

На правах рукописи
УДК 622.276.72

ФОМИНА АННА АНАТОЛЬЕВНА

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФОРСИРОВАННОГО
ОТБОРА ЖИДКОСТИ ИЗ ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

**Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений**

АВТОРЕФЕРАТ

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



МОСКВА, 2009

Работа выполнена в Открытом акционерном обществе «Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности Гипровостокнефть»

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук
КОРЯГИН В.В.

кандидат технических наук
КОЛГАНОВ В.И.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
БАИШЕВ Б.Т.

кандидат технических наук
ГАБУРА А.В.

Ведущее предприятие - Удмуртский государственный университет

Защита диссертации состоится «10» апреля 2009 г. в 10 часов в конференц-зале на заседании Диссертационного Совета Д.222.006.001 ВАК РФ при ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А.П. Крылова» по адресу: 125422, Москва, Дмитровский пр., д. 10

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО «ВНИИнефть» им. акад. А.П. Крылова
Автореферат разослан «6» марта 2009 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ

диссертационного Совета, к.г.-м.н.  **М.М. МАКСИМОВ**

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Работа посвящена исследованию технологической эффективности форсированного отбора жидкости (ФОЖ), применяемого нефтедобывающими компаниями России. В период падающей добычи нефти в стране методы, способствующие уменьшению темпа падения, приобретают исключительно важное значение. Одним из наиболее эффективных методов этой категории является ФОЖ, поэтому тема исследований метода воздействия является, безусловно, актуальной. В Самарской области технология ФОЖ внедрена в промышленную практику в 40-х годах прошлого века, и за истекший период накопился значительный объем материалов, анализ которых позволил провести исследования важных вопросов теории и практики этого метода воздействия на процесс нефтеизвлечения. Рассмотрены вопросы влияния темпа отбора жидкости на характер динамики обводнения продукции и полную выработку запасов нефти, методических подходов к оценке технологической эффективности форсирования.

Большое внимание уделено результатам широкомасштабной интенсификации отборов жидкости, проведенных ОАО «Самаранефтегаз» в период 2000-2005 гг. (программа «ФОЖ-2000»). В работе проведена оценка технологического эффекта программы «ФОЖ-2000» по методике ОАО «Гипростокнефть» в двух вариантах: используя интегральные характеристики динамики изменения основных технологических показателей (вариант I) и интегральные характеристики вытеснения (ХВ) (вариант II) по всей совокупности объектов форсирования. В варианте I были использованы кривые падения добычи нефти и жидкости во времени, в варианте II – ХВ С.Н. Назарова.

По результатам реализации программы «ФОЖ-2000» дополнительная добыча нефти оценивается в объеме 25 млн. т, что является суммой технологического эффекта ФОЖ по:

- 1) скважинам с естественной высокой продуктивностью;

123

2) скважинам с искусственно увеличенной продуктивностью методом гидроразрыва пласта (ГРП) и других геолого-технических мероприятий (ГТМ);

3) скважинам, переведенным на вышележащие высокопродуктивные пласты, и скважинам на новых месторождениях, введенных в режиме ФОЖ.

В работе показано, что по группе месторождений высоковязкой нефти пласта Б₂, расположенных на севере Самарской области, ФОЖ может инициировать механические процессы движения наиболее рыхлых разностей коллектора в зоне дренирования, в результате чего продуктивность скважин существенно возрастает за счет увеличения проницаемости призабойной зоны скважин. Проанализирован небольшой опыт разработки залежей по широко используемой в Канаде технологии так называемой «холодной разработки» тяжелых нефтей без создания ограничений выноса песка.

Цель работы. Анализ и обобщение опыта применения ФОЖ в непрерывных песчаных коллекторах и выработка критериев для повышения технологической эффективности метода.

Основные задачи исследований.

1. Расширение и углубление научного обоснования основных принципов и правил, составляющих технологическую концепцию ФОЖ ОАО «Гипростокнефть».

2. Сравнительный анализ истории и итогов разработки базовых нефтяных залежей при разных темпах отбора жидкости.

3. Анализ и обобщение опыта внедрения широкомасштабной программы «ФОЖ-2000» в период 2000-2005 гг. на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз».

4. Выработка рекомендаций по повышению эффективности внедрения ФОЖ и поиск наиболее перспективных путей его развития на нефтяных месторождениях Самарской области.

Фактический материал.

Основу исследований по теме диссертации составляют материалы, полученные и обобщенные автором за период работы в ОАО «Гипростокнефть» в качестве исполнителя по научно-исследовательским темам и договорным работам по подсчету запасов нефти, анализу и проектированию разработки нефтяных месторождений. Одновременно проводились научные работы по анализу и обобщению геолого-промыслового опыта применения ФОЖ на месторождениях Самарской области с высокопроницаемыми песчаными коллекторами.

В ОАО «Гипростокнефть» более 60 лет постепенно создавалась собственная концепция ФОЖ, отличительной особенностью которой является идея отсутствия физической зависимости конечного КИН от темпа отбора жидкости. Вывод об отсутствии физической связи между конечным КИН и темпом отбора жидкости впервые был высказан в начале 60-х годов, но этот вывод до последнего времени некоторыми специалистами рассматривается недостаточно убедительным и поэтому выглядит спорным.

Научная новизна проведенной работы состоит в расширении и углублении научного обоснования основных положений технологической концепции ФОЖ ОАО «Гипростокнефть».

1. Важным элементом новизны в работе является бесспорное подтверждение вывода по проблеме «КИН - темп отбора жидкости», сделанного в 1962 г. и являвшегося до последнего времени дискуссионным. Новое заключение о независимости конечного КИН от темпа отбора жидкости сделано на основе сравнительного анализа залежей-аналогов пласта Б₂ на Белозерско-Чубовском месторождении, имеющие идентичные геолого-физические характеристики, но отличающиеся по темпу отбора жидкости более чем в 3 раза. Подобные промысловые данные являются уникальными и, судя по публикациям в печати, не имеют аналогов в мировой практике.

2. Впервые по промысловым данным показано, что концепция независимости КИН от темпа отбора жидкости справедлива на всех

стадиях разработки нефтяных залежей песчаных коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Технология ФОЖ по концепции ОАО «Гипровостокнефть» рассматривается как метод ускорения (интенсификации) добычи нефти, сокращения срока разработки.

3. Доказана высокая технологическая эффективность метода раннего ФОЖ при освоении ресурсов высоковязкой нефти на севере Самарской области. Проанализированы итоги проведения ФОЖ на месторождениях с пескопроявлением и составлена детальная программа промыслово-исследовательских работ по изучению холодного метода добычи высоковязких нефтей из слабосцементированных песчаных коллекторов.

4. Показано, что метод ФОЖ может оказывать косвенное влияние на КИН через два фактора - экономику (сдвиг предела рентабельной обводненности) и срок службы добывающих скважин (незавершенность выработки извлекаемых запасов из-за технического износа эксплуатационных колонн).

5. Предложена и практически опробована методика интегральной оценки технологической эффективности крупномасштабных программ внедрения ГТМ.

6. Границей между разработкой без ФОЖ и с ФОЖ предлагается в первом приближении принять годовой отбор жидкости на уровне 10 % порового объема.

7. Показано, что в непрерывных песчаных коллекторах при наличии связи залежей нефти с активной водонапорной системой водонефтяные зоны (ВНЗ) шириной до 1500 м можно оставлять не разбуренными добывающими скважинами, что подтверждено опытом разработки нефтяных залежей пласта Б₂ Зольненского, Красноярского и Белозерско-Чубовского месторождений.

Практическая ценность. Технологическая концепция ФОЖ ОАО «Гипровостокнефть», в которой основным звеном является принцип независимости характера обводнения и конечного КИН в непрерывных

песчаных коллекторах от темпа отбора жидкости, принято за основу современного проектирования разработки нефтяных месторождений в ОАО «Гипровостокнефть» и по умолчанию многими другими научно-исследовательскими институтами и проектными организациями.

Опробованная методика интегральной оценки технологической эффективности ФОЖ используется как контрольный способ оценки крупномасштабных программ внедрения ГТМ.

Практический интерес представляет использование усредненных или нормированных по ХВ значений обводненности, чтобы избежать случайных показаний текущей обводненности из-за флуктуации промысловых замеров.

Исследования автора являются частью 16 отчетов и проектов, выполненных в рамках работ ОАО «Гипровостокнефть».

Апробация работы. Вопросы, составляющие содержание диссертации, доложены соискателем на:

- III Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовые и химические технологии», Самара, 2005 г.;

- 35-й конференции «Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности», Греция, о. Крит, 2006 г.;

- научно-технической конференции ОАО «Татнефть» «О перспективах разработки карбонатных коллекторов и новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти», Лениногорск, 2007 г.;

- VII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», Геленджик, 2007 г.;

- расширенном заседании ЦКР по проблеме: «Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей стадии», Москва, 2007 г.;

- 19 Мировом Нефтяном Конгрессе, Испания, Мадрид, 2008 г.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 16 работ в виде статей и тезисов в научно-технических и производственных журналах и сборниках, издаваемых в г. Москва и г. Самара, в том числе три статьи в источниках, входящих в список ВАКа.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав и основных выводов, содержит 133 страниц машинописного текста, 18 таблиц, иллюстрирована 25 рисунками. Список литературы включает 90 наименований.

Автор выражает благодарность В.И. Колганову за плодотворные идеи и ценные советы, глубокую признательность Г.А. Ковалевой и В.А. Ольховской за помощь, оказанную при выполнении работы, искреннюю признательность руководству и сотрудникам ОАО «Гипровостокнефть», ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «СамараНИПИнефть», СамГТУ за помощь, оказанную в процессе работы над диссертацией.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** определены основная цель и направленность диссертации, показана актуальность и дана общая характеристика работы.

Глава 1

В главе формулируется содержание понятий «форсированного отбора жидкости» и «интенсификации отбора жидкости». Проанализирована история применения ФОЖ на нефтяных месторождениях Самарской области, выполнен обзор современных представлений о ФОЖ. Рассмотрены подходы и решения различными специалистами проблемы влияния темпа отбора жидкости на показатели разработки на разных стадиях, выбора скважин для проведения ФОЖ, взаимовлияния темпа отбора жидкости и конечного КИН, конусообразования и ФОЖ, методики оценки технологической эффективности ФОЖ.

Анализ и обобщение исследований, проведенные в первой главе, позволили определить направление научных исследований, посвященных методу ФОЖ.

На основе теоретических и лабораторных исследований ряд специалистов считают, что высокие темпы отбора жидкости увеличивают степень извлечения нефти. Некоторые исследователи считают, что темп отбора жидкости в основной период должен быть минимальным и

наиболее целесообразно переводить скважины на режим ФОЖ при высокой обводненности скважин. [Ранняя концепция ФОЖ Щелкачев В.Н.]. Основываясь на промысловые данные, ОАО «Гипростокнефть» выработал и использует на практике собственную концепцию, содержащую ряд принципов и правил проведения ФОЖ. основополагающим принципом ФОЖ - концепции ОАО «Гипростокнефть» - является независимость конечного КИН от темпа отбора жидкости как физического фактора, установленная по промысловым данным разработки нефтяных залежей в непрерывных песчаных коллекторах с проницаемостью $\geq 1 \text{ мкм}^2$.

Идея независимости конечного КИН от темпа отбора жидкости впервые была высказана в 1962 г. на основе анализа промысловых данных по ФОЖ на месторождении Яблоневый Овраг Самарской Луки. ХВ по нефтяным залежам по пласту Б₂ после 5,3 - кратного и пачке Д 2,4 - кратного увеличения отбора жидкости не отклонились от линейного тренда, намечившегося в основной период разработки залежи при низком темпе (рис. 1). Отсутствие отклонений ХВ от линейного закона при резком увеличении отбора жидкости послужило основой для вывода о том, что в слабо расчлененных, высокопроницаемых песчаных коллекторах темп выработки запасов нефти не является физическим фактором, оказывающим влияние на конечный КИН.

Вывод о независимости конечного КИН от темпа отбора жидкости, сформулированный в ОАО «Гипростокнефть» разделяется не всеми специалистами. При сравнении были использованы характеристики вытеснения, которые некоторые исследователи считают инерционными и не дающими достоверные результаты. С целью исключения влияния фактора «инерционности» системы разработки велся поиск более доказательных промысловых данных, подтверждающих или опровергающих независимость конечного КИН от темпа отбора жидкости.

В главе рассмотрены методики оценки технологической эффективности ФОЖ. Единой методики оценки форсированного отбора

жидкости не имеется. Многие специалисты полагают, что оценку результатов форсирования можно проводить по отдельным скважинам, по концепции ОАО «Гипростокнефть» на примере залежи пласта Б₂ Яблоневого Оврага показано, что закономерности обводнения продукции скважин при ФОЖ обусловлены перераспределением зон дренирования. В связи с этим оценку эффективности ФОЖ необходимо выполнять в целом по залежи или отдельно изолированным зонам.

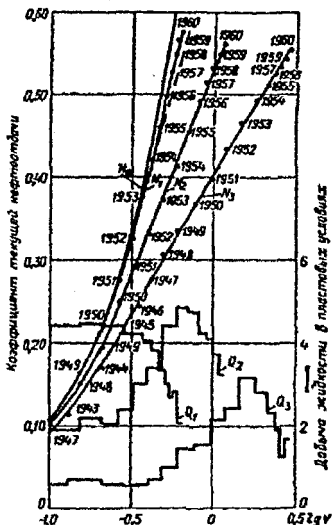


Рис. 1. Зависимость между текущей нефтеотдачей и накопленной добычей жидкости V в объемах пор при разных темпах ее отбора q_m по самаролукским нефтяным месторождениям.
 (N_0, N_1, N_2 и N_3 - характеристики вытеснения соответственно теоретическая при поршневом (безводном) вытеснении и фактические по пласту Б₂ Зольненского месторождения; пачке Д и пласту Б₂ месторождения Яблоневый Овраг)

Глава 2

При разработке нефтяных месторождений Самарской области накоплен огромный опыт применения метода ФОЖ. Историю внедрения метода можно разделить на три этапа:

I этап (1947 г. – конец 60-х годов) - проведение полномасштабного ФОЖ с помощью отечественных опытных высокопроизводительных электроцентробежных насосов (ЭЦН) на старейших месторождениях области – Сызранском, Яблоневый Овраг и Губинском;

II этап (начало 70-х – начало 90-х годов) - проведение ФОЖ по выборочным высокопродуктивным скважинам на основных месторождениях области (Мухановском, Кулешовском, Красноярском, Белозерско-Чубовском и др.) с помощью импортных ЭЦН. На I этапе

метод ФОЖ проводился в песчаных коллекторах с высокой природной продуктивностью на стадии высокой обводненности скважин, на II этапе – как в песчаных, так и в карбонатных коллекторах с аналогично высокой природной продуктивностью и находившихся вначале II или в III стадиях разработки;

III этап (2000 – 2005 гг.) ОАО «Самаранефтегаз» выполнило обширную программу «ФОЖ-2000» по всем месторождениям, где оставался незадействованным потенциал добычных возможностей, созданных и реализованных систем разработки еще в доперестроечное время. На этом этапе по некоторым скважинам и месторождениям ФОЖ проводился после комплекса различных ГТМ по увеличению природной продуктивности нефтяных скважин.

Опыт ОАО «Самаранефтегаз» по реализации в 2000-2005 гг. программы «ФОЖ – 2000» показал, что этот метод является мощным инструментом интенсификации текущей добычи нефти. Реализация программы существенно увеличила добычу нефти, сделав разработку месторождений инвестиционно привлекательной.

Динамика добычи нефти и жидкости в целом по совокупности месторождений, разрабатываемых ОАО «Самаранефтегаз», исследовалась методом интегральных характеристик вытеснения в двух вариантах. По варианту I были построены кривые падения добычи нефти и жидкости (рис. 2), по варианту II (рис. 3) – характеристика вытеснения (ХВ С.Н. Назарова).

Динамика падения добычи нефти q_n , жидкости q_x во времени и изменение фонда добывающих скважин N за период 1994-1999 гг., когда практически отсутствовало активное технологическое вмешательство в процесс нефтеизвлечения, следовали линейному закону с высокими коэффициентами корреляции.

Падение добычи жидкости и нефти во времени и изменение фонда добывающих скважин за указанный период описываются следующими эмпирическими уравнениями:

$$\text{-жидкость} \quad q_x = 4075,1 - 2,0153t \quad (1)$$

- нефть

$$R^2 = 0,9380$$

$$q_n = 654,84 - 0,3237t \quad (2)$$

$$R^2 = 0,9798,$$

-фонд добывающих скважин

$$N = 149406 - 72,7141t \quad (3)$$

$$R^2 = 0,8135,$$

где $q_{ж}$ и q_n - соответственно годовая добыча жидкости и нефти в млн. т, N-количество скважин и t – годы (порядковый номер 1, 2, 3...).

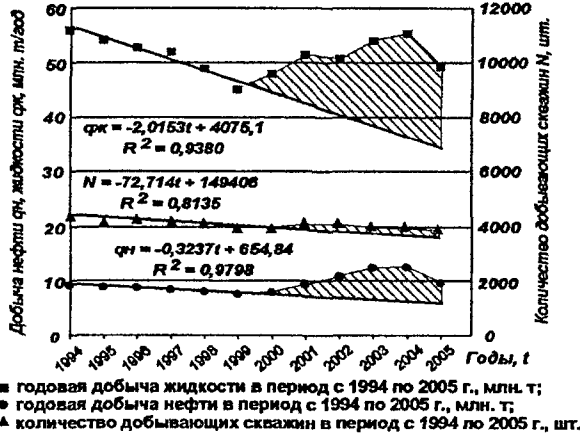


Рис. 2. Динамика добычи нефти q_n , жидкости $q_{ж}$ и количества скважин N по месторождениям ОАО «Самаранефтегаз» в период с 1994 по 2005 гг.

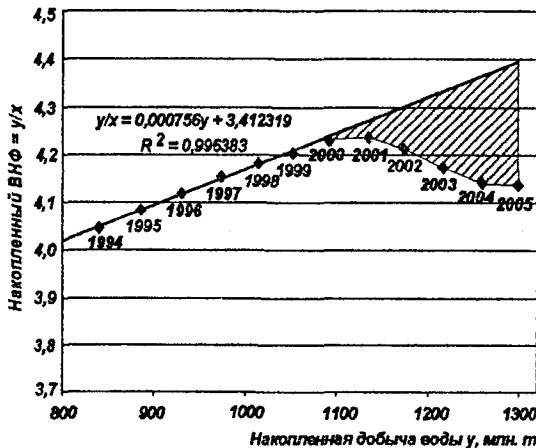


Рис. 3. Генеральная характеристика вытеснения по месторождениям ОАО «Самаранефтегаз»

Линейный участок ХВ по фактическим точкам за период 1994-1999 гг. описывается эмпирическими уравнениями:

$$\begin{aligned} & y/x = 0,000756 y + 3,412319 & (4) \\ \text{или} & z/x = 0,000756 y + 4,412319 & (4a) \\ & R^2 = 0,996383, \end{aligned}$$

где x , y и z - соответственно накопленная добыча нефти, воды и жидкости, млн. т.

По уравнениям был рассчитан базовый вариант динамики добычи жидкости, нефти на период 2000-2005 гг. без технологического вмешательства. Оценки по ХВ имеют высокую относительную точность, однако, прогноз по методу кривых падения представляются также достаточно состоятельными и поэтому в качестве технологического эффекта программы «ФОЖ – 2000» была принята дополнительная добыча нефти, равная средней по двум методам в количестве 25,0 млн. т нефти. Величина чистого дохода от реализации дополнительной добычи нефти составила 14,8 млрд. рублей.

Глава 3

В третьей главе рассматриваются результаты исследований влияния темпа отбора жидкости на конечный КИН по данным разработки нефтяных месторождений.

В процессе анализа и обобщения опыта применения ФОЖ на месторождениях Самарской области сложилась концепция ФОЖ ОАО «Гипрвостокнефть», содержащая следующие принципиальные положения:

1. Темп отбора жидкости в песчаниках с высокими ФЕС не является физическим фактором, оказывающим существенное влияние на обводненность и величину конечного КИН.

2. В соответствии с принципом независимости КИН от темпа отбора жидкости, ФОЖ можно проводить на любой стадии разработки нефтяных залежей с песчаными коллекторами с высокими ФЕС, в концепцию ФОЖ ОАО «Гипрвостокнефть» были введены понятия «ранний» и «поздний» ФОЖ. В ранних публикациях для «позднего» ФОЖ кратность увеличения отбора жидкости определялась относительно

достигнутого уровня добычи нефти во II стадии разработки, для «раннего» ФОЖ – как превышение темпа добычи нефти во II стадии относительно рекомендованных регламентным документом [РД 39-0147035-207-86 Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений] темпов отбора в зависимости от размеров нефтяных залежей на 5-9 % от НИЗ.

3. Опыт применения ФОЖ из песчаных коллекторов с высокими ФЕС показал, что конусообразование в залежах с ВНЗ при качественном цементаже эксплуатационных колонн не является серьезным противопоказанием применению метода.

4. Опыт разработки месторождений Сызранского и Яблоневый Овраг показал, что перевод краевых скважин на ФОЖ после их обводнения до 80-85 % ускоряет обводнение скважин внутренних рядов и резко увеличивает текущий расход воды на вытеснение. Поэтому проведение ФОЖ по ним признано нецелесообразным. В зависимости от степени обустройства месторождения такие скважины рекомендовалось переводить во временную консервацию или продолжать их эксплуатацию без форсирования. Негативные результаты преждевременного перевода на ФОЖ краевых скважин на нефтяных месторождениях хорошо согласуются с теоретическими исследованиями [ВНИИ, Белаш П.М., Максимов М.И.].

Выводы 1962 г. по результатам анализа ФОЖ на месторождениях Самарской Луки, как первооснову формирования концепции ФОЖ ОАО «Гипровостокнефть», некоторые исследователи считают недостаточно убедительными, например, из-за инерционности использования ХВ [Закиров С.Н., 2002]. Такой аргумент трудно оспорить и поэтому в ОАО «Гипровостокнефть» проводился постоянный поиск более доказательных промысловых данных по проблеме «Темп отбора – КИН». Данные были получены в 2005 г. при анализе и обобщении опыта разработки Белозерско-Чубовского месторождения Самарской области. На месторождении в песчаниках пласта Б₂ бобриковского горизонта выявлено 7 отдельных залежей нефти, из которых основными являются

залежи на западном (залежь №1) и восточном (залежь №3) куполах (рис. 4). Эти залежи являются близкими аналогами по геологическому строению и геолого-физической характеристике, но антиподами по темпу выработки извлекаемых запасов нефти. Залежь №1 введена в разработку в 1958 г. и разрабатывалась в спадающем режиме выработки запасов нефти, а залежь №3, открытая на 16 лет позднее и введенная в разработку в 1974 г., подверглась раннему интенсивному ФОЖ, начавшегося в конце 1977 г. вскоре после ее ввода в разработку.

По залежи №3 при ограниченном фонде добывающих скважин был достигнут, и удерживался в течение трех лет темп отбора от НИЗ на уровне 12,5 %, в то время как по залежи №1 темп отбора от НИЗ был на уровне 4 % в течение шести лет по залежи №1. В результате на одном месторождении оказались две очень близкие по геологии и условиям залегания залежи, разработанные с разными темпами.

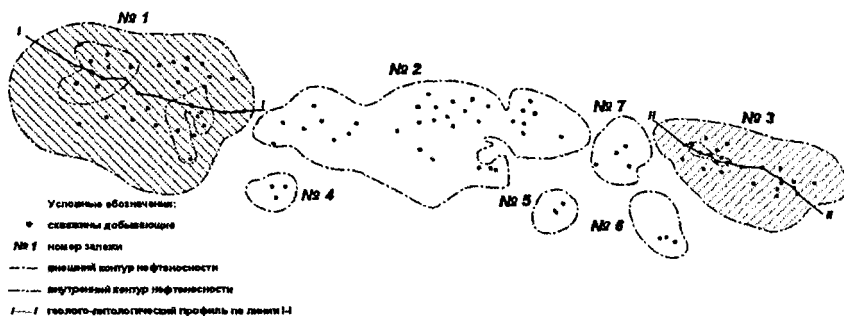


Рис. 4. Схема расположения залежей нефти пласта Б₂ Белозерско-Чубовского месторождения

ХВ по объектам-аналогам (рис. 5) совпадают почти во всем диапазоне истории их разработки. Значения КИН по залежам практически идентичны и на дату анализа 01.01.2006 г. составляли соответственно 0,634 и 0,637 и ожидаемые расчетные конечные КИН 0,644 и 0,648.

Опыт разработки нефтяных залежей на Белозерско-Чубовском месторождении подтвердил обоснованность сделанного в 1962 г. вывода

о том, что в песчаных коллекторах с высокими ФЕС темп отбора жидкости физически не влияет на конечный КИН, причем новое наполнение вывода получено на основе более доказательных уникальных данных и поэтому его содержание представляется однозначным и достоверным для всех стадий разработки нефтяных залежей, содержащие песчаные коллектора с высокими ФЕС.

Независимость конечного КИН и обводненности от темпа отбора жидкости в песчаных коллекторах принята как технологическая концепция ФОЖ ОАО «Гипровостокнефть», в соответствие с которой форсированный отбор рассматривается, главным образом, как метод ускорения или интенсификации выработки НИЗ.

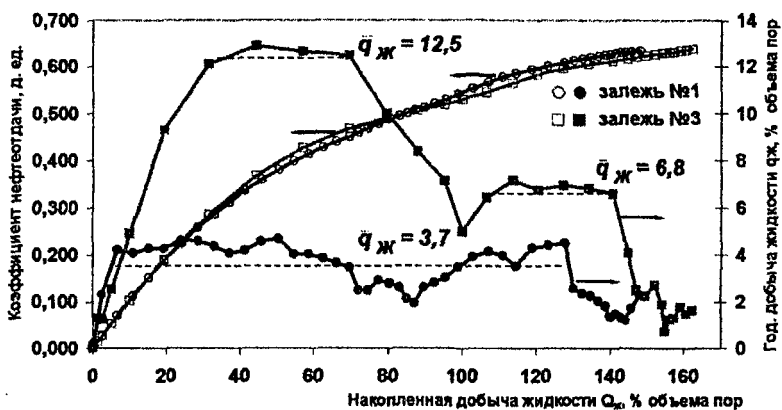


Рис. 5. Зависимость текущей нефтеотдачи от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ при разных темпах ее отбора $q_{ж}$ залежей №1 и №3 пласта B_2 Белозерско-Чубовского месторождения

Опыт завершающей разработки нефтяных залежей пласта B_2 на Белозерско-Чубовском месторождении представляет значительный интерес для сверки и дальнейшего уточнения современных представлений о местоположении добывающих скважин и выработки запасов из ВНЗ.

По залежам №№1 - 3 Белозерско-Чубовского месторождения зоны разбуривания не превышают 20-35 % от начальной площади

нефтеносности, в результате чего по ним сложились нестандартные сетки скважин (рис. 4).

Список объектов анализа на Белозерско-Чубовском месторождении дополнен двумя залежами-аналогами - это залежи нефти пласта Б₂ Зольненского и Красноярского месторождений.

По пласту Б₂ Зольненского месторождения ВНЗ на южном крыле и периклиналях в 1948 г. и позже (рис. 6) была пересечена несколькими скважинами, которые четко зафиксировали интенсивную выработку ВНЗ и показали на наличие непосредственной связи между интенсивным отбором нефти из скважин северного крыла и подъемом ВНК на южном крыле.

В целом имеющаяся информация позволяет сделать заключение о том, что реализованная система разработки пласта Б₂ Зольненского месторождения обеспечила эффективную выработку запасов нефти ВНЗ на южном крыле и периклиналях без ее разбуривания (достигнутый на 01.01.2006 г. КИН=0,536), причем основной отбор нефти был произведен в период эксплуатации залежи 20 первичными скважинами северного крыла, отстоящими от фронта вытеснения нефти из ВНЗ на расстоянии 1,0-1,5 км. По залежи пласта Б₂ Красноярского месторождения сложилась схожая ситуация.

Очевидно, что достижение высоких значений КИН по объектам №1 и №3 на Белозерско-Чубовском месторождении было бы невозможным без эффективной выработки запасов ВНЗ.

В итоге имеем четыре находящиеся на завершающем этапе разработки залежи нефти с обширными ВНЗ, извлекаемые запасы которых благодаря активной связи залежей с законтурной водонапорной системой выработаны практически без разбуривания добывающими скважинами.

Неразбуренность ВНЗ, ширина которых в пласте Б₂ на Зольненском и Красноярском месторождениях составляла от 500 до 1500 м, залежи №1 – от 350 до 1400 м и залежи № 3 – от 250 до 1000 м практически не повлияло на КИН.



Рис. 6. Схемы размещения скважин и продвижения фронта заводнения пласта Б₂ Зольпенского месторождения

Глава 4

Глава посвящена краткому обзору опыта ФОЖ на нефтяных месторождениях Самарской области, возможным осложнениям, которые могут возникнуть при переводе скважин на ФОЖ в залежах с подопленной водой.

В программе «ФОЖ-2000» по объектам с пониженными фильтрационными свойствами ФОЖ осуществлялся после ГРП и других ГТМ, увеличивающих продуктивность призабойной зоны и зоны дренирования, что позволило получить высокую технологическую эффективность. В качестве примера приводится результат, полученный при ФОЖ после ГРП на низкопродуктивном пласте Дк Белозерско-Чубовского месторождения.

Большой теоретический и практический интерес представляют результаты раннего ФОЖ по шести небольшим месторождениям высоковязкой нефти на севере Самарской области: Красногородецкому, Горбуновскому, Озеркинскому, Шумолгинскому, Смагинскому и Славкинскому, в составе которых выявлено восемь отдельных залежей нефти в пласте Б₂ бобриковского горизонта нижнего карбона. Опыт четырехлетнего применения метода показал исключительно высокую технологическую эффективность ФОЖ.

Сопоставление технологических показателей за трехлетние периоды до и после начала ФОЖ, показали, что в результате интенсификации отборов дебиты скважин по жидкости увеличились в среднем в 6,3 раза, благодаря чему текущая добыча нефти и темп выработки запасов возросли почти в 4 раза.

Вместе с этим, выяснилось, что ФОЖ инициирует механическое разрушение наиболее рыхлых разностей коллектора в зоне дренирования и вынос песка из пласта. Скважины с пескопроявлением в течение четырех лет эксплуатировались по так называемой в Канаде технологии холодной добычи (ТХД), предусматривающей отказ от применения каких-либо технических средств и методов по предотвращению поступления песка в скважину и далее на поверхность. По имеющимся данным пескопроявление на самарских месторождениях стабильно и не столь велико, чтобы опасаться слома эксплуатационных колонн и других технических осложнений. Поэтому целесообразно продолжить выполнение программ ФОЖ на месторождениях и не ограничивать отборы жидкости из скважин с пескопроявлением в режиме ТХД с тем, чтобы завершить широкомасштабное промысловое опробование новой технологии.

Показано, что при переводе скважин на ФОЖ в залежах с активной подошвенной водой, помимо конусообразования, могут возникать более серьезные технические осложнения, обусловленные разрушением цементного кольца в интервале между нижним отверстием перфорации в нефтяной зоне и отметкой ВНК при резком снижении забойного давления в скважинах при переводе на ФОЖ. Особую предосторожность необходимо соблюдать при раннем ФОЖ, при небольших расстояниях до ВНК, больших толщин подошвенной водоносной зоны и недостатке данных гидродинамических исследований.

Глава 5

Большое внимание уделено опыту проведения ФОЖ на старейших месторождениях Самарской области.

При анализе и прогнозе технологических показателей поздней стадии разработки месторождений, чтобы избежать случайных показаний текущей обводненности из-за флуктуации промысловых замеров, использованы усредненные или нормированные по ХВ значения обводненности.

Нередко решения о временной консервации, ликвидации или переводе скважин на вышележащие горизонты принимаются на основе случайных замеров обводненности добываемой продукции, не отражающих фактического состояния выработки запасов нефти из зон их дренирования.

Причиной подобных расхождений в оценках технологических показателей работы скважин является нестабильность дебитов по жидкости и особенно нефтесодержания добываемой продукции. В связи с этим характеристика текущего состояния работы скважин по единичным замерам является ненадежной, особенно при высокой степени обводнения скважин, когда отдельные замеры показывают 100%-ное содержание воды в добываемой продукции.

Надежность определения высоких значений обводненности при обосновании ликвидации или перевода добывающих скважин на вышележащие горизонты становится особенно актуальной.

При рассмотрении состояния сильнообводненных скважин целесообразно использовать усредненные значения обводненности, получаемые по ХВ, т. е. зависимости между добычей нефти и расходом воды на ее вытеснение.

Для линеаризации конечных криволинейных участков ХВ различными авторами предложен ряд эмпирических зависимостей, из которых для поздней стадии нефтяных залежей в ОАО «Гипростокнефть», чаще всего используются функции с конечным пределом, в частности, предложенная С.Н. Назаровым.

$$\frac{z}{y} = a + by \quad (5)$$

где x , y , z — накопленные добычи нефти, воды, жидкости; a , b — постоянные коэффициенты.

Зависимость (5) проверяли по большому числу скважин различных месторождений. В большинстве случаев скважинные ХВ, построенные в координатах z/y , на конечном участке являются линейными. Определив для линейной части параметры a и b , можно проводить вычисления средних значений обводненности и других технологических показателей при анализе высокообводненного фонда добывающих скважин. Сравнение расчетных экстраполяционных значений обводненности продукции скважин 98—99 % и выше и данных промысловых замеров являются более надежной основой для принятия технологических решений, поскольку расчеты проводят, используя закономерности, установленные при более низких и поэтому более точных замерах содержания воды.

Если принять за основу уравнение (5), то расчетную обводненность f в зависимости от z , а также величины x и y в зависимости от f можно определять из следующих соотношений:

$$f = 50 \left[1 + \frac{bz + a - 2}{\sqrt{(bz + a)^2 - 4bz}} \right] \quad (6)$$

$$x = \frac{1 - \sqrt{\frac{(100-f)(a-1)}{f}}}{b} \quad (7)$$

$$y = \frac{a-1}{b} \left(\sqrt{\frac{f}{(100-f)(a-1)}} - 1 \right) \quad (8)$$

Построение скважинных характеристик и данные соответствующих расчетов важны при проверке поступающих с промыслов материалов по обоснованию ликвидации и перевода скважин, ревизии фонда обводненных добывающих скважин внешних рядов, временно отключенных из эксплуатации, прогнозной оценке момента достижения предельной обводненности и остаточных извлекаемых запасов нефти по скважинам, оценке эффективности ФОЖ на поздней стадии и т. д. Предложенное уравнение по определению обводненности рекомендуется использовать как отдельно по скважинам, так и в целом по нефтяным залежам.

Исследование проблемы «Темп отбора – КИН» выполнено в 2007 г. методом сравнения нормированных ХВ в координатах уравнения С.Н. Назарова по четырем нефтяным залежам пласта Б₂ на старейших месторождениях Самарской области, сходными по геолого-физической характеристике.

Залежи разрабатываются более 60 лет. Все эксплуатационные колонны в той или иной мере разрушены коррозией и фактически срок службы скважин завершен и технологические показатели на 01.01.2006 г. для сложившейся системы разработки можно считать конечными.

По центральному участку Сызранского месторождения и Яблоневому Оврагу среднее значение: КИН составляет 0,522; обводненности – 98,3 % и накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) – 13,1 т/т, тогда как по Заборовскому месторождению и западному участку Сызранского месторождения средний КИН – 0,348; обводненность – 93 % и накопленный ВНФ – 5,2 т/т.

Расхождение показателей КИН обусловлено исключительно различными темпами отбора жидкости. По первым двум объектам он доходил до 12-24 %, а по двум последним объектам он не превышал 4-5 % от объема пор в год (рис. 7). Однако из этого не следует, что более низкая нефтеотдача по Заборовскому месторождению и западному участку Сызранского месторождения обусловлена темпом отбора как физическим фактором. Обводнение и нефтеотдача объектов, как с высоким, так и низким темпом разработки следовали единому, общему для всех объектов закону, о чем свидетельствует положение нормированных ХВ по объектам, образовавших при наложении единый, общий тренд. Темп отбора жидкости проявляет себя исключительно как технологический фактор ускорения и замедления выработки запасов нефти (рис. 8).

Проведенный анализ показал, что по залежам высоковязкой нефти остаточные запасы на Заборовском и западном участке Сызранского месторождений, технологически поддающиеся извлечению, составляют не менее 15-20 % от начальных геологических запасов (НГЗ).

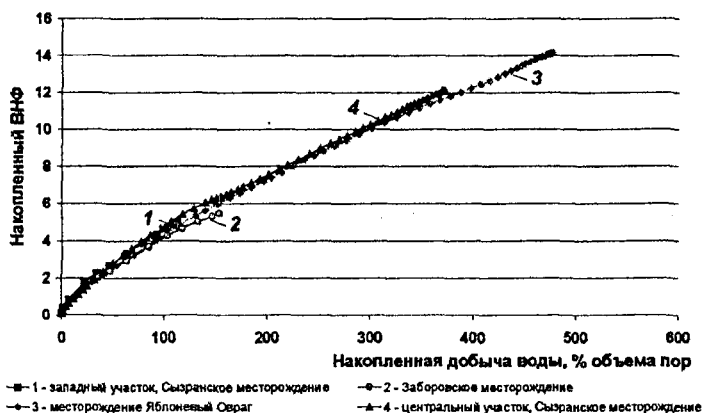


Рис. 7. Нормированные характеристики вытеснения по залежам пласта Б₂ на старейших месторождениях Самарской области

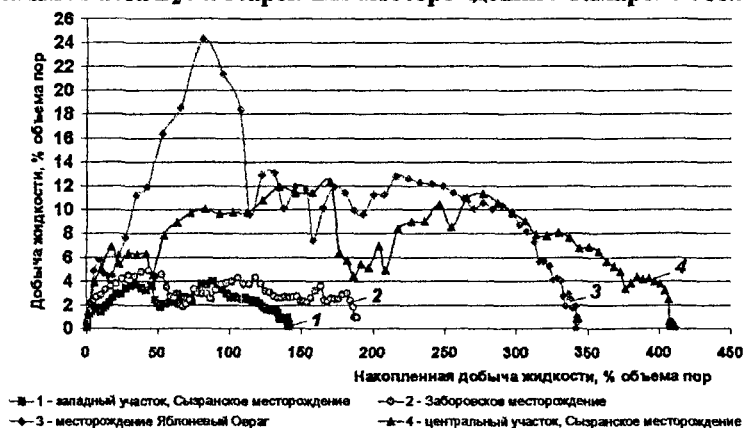


Рис. 8. Темп отбора добычи жидкости по залежам пласта Б₂ на старейших месторождениях Самарской области

Влияние темпа отбора на конечный КИН через косвенные факторы (экономику и срок службы добывающих скважин) в некоторых случаях может быть весьма значительным. Чем выше темп, тем выше предельная рентабельная обводненность и достигаемый конечный КИН. При высокой вязкости нефти сдвиг в область более высоких значений предельной обводненности всего на 1 % даст согласно имеющимся фактическим данным разработки с ФОЖ двух объектов прирост КИН на

3,6-3,8 %. Влияние второго фактора может быть еще более существенным и проявляется в том, что низкий темп отбора жидкости не обеспечивает своевременной выработки потенциала НИЗ в течение срока физической службы добывающих скважин, а это может приводить к большим потерям в КИН. По анализируемым объектам срок службы добывающих скважин практически исчерпан. Из-за низкого темпа отбора недобор нефти (потери в КИН) по залежи пласта Б₂ на Заборовском месторождении на дату анализа составляют 12 %, а на западном участке Сызранского месторождения – 24 %. На основе проведенных исследований в докладе [на расширенном заседании ЦКР Роснедра в 2007 г.] ОАО «Гипровостокнефть» предложил по Заборовскому месторождению реанимировать систему разработки и обустройства залежи пласта Б₂ и провести опытно-промышленное испытание варианта суперфорсирования с уровнем отбора жидкости более 20-30 % от объема пор, полагая, что при таком темпе добыча нефти и льготном налогообложением, вплоть до обводненности 98,5-99,0 %, будет рентабельной.

Заключение

На основе проведенных исследований сделаны следующие выводы:

1. Проведенными в 2005-2007 гг. промысловыми исследованиями подтверждена технологическая концепция ФОЖ ОАО «Гипровостокнефть», сформулированная в 60-х годах прошлого столетия, о независимости обводненности и конечного КИН в песчаниках с высокими ФЕС от темпа отбора жидкости как физического фактора. Правило независимости конечного КИН от темпа отбора жидкости справедливо на всех стадиях разработки нефтяных залежей, содержащие песчаные коллектора с высокими ФЕС. Новое наполнение вывода получено более доказательными промысловыми данными и поэтому его содержание представляется однозначным и достоверным для всех стадий разработки нефтяных залежей песчаных коллекторов с высоким ФЕС.

2. Предложен новый подход к проблеме выработки запасов нефти ВНЗ нефтяных залежей. В непрерывных коллекторах при наличии связи залежей нефти с активной водонапорной системой ВНЗ шириной до 1500 м можно оставлять не разбуренными добывающими скважинами, что подтверждено опытом разработки нефтяных залежей пласта Б₂ Зольненского, Красноярского и Белозерско-Чубовского месторождений. При проектировании систем разработки было принято решение не разбуривать ВНЗ и оно, как показала практика, оказалось правильным.

3. В освоении запасов высоковязкой нефти на севере Самарской области метод раннего ФОЖ представляется технологическим прорывом. Опыт 4-х летнего применения метода показал исключительно высокую его эффективность, но вместе с тем выяснилось, что ФОЖ инициирует механическое разрушение наиболее рыхлых разностей коллектора в зоне дренирования и вынос песка из пласта. Эксплуатация скважин с пескопроявлением по разрабатываемым месторождениям, проводилась по ТХД, предусматривающая отказ от применения каких-либо технических средств и методов по предотвращению поступления песка в скважину и далее на поверхность. Пескопроявление на самарских месторождениях стабильно и не столь велико, чтобы опасаться слома эксплуатационных колонн и других технических осложнений. В работе дано научное обоснование продолжения внедрения ТХД, составлена программа промыслово-исследовательских работ.

4. Опыт по реализации в 2000-2005 гг. программы «ФОЖ – 2000» показал, что ФОЖ является эффективным технологическим инструментом интенсификации текущей добычи нефти, позволившей при минимуме бурения новых скважин и новых инвестиций получить ОАО «Самаранефтегаз» добычу нефти порядка 25 млн. т. Величина чистого дохода от реализации дополнительной добычи нефти составила 14,8 млрд. рублей.

5. По залежам высоковязкой нефти, находящимся на поздней стадии, ФОЖ практически не проводится из-за экономической нерентабельности, хотя подвижные остаточные запасы, поддающиеся

рентабельному извлечению в рамках традиционных технологий, составляют по многим из них не менее 15-20 % от НГЗ.

6. ФОЖ является методом ускорения (интенсификации) добычи нефти, сокращения сроков их разработки и может оказывать косвенное влияние на конечный КИН через два фактора – экономику и срок службы добывающих скважин. Влияние темпа отбора жидкости на КИН через эти факторы в некоторых случаях может быть весьма значительным. Чем выше дебит по жидкости, тем выше предельная рентабельная обводненность и достигаемый конечный КИН. При высокой вязкости нефти сдвиг в область более высоких значений предельной обводненности всего на 1 % дает, согласно имеющимся фактическим данным разработки с ФОЖ двух объектов, прирост КИН на 3,6-3,8 %. Влияние второго фактора может быть еще более существенным, и оно проявляется в том, что низкий темп отбора жидкости не обеспечивает своевременной выработки потенциала НИЗ в течение срока физической службы добывающих скважин, а это может приводить к большим потерям в КИН. По всем анализируемым объектам срок службы добывающих скважин практически исчерпан. Из-за низкого темпа разработки недобор нефти (потери в КИН) по пласту Б₂ на Заборовском месторождении на дату анализа составляет 11,7 %, а на западном участке Сызранского месторождения - 23,7 %.

7. На основе проведенных исследований рекомендуется по Заборовскому месторождению составить комплексный проект по реанимации систем разработки и обустройства, а по залежи пласта Б₂ Заборовского месторождения провести опытно-промышленное испытание варианта суперфорсирования с уровнем отбора жидкости более 20-30 % от объема пор, в предположении, что при таком темпе и льготном налогообложении, добыча нефти вплоть до обводненности 98,5-99,0 %, может быть рентабельной.

Список основных опубликованных работ по теме диссертации:

1. Демин С.В., Колганов В.И., Фомина А.А., Морозова А.Ю. Опыт разработки нефтяной залежи малотолщинного пласта Б₂'

Зольненского месторождения. // Труды института «Гипростокнефть». – Самара. - 2008. - Вып. 66.

2. Демин С.В., Фомина А.А. Особенности разработки и проектирования мелких нефтяных месторождений на примере Солоцкого месторождения. // Труды института «Гипростокнефть». - Самара. - 2005. – вып. 64.

3. Колганов В.И., Аграфенин С.И., Ковалева Г.А., Фомина А.А., Демин С.В., Шашель А.Г., Актасhev С.П. Опыт форсированного отбора жидкости и о перспективах его применения на завершающем этапе поздней стадии разработки залежей высоковязкой нефти на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз». // Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии (ЦКР Роснедра). – М.: ИП НАЭН, 2008.

4. Колганов В.И., Немков А.С., Ковалева Г.А., Фомина А.А., Пилягин В.Ю., Майданик Д.А. Альтернативы решения проблемы пескопроявления при добыче высоковязких нефтей на месторождениях севера Самарской области. // Труды института «Гипростокнефть». - Самара. - 2005. – вып. 64.

5. Колганов В.И., Фомина А.А., Демин С.В. Исследования зависимости коэффициента извлечения нефти от плотности сетки скважин, темпа выработки запасов, размеров водонефтяных зон и залежей по итогам разработки Белозерско-Чубовского месторождения // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Специальный выпуск «Проблемы нефти и газа». - 2005.

6. Колганов В.И., Фомина А.А., Демин С.В., Морозова А.Ю. О «коварном» законе обводнения и нефтеотдачи карбонатных трещинно-поровых коллекторов. // Нефтяное хозяйство. – 2008. - № 1.

7. Колганов В.И., Фомина А.А., Демин С.В. Новое подтверждение по промысловым данным концепции независимости нефтеотдачи песчаных коллекторов от темпа выработки запасов нефти. // Нефтяное хозяйство. – 2007. - № 8.

8. Колганов В.И., Фомина А.А., Демин С.В., Морозова А.Ю. Продолжение исследования причин инфильтрации углеводородов на поверхность в прибрежной полосе р. Волги на Зольненском нефтепромысле. // Труды института «Гипростокнефть». – Самара. - 2008. - Вып. 66.

9. Морозова А.Ю., Демин С.В., Мальцева Ю.В., Фомина А.А., Колганов В.И. Перспективы выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов пласта Б₂ Заборовского месторождения методом форсированного отбора жидкости. // Тезисы докладов VIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». - М.: ЗАО «Изд. «Нефтяное хозяйство». - 2008.

10. Морозова А.Ю., Демин С.В., Фомина А.А., Колганов В.И. Технологическая эффективность бурения новых скважин на поздней стадии разработки старейшего Заборовского месторождения высоковязкой нефти. // Труды института «Гипростокнефть». – Самара. - 2008. - Вып. 66.

11. Фомина А.А., Демин С.В., Колганов В.И. Выработка запасов из водонефтяной зоны пластов Б₂+Б₃ Красноярского месторождения Самарской области. // Труды института «Гипростокнефть». - Самара. - 2005. – вып. 64.

12. Фомина А.А., Демин С.В., Колганов В.И. «Интегральный метод оценки технологической эффективности форсированного отбора жидкости на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» в 2000-2005 гг.» // Тезисы докладов VII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – М.: Изд. «Нефтяное хозяйство». - 2007.

13. Фомина А.А., Демин С.В., Колганов В.И., Пилягин В.Ю., Мальцева Ю.В. О механизме преждевременного обводнения добывающих скважин на залежах с подошвенной водой. // Труды института «Гипростокнефть». - Самара. - 2005. – вып. 64.

14. Фомина А.А., Колганов В.И., Демин С.В., Морозова А.Ю. Интегральный метод оценки технологической эффективности форсированного отбора жидкости на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» в 2000-2005 гг. // Труды института «Гипровостокнефть». – Самара. - 2008. - Вып. 66. // Труды института «Гипровостокнефть». – Самара. - 2008. - Вып. 66.

15. Фомина А.А. О механизме преждевременного обводнения добывающих скважин на залежах с подошвенной водой. // Нефтегазовые и химические технологии. Тезисы докладов III Всероссийской научно-практической конференции 25-26 октября 2005 – Самара. - 2005.

16. Kolganov V.I., Agrafenin S.I., Kovaleva G.A., Fomina A.A., Shashel A.G. «Similarities and Differences between Waterflooding Performances of Naturally Fractured Carbonate and Sandstone Reservoirs at Samara Region Mature Oil Field in Russia». // 19 World Petroleum Congress. A world in Transition: Delivering Energy for Sustainable Growth. - Madrid: SomCom Ltd, 2008.

Соискатель



А.А. Фомина

Подписано в печать «4» марта 2009 г.

Заказ № 178.

Формат 60x84 1/16.

Бумага офсетная.

Тираж 100 экз.

Усл.п.л. 1,75.

Отпечатано 443110 г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, корпус 8.
Самарский государственный технический университет