

0. 776966

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М. Губкина**

---



на правах рукописи  
УДК 622.276.43

**Лутфуллин Азат Абузарович**

**ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА  
ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ  
ЗАВОДНЕНИИ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

**25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений**

**АВТОРЕФЕРАТ**

**диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

Москва 2009 г.

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина и в ФГУ «Государственная Комиссия по Запасам полезных ископаемых» (ГКЗ Роснедра).

**Научный руководитель:**

доктор технических наук, профессор  
**Мищенко И.Т.**

**Официальные оппоненты:**

доктор технических наук,  
**Казаков А.А.**

кандидат технических наук,  
**Ювченко Н.В.**

**Ведущая организация:**

**ОАО «ВНИИнефть»**  
имени акад. А.П.Крылова

Защита состоится « 9 » июня 2009 г., в 15.00 часов, в ауд.731 на заседании диссертационного совета Д.212.200.08 по защите диссертаций на соискание ученой степени доктора технических наук при Российском государственном университете нефти и газа имени И.М.Губкина по адресу: Москва, В-296 ГСП-1, 119991, Ленинский проспект,65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Автореферат разослан «23 » апреля 2009 г

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000556108

Ученый секретарь  
диссертационного совета,

д.т.н., проф. Б.Е. Сомов

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность проблемы

Дальнейшее развитие нефтяной промышленности России неразрывно связано с разработкой уже открытых месторождений и увеличением степени их выработки в условиях положительной экономической эффективности.

Повышение коэффициента нефтеизвлечения (КИН) из пластов является одной из важнейших проблем разработки нефтяных месторождений, решением которой в России занимались многие ученые: Абдулмазитов Р.Г., Алиев З.С., Баишев Б.Т., Басниев К.С., Батурин Ю.Е., Базив В.Ф., Боксерман А.А., Бриллиант Л.С., Вахитов Г.Г., Гавура В.Е., Газизов А.Ш., Гиматудинов Ш.К., Дияшев Р.Н., Дмитриевский А.Н., Ибатуллин Р.Р., Желтов Ю.В., Желтов Ю.П., Жданов С.А., Закиров С.Н., Иванова М.М., Казаков А.А., Крылов А.П., Курбанов А.К., Лозин Е.В., Лысенко В.Д., Максимов М.И., Максимович Г.К., Мартос В.Н., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Мирзаджанзаде А.Х., Муслимов Р.Х., Непримеров Н.Н., Сазонов Б.Ф., Саркисян С.Г., Саттаров М.М., Сонич В.П., Стрижов И.Н., Сургучев М.Л., Халимов Э.М., Хисамов Р.С., Чарный И.А., Чоловский И.П., Щелкачев В.Н. и др.

Проблема снижения КИН в России неоднозначно интерпретируется многими исследователями. Часть из них интерпретируют это явление как снижение эффективности выработки запасов нефти, не обращая внимания на структуру запасов нефти, которая со дня открытия Туймазинского, Мухановского, Ромашкинского, Самотлорского и других высокопродуктивных месторождений все время ухудшалась. Ухудшение структуры запасов связано с увеличением доли запасов нефти в низкопроницаемых, сильно расчлененных, неоднородных с газовым или водяным контактом пластах. Причем это свойственно не только месторождениям с длительной историей разработки, но и вновь открытым, разработка которых к тому же осложнена климатическими, ландшафтными, инфраструктурными и другими особенностями.

### Цель работы

Повышение степени нефтеизвлечения из неоднородных пластов нефтяных месторождений при заводнении на основе выбора наиболее эффективных технологий увеличения коэффициента охвата пласта дренированием, учета геологических условий, совершенствования существующих критериев в подборе технологий на стадии проектирования выработки запасов.

### Основные задачи

1. Обобщение и анализ изменения во времени проектных величин КИН в стране, по регионам и продуктивным пластам в период 1970-2007 гг., а также влияния основных геологических и технологических факторов на величину КИН.

2. Оценка эффективности широко применяемых методов увеличения коэффициента охвата неоднородных пластов.

3. Совершенствование существующих критериев подбора скважин для гидравлического разрыва пласта (ГРП) на примере Ромашкинского нефтяного месторождения.

4. Определение условий эффективности потокоотклоняющих технологий (ПОТ) на основе расчета технологического эффекта с использованием гидродинамического моделирования разработки неоднородных пластов.

5. Обоснование принципа, позволяющего выбрать рациональную плотность сетки скважин с учетом резки боковых стволов в технико-экономическом обосновании (ТЭО) КИН.

6. Обоснование геолого-физических критериев применения технологий, позволяющих увеличить коэффициент охвата неоднородных пластов дренированием.

#### **Методы решения поставленных задач**

1. Геолого-промысловый.
2. Гидродинамическое моделирование.
3. Статистический.
4. Аналитический.

#### **Научная новизна работы**

1. Выявлены причины снижения средневзвешенной проектной величины КИН в России в период 1970-2007 гг. (на основе архивных материалов ГКЗ).

2. Обоснованы предложения по совершенствованию существующих критериев в подборе скважин для ГРП и рекомендации по их проведению (на примере Ромашкинского нефтяного месторождения).

3. Обоснованы критерии оценки неоднородности пласта, которые при применении потокоотклоняющих технологий (ПОТ) позволяют снизить обводненность продукции скважин.

4. Предложен принцип выбора рациональной плотности сетки скважин с учетом резки боковых стволов, используемый при обосновании рекомендуемого варианта в ТЭО КИН (на стадии проектирования).

5. Предложены геолого-физические критерии выбора некоторых технологий, позволяющих увеличить коэффициента охвата неоднородных пластов дренированием.

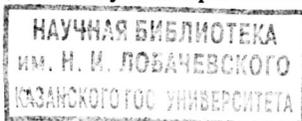
#### **Практическая значимость исследования и реализация работы**

1. Определены основные факторы, которые привели к снижению средневзвешенной прогнозной величины КИН.

2. Обоснованы рекомендации по совершенствованию существующих критериев подбора скважин для ГРП, позволяющие повысить технологическую эффективность и успешность применения ГРП (на примере Ромашкинского нефтяного месторождения).

3. Обоснованы принципы и рекомендации по подбору объектов для осуществления ПОТ.

4. Методика выбора рациональной плотности сетки скважин с учетом резки боковых стволов, используемая при обосновании рекомендуемого



варианта в ТЭО КИН позволяет на несколько пунктов повысить прогнозную величину нефтеизвлечения.

5. Предложены геолого-физические критерии выбора перспективных технологий, позволяющих увеличить охват пласта дренированием.

#### **Апробация работы**

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на следующих научно-технических конференциях: молодежная научно-практическая конференция НГДУ «Альметьевнефть», ОАО «Татнефть» (г.Бугульма, 2006г.); VII научно-практическая конференция НК «Роснефть» «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г.Геленджик, 25-27 сентября 2007г.); VIII научно-практическая конференция НК «Роснефть» «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г.Геленджик, 16-18 сентября 2008г.); SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver (Colorado, USA, 21–24 September, 2008); IX конференция пользователей ROXAR (Турция, г.Кемер, 12-18 октября 2008г.); Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE 2008 (г.Москва, 28-30 октября, 2008г.); на семинарах НП «Национальная ассоциация по экспертизе недр» по теме «Опыт и нововведения в области экспертизы запасов и оценки проектной и технической документации на разработку месторождений углеводородного сырья», а также на научно-технических семинарах кафедры Р и ЭНМ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в 2007-2009 годах.

Полученные в диссертационной работе результаты используются при проведении государственной экспертизы материалов ТЭО КИН и подсчета запасов нефти в ФГУ «ГКЗ».

#### **Публикации**

По теме диссертационной работы опубликовано 5 печатных работ, в том числе 3 статьи - в ведущих рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ.

#### **Основные защищаемые положения**

1. Тенденция уменьшения средневзвешенной проектной величины КИН в период 1970-2007 гг. связана главным образом с ухудшением структуры (качества) запасов.
2. Основная доля дополнительной добычи нефти по стране за счет химических методов увеличения нефтеизвлечения (МУН) приходится на потоотклоняющие технологии, эффективность которых завышена.
3. Основными методами увеличения охвата пласта дренированием являются: гидроразрыв пласта, «горизонтальные» скважины и боковые стволы, гидродинамические методы.
4. Принципы и рекомендации по подбору объектов для осуществления ПОТ.
5. Принцип выбора рациональной плотности сетки скважин с учетом зарезки боковых стволов, используемый при обосновании рекомендуемого варианта в ТЭО КИН (на стадии проектирования).

6. Геолого-физические критерии применения технологий, позволяющих увеличить коэффициента охвата пластов дренированием.

### **Структура и объем работы**

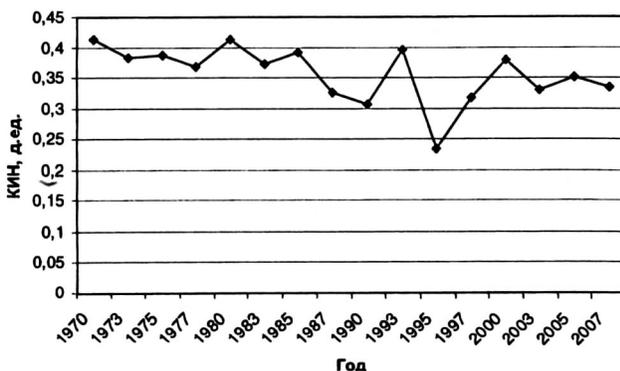
Работа состоит из введения, трех глав, заключения и приложения. Содержание диссертации изложено на 138 страницах, содержит 47 рисунков, 20 таблиц и список использованной литературы из 109 наименований.

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю д.т.н., профессору Мищенко И.Т. за постоянное внимание, научные консультации и помощь в выполнении работы; советнику технологического центра «Schlumberger» в России, д.т.н. Шандрыгину А.Н.; к.т.н., доценту Стрижову И.Н.; заместителю председателя ГКЗ Роснедра, д.г.-м.н., профессору Арешеву Е.Г.; Тихоновой Л.А.; Хайрутдинову Р.Г.; Ульянову В.С., а также коллективам отделов ТЭО КИН, проектов, подсчета запасов УВС и оперативного учета УВС ФГУ «ГКЗ» за всемерную поддержку при написании диссертационной работы.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель и основные задачи исследований, научная новизна и практическая ценность.

**В первой главе** изложены результаты обобщения и анализа архивных материалов «Государственной Комиссии по Запасам полезных ископаемых» по 530 месторождениям РФ. Целью анализа было установление действительной динамики проектного КИН в России. В результате было показано (рисунок 1), что средневзвешенный проектный КИН в целом по России в период 1970-2007 гг. действительно имел тенденцию к снижению и на сегодняшний момент стабилизировался на уровне 33-35%.



**Рисунок 1.** Динамика проектной средневзвешенной величины КИН в России

Однако это не говорит о том, что наметилась тенденция снижения эффективности проектирования разработки нефтяных месторождений, как это интерпретируют некоторые исследователи. Наоборот, в последние годы наблюдается тенденция увеличения проектных величин КИН по месторождениям России. Это происходит как по «старым» нефтедобывающим провинциям с длительной историей разработки месторождений, как например Республики Татарстан и Башкортостан, так и по относительно «новым», таким как Оренбургская область.

Так, значение одного из важнейших показателей эффективности системы разработки – коэффициента охвата пласта дренированием на уровне 0,7-0,8 становится нормой при проектировании разработки нефтяных месторождений.

Наблюдаемая тенденция снижения средневзвешенной величины проектного КИН является результатом ухудшения «структуры запасов», то есть увеличения доли месторождений, расположенных на труднодоступных территориях с суровыми климатическими условиями, ухудшенными геолого-физическими свойствами залегающих на больших глубинах продуктивных пластов и насыщающих их флюидов.

Из рисунка 2 видно, что доля в суммарной добыче нефти по регионам РФ, приходящаяся на Западную Сибирь, выросла с 10% до 70% в период 1970 - 2007 гг. При этом доля Европейской части России, то есть таких нефтедобывающих районов с развитой инфраструктурой как Урало-Поволжье, значительно уменьшилась. То же самое можно сказать о доле запасов нефти, приходящихся на рассматриваемые регионы.

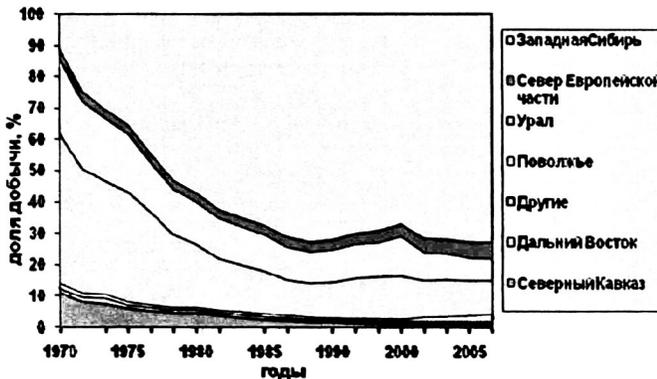


Рисунок 2. Распределение доли годовой добычи нефти по регионам РФ

Также следует отметить, что совсем недавно в нашей стране существовали забалансовые запасы нефти месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку считалось экономически нецелесообразным или технически и технологически невозможным. В 90-х годах прошлого столетия эти запасы были переведены в категорию балансовых, в основном, с величиной КИН меньше 10%, а их доля в общих начальных геологических запасах по некоторым месторождениям достигала 50%, что естественным образом отразилось на средневзвешенной величине КИН в целом по стране.

Анализ коэффициента нефтеизвлечения, проведенный более чем по 100 месторождениям страны (с текущей обводненностью более 90%) на основе материалов ГКЗ показал, что запасы месторождений, разрабатываемых с коэффициентом нефтеизвлечения от 30 до 35%, составляют более 50 % от геологических запасов этих месторождений (рисунок 3).

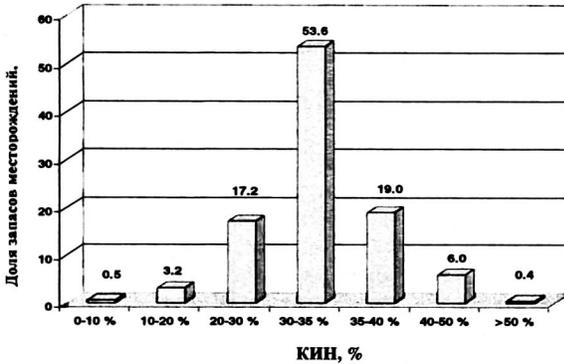


Рисунок 3. Распределение КИН по месторождениям с обводненностью 90%

Следует указать, что число реализуемых процессов заводнения пластов с использованием химических реагентов в последние 20 лет резко сократилось и сейчас под химическими МУН компании подразумевают потокоотклоняющие технологии. Число проектов с реализацией эффективных МУН, таких как закачка газа, водогазовое воздействие, термические методы нефтеизвлечения в последнее время снижалось, а объем дополнительной добычи нефти от их применения в общей добыче нефти практически не заметен (рисунок 4). Наряду с ПОТ, в России применяются и другие методы, к которым во многих компаниях относят все геолого-технические мероприятия, приводящие к интенсификации добычи нефти.

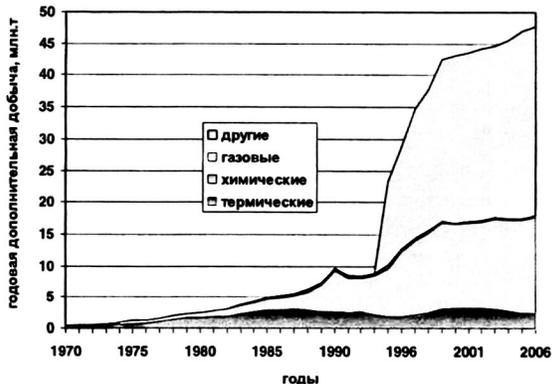
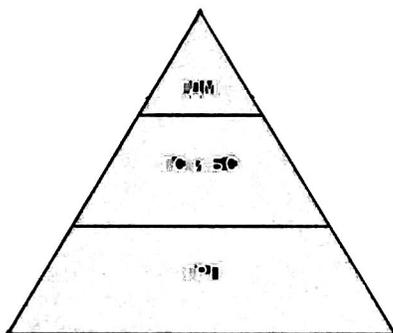


Рисунок 4. Динамика дополнительной годовой добычи нефти, полученной от применения МУН в России

**Во второй главе** рассмотрены технологии, которые позволяют в промышленном масштабе вводить в эффективную разработку низкопроницаемые и существенно неоднородные коллектора, к которым можно в первую очередь отнести следующие:

- гидравлический разрыв пласта (ГРП),
- бурение «горизонтальных» скважин (ГС) и резка боковых стволов, в том числе с последующим бурением «горизонтальных стволов» (БС и БГС),
- гидродинамические методы (ГДМ), а также некоторые другие.

Анализ по нескольким сотням разрабатываемых неоднородных нефтяных месторождений России показывает, что доля каждой из вышеперечисленных технологий в приросте извлекаемых запасов по каждому конкретному месторождению колеблется в достаточно широких пределах. Это может быть как единичное применение той или иной технологии, так и масштабное. На основании фактических материалов, имеющихся в ГКЗ и ЦКР, картину эффективного промышленного использования рассматриваемых технологий, определяемую по приросту конечного КИН, можно представить в виде треугольной диаграммы (рисунок 5), в которой фактическая доля применения каждой технологии определяется площадью части диаграммы.



**Рисунок 5. Доля различных технологий в приросте добычи нефти**

В настоящее время за период промышленного применения рассматриваемых технологий наиболее эффективной для категории неоднородных залежей в приросте текущего коэффициента нефтеизвлечения является ГРП. Отметим, что ввод в промышленную разработку некоторых месторождений (Приобское, Приразломное, Малобалькское, Обминское, Восточно-Сургутское) стал возможным благодаря именно этой технологии выработки запасов.

Второй по эффективности технологии повышения КИН является бурение «горизонтальных» скважин и резка боковых стволов (в том числе и горизонтальных) из уже пробуренных скважин, которая может дать до 15% прироста КИН по месторождению.

Далее следуют различные гидродинамические методы увеличения нефтеизвлечения (ГДМ), на долю которых может приходиться до 5-7%.

Применительно к выработке запасов нефти из неоднородных пластов, кроме вышеперечисленных технологий, достаточную эффективность показало бурение уплотняющих скважин, в некоторых случаях определенный эффект в виде снижения обводненности могут дать потокоотклоняющие технологии (ПОТ).

**Гидроразрыв пласта** – позволил повысить коэффициент охвата пластов и ввести в промышленную разработку уникальные и крупные по запасам месторождения Западной Сибири с низкопроницаемыми, высокорасчлененными пластами и к несомненным преимуществам ГРП следует отнести: возможность получения рентабельных дебитов добывающих скважин и стабильной приемистости нагнетательных скважин; подключение тонкослоистых пропластков и линз в разработку; интенсификация выработки нефти из низкопроницаемых коллекторов.

В диссертационной работе рассмотрены геологические и технологические условия, а также примеры промышленного применения технологии на месторождениях России. Показано, что ГРП следует считать не только методом интенсификации притока, но и методом увеличения охвата пласта дренированием с широкой областью применения и имеющим значительный потенциал прироста КИН.

С целью изучения опыта проведения ГРП, определения основных причин отрицательных результатов, а также оценки достаточности действующих критериев подбора скважин для ГРП, выполнен анализ ГРП, проведенных в период 2002-2006 гг. на Миннибаевской, Альметьевской, Северо-Альметьевской и Березовской площадях Ромашкинского месторождения, разрабатываемых НГДУ «Альметьевнефть». В анализе участвовали 152 добывающие скважины. Основными эксплуатационными объектами, на которых проводились ГРП, являлись пашийский и кыновский горизонты Ромашкинского месторождения. Проведенный анализ показал достаточно высокую эффективность (83% скважин достигли текущей плановой добычи), перспективность и важность ГРП на участках месторождения с низкопроницаемыми коллекторами.

Проделанная работа позволила автору диссертации рекомендовать следующие рекомендации, которые были учтены в регламенте по подбору скважин-объектов для проведения ГРП на месторождениях ОАО «Татнефть»:

1. Для проведения ГРП выбираются скважины с обводненностью более 70%, в которых вскрытый разрез характеризуется низкопроницаемым, неподключенным к разработке пластом с наличием высокопроницаемого пропластка, который стал причиной обводнения скважины.
2. Низкое пластовое давление в районе добывающей скважине не может быть причиной отказа от проведения ГРП; главное - это возможность

организации и стабильного поддержания пластового давления после проведения ГРП.

3. Не следует проводить ГРП на добывающей скважине, расположенной ниже влияющей нагнетательной по абсолютным отметкам.
4. На участках с низкопроницаемыми коллекторами требуется проведение «комплексного ГРП» (на добывающих и нагнетательных скважинах).
5. Перед ГРП на скважинах, эксплуатирующих один пласт с обводненностью более 50%, рекомендуется проведение селективной изоляции.
6. Проведение экспериментальных работ по внедрению большеобъемных ГРП.

Однако за технологической эффективностью работ, направленных на интенсификацию добычи нефти или увеличение нефтеизвлечения, стоит оценка их экономической целесообразности (индекс доходности), который ведет к тому, что в инвестиционный портфель не попадают скважины, расположенные на участках с низкопроницаемыми коллекторами (алевролиты, глинистые алевролиты). Автором диссертации предлагается дифференцировать индекс доходности в зависимости от коллекторских свойств пласта вскрытого скважиной, что позволит вводить в разработку неохваченные разработкой участки месторождений Татарстана, особенно по кыновскому горизонту.

Следует отметить, что некоторые из вышеперечисленных рекомендаций можно отнести и к другим нефтяным регионам. Это, в частности, относится к проведению «комплексного ГРП» на участках с низкопроницаемыми, неоднородными коллекторами, что позволяет не только интенсифицировать добычу на этом участке, но и увеличить охват пласта за счет подключения ранее недренируемых линз и пропластков. Также справедливо заключение о том, что сниженное, по отношению к начальному, текущее пластовое давление и низкая приемистость нагнетательных скважин - не повод для отказа от проведения ГРП.

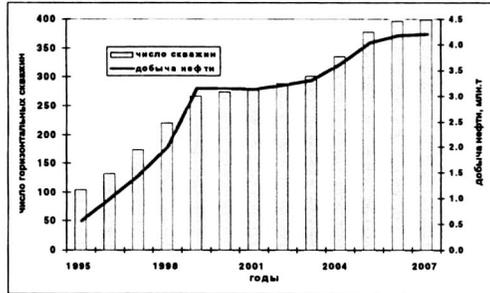
Возрастание доли запасов нефти на участках с низкопроницаемыми, неоднородными коллекторами ставит перед нами задачу комплексного решения вопроса с применением новейших достижений в области дизайна и технологий ГРП, которые позволят значительно увеличить охват неоднородных пластов.

Таким образом, накопленный к настоящему времени опыт проведения ГРП на многих месторождениях в различных регионах России указывает на возможность использования его в качестве метода охвата пластов воздействием.

**«Горизонтальные» скважины** – инструмент для разработки низкопроницаемых пластов, высокорасчлененных карбонатных пластов, а также пластов с газовой шапкой и подстилаемых водой. Преимущество ГС по сравнению с другими технологиями, связано с большим

«геометрическим» охватом пласта и возможностью получения высоких дебитов скважин при относительно низких депрессиях на пласт.

Количество ежегодно вводимых в эксплуатацию в России «горизонтальных» скважин неуклонно растет (рисунок 6) и в 2007 году оно достигло значений около 400 ед. Годовая добыча по введенным в 2007 г. «горизонтальным» скважинам составила больше 4 млн.т. нефти.



**Рисунок 6. Ввод «горизонтальных» стволов в России по годам**

В работе рассмотрены геологические условия и примеры успешного применения технологии на месторождениях России, дана оценка прироста КИН.

В тоже время, «горизонтальные» скважины не могут рассматриваться как универсальное средство повышения охвата пластов для всех без исключения случаев и месторождений. Имеются отдельные примеры невысокой эффективности «горизонтальных» скважин вследствие неучета геологического строения пласта и его неоднородности, значительной интерференции скважин с дренированием удельных объемов соседних скважин и т.д. Поэтому, возможность их применения в каждом конкретном случае должна обосновываться технико-экономическими расчетами показателей разработки месторождения или отдельных его залежей и блоков.

**Зарезка боковых стволов**, в том числе с «горизонтальными» участками, является действенным методом совершенствования разработки продуктивных пластов, связанным с точечным действием технологии. Достаточно полное представление о геологии пласта, реализованной на гидродинамических симуляторах, а также совершенствование методов строительства БС определяют успешность технологии.

Объем бурения боковых стволов в России за последнее десятилетие существенно возрос (рисунок 7) и число пробуренных боковых стволов за 2007 год оценивается в 940-960 ед. Дополнительная добыча за счет боковых стволов (БС), завершаемых бурением в 2007 году, в целом по стране оценивается на уровне 4 млн.т.

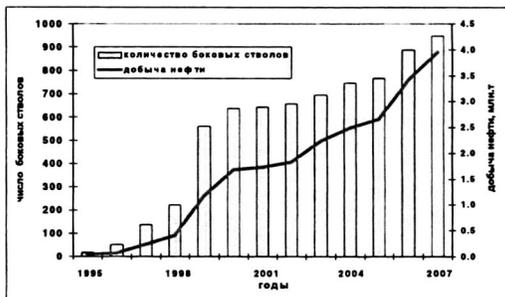


Рисунок 7. Ввод боковых стволов в России по годам

В работе рассмотрен накопленный к настоящему времени опыт бурения, эксплуатации и успешного применения боковых стволов на многих месторождениях России (детальнее на примере ОАО «Сургутнефтегаз»), который показывает, что использование боковых стволов (особенно с «горизонтальным» участком) является одним из эффективных способов увеличения КИН в самых разнообразных условиях их разработки.

В число основных задач, решаемых путем бурения БС, могут быть включены:

- уплотнение сетки скважин на разбуренных залежах;
- довыработка остаточных запасов нефти из обводненных пластов (отработка целиков нефти);
- ввод в эксплуатацию бездействующих или малодебитных скважин;
- отработка низкопродуктивных залежей;
- выработка подгазовых и водонефтяных зон.

Преимуществами БС по сравнению с другими методами строительства скважин являются:

- меньшая по сравнению с бурением новой скважины стоимость, особенно на больших глубинах;
- практически полностью изученное, к моменту забуривания БС, геологическое строение пласта в межскважинном пространстве (позволяет полнее учесть слоистую, зональную неоднородность пласта и добиться высоких результатов);
- возможность за счет зарезки БС увеличить срок использования пробуренного фонда скважин.

Все вышеперечисленные задачи можно решить бурением БС или БГС из основного фонда скважин. Причем, хорошо изученное геологическое строение пласта, позволяет практически во всех случаях получить положительный результат.

Такого рода проекты осуществляются на таких месторождениях как: Ромашкинское, Туймазинское, Самотлорское, Мегйонское, Федоровское, Лянторское, где продолжение жизни месторождения (эксплуатационного

объекта) связывают именно с зарезкой БС с целью выработки остаточных запасов нефти. Решение о зарезке БС принимается на основе 3-D гидродинамического моделирования. Результаты такой работы нередко - это получение фонтанов чистой нефти или выход на новый уровень стабильной добычи. И этот период разработки месторождения можно назвать совершенно новым, как с точки зрения эксплуатации, так и проектирования. Этап, требующий детального подхода к информации (геологической, технологической) полученной за многие годы эксплуатации объекта.

Сейчас основной объем таких работ проводят на небольшом количестве месторождений, но в скором времени этот этап станет подавляющим на большинстве месторождений России.

**Гидродинамические методы** играют важную роль в эффективности разработки месторождений России, где большая часть нефти добывается в условиях заводнения пластов. Преимуществами этих методов являются простота реализации, малозатратность, а также успешность реализуемых мероприятий.

К гидродинамическим МУН в России относят методы воздействия на характер течения продукции в пластах за счет изменения технологических режимов работы скважин.

В категорию гидродинамических МУН обычно включаются:

- ✓ нестационарное заводнение, которое делится на:
  - изменение направлений фильтрационных потоков,
  - циклическое изменение давление в пластах,
  - импульсное изменение давления в пластах,
- ✓ форсированный отбор жидкости из скважин.

В работе рассмотрен опыт применения нестационарного заводнения и форсированного отбора жидкости в различных геолого-физических и технологических условиях на месторождениях различных регионов России, указывающий на возможность, наряду с увеличением текущей добычи и темпов разработки месторождения, и на увеличение охвата неоднородных пластов. Также, показана технологическая эффективность методов и их перспективность на объектах, находящихся на разной стадии разработки и в разных геолого-физических условиях (в том числе с высоковязкими нефтями).

В то же время, гидродинамические методы могут рассматриваться как некоторое дополнительное воздействие на пласт вместе с другими методами увеличения охвата.

**Потокоотклоняющие технологии**, являясь на сегодняшний момент наиболее широко применяемым методом регулирования обводненности продукции скважин на месторождениях, имеют завышенную оценку их эффективности.

В диссертационной работе предложена классификация ПОТ по характеру воздействия на коллектор пласта и по типу используемого потокоотклоняющего агента. Приведены результаты промышленного

использования 48 наиболее используемых потоотклоняющих технологий России.

Анализ результатов использования ПОТ в России представлен на рисунках 8 и 9. Следует отметить значительную разницу в полученных результатах.

Из приведенных данных видно, что эффективность применения ПОТ оценивается в виде или удельной добычи нефти на тонну используемого реагента, или в виде дополнительной добычи нефти на одну обработанную скважину. Это связано с тем, что они используются локально на отдельных участках месторождения и очень редко производится оценка изменения КИН по таким участкам воздействия. Однако, оценка, даже для замкнутых участков, представляется завышенной вследствие влияния иных технологических факторов, способных вызвать изменения в показателях работы скважин, гораздо более существенные, чем воздействие от проведенных ПОТ, а также незначительных объемов воздействия на пласт. Кроме того, в подавляющем большинстве случаев в качестве основного метода оценки эффекта от применения указанных технологий воздействия на пласт, используется характеристики вытеснения, которые имеют ограниченность в результатах оценки эффекта.



Рисунок 8. Дополнительная добыча нефти на 1 тонну используемого агента



Рисунок 9. Дополнительная добыча нефти на одну обработанную скважину

Полученные в диссертационной работе результаты моделирования ПОТ, которые описаны ниже, наглядно демонстрируют недоизученность геологических условий применимости этих технологий.

Данные расчеты выполнялись с использованием гидродинамического симулятора Eclipse в двухфазной постановке для элемента пятиточечной системы заводнения. В первом случае рассматривался двухслойный пласт с различными проницаемостями слоев и долей их толщины в общей эффективной толщине пласта. Во втором - использовался трехслойный пласт с одинаковыми толщинами слоев и с разной проницаемостью прослоев. Полученные результаты указывают, что применение ПОТ эффективно лишь в случае наличия в пластах высокопроницаемых прослоев небольшой толщины: с проницаемостью на порядок выше проницаемости остальных слоев и толщиной 10-20% от общей эффективной толщины пласта. Блокирование высокопроницаемых пропластков в этом случае позволяет уменьшить обводнение скважин и сократить объемы как добываемой, так и закачиваемой воды. Вполне естественно, что раннее перекрытие высокопроницаемых прослоев приводит к более значительному эффекту в части уменьшения обводненности, но в конечном итоге несколько снижает конечный коэффициент охвата за счет исключения из разработки части остаточных запасов нефти высокопроницаемого прослоя.

Наконец, результаты расчетов разработки трехслойного пласта с высокопроницаемым слоем и гидродинамической связанными «окнами» на отдельных участках пластов показывают, что наличие гидродинамической связи между прослоями, даже в отдельных точках пласта, может свести на нет обработки скважин ПОТ.

Полученные результаты можно использовать при проектировании ПОТ в неоднородных пластах для управления процессом заводнения и уменьшения текущей обводненности продукции скважин.

**Уплотняющее бурение** – как метод увеличения охвата пластов дренированием имеет длительную историю, показывающую эффективность этой технологии. Уплотнение сетки скважин в процессе разработки довольно широко использовалось на месторождениях практически всех нефтедобывающих регионов России. В работе показано, что в большинстве случаев уплотняющее бурение оказалось эффективным, хотя отмечались также и неудачные попытки увеличения охвата пласта уплотняющими скважинами. Безусловно, эффективность данного способа воздействия на залежь нефти зависит от многих факторов, включая геологическое строение, свойства (в первую очередь, неоднородность и прерывистость) пластов месторождений, реализуемой системы разработки, вида и плотности сетки скважин, степени выработки пласта к началу осуществления уплотняющего бурения.

В тоже время, поразительно хорошие эффекты от бурения уплотняющих скважин наводят на мысль, что на этих месторождениях были использованы слишком редкие первоначальные сетки скважин или были возможности для выделения в эксплуатационные объекты меньшего

количества пластов, то есть уплотнение, по сути, было корректировкой спроектированной сетки скважин.

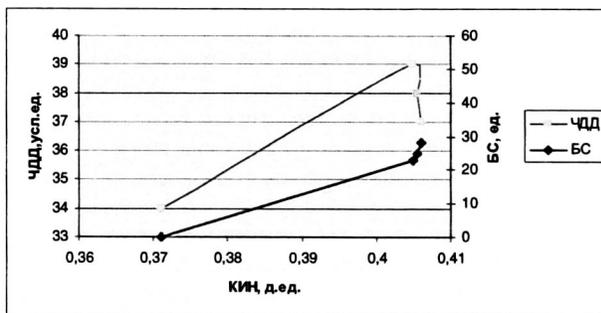
В последние годы в связи с развитием технологий и сокращением затрат на бурение боковых стволов возникла возможность широкого их применения для решения различных задач разработки месторождений, в том числе и для уплотнения сетки.

**В третьей главе** рассмотрены основные принципы и критерии обоснования вышерассмотренных технологий воздействия на пласт.

Выбор рационального варианта разработки месторождения в ТЭО КИН (в рамках государственной экспертизы в ГКЗ) всегда являлся дискуссионным вопросом, который связан с поиском оптимального баланса между интересами государства как владельца недр (заинтересованного в наиболее полном извлечении недр) и недропользователя (интересы которого в получении максимума прибыли).

На основании наработанного опыта и полученных положительных результатов, в диссертационной работе предложен принцип, позволяющий найти наиболее рациональную плотность сетки скважин (рациональный вариант разработки) с учетом зарезок БС.

Предложенный принцип, заключается, в том, что дальнейшее увеличение количества зарезок БС прекращается, когда уплотнение сетки БС не приводит к значительному увеличению извлекаемых запасов, а величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД) начинает резко уменьшаться (типичный случай показан на рисунке 10). Таким образом, соблюдается интерес государства (выбор варианта происходит не на максимуме ЧДД и позволяет дальше проводить уплотнение БС) и интерес недропользователя (ЧДД остается положительной величиной).



**Рисунок 10.** Изменение КИН от количества БС и величины ЧДД по вариантам разработки месторождения

Естественно, что как количество, так и местоположение проектных БС в ходе геологического доизучения и эксплуатации месторождения может изменяться (иногда и существенным образом), но включение вариантов разработки с использованием БС в основной набор вариантов может

существенным образом изменить ТЭО проекта и предоставить дополнительные возможности по увеличению КИН пластов месторождения.

Для наиболее объективной оценки характера и результатов работы, в диссертации показаны месторождения в различных регионах страны, с разными геолого-физическими характеристиками пластов и находящиеся на различных этапах разработки на которых была применена эта методика.

Предложенные в диссертационной работе варианты применения БС и выработанный принцип используются при проведении государственной экспертизы ТЭО КИН в ГКЗ и позволяют найти наиболее рациональный вариант разработки месторождения, отвечающий требованиям наиболее полной выработки запасов нефти месторождений РФ в условиях рыночной экономики.

Рассмотренные в диссертационной работе технологии увеличения охвата пластов не могут быть использованы на всех нефтяных месторождениях страны в одинаковой степени важности и получением одинакового прироста величины КИН. Различие геолого-физических характеристик месторождений и даже внутри месторождения по пластам, требует выработки критериев, связанных с геологией и технологией разработки пласта.

Проблемой выработки таких критериев занимались многие специалисты, наиболее известные труды Гиматудинова Ш.К., Сургучева М.Л., Муслимова Р.Х., Базива В.Ф.

Учитывая современный уровень развития технологий разработки нефтяных месторождений; фактические результаты, полученные с применением различных технологий и описанные в официальных источниках; материалы подсчета запасов и ТЭО КИН, прошедшие государственную экспертизу в ГКЗ; материалы проектной документации на разработку месторождений, а также результаты, полученные в диссертационной работе, автором предпринята попытка обобщения и разработки критериев, позволяющих проводить выбор той или иной технологии в зависимости от геолого-физических характеристик продуктивного пласта уже на стадии проектирования.

В таблице 1 обобщены геолого-физические критерии, по параметрам коллектора, характеризующие успешность применения технологий увеличения КИН, в таблице 2 указаны горно-геологические, технологические и инфраструктурные условия и соответствующие этим условиям технологии, позволяющие повысить степень выработки запасов.

Предложенные критерии расширили, по сравнению с предыдущими работами, область применения некоторых технологий увеличения КИН, предельные геолого-физические параметры продуктивных пластов, а также позволяют опираться на них при выборе технологий на стадии проектирования для различных, по геолого-физическим свойствам, нефтяных месторождений.

Таблица 1 – Геолого-физические характеристики, обеспечивающие успешность применения некоторых технологий увеличения извлечения нефти

Технологии	Геолого-физические характеристики						Неблагоприятные условия
	общая нефтенасыщенная толщина, м.	нефтенасыщенность, %	Благоприятные условия (пластовые условия)	вязкость нефти, мПа·с	коэффициент песчаности, д.ед.	расчлененность, ед.	
Гидроверья пласта	от 2,0	от 35%	до 500, свыше спектральные виды ГРП с обеспечением короткой трещиной разрыва	не имеет значения	не имеет значения	не имеет значения	1. близкое расположение газодонефтяного контакта, иначе требуется специальный вид ГРП; 2. небольшая, менее 5 м. толщина пласта; 3. высокая трещиноподобность коллектора, иначе требуется специальный вид ГРП; 4. высокие пластовые давления свыше 60 МПа.
Горизонтальные скважины (в том числе боковые стволы с горизонтальным участком)	от 2,0	от 40%	от 1	не имеет значения	более 0,3	до 5	1. высокая слоистая неоднородность; 2. высокая вертикальная анизотропия; 3. значительная толщина пласта.
Наклонно-направленные и пологие скважины (в том числе боковые стволы)	от 2,5	от 40%	от 1	не имеет значения	не имеет значения	не имеет значения	1. высокая вертикальная анизотропия (снижается эффект).
Гидродинамические методы	от 1,0 м	от 30%	от 10 (для ФОЖ от 100)	до 500	не имеет значения	не имеет значения	1. для большинства высокая минерализация воды (до 250 г/мл) и содержание ионов Са, Mg; 2. для большинства высокая температура (выше 100 °С), отдельные до 200°С. 3. оппордные хорошо выдержанные пласты; 4. пласты с малоразлагающимися по проницаемости пропластками (соотношение менее 3).
Полуполночные технологии	от 3,0	от 30%	от 20	до 1000	менее 0,7	более 2,0	1. состав нефти вызывает коррозию металлов АСПО при контакте с нагнетаемым газом; 2. однородные хорошо выдержанные пласты (гравитационное перераспределение фаз)
Водогневое воздействие	от 3,0	от 35%	от 20	до 50	менее 0,7	более 2,0	

Таблица 2 - Технологии, рекомендуемые к применению при проектировании разработки нефтяных месторождений в различных горно-геологических, технологических и инфраструктурных условиях.

Условия	Технологии										
	ГРП	ГС	БС и БГС	Нестационарное заводнение	ФОЖ	ПОТ	Полимерное заводнение	Водогазовое воздействие	МЭС	ОРЭ и ОРЗ	Закачка газа + ШФЛУ
Низкопроницаемые моволитные пласты	+	+	+	++	++	0	-	0	+	+	+
Зонально-неоднородные пласты	+	+	+	+	+	+	0	-	+	+	-
Низкопроницаемые, высокорасчлененные пласты	+	0	+	++	++	0	0	+	+	+	+
Высокопроницаемые, высокорасчлененные пласты	0	0	+	+	+	+	+	+	+	+	-
Грязевые плашки	-	+	+	0	-	+	0	+	+	0	-
Водоносные зоны	-	+	+	+	+	+	+	-	+	+	-
Карбонатные коллектора	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Пласты с малой толщиной	+	0	0	+	+	0	0	0	-	+	-
Тупиковые зоны и целики нефти	0	+	+	+	+	+	+	-	+	-	-
Загрязненная призабойная зона	+	-	+	+	++	0	0	-	-	-	-
Разрешенная сетка скважин, не оптимальная система размещения скважин	+	+	+	+	+	+	0	-	+	+	-
Высоковязкие нефти	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	-
Малые по запасам объекты (залегли)	+	+	+	+	+	0	-	-	+	+	-
Населенные пункты, водохозяйственные и санитарно-защитные зоны	0	+	+	0	+	0	-	-	+	-	-

Условные обозначения:

- « + » - технология рекомендуется,
- « - » - технология не рекомендуется или эффективность низкая,
- « 0 » - использование технологии возможно, но не предпочтительно,
- « ++ » - технология рекомендуется совместно с ГРП.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. На основе обобщения и анализа архивных материалов по 530 месторождениям России, прошедшим государственную экспертизу в ГКЗ, установлено, что:

- средневзвешенный прогнозный КИН в целом по России в период 1970-2007 гг. имел тенденцию к снижению и к 2007 году стабилизировался на уровне 33-35%;

- основной причиной такого снижения КИН стало ухудшение структуры («качества») запасов месторождений РФ;

- благодаря применению современных технологий разработки на каждом отдельном месторождении прогнозная величина КИН в подавляющем большинстве случаев имеет уверенную тенденцию роста.

2. Анализ коэффициента нефтеизвлечения, проведенный более чем по 100 месторождениям страны (с текущей обводненностью более 90%) на основе материалов ГКЗ, показал, что запасы месторождений, разрабатываемых с коэффициентом нефтеизвлечения от 30 до 35%, составляют более 50 % от геологических запасов этих месторождений.

3. Оценка технологической эффективности применяемых нефтяными компаниями России «методов увеличения нефтеизвлечения» показала, что основная доля дополнительной добычи приходится на химические методы (различные виды потокоотклоняющих технологий), а также методы интенсификации. Доля традиционных МУН, таких как закачка газа, водогазовое воздействие, термические методы нефтеизвлечения в общей добыче нефти практически незаметна.

4. Обобщение материалов, имеющихся в ГКЗ и ЦКР, позволили выделить следующие основные методы увеличения охвата пластов дренированием:

- гидроразрыв пласта – метод, который позволил ввести в промышленную разработку уникальные и крупные по запасам месторождения Западной Сибири с низкопроницаемыми, высокорасчлененными пластами;

- бурение «горизонтальных» скважин и зарезка боковых стволов, в том числе с горизонтальными участками, являются важнейшими инструментами для разработки низкопроницаемых пластов, высокорасчлененных карбонатных пластов, а также пластов с газовой шапкой и подстилаемых водой. На долю этих технологий может приходиться до 15% прироста КИН;

- различные виды гидродинамических методов в сочетании с физико-химическими методами управления заводнением позволяют получить прирост КИН до 5-7%.

5. На основе анализа ГРП, проведенных на нескольких площадях Ромашкинского месторождения, показана достаточно высокая эффективность ГРП на участках месторождения с низкопроницаемыми, расчлененными коллекторами.

6. В работе на основе обобщения и анализа эффективности, наиболее широко применяемых методов снижения обводненности продукции скважин

(ПОТ), предложена их классификация по характеру воздействия на коллектор пласта и по типу используемого потокоотклоняющего агента.

7. По результатам математического моделирования применения ПОТ установлены критерии неоднородности пластов, в которых эти технологии могут быть эффективными. Эффективность ПОТ проявляется, прежде всего, в снижении текущей обводненности продукции скважин.

8. Предложен принцип выбора рациональной плотности сетки скважин с учетом зарезки боковых стволов, который позволяет найти рациональный вариант разработки месторождения, отвечающий требованиям наиболее полной выработки запасов нефти в условиях рыночной экономики.

9. Обоснован комплекс перспективных технологий, использование которых позволяет повысить степень выработки запасов нефти из неоднородных пластов.

10. Выработаны геолого-физические критерии, позволяющие подобрать для пластов с определенными геолого-физическими характеристиками технологию повышения нефтеизвлечения.

**Основное содержание диссертации отражено в следующих работах:**

1. Лутфуллин А.А. Боковые стволы как способ увеличения нефтеотдачи месторождений// Бурение и Нефть.-2007.-№11.-С.40-42.
2. Лутфуллин А.А. Основные методы увеличения охвата пластов воздействием в России// Бурение и Нефть.-2009.-№1.-С.6-9.
3. Шандрыгин А.Н., Лутфуллин А.А. Основные тенденции развития методов увеличения охвата пластов воздействием в России.- SPE-117410-PP., 2008
4. Shandrygin A.N., Lutfullin A.A. Current Status of Enhanced Recovery Techniques in the Fields of Russia”// Paper SPE115712-PP presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21–24 September.
5. Мищенко И.Т., Лутфуллин А.А. Геолого-физические критерии успешности применения технологий, позволяющих увеличить коэффициент охвата пластов// Нефтяное хозяйство.-2009.№4.

Подписано в печать 16.04.2009 г.  
Печать цифровая Формат 60x84/16  
Бумага офсетная 80 гр/м<sup>2</sup> Усл. п.л. 1,75  
Тираж 100 Заказ № 171

Отпечатано в издательстве «НИПКЦ Восход-А»  
111621, Москва, ул. Оренбургская, д. 15 офис 226  
Тел./факс: (495)700-12-08, 700-12-17  
e-mail: [admin@vosxod.org](mailto:admin@vosxod.org)  
[www.vosxod.org](http://www.vosxod.org)

10 =