кислотной обработки [Текст] / Л.Н. Иконникова // УГТУ; IX международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2008»: материалы конференции (19-21 марта 2008 г., Ухта): в 3 ч.; ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2008. – С. 252 –256.

5. Иконникова Л.Н. Методика оценки эффективности соляно-кислотной обработки [Текст] / Л.Н. Иконникова // АГТУ; «Современная наука и образование в решении проблем экономики Европейского севера» Материалы Международной конференции, посвященной 80-летию АЛТИ-АГТУ. - Архангельск: АГТУ, 2009. – С. 242 –246.

6. Иконникова Л.Н. Анализ эффективности интенсификации добычи нефти с использованием соляно-кислотной обработки [Текст] / Л.Н. Иконникова, А.Б. Золотухин // Сб. науч. трудов: материалы научно-

технической конференции (20-23 сентября 2011г): в 3 ч.; ч.1/ под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта: УГТУ, 2011. – С. 50 –54.

7. Иконникова Л.Н. Оценка забойного давления фонтанирующей скважины при его значении ниже давления насыщения [Текст] / Л.Н. Иконникова, А.Б. Золотухин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: ПНИПУ, 2012. № 2– 61-68 С.