

ISSN 2074-2339

# научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Выпуск 23 [апрель-июнь 2011]

## ЭНЕРГИЯ ЗНАНИЙ

**16**

Информационные технологии  
при планировании и мониторинге  
эксплуатационного бурения  
на месторождениях  
ОАО «НК «Роснефть»

**30**

Проблемы разработки:  
от кило- до нанометров

**20**

Физико-химические методы  
повышения нефтеотдачи.  
Полимерное воздействие (обзор)

**46**

Современное состояние работ  
по гидроразрыву пласта в мире



**РОСНЕФТЬ**



**РОСНЕФТЬ**  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ВЕСТНИК  
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

#### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Худайнатов Э.Ю.

(главный редактор)

Байков В.А.

Бачин С.И.

Берлин А.В.

Гиладев Г.Г.

Глебов Л.С.

Гончаров И.В.

Грибов Е.А.

Давыдова Е.А.

Думанский Ю.Г.

Заикин И.П.

Исмагилов А.Ф.

Кажаров Р.Н.

Кондратьев Н.А.

Кошовкин И.Н.

Кузнецов А.М.

Латыпов А.Р.

Малышев Н.А.

Нападовский В.В.

Рудяк К.Б.

Телин А.Г.

Томин В.П.

Тыщенко В.А.

Уваров Г.В.

Щукин Ю.В.

#### СЕКРЕТАРИАТ

Хлебникова М.Э. (ответственный

секретарь редакционной коллегии)

Мамлеева Л.А.

Сдано в набор 16.05.2011

Подписано в печать 17.06.2011

Тираж 1300 экз.

© ОАО «НК «Роснефть», 2011

Зарегистрирован

Федеральной службой по надзору

за соблюдением законодательства

в сфере массовых коммуникаций и охране

культурного наследия

01.06.2007 г. ПИ № ФС77-28481

При перепечатке материалов ссылка на

«Научно-технический вестник

ОАО «НК «Роснефть» обязательна

**Отпечатано в ООО «Август Борг»**

Научное редактирование статей и

progress ЗАО «Издательство

«Нефтяное хозяйство»

117997, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1

[www.oil-industry.ru](http://www.oil-industry.ru)

## СОДЕРЖАНИЕ

### КОНФЕРЕНЦИИ

**2 Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти**

**4 Инжиниринг строительства и реконструкции скважин**

### ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

**6 Ставинский П.В., Левин Д.Н., Прудников А.А., Бирун Е.М.**  
Анализ неопределенностей и рисков при оценке запасов и планировании бурения скважин (на примере месторождений Юганского региона)

**11 Кудин Е.В., Королев С.Н., Поляков А.А., Меркушкина Ю.В.**  
Выделение зон развития коллекторов и обоснование границ залежей нефти в глинистых отложениях хадумского горизонта Ставропольского края (на примере Ачикулакского месторождения)

### БУРЕНИЕ СКВАЖИН

**16 Кудашов К.В., Малахов Р.А.**  
Информационные технологии при планировании и мониторинге эксплуатационного бурения на месторождениях ОАО «НК «Роснефть»

### РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**20 Берлин А.В.**  
Физико-химические методы повышения нефтеотдачи.  
Полимерное воздействие (обзор)  
Часть II. Изучение эффективности полимерного воздействия

**30 Байков В.А., Газизов Р.К., Латыпов А.Р., Яковлев А.А.**  
Проблемы разработки: от кило- до нанометров

**34 Кадочникова Л.М., Шихов С.В., Снохина А.В., Дергунов Н.В., Сухер В.З., Николаев М.Н.**  
Выбор перспективных участков разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в условиях низкой изученности

**39 Оленчиков Д.М., Сапожников А.Е., Штин Н.А., Чебкасов Д.С.**  
Повышение точности оценки продуктивности пласта при помощи учета статистических данных о его свойствах

**42 Леви В.Б.**  
Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей

### СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

**46 Экономидес М.Дж.**  
Современное состояние работ по гидроразрыву пласта в мире

**52 Economides M.J.**  
The International State of Hydraulic Fracturing, 2011

### ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

**58 Иванова О.И.**  
Экологическое состояние лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть» в Иркутской области

**61 Рефераты**

# Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти

26-28 апреля в г. Уфе прошла IV научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти».

Организаторы конференции: ОАО «НК «Роснефть», ООО «РН-Уфанипинефть», Общество инженеров-нефтяников SPE и журнал «Нефтяное хозяйство».



Президиум конференции: заместитель генерального директора ООО «РН-Уфанипинефть» В.А. Байков, генеральный директор ООО «РН-Уфанипинефть» А.Р. Латыпов, главный редактор журнала «Нефтяное хозяйство» В.Н. Зверева, заместитель директора Департамента научно-технического развития и инноваций ОАО «НК «Роснефть» А.М. Кузнецов

В конференции приняли участие 185 специалистов, представляющих более 60 российских и зарубежных нефтегазовых компаний, научно-исследовательских центров, сервисных предприятий, вузов. Среди них: ОАО «АНК «Башнефть», ООО «СК «Русьветпетро», ООО «Газпромнефть НТЦ», ООО «ТННЦ» ОАО «ТНК-ВР», СургутНИПИнефть, ООО «КогалымНИПИнефть», ООО «ПечорНИПИнефть», ООО «РуссНефть-НТЦ», ОАО «ВНИИнефть», ОАО НПФ «Геофизика», ООО «Деко-геофизика», ЗАО «Центр технологий моделирования», ООО «Дельта Ойл Проект», ЗАО «ЭПАК-Сервис», компания «Роксар», ООО «Футро Геосайенс ГмбХ», НОЦ «Нефтегазовый центр МГУ» и др.

За три дня работы конференции на пленарных сессиях было заслушано и обсуждено 40 докладов, представлено 28 стендовых докладов.

В рамках конференции проведены заседания трех Круглых столов:

- Анализ эффективности сейсморазведочных работ;
- Информационные технологии в нефтехимии и нефтепереработке;
- Влияние анализа погрешностей входных данных на оценку неопределенностей прогноза технологических параметров.

На пленарных сессиях обсуждались вопросы использования информационных технологий при проектировании и мониторинге разработки месторождений, современные технологии обработки и интерпретации данных сейсморазведки, вопросы геологического и гидродинамического моделирования залежей, изучения и разработки сложных и нетрадиционных коллекторов, современные технологии интенсификации добычи, а также исследований скважин, керна и пластовых флюидов.

Открылась конференция чрезвычайно интересным докладом «Суперкомпьютерные технологии при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов», который представили М.Ю. Токарев (НОЦ «Нефтегазовый



центр МГУ») и В.А. Байков (ООО «РН-УфаниПИ-нефть»). О информационных технологиях ОАО «НК «Роснефть» в области планирования и мониторинга бурения рассказал в своем докладе заместитель начальника Управления геологического сопровождения бурения скважин Департамента разработки месторождений К.В. Кудашов.

Большой интерес у участников вызвали доклады «Живые» гидродинамические модели» (Д.Е. Кондаков, ЗАО «Центр технологий моделирования»), «Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей» (В.Б. Леви, ООО «Газпромнефть НТЦ»), «Построение геологической модели сложностроенных карбонатных месторождений с помощью геостатической инверсии» (М.Л. Евдокимова, ООО «Фугро Геосейенс Гмбх»), «Методика выбора скважин-кандидатов для интенсификации добычи с использованием математического аппарата нечеткой логики» (М.М. Галиуллин, ООО «ТННЦ»), «Оценка продуктивности коллекторов способом статистической корреляции лабораторных данных» (Я.Х. Саэтгалеев, ООО «Когалым-НИПИнефть») и многие другие.

В рамках конференции состоялась открытая лекция «Моделирование технологий повышения нефтеотдачи пласта» (автор – Ален Зайтун, почетный лектор SPE, президент компании Poweltec), на которой кроме участников конференции присутствовали сотрудники и студенты уфимских вузов УГНТУ, УГАТУ.

Проведенный опрос участников конференции (анкетирование) в очередной раз показал, что кон-



М.Ю. Токарев

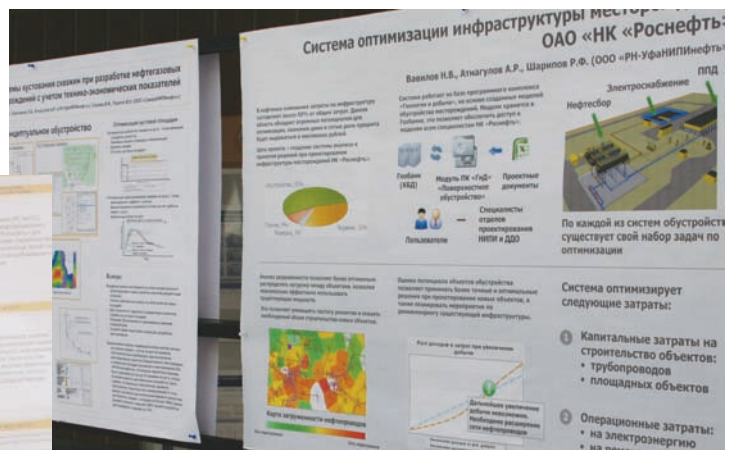


В.А. Байков

ференция приобрела заслуженную известность и становится все более привлекательной для широкого круга специалистов. Об этом также свидетельствует тот факт, что многие компании командировали на конференцию большие группы специалистов (до 17 человек), среди которых много молодежи. Большой интерес вызвали заседания Круглых столов, открывающих возможности для активного и заинтересованного обмена мнениями профильных специалистов. Практика проведения Круглых столов будет продолжена.

В кулуарах и у стендовых докладов конференции проходили активные дискуссии между участниками.

На сайте журнала «Нефтяное хозяйство» ([www.oil-industry.ru](http://www.oil-industry.ru)) размещены презентации и тезисы докладов участников.



# Инжиниринг строительства и реконструкции скважин

1-3 июня 2011 г. в Самаре прошла I Научно-практическая конференция «Инжиниринг строительства и реконструкции скважин».

Организаторами конференции выступили ОАО «НК «Роснефть», ООО «СамараНИПИнефть», самарская секция SPE и журнал «Нефтяное хозяйство».



Президиум конференции

В конференции приняли участие более 100 специалистов, представляющих 40 российских и зарубежных нефтегазовых компаний, научно-исследовательских центров, проектных институтов, сервисных предприятий и вузов. Кроме представителей добывающих предприятий ОАО «НК «Роснефть» и корпоративных НИПИ активное участие в работе конференции приняли специалисты ООО «Газпромнефть НТЦ», ЗАО «Сибнефтепроект», ООО «ЮганскНИПИ», ООО «КогалымНИПИнефть», ОАО «СибНИИ НП», НПО «Буровая техника», группы компаний «Сервис крепления скважин», ООО «Экобур», ЗАО «НПО Ресурс», ОАО «НПП «Бурсервис», Schlumberger Ltd., M-I SWACO LLC, Halliburton International Inc., Weatherford International Ltd. и др.

За три дня работы конференции было заслушано и обсуждено более 40 докладов.

Открыл конференцию заместитель директора Департамента научно-технического развития и инноваций А.М. Кузнецов.

В приветственном слове начальник Управления инжиниринга и проектирования скважин Департамента бурения, скважинных технологий и супервайзинга ОАО «НК «Роснефть» В.И. Горшенин подчеркнул, что создание и развитие системы инжиниринга строительства и реконструкции скважин является одним из основных направлений повышения эффективности буровых работ. Особую роль при этом играет созданный в Самаре на базе ООО «СамараНИПИнефть» Проектно-инжиниринговый центр,

который должен обеспечить совершенствование проектных решений, организацию инженерно-технологического сопровождения и проведение необходимых научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Руководитель Проектно-инжинирингового центра В.Н. Гнибидин выступил с докладом «Основные принципы построения системы инжиниринга строительства и реконструкции скважин», в котором представил основные направления развития и результаты работы центра.

Доклады участников конференции были посвящены следующим наиболее актуальным темам:

- создание системы инжиниринга бурения;
- разработка проектно-сметной документации;
- инженерно-технологическое сопровождение бурения;
- новые техника и технологии в бурении;
- экология.

Результаты анализа эффективности существующей системы инжиниринга бурения по своим предприятиям представили начальник Управления по бурению скважин ОАО «Самаранефтегаз» А.А. Великохатко, заместитель начальника управления строительства скважин ООО «РН-Юганскнефтегаз» Р.Б. Гарифуллин, заместитель генерального директора по бурению ООО «РН-Пурнефтегаз» М.А. Кемпф, заместитель начальника службы заказчика по бурению ООО «РН-Северная нефть» В.А. Сурмин.



Доклад руководителя Проектно-инжинирингового центра В.Н. Гнибидина

Большой интерес у участников вызвали доклады «Автоматизация и оптимизация управления системой инжиниринга бурения в рамках комплексной системы «Производство буровых работ» (В.П. Пальчунов, ООО НВП «Модем»), «Гидроимпульсный метод ликвидации поглощений бурового раствора при бурении на площадях Восточной Сибири» (В.А. Мельников, ООО «РН-КрасноярскНИПИ-нефть»), «Новое поколение роторных управляемых систем компании «Шлюмберже – PowerDrive Archer» (О.В. Джембинов, Schlumberger Ltd.), «Новые возможные подходы по определению напряженного состояния горных пород» (И.В. Доровских, СамГТУ), «Опыт применения раствора «Мегадрил» на месторождениях ОАО «НК «Роснефть»» (С.Н. Алябьев, M-I SWACO LLC), «Решения для оптимизации буровой. Концепция повышения производительности» (Герхард Тонхаузер, TDE Thonhauser Data Engineering GmbH, Австрия) и др.

По результатам трехдневной работы были подготовлены решения конференции, которые включают предложения не только по совершенствованию структуры, функций и бизнес-процессов в области инжиниринга бурения в ОАО «НК «Роснефть», но и по решению ряда вопросов, возникающих практически у всех российских организаций, занимающихся проектированием строительства и реконструкции скважин. В связи с этим принято решение о создании координационного совета по проблемам проектирования строительства и реконструкции скважин. Первоочередной задачей этого совета, в частности, станет подготовка предложений по совершенствованию системы государственной экспертизы проектов.

На сайте журнала «Нефтяное хозяйство» ([www.oil-industry.ru](http://www.oil-industry.ru)) размещены презентации и отдельные доклады участников конференции. Статьи по материалам ряда представленных докладов будут опубликованы в Научно-техническом вестнике ОАО «НК «Роснефть» и журнале «Нефтяное хозяйство».



В перерывах заседаний среди участников конференции проходили активные дискуссии по актуальным проблемам разработки проектно-сметной документации, автоматизации, внедрения новых технологий, профессионального обучения и развития персонала. Устанавливались новые деловые контакты, в конструктивном диалоге обсуждались решения текущих задач.

Участниками конференции были высказаны пожелания проводить конференцию по инжинирингу бурения ежегодно.

# Анализ неопределенностей и рисков при оценке запасов и планировании бурения скважин (на примере месторождений Юганского региона)

П.В. Ставинский, Д.Н. Левин, А.А. Прудников, Е.М. Бирун (ОАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** анализ неопределенностей и рисков, многовариантное моделирование, неопределенности параметров залежи, погрешности, оценка запасов, анализ чувствительности, подсчет запасов объемным методом.

**Адреса для связи:** p\_stavinskiy@rosneft.ru, d\_levin@rosneft.ru

## Введение

В конце 90-х прошлого века и начале XXI в. многие международные нефтяные компании значительно улучшили показатели геолого-разведочных работ, используя принципы анализа рисков и управление портфельными активами, комбинируя их с новыми геотехнологиями. Риск геологоразведки не может быть устранен, но, несомненно, может быть значительно уменьшен в масштабе портфельных активов. Широко распространенное внедрение стандартизированных методов анализа рисков в 90-х годах способствовало введению необходимой дисциплины в нефтегазовую разведку и разработку. Для оптимизации размещения средств на геологоразведку и разработку месторождений нефти и газа в последнее время все большее внимание уделяется концепции управления портфельными активами путем оценки принятия решения на основе анализа неопределенностей и оценки рисков.

Наиболее значимыми являются неопределенности, связанные с геологическим строением месторождения и запасами углеводородного сырья. Учет этих неопределенностей гарантирует повышение эффективности принятия решения при капитальных вложениях. Налоги и геополитика в данном случае в меньшей степени влияют на процесс принятия решения и их учет не гарантирует положительного результата.

Подсчет запасов углеводородного сырья является наиболее важным этапом работы специалиста нефтегазовой отрасли, так как большинство технических решений базируется на рекомендациях, следующих из сопоставления затрат с результатами бу-

рения и добычи [1]. В статье рассмотрены методы анализа неопределенностей и оценки рисков на стадии геологического моделирования и подсчета начальных балансовых запасов по месторождениям Юганского региона. При этом было необходимо увязать детальное геологическое моделирование и разработку месторождений, так как неопределенности, выявленные на стадии создания геологической основы, впоследствии влияют на решения в области разработки (размещение горизонтальных стволов, зарезок и др.) [2-5].

Современные требования к построению моделей определяют необходимость анализа неопределенностей и рисков на основе оценки достоверности параметров залежи и методов многовариантного моделирования. Результаты последнего, представленные в виде карт и кубов геологических параметров, являются основой для бурения разведочных и добывающих скважин, а также для планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) с целью увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН).

## Количественная оценка неопределенностей параметров залежи

Первоочередной задачей анализа неопределенностей и рисков при оценке запасов является количественная оценка вариации параметров, влияющих на подсчет запасов. Главный способ количественной оценки неопределенностей основан на вычислении случайных погрешностей, методы расчета которых различаются в зависимости от исследуемого параметра. Случайные погрешности в отличие от систематических неизбежно присутствуют

при определении подсчетного параметра по геофизическим данным (сейсморазведка, картаж скважин) и результатам лабораторных исследований. В данной статье оценка случайных погрешностей параметров залежи рассматривается как оценка неопределенности для проведения статистического моделирования методом Монте-Карло или построения многовариантной геологической модели.

Точность структурных построений по данным сейсморазведки оценивается с помощью методов, изложенных в Методических рекомендациях [6]. Основным способом оценки погрешностей структурных построений является вычисление стандартного отклонения абсолютных глубин, определенных по сейсмической карте в точках пластопересечения с траекториями скважин, от абсолютных отметок соответствующих маркеров  $Z_0$  по скважинным данным. Возможно также применение способа оценки среднего квадратического отклонения от линии регрессии при использовании линейной регрессионной зависимости  $Z_0(T_0)$  или  $\Delta Z(T_0)$  для структурных построений. Распространенными способами оценки погрешности являются методы cross-validation (эталонной выборки) и jack-knife (поочередного отбрасывания контрольных точек из всего множества пар).

Точность определения отметки водонефтяного контакта (ВНК), принятого по результатам опробования скважин, может быть оценена путем определения максимальной абсолютной отметки подошвы нефтяного пласта и минимальной отметки кровли водоносного пласта по данным геофизических исследований скважин (ГИС), давших в результате опробования нефть с водой. Погрешности определения эффективных толщин, коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости, пересчетного коэффициента, плотности нефти чаще всего определяются как погрешности средних арифметических значений [7]. Кроме того, целесообразно использовать оценку погрешностей коэффициентов пористости и нефтенасыщенности, учитывающую как дисперсию параметра по всей выборке, так и дисперсию средних значений параметра по скважинам. Итоговая оценка погрешности определения запасов объемным методом представляет собой среднегеометрическую сумму погрешностей подсчетных параметров. Погрешность определения извлекаемых запасов может быть получена добавлением в среднегеометрическую сумму члена, соответствующего погрешности определения КИН.

Таким образом, применение аппарата теории ошибок позволяет провести количественную оценку неопределенностей параметров залежи для использования при двух- и трехмерном моделировании или при статистическом анализе методом Монте-Карло.

### Анализ чувствительности оценки запасов к неопределенностям параметров залежи

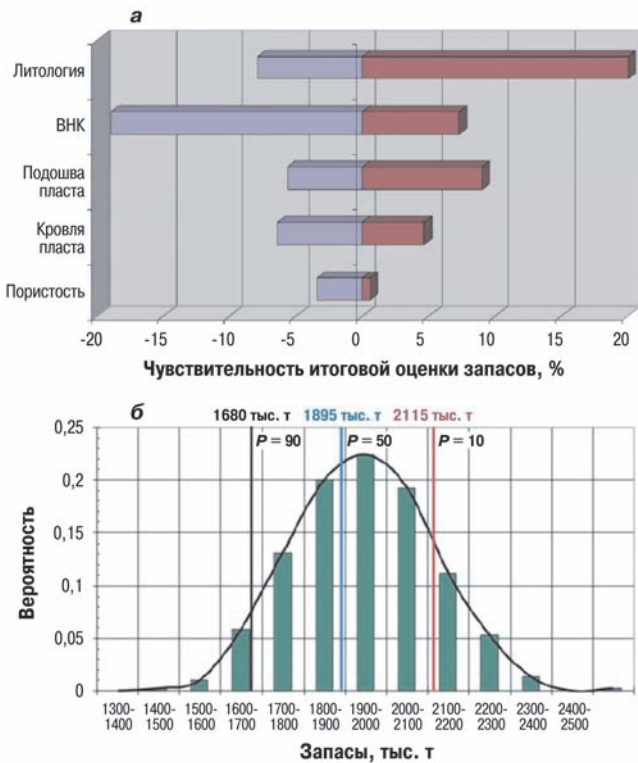
Перед построением многовариантной геологической модели или проведением анализа методом Монте-Карло неопределенности параметров залежи ранжируются по степени влияния на оценку геологических запасов. На этом этапе необходимо определить, какие подсчетные параметры наиболее сильно влияют на величину геологических запасов нефти. Рассмотрим, от чего зависят подсчетные параметры (за исключением плотности нефти и пересчетного коэффициента) и способы их варьирования при трехмерном многовариантном моделировании.

На площадь нефтеносности в основном влияют конфигурация структурных поверхностей по кровле и подошве пласта, положение ВНК и объем коллектора. Варьирование площади нефтеносности в трехмерной модели достигается следующими способами:

- вариациями структурных поверхностей в межскважинном пространстве на величину, определяемую на основе оценки точности структурных построений;
- изменением положения ВНК [7] в пределах от нижней (по абсолютной величине) отметки водоносного пласта до верхней отметки подошвы нефтяного пласта по данным ГИС, испытаний и анализа керна;
- стохастическим моделированием куба литологии (или NTG).

На эффективную нефтенасыщенную толщину влияют вариации литологии в межскважинном пространстве и положение ВНК. Моделирование вариаций эффективной нефтенасыщенной толщины может быть проведено теми же способами, что и моделирование вариаций площади нефтеносности. Варьирование коэффициента пористости нефтенасыщенной части коллектора проводится с помощью изменения высотного положения ВНК и стохастическим моделированием непрерывного параметра пористости. Аналогично выполняется варьирование коэффициентов нефте- и водонасыщенности. Для учета вариаций плотности нефти и пересчетного





**Рис. 1.** Торнадо-плот для определения чувствительности оценки запасов к изменениям параметров залежи (а) и вероятностная кривая распределения запасов (б)

коэффициента могут использоваться диапазоны неопределенности этих параметров, полученные с помощью аппарата теории ошибок, т.е. с помощью вычисления случайных погрешностей.

Результатом ранжирования неопределенностей и анализа чувствительности является определение параметров, наиболее сильно влияющих на оценку запасов. Самым удобным графическим способом представления результатов анализа чувствительности является торнадо-плот (рис. 1). Например, из рис.1, а, видно, что оценка запасов наиболее чувствительна в данном случае к неопределенностям модели литологии и положения ВНК. В то же время неопределенности структурных поверхностей по кровле и подошве пласта практически одинаково влияют на неопределенность оценки запасов, что объясняется использованием единой оценки вариации этих поверхностей в межскважинном пространстве.

### Анализ неопределенностей и рисков при 3D геологическом моделировании

Современное программное обеспечение геологического моделирования позволяет автоматически строить множество равновероятных реализаций

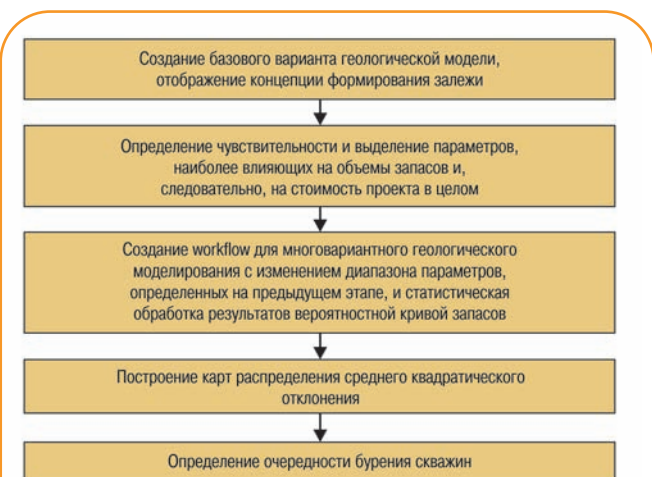
геологической модели, а также проводить статистический анализ множества реализаций для определения зон наибольшего риска для планирования бурения разведочных и эксплуатационных скважин. При оценке неопределенностей модели методом многовариантного стохастического моделирования выполняется многократное перестроение модели на основе вариаций структурных поверхностей по кровле и подошве пласта, поверхности ВНК, параметров пористости и литологии. В результате по множеству реализаций геологической модели строится карта среднего квадратического отклонения параметра [8]. Результатами построения трехмерной геологической модели с учетом неопределенностей являются:

- карты средних квадратических отклонений параметров (в первую очередь эффективных нефтенасыщенных толщин и нефтенасыщенного порового объема);
- вероятностная кривая распределения запасов с определением квантилей P10, P50, P90 (рис. 1, б).

### Эффективность применения методики

Рассмотрим применение описанной методики на двух месторождениях Юганского региона.

Задачей проекта являлось оперативно (в течение не более трех дней) обновить секторную геологическую модель по результатам бурения трех скважин и дать рекомендации по дальнейшему бурению двух скважин. Общая схема работ представлена на рис. 2. Сложность поставленной задачи заключалась в том, что необходимо было оценить риски бурения в приконтурной зоне, где велика вероятность бурения скважины в водоносном пласте.



**Рис. 2.** Алгоритм использования методики анализа неопределенностей при определении местоположения скважин-кандидатов для бурения

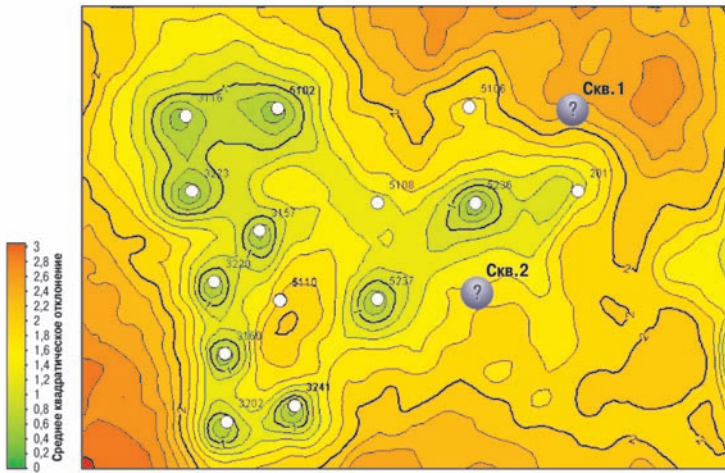


Рис. 3. Карта среднего квадратического отклонения, построенная на основе карт эффективной нефтенасыщенной толщины коллектора

На первом этапе были детально проанализированы сейсмогеологические данные и выявлены параметры, наиболее значимые для решения поставленной задачи: положение ВНК; положение кровли пласта. На основе построенной многовариантной (100 реализаций) секторной геологической модели даны рекомендации по бурению двух скважин с прогнозной эффективной толщиной коллектора, равной соответственно 4,8 и 6,9 м. Одновременно с многовариантным моделированием строились карты эффективных нефтенасыщенных толщин, с использованием которых получена карта среднего квадратического отклонения (рис. 3). Рекомендованная к бурению скв. № 1 находится в зоне с большей неопределенностью, чем рекомендованная скв. 2. Однако, исходя из того, что в обеих скважинах согласно многовариантному расчету дан прогноз толщин коллектора, допустимых даже в пессимистичном для этого месторождения сценарии, принято решение бурить обе скважины.

После бурения проведено сравнение прогнозных и фактических параметров (рис. 4). В результате установлено, что в скв. 1, по которой неопределенность была выше, погрешность определения литологии больше, чем в скв. 2 с наименьшей прогнозной неопределенностью. Так, в скв. 1 прогнозная и модельная эффективная нефтенасыщенная толщина составила соответственно 4,8 и 6,5 м, в скв. 2 – соответственно 6,9 и 7,1 м, погрешность – соответственно 26 и 2,8 %. Отмеченное подтвер-

ждает корректность расчета неопределенности до бурения (см. рис. 3).

На величину погрешности в прогнозе литологии по скв. 1 повлияло еще и то, что в этой скважине зафиксирована большая погрешность определения структурных отметок по данным сейсморазведки. Разница между этими данными и фактическими результатами бурения по скв. 1 составляет 6,9 м, по скв. 2 – 1 м. Положение ВНК подтвердилось с точностью до 1 м. В результате бурения запускной дебит нефти скв. 1 составил около 191 т/сут, а скв. 2 – около 186 т/сут.

Приведем другой пример. Для оптимизации отбора запасов нефти необходимо рассмотреть возможность оперативного изменения системы разработки на площади для двух кустов скважин.

После выполненного сейсмогеологического анализа и построения в результате анализа неопределенностей и многовариантного моделирования карт среднего квадратического отклонения по нефтенасыщенному поровому объему принято решение об изменении системы разработки путем бурения горизонтальных скважин вместо наклонно направленных (рис. 5). После того, как изменения были внесены в дополне-

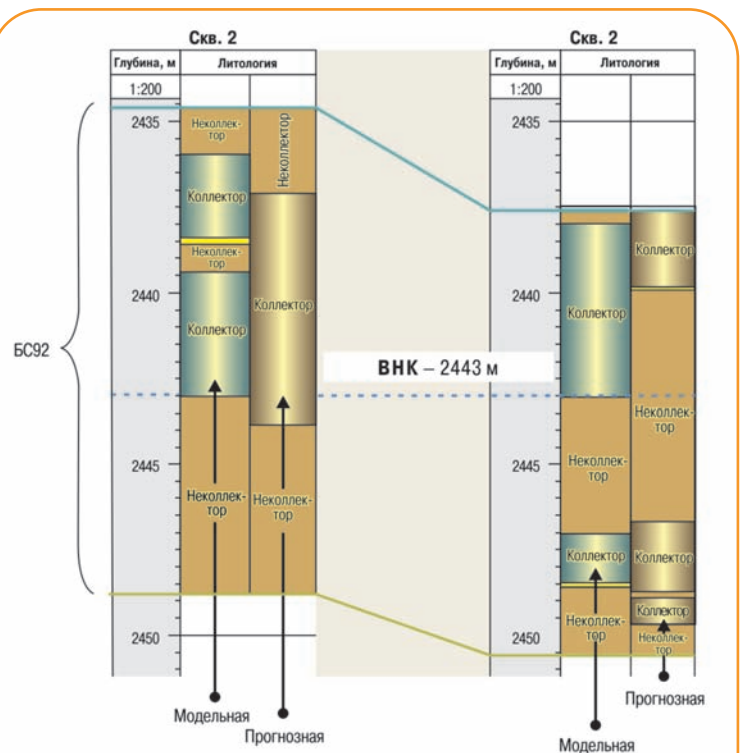


Рис. 4. Сравнение прогнозных и модельных (по результатам бурения) эффективных толщин коллектора в скв. 2 и 1

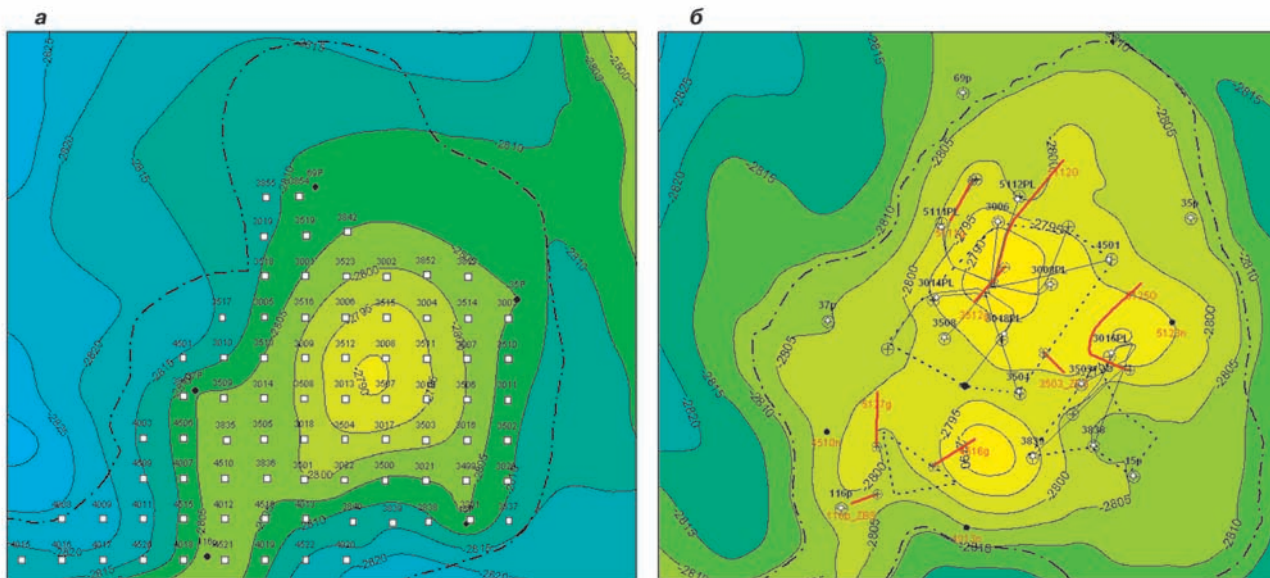


Рис. 5. Система разработки 2007 г. (а) и измененная в результате геолого-гидродинамического моделирования 2010 г. (б)

ние к технологической схеме разработки месторождения и начато бурение первых скважин, проводилось постоянное обновление геолого-гидродинамической модели. По результатам анализа, выполненного на основе геолого-гидродинамической модели, принято решение о заложении дополнительных шести горизонтальных скважин.

В процессе работы проводилась постоянная корректировка положения горизонтальных участков скважин с учетом данных многовариантного моделирования (оптимистичных, пессимистичных и наиболее вероятных характеристик резервуара) и выбиралась наиболее оптимальная траектория, согласованная с ООО «РН-Юганскнефтегаз». В результате выполненных работ дополнительная добыча нефти с этого участка превысила 600 тыс. т.

## Заключение

Рассмотренная методика анализа неопределенностей и рисков при оценке запасов и построении геологических моделей позволяет получать диапазоны возможного изменения запасов исследуемой залежи или ее части, а также определять точки заложения разведочных и добывающих скважин. Особенности данной методики являются выявление параметров, которые наиболее значительно влияют на неопределенность оценки запасов, и выработка рекомендаций по проведению дополнительных исследований.

Представленный комплекс методических приемов анализа неопределенностей и рисков при оценке запасов залежей нефти должен использоваться в рос-

сийских нефтяных компаниях для решения различных прикладных задач и принятия проектных решений на стадиях разведки и разработки нефтяных месторождений.

## Список литературы

1. Гришин Ф.А. Подсчет запасов нефти и газа в США. – М.: Недра, 1993.
2. Garb F.A. Oil and Gas Reserves Classification, Estimation, and Evaluation // Journal of Petroleum Technology. – 1985. – March. – P. 373-390.
3. Garb F.A. Assessing Risk and Uncertainty in Evaluating Hydrocarbon Producing Properties, Journal of Petroleum Technology. – 1988. – June. – P. 765-778.
4. Newendorp P.D. Decision Analysis for petroleum Exploration. – Tulsa, 1975. – 667 p.
5. Peter R. Rose. Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures // AAPG Methods in Exploration series. – 2001. – May. – № 12.
6. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа / В.Б. Левянт, Ю.П. Ампилов, В.М. Глоговский [и др.] – М.: МПР РФ, ОАО «ЦГЭ», 2006.
7. Справочник по нефтепромысловой геологии / Н.Е. Быков, А.Я. Фурсов, М.И. Максимов [и др.] / Под ред. Н.Е. Быкова, М.И. Максимов, А.Я. Фурсова – М.: Недра, 1981. – 525 с.
8. Черкас Е.О., Антоненко Д.А., Ставинский П.В. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – № 3. – С. 6-10.



толщах олигоцена, проблемы выделения продуктивных интервалов разреза, оценки их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и геометризации выявленных залежей в настоящее время не решены.

## Геологическое строение и нефтегазоносность хадумского горизонта

Большинством исследователей хадумский горизонт отнесен к нижней части майкопской серии. Хадумские отложения формировались на протяжении рюпельского и хатского веков, т.е. на рубеже раннего и позднего олигоцена. Отложения хадумского горизонта согласно залегают на подстилающих породах белоглинской свиты, а его верхняя граница в стратиграфически полных разрезах определяется по исчезновению карбонатных глин и появлению песчано-алевролитовых и глинистых прослоев, характерных для баталпашинской свиты.

Название «хадумский горизонт» было дано Н.С. Шатским в 1924 г. по горе Хадум при описании сулакского разреза в Дагестане. Позднее было выяснено, что аналоги этих отложений имеют широкое распространение на всем протяжении предгорий Кавказа и в Предкавказье. Классический сулакский разрез представлен черными сильно битуминозными мергелями, переходящими выше по разрезу в песчанистые слабоизвестковистые глины. Его общая толщина равна 46 м. Накопление хадумских отложений сулакского типа происходило в обстановке глубоководного шельфового бассейна с глубинами 300-500 м (рис. 2) при быстром погружении

краевого прогиба, наложенного на позднеюрско-эоценовый пострифтовый бассейн, существовавший до начала альпийского сжатия на месте Большого Кавказа [3].

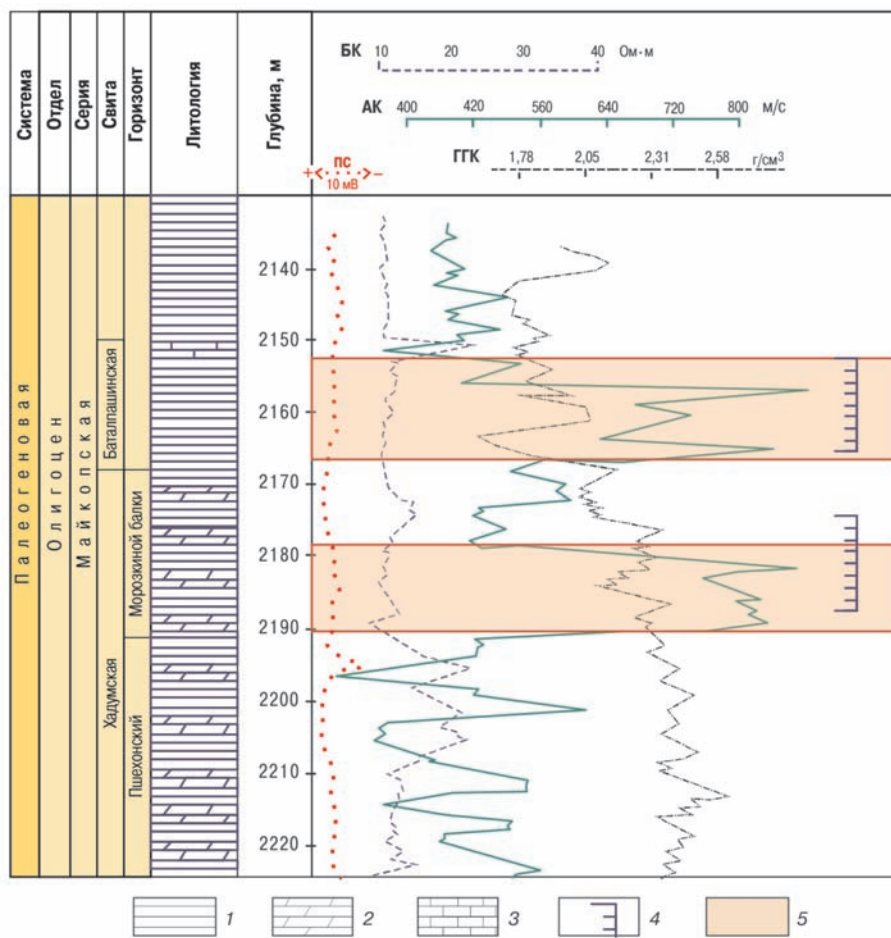
В Прикумской зоне поднятий и Восточно-Ставропольской впадине хадумская часть майкопа представлена маломощной пачкой глин с прослоями алевролитов и мергелей толщиной 25-30 м. На северо-западе хадумский горизонт представлен 130-м толщей алевролитов и аргиллитов с прослоями глин, развитой в полосе шириной 30-40 км и пересекающей Ставропольский свод с северо-востока на юго-запад. Источником обломочного материала являлись равнинные области Восточно-Европейской платформы.

Палеоботанические данные и результаты изучения микрофауны свидетельствуют о существовании в олигоценовое время тепловодного бассейна, который по температурным условиям был ближе к современным субтропическим водоемам. Одной из важнейших гидрологических особенностей хадумского бассейна являлось сероводородное заражение, вызвавшее полное отсутствие донной жизни [4], поэтому накопление тонкопелитовых осадков, обогащенных фитопланктоном, на большей части территории Предкавказья происходило в восстановительных условиях. Как следствие, хадумские отложения практически повсеместно характеризуются хорошими нефтематеринскими свойствами. Содержание органического вещества  $C_{орг}$  в породах составляет 0,5 – 3,7 %, средние значения  $C_{орг}$  достигают 1,4 %, снижаясь по мере увеличения карбонатности отложений. Количество хлороформенного битумоида в рассеянном органическом веществе пород очень высокое – 0,4-0,8 %. По совокупности показателей отложения хадумского горизонта относятся к нефтематеринским породам с высоким потенциалом. В северном Предкавказье уровни термической зрелости органического вещества пород  $R_0$  не превышают градаций  $MK_2$  ( $R_0 = 0,5-0,8$  %), что соответствует главной зоне нефтеобразования [2].

С учетом опыта изучения аналогичных коллекторов доманикового типа, содержащих автохтонные залежи нефти, можно предположить, что фильтрацион-



Рис. 2. Палеогеографическая карта раннего олигоцена [3]



**Рис. 3. Нефтенасыщенные интервалы в разрезе нижнего майкопа и хадумского горизонта Журавской площади [5]:**

глины листовые: 1 – некарбонатные; 2 – слабокарбонатные; 3 – мергели и известняки; 4 – интервалы испытаний; 5 – продуктивные интервалы разреза

ны с промышленными притоками нефти (25-100 м<sup>3</sup>/сут), низкодебитные (5-7 м<sup>3</sup>/сут), слабоприточные (0,01-1,5 м<sup>3</sup>/сут) и бесприточные [1]. В этом случае для обоснования границ залежей в хадумских резервуарах Восточного Ставрополя традиционно применяется следующий методический прием – контур нефтеносности проводится по касательной к окружностям двойного радиуса дренирования добывающих скважин. Такая методика имеет исключительно прикладной характер и свидетельствует о значительной доле условности в определении контура нефтеносности и далее при подсчете запасов углеводородного сырья. В сложившейся ситуации при подсчете запасов нефти Ачикулакского месторождения нами были разработаны и апробированы методические приемы обоснования границ залежей нефти в хадумских отложениях, рассмотренные ниже.

но-емкостная система хадумского резервуара состоит из слабопроницаемой пористой матрицы, содержащей основной объем запасов нефти, и проницаемой трещиноватой части. Проницаемые интервалы представлены карбонатно-глинистыми обогащенными кремнеземом породами (рис. 3). Поскольку многие авторы в своих работах указывали на связь залежей, выявленных в глинистых толщах олигоцена, с флексуобразными перегибами пород и надразломными зонами, вероятно, именно эти интенсивно окремненные слои глины были наиболее подвержены трещинообразованию. В дальнейшем сформированное емкостное пространство было заполнено нефтью из материнской толщи хадумского разреза.

Очаговое насыщение резервуаров хадумского горизонта явилось причиной того, что в пределах установленных полей нефтеносности часто на достаточно близком расстоянии встречаются скважи-

### Выделение зон развития коллекторов и обоснование границ залежей нефти

На диаграммах электрокаротажа хадумский горизонт характеризуется несколько повышенным кажущимся сопротивлением, а на диаграмме ГК – большей естественной радиоактивностью. Выше было отмечено, что продуктивные интервалы разреза, вероятно, приурочены к трещиноватым обогащенным кремнеземом интервалам. Следовательно, на фоне характерной для хадумских отложений повышенной естественной радиоактивности в зонах продуктивности хадумского резервуара показания ГК должны снижаться, так как радиоактивность кремнистых пород ниже радиоактивности обогащенных органикой глинистых пород. Кроме того, продуктивные интервалы должны выделяться по данным акустического каротажа как высокоскоростные (см. рис. 3).

Проведенное нами сопоставление результатов испытаний скважин со средними показаниями ГК, за-

Номер скважины	Средние показания ГК, мкР/ч	Начальный дебит, т/сут		Обводненность, %
		нефти	жидкости	
Продуктивные скважины				
2	-	19,2		1,6
9	-	0,1		37,5
11	-	0,06		40
56	19,1	0,3		0
60	13,7	2,4		94,7
65	18,4	6,1		0
4	-	1,7		
10	-	1,7		
27	13,4	Непереливающий приток воды с нефтью		
30	18,6	Слабый приток воды с нефтью (50 %)		
33	18,2	8,6	10	
37	15,4	2,9	3,7	
Среднее	16,6			
Непродуктивные скважины				
2рд	-			
5	-			
16				
25	-			
26	20			
44	21			
50	-			
59	21			
62	20			
Среднее	20,5			

регистрированными в хадумских отложениях, свидетельствуют о том, что притоки нефти в некоторых скважинах, например скв. 27, 56, 60, 65, получены из интервалов разреза со средними значениями естественной радиоактивности от 13,7 до 19,1 мкР/ч. Притоки нефти отсутствуют в интервалах со средними показаниями ГК более 19,5 мкР/ч. Средние значения естественной радиоактивности хадумских отложений в испытанных скважинах приведены в таблице. Статистическая обработка полученной информации показала, что граничное значение ГК, позволяющее отделить непродуктивный пласт от продуктивного, равно 19,4 мкР/час (рис. 4).

Далее была построена карта распределения значений ГК по площади (карта изогамм). Данные интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), связанные с аппаратными погрешностями, нами не учитывались. Полученные карты изогамм позволили установить резкое изменение петрофизических свойств хадумского горизонта в центральной части Ачикулакской площади (рис. 5).

В этих зонах отмечаются повышенные значения естественной радиоактивности (до 24 мкР/ч), а породы хадумского горизонта по данным испытаний являются непро-

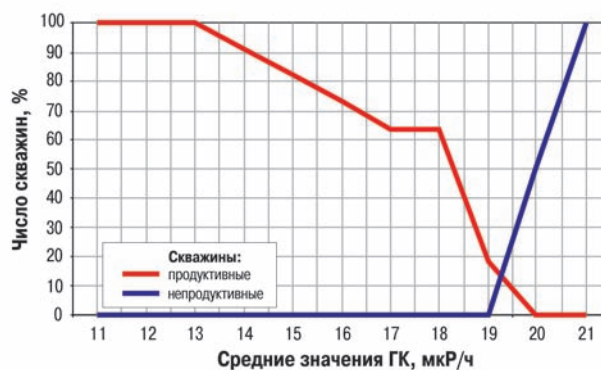


Рис. 4. Анализ интегральных распределений значений естественной радиоактивности

дуктивными. Для картирования зон отсутствия коллекторов и геометризации выявленных залежей изогамма с граничным значением 19,4 мкР/ч была перенесена на структурную карту. Таким образом было установлено, что хадумская залежь нефти подразделяется на две самостоятельные (рис. 6). Они располагаются на локальных участках сводов и при-сводовых частей Ачикулакского, Канального (Родионовский объект) и Правокумского поднятий и классифицируются как сводовые, литологически ограниченные. В одной из них – правокумско-родионовской – доказано наличие водонефтяного контакта (ВНК).

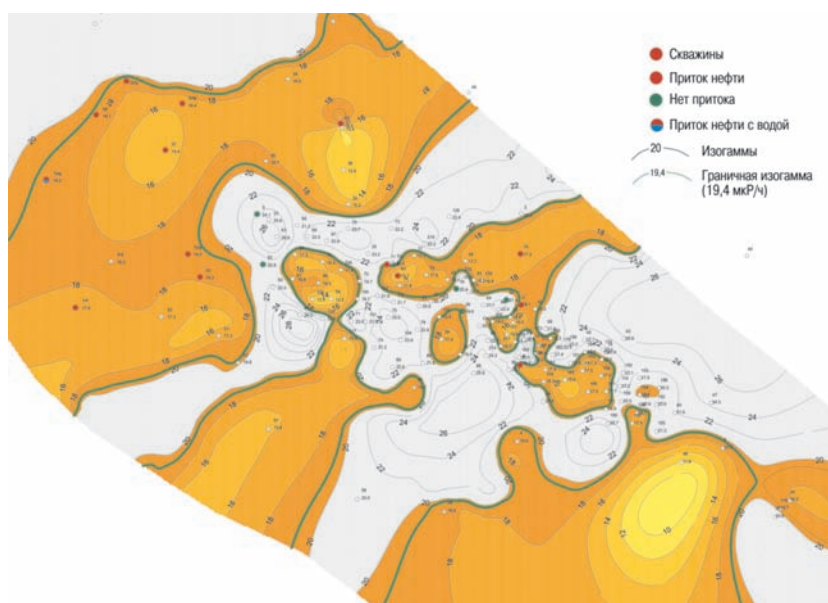
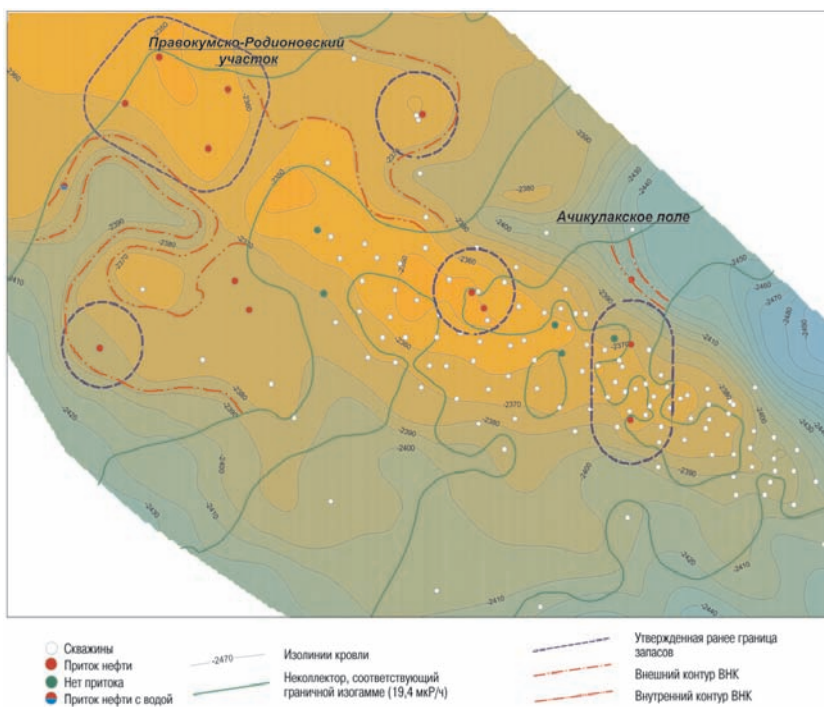


Рис. 5. Карта распределения значений естественной радиоактивности пород хадумского горизонта Ачикулакского месторождения

## Список литературы



**Рис. 6. Результирующая карта распространения залежей нефти в хадумском горизонте Ачикулакского месторождения**

## Заключение

В данной статье на примере Ачикулакского месторождения сделана попытка решить первые два вопроса из ряда важных для понимания особенностей нефтегазоносности хадумских отложений Восточного Ставрополя: выделение продуктивных интервалов разреза и геометрия выявленных залежей.

Изложенная методика может быть использована как инструмент для решения оперативных задач при подсчете запасов углеводородов и определения скважин, перспективных для проведения геологических мероприятий.

1. *Королев С.Н.* Модель глинистых коллекторов нефти в отложениях нижнего майкопа Воробьевского нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 6. – С. 41-45.

2. *Геология и нефтегазоносность Предкавказья/В.Е. Орел, Ю.В. Распопов, А.П. Скрипкин [и др.]*//Под ред. В.Е. Орла. – М.: ГЕОС, 2001. – 299 с.

3. *Никишин А.М., Еришов А.В., Никишин В.А.* Геологическая история западного Кавказа и сопряженных краевых прогибов на основе анализа регионального сбалансированного разреза // Доклады Академии Наук. – 2010. – Т. 430. – № 4. – С. 515–517.

4. *Шарафутдинов В.Ф.* Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью. Автореф. дисс. докт. г.-м. наук. – М.: МГУ, 2003.

5. *Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палин-пастических и геоэкологических карт Центральной Евразии/* Гл. ред. С.Ж. Даукеев. – Алматы, 2002. – 30 с.

6. *Нарыжный П.С.* О прогнозировании продуктивных коллекторов в глинах олигоцен-миоцена Восточного Предкавказья (на примере Журавской площади) // Прогнозирование геологического разреза и поиск сложно экранированных ловушек. – М., 1986. – С. 21-35.



# Информационные технологии при планировании и мониторинге эксплуатационного бурения на месторождениях ОАО «НК «Роснефть»<sup>1</sup>

К.В. Кудашов, Р.А. Малахов (ОАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** геонавигация, горизонтальная скважина, бурение, программное обеспечение.

**Адрес для связи:** k\_kudashov@rosneft.ru

## Введение

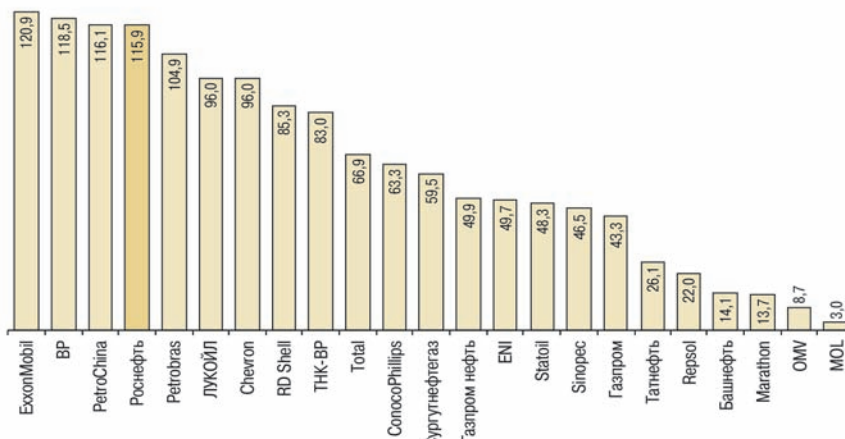
В 2010 г. НК «Роснефть» заняла 1 место среди российских и 4 место среди публичных международных нефтяных компаний по добыче нефти (рис. 1). Поддерживать и наращивать высокие уровни добычи невозможно без увеличения объемов бурения новых скважин и боковых стволов. Данные мероприятия вносят существенный вклад (более 10 %) в годовую добычу нефти компании.

Кроме того, ОАО «НК «Роснефть» – лидер по эффективности бурения новых скважин среди отечественных компаний (рис. 2). В 2010 г. дебит новых скважин ОАО «НК «Роснефть» в 2 раза превысил средний показатель по России. Этому способствуют:

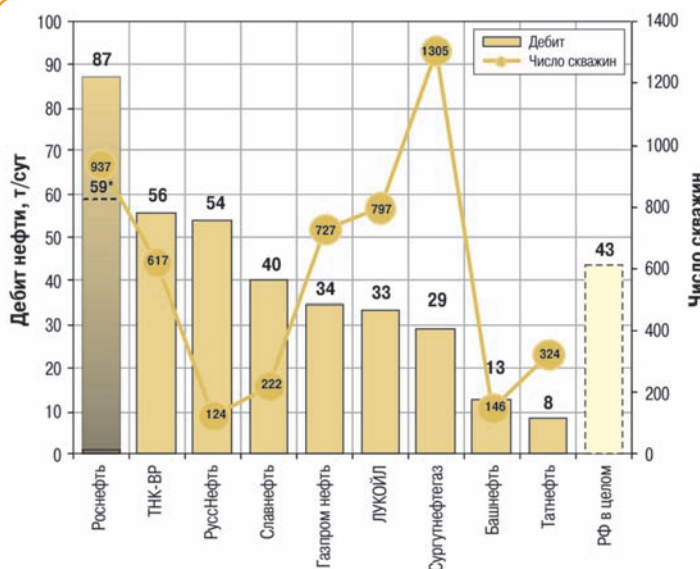
- качество запасов;
- постоянное совершенствование технологий заканчивания скважин;
- широкое применение геолого-технологических моделей при планировании;
- собственные методологические и программные разработки.

## Обзор используемого программного обеспечения

Основой программы бурения любой нефтегазовой компании являются утвержденные проектные решения, которые уточняются по мере бурения новых скважин на каждом ме-



**Рис. 1.** Добыча нефти публичных нефтяных компаний мира в 2010 г., млн. т.  
Источник: отчеты компаний за 2010 г. по US GAAP



**Рис. 2.** Дебит нефти и число новых скважин в 2010 г. по российским компаниям  
(\*данные по ОАО «НК «Роснефть» без учета Ванкора)

<sup>1</sup>Статья подготовлена по докладу, сделанному на IV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти» (26-28 апреля 2011 г., г. Уфа).

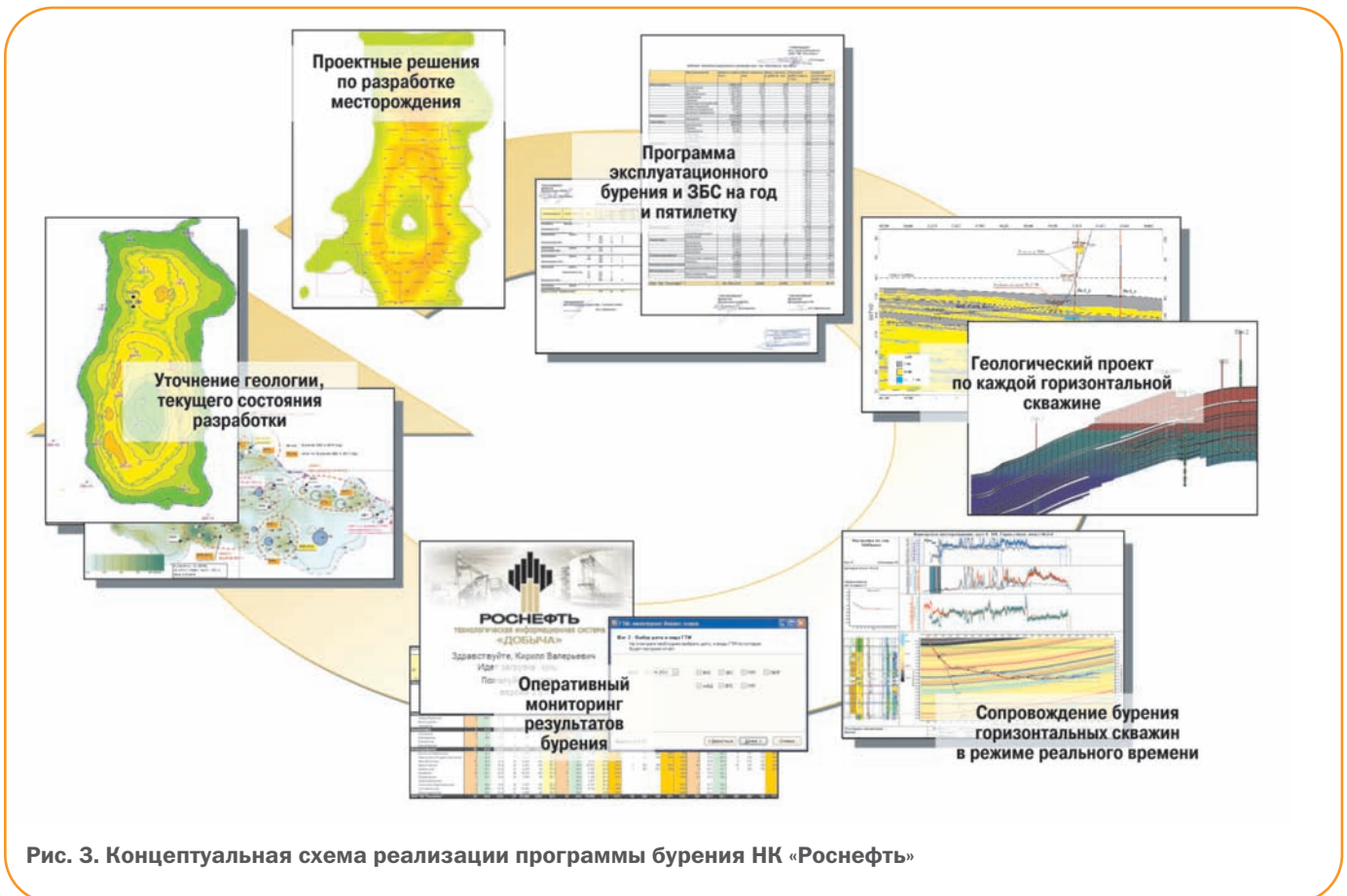


Рис. 3. Концептуальная схема реализации программы бурения НК «Роснефть»

сторождении. При подготовке проектных документов в ОАО «НК «Роснефть» применяется широкий спектр специализированного программного обеспечения как коммерческого, так и собственной разработки, в частности пакеты геологического (Schlumberger Petrel, IRAP RMS), гидродинамического (Schlumberger Eclipse, CMG STARS) моделирования и др.

Учет результатов реализации программы бурения и других мероприятий, выполненных на месторождениях компании за предыдущий год, приводит к необходимости ежегодного уточнения рейтинга объектов эксплуатационного бурения, на основе которого готовится пятилетняя программа бурения. Последняя является составной частью бизнес-плана компании и ее дочерних обществ. При уточнении рейтинга важно учитывать все геолого-промысловые данные и их самые последние изменения. Для решения этой задачи при подготовке программы бурения и зарезки боковых стволов (ЗБС) геологические службы используют программный комплекс «Геология и Добыча» (ПК «ГИД») разработки ООО «РН-УфаНИПИ-нефть», имеющий разнообразный функционал в части хранения, обработки и визуализации данных, а также модули аналитических расчетов.

Дальнейшая реализация программы бурения и ЗБС подразумевает постоянный мониторинг и внесение при необходимости корректировок. На этапе реализации службы, отвечающие за геологическое сопровождение бурения, в дополнение к ПК «ГИД» применяют технологическую информационную систему (ТИС) «Добыча», разработанную в компании и представляющую собой самый оперативный источник данных.

В итоге весь массив геолого-геофизической информации, накопленной в ходе выполнения программы бурения и ЗБС, используется для уточнения геологических и гидродинамических моделей при обновлении проектных документов. Концептуальная схема реализации программы бурения ОАО «НК «Роснефть» показана на рис. 3.

С целью снижения капитальных вложений в создание качественного нефтегазодобывающего фонда скважин, единого информационного пространства для контроля и управления процессами строительства скважин в ОАО «НК «Роснефть» разработана корпоративная информационная система «Контроль и управление строительством скважин» (КиУСС). Основными ее элементами являются информационный блок «Удаленный мо-

нитинг бурения» (УМБ), программные комплексы, обеспечивающие обработку поступающей из УМБ информации, и база данных строительства скважин как интегрирующее звено всех элементов информационной системы. При этом УМБ обеспечивает передачу геологических и технологических параметров, регистрируемых в процессе строительства скважин, в режиме реального времени.

Следует отметить, что в ОАО «НК «Роснефть» в 2007 г. впервые в отечественном нефтегазовом секторе разработано программное обеспечение «Горизонт» для геологического сопровождения бурения (геонавигации) горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС). Уникальность данной разработки заключалась в отсутствии на рынке коммерческого программного обеспечения, позволяющего решать задачу эффективной проводки горизонтальных стволов по продуктивным пластам. До недавнего времени эта задача решалась в основном с помощью сервиса, предоставляемого крупными нефтесервисными компаниями.

## Геонавигация при бурении горизонтальных скважин и боковых стволов

Основная цель геонавигации или геологического сопровождения бурения ГС и БГС – достижение максимальной эффективной длины горизонтального ствола скважины  $L_{эф}$  путем его размещения в наиболее продуктивной нефтенасыщенной части пласта с учетом геологических особенностей и технических ограничений. В результате обеспечиваются наиболее полная выработка извлекаемых запасов нефти рассматриваемого объекта разработки и максимальная продуктивность скважины.

Эффективная длина горизонтального ствола – это суммарная длина участков ствола, вскрывших коллектор по результатам интерпретации данных каротажа. В этом случае эффективность проводки скважины (бокового ствола) оценивается как отношение  $L_{эф}/L_{общ}$  ( $L_{общ}$  – общая длина горизонтального ствола – длина от башмака эксплуатационной колонны (или цементировочной муфты хвостовика) до забоя).

Для достижения максимальной эффективности проводки необходимо учитывать факторы, которые можно разделить на две группы.

1. Геологические особенности пласта в зоне бурения скважины:

- непрерывность пласта и неоднородность его свойств по площади и разрезу;

- неопределенность положения газо- и водонефтяного контактов;

- выработка запасов и продвижение фронта вытеснения;

- начальное и текущее пластовые давления.

2. Технические ограничения в условиях конкретной скважины:

- предельно допустимая интенсивность искривления ствола скважины;

- максимально возможная глубина забоя скважины;

- влияние бурового раствора на состояние призабойной зоны пласта;

- возможные поломки, отказы и износ бурового оборудования, инструмента и приборов, влияющие на точность проводки и возможность управления траекторией скважины.

Успешное с геологической и технической точек зрения строительство горизонтального ствола возможно только при выполнении следующих условий:

- наличие четко выстроенной системы взаимодействия заинтересованных служб и схемы принятия решений;

- прогноз характера залегания пласта на основе анализа всех неопределенностей до начала и в процессе бурения ГС;

- учет геологических особенностей каждого объекта разработки и технических ограничений.

## «Горизонт» – основной инструмент для геонавигации

Основное влияние на эффективность проводки горизонтального ствола скважины оказывают два геометрических фактора:

- неопределенность залегания пласта в межскважинном пространстве.

- неопределенность замеров траектории ствола скважины при бурении.

Геометрия кровли пласта в реальности может значительно отличаться от текущего представления о строении пласта даже при наличии детальной трехмерной геологической модели. Это может быть обусловлено несколькими причинами: погрешностью замеров инклинометрии скважин, растяжением или сжатием кривых каротажа в результате геометрии пластопересечений, неточностью корреляции разреза.

Для пологих скважин, зенитный угол которых на всем протяжении ствола не превышает  $90^\circ$ , допускается использование обычного способа корреля-

ции пластов для определения текущего местонахождения забоя скважины в разрезе. При геологическом сопровождении бурения ГС и БГС с момента, как только произошел первый перегиб горизонтального участка с увеличением зенитного угла более  $90^\circ$ , использования обычной методики внутрипластовой корреляции разреза по вертикали недостаточно.

При бурении наклонно направленных скважин погрешность замеров инклинометрии 3-5 м по вертикали практически не влияет на принятие решения о вскрытии того или иного интервала пласта и, следовательно, на выработку запасов и контроль разработки пласта. При бурении ГС, особенно в пластах небольшой эффективной толщины и в зонах повышенной неоднородности, ошибка замера инклинометрии 1-2 м по вертикали может отрицательно повлиять на эффективность вскрытия целевой части разреза горизонтальным стволом и, следовательно, на выработку запасов.

Неопределенность замеров инклинометрии связана с:

- погрешностью измерений зенитного и азимутального углов (точностью прибора);
- погрешностью измерений глубины (мера труб);
- неточностью привязки к северу.

Указанные погрешности возникают вследствие намагничивания труб и магнитного окружения, дрефта гироскопа, зависящего от вращения Земли и широты, влияния положения прибора в скважине.

Для устранения неопределенностей, обусловленных геометрией пласта и замерами инклинометрии, необходимо использовать методы, позволяющие определить текущее местоположение забоя скважины относительно разреза пласта, т.е. необходимо проводить внутрипластовую корреляцию с учетом геометрии пересечения ствола скважины и структуры пласта.

В настоящее время при геонавигации в режиме реального времени наиболее эффективным является метод двухмерного синтетического каротажа (ДСК), реализованный в ПО «Горизонт». Данный метод основан на создании синтетического каротажа вдоль горизонтального ствола и его настройке на фактический каротаж, записанный при бурении, путем подбора положения кровли пласта и всего геологического разреза (абсолютная глубина и угол залегания) относительно горизонтального ствола. Таким образом, решается обратная задача по определению положения горизонтального ствола в разрезе на основе фактического каротажа и инклинометрии.

Основные допущения метода ДСК:

- решается двухмерная задача, т.е. разрез пласта выдержан по латерали и не изменяется;
- каротаж пилотного ствола или соседней скважины используется в том виде, в котором он записан, без корректировки на геометрию пластопересечения с целевым интервалом;
- инклинометрия горизонтального ствола скважины принимается за истинную, все расчеты ведутся исходя из интерпретации замеров инклинометрии, предоставленной подрядчиком;
- определяется кажущийся угол залегания пласта в направлении бурения горизонтального ствола.

Задачей геонавигации в целом и метода ДСК в частности не является точная геометризация целевого пласта. Главная цель – определить относительное положение кровли (и всего разреза) по отношению к стволу ГС (БГС) на основе данных замеров инклинометрии и каротажа горизонтального ствола и опорной скважины (пилотного ствола) с учетом описанных допущений.

Главным преимуществом ПО «Горизонт», реализующего данный подход, является возможность оперативно принимать решения по корректировке траектории в процессе бурения при минимуме исходных данных.

## Заключение

Объемы бурения новых скважин и боковых стволов на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» с 2006 по 2010 г. увеличились соответственно более чем в 2 и 7 раз, многократно возросло число горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов (в 2005 г. пробурена одна горизонтальная скважина, в 2010 г. – 176).

В условиях постоянно увеличивающихся объемов бурения эффективное внедрение новых технологий и обеспечение высокой надежности программы бурения невозможны без применения информационных технологий. Для решения этой и других производственных задач в компании большое внимание уделяется созданию и развитию специализированных информационных систем. В настоящее время ОАО «НК «Роснефть» в процессе планирования, реализации и мониторинга программы бурения использует современное программное обеспечение и информационные системы, в том числе собственной разработки.

# Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор)

Часть II. Изучение эффективности полимерного воздействия

А.В. Берлин (ЗАО «ИННЦ»)

**Ключевые слова:** физико-химические технологии повышения нефтеотдачи, полимерное заводнение, коэффициент вытеснения, конечный коэффициент извлечения нефти, деструкция.

**Адрес для связи:** avberlin@udmurneft.ru

## Введение

Для получения сопоставимых результатов лабораторных экспериментов с использованием реальных пористых сред в России существует отраслевой стандарт [26]. Кроме того, разработаны дополнительные критерии подобия для экспериментов по оценке эффективности вытеснения нефти растворами полимеров, эмульсиями и пенами [44]. Эксперименты, проведенные с соблюдением требований лабораторного моделирования, позволяют определить условия эффективного применения технологий в различных типах коллекторов. При несоблюдении критериев подобия результаты экспериментов нельзя использовать для проектирования промышленного применения, поскольку искажается реальная эффективность технологий.

Несмотря на наличие отраслевого стандарта [26], регламентирующего проведение лабораторных исследований эффективности вытеснения нефти при заводнении и его модификациях, значительная часть промышленных экспериментов обоснована с использованием результатов лабораторных исследований, проведенных на насыпных моделях пористых сред [5, 10, 13, 17, 44 и др.] без должного соблюдения критериев подобия. Характеристики насыпных моделей часто значительно отличаются от фактических характеристик цементированных песчаников и алевролитов, не говоря уже о карбонатных породах. В подобных экспериментах в качестве вытесняемой жидкости иногда использовали даже не нефть изучаемого объекта, а, например, трансформаторное или вазелиновое масло. Относительный прирост коэффициента вытеснения в экспериментах на насыпных моделях

составлял в среднем 0,28, изменяясь в диапазоне 0,184-0,392 [5, 10, 24], что приводило к ошибочному представлению об эффективности технологии. Результаты подобных исследований в лучшем случае можно использовать в качестве предварительных для выявления ключевых закономерностей, которые в последующем необходимо учитывать при моделировании процессов на образцах горных пород.

Тем не менее в процессе таких исследований получено много полезной информации. Изучено влияние концентрации полимера в растворе, проницаемости пористой среды, скорости фильтрации, температуры, адсорбции, динамики разрушения молекул химических веществ на величину начального и остаточного факторов сопротивления, характер течения растворов. На практике большинство проектов было обосновано с использованием информации, полученной при проведении некondиционных экспериментов. Например, результаты опытов на кварцевом песке безосновательно использовали в качестве основы для проектирования промышленного применения технологии полимерного заводнения в цементированных пористых средах, причем даже не в терригенных отложениях, а в карбонатных [13].

## Лабораторные исследования эффективности вытеснения нефти

Лабораторными экспериментами как на керне, так и на насыпных моделях доказана эффективность многократных последовательных обработок полимерными составами, чередующимися с пачками воды или раствора ПАВ [2, 3, 24]. По сути эти эксперименты показали более высокую эффективность обработок не-

большими порциями раствора полимера, которые продвигаются в пласт, и по мере их разрушения после создания оторочки воды вновь нагнетается небольшая порция раствора полимера. К сожалению, подавляющая часть исследований физико-химических технологий проведена без соблюдения критериев подобия, предъявляемых к лабораторным экспериментам. Тем не менее результаты лабораторных исследований, выполненных по единой методике, свидетельствуют о возможности некоторого увеличения коэффициента вытеснения нефти оторочками растворов полимеров относительно обычного заводнения при благоприятных геолого-физических параметрах объектов и невозможности получения эффекта при отсутствии условий для его проявления.

Несмотря на разработанные критерии, в лабораторных опытах невозможно учесть все основные факторы, влияющие на эффективность полимерного заводнения. Например, биологическая деструкция в пластовых условиях происходит в течение сравнительно длительного времени, поэтому в процессе кратковременных лабораторных экспериментов этот фактор не моделируется и эффективность технологий оказывается существенно выше. Вместе с тем в течение последней четверти двадцатого столетия проведен достаточно большой объем исследований эффективности полимерного заводнения на образцах горных пород, характеризующих объекты разработки как в терригенных, так и в карбонатных отложениях. Экспериментами установлено, что наиболее эффективна закачка растворов полимеров на начальной стадии заводнения [5, 6, 37, 40]. Относительное увеличение коэффициента вытеснения нефти  $K_{\text{выт}}$  оторочкой 0,05%-ного раствора полимера размером 0,2-0,25  $V_{\text{пор}}$  ( $V_{\text{пор}}$  – поровый объем) изменяется от -0,016 до 0,374 и в среднем составляет 0,088, т.е. в 3 раза меньше, чем на насыпных моделях (рис. 1)

Эксперименты по вытеснению нефтей из линейных моделей пластов показали, что при благоприятных условиях эффективность полимерного воздействия в карбонатных коллекторах может быть достаточно высокой (без учета биодеструкции), причем нагнетание различных полимеров при прочих равных условиях дает довольно близкие (в пределах погрешности определения) результаты (рис. 2). Дополнительная добыча нефти в изученных карбонатных образцах определяется в основном эффективностью действия оторочки раствора полимера до завершения безводного периода вытеснения нефти. После прорыва воды, нагнетаемой вслед за раствором полимера, оторочка перестает суще-

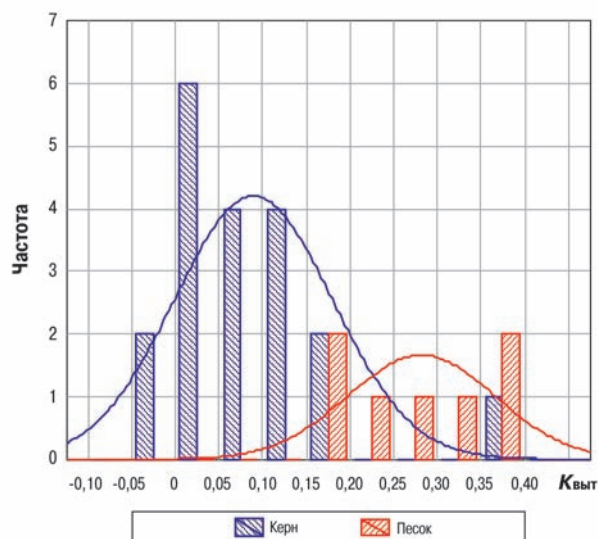


Рис. 1. Гистограммы распределения коэффициента вытеснения нефти  $K_{\text{выт}}$ , полученного в лабораторных экспериментах по вытеснению оторочками растворов полимеров

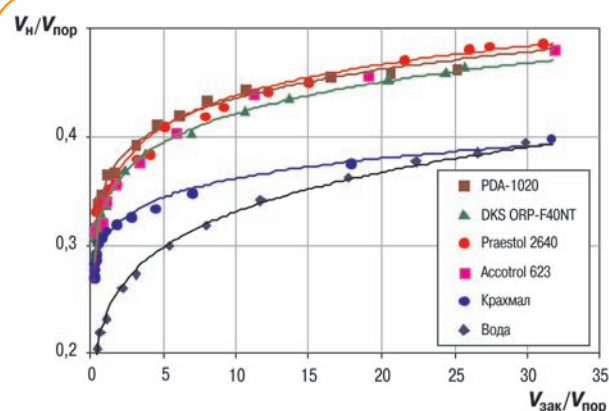
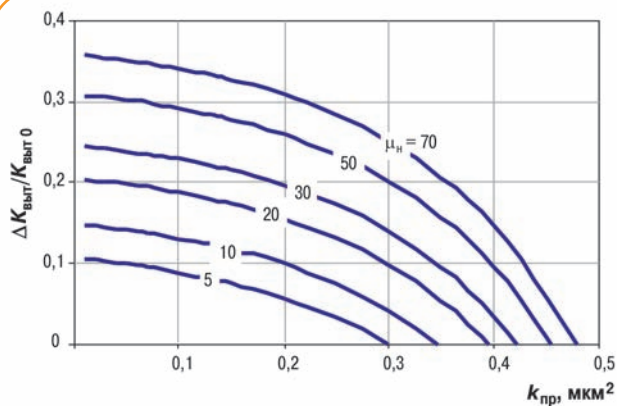


Рис. 2. Зависимости относительного объема вытесненной нефти  $V_n/V_{\text{пор}}$  от объема закачки воды. Объем оторочек 0,05%-ных растворов ПАА (0,18-0,21)  $V_{\text{пор}}$

ственно влиять на эффективность процесса. В целом прирост  $K_{\text{выт}}$  сильно зависит от параметров пористой среды и свойств жидкостей (рис. 3). Основными факторами, снижающими технологический эффект от применения раствора полимера, являются высокая проницаемость пород, связанная с наличием в них крупных каналов фильтрации, а также значительная вязкость нефти, ее активность на границах раздела фаз и гидрофилизация поверхности. Обобщенная зависимость относительного прироста коэффициента вытеснения нефти полимерными оторочками 0,05%-ной концентрации и размером 0,20-0,25  $V_{\text{пор}}$  из карбонатных пород месторождений Верхне-Камской впадины от их про-



**Рис. 3. Зависимость относительного прироста коэффициента вытеснения нефти  $\Delta K_{\text{выт}}/K_{\text{выт}0}$  оторочкой раствора ПАА из карбонатных пород от их проницаемости  $k_{\text{пр}}$  и вязкости нефти  $\mu_n$**

ницаемости и вязкости нефти (без учета биодеградации) имеет следующий вид:

$$\frac{\Delta K_{\text{выт}}}{K_{\text{выт}0}} = -0,022 \cdot \exp(5,931 \cdot k_{\text{пр}}) + 0,066 \cdot \mu^{0,4126}.$$

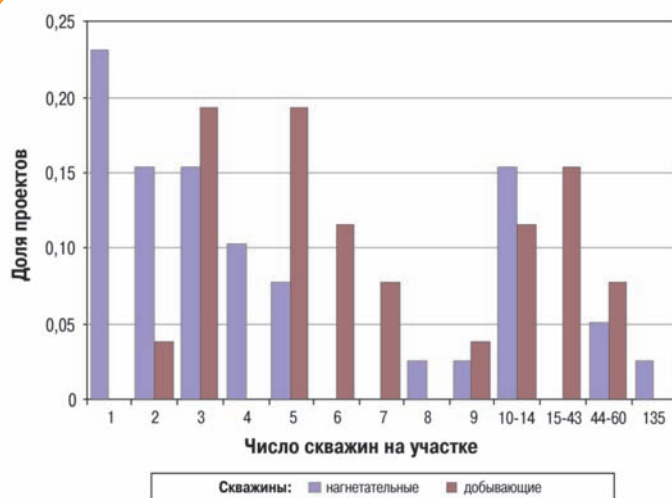
Коэффициент детерминации  $R^2=0,823$ , средняя квадратическая погрешность оценки параметра составляет 0,015 [6]. Из приведенного выражения следует, что в зависимости от вязкости вытесняемой нефти верхняя граница применимости полимерного заводнения в результате формирования в пласте большеобъемных оторочек смещается в сторону увеличения проницаемости пород. Однако даже при вязкости нефти 70 мПа·с она не превышает 0,5 мкм<sup>2</sup>, что соответствует результатам исследований, описанных ранее (см. ч. I).

Эффективность полимерного заводнения определяется степенью увеличения фактора сопротивления при фильтрации растворов в пористых средах. Поэтому получаемые в лабораторных условиях приросты  $K_{\text{выт}}$  можно использовать лишь для обоснования применения растворов полимеров с целью обработки призабойной зоны (ОПЗ), где существуют соизмеримые с лабораторными градиенты давления. Распространять их на удаленную зону пласта некорректно, особенно если учесть временной фактор, связанный с биологической деструкцией полимера в реальных условиях. Другими словами, эффекты, полученные в лабораторных экспериментах, свидетельствуют о возможности применения полимеров для ОПЗ с целью выравнивания профилей приемистости, но не для создания большеобъемных оторочек, захватывающих удаленные зоны пласта, где их скорость не позволяет создать допол-

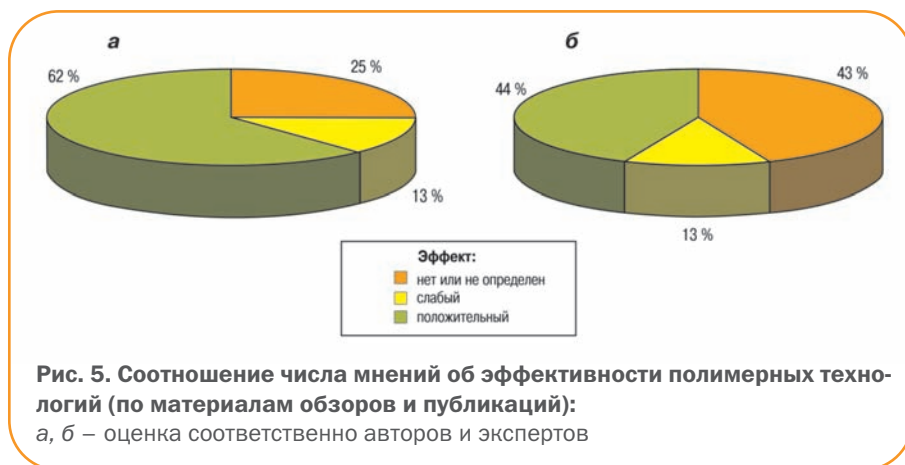
нительные фильтрационные сопротивления. Моделирование полимерного заводнения на симуляторе ECLIPSE для условий пластов АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2-3</sub>, АВ<sub>4-5</sub> Самоглорского месторождения показало, что целенаправленные обработки единичных скважин более эффективны, чем крупномасштабное воздействие [37]. Градиенты давления, которые создаются в лабораторных условиях, в реальном пласте могут существовать только в очень узкой зоне вблизи нагнетательной скважины. Поэтому прирост  $K_{\text{выт}}$ , полученный в лабораторных опытах, на практике не достижим вследствие того, что фильтрационные сопротивления в реальных пластах на порядки ниже, чем в лабораторных условиях. Самым надежным доказательством эффективности обработки являются результаты применения растворов полимеров в промышленных условиях.

## Применение растворов полимеров в промышленных условиях

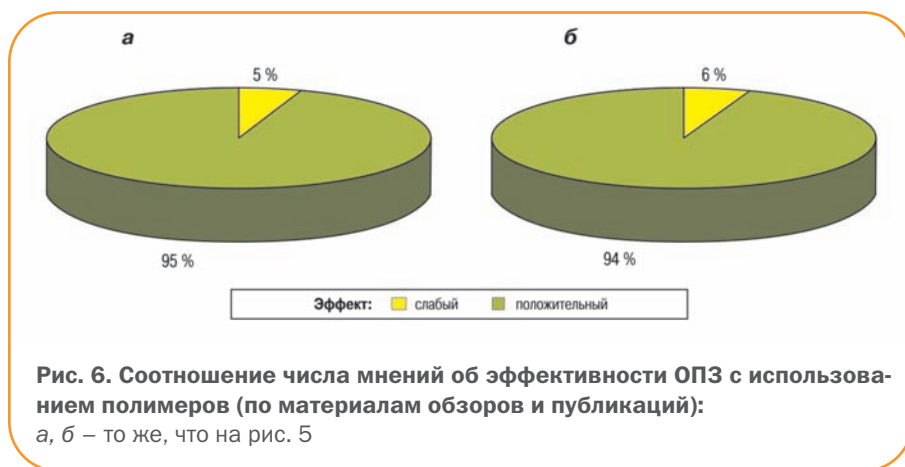
Промысловые эксперименты, а также применение полимеров в промышленных объемах с целью повышения эффективности разработки залежей нефти в различных геологических условиях осуществлялись на многочисленных объектах по всему миру. Результаты работ опубликованы в многочисленных статьях, обзорах и монографиях. Они свидетельствуют о неослабевающем интересе к этой проблеме. Большинство промышленных экспериментов проведено на небольших опытных участках, редко включающих более пяти нагнетательных скважин, и только единичные проекты реализованы как промышленные (рис. 4).



**Рис. 4. Распределение доли проектов по числу нагнетательных и добывающих скважин на участке**



**Рис. 5. Соотношение числа мнений об эффективности полимерных технологий (по материалам обзоров и публикаций):**  
а, б – оценка соответственно авторов и экспертов



**Рис. 6. Соотношение числа мнений об эффективности ОПЗ с использованием полимеров (по материалам обзоров и публикаций):**  
а, б – то же, что на рис. 5

вания, поскольку в то время эти технологии в России не применялись. Экспертами (М.Л. Сургучевым, В.И. Колгановым, А.В. Гавурой) отмечено отсутствие контроля процесса [15]. Некорректность оценок эффективности и отсутствие реальных изменений фактических характеристик вытеснения не позволяют считать эксперимент удачным. Достигнутые в течение нескольких лет приросты добычи до 1,8-2,5 %, во-первых, на порядок ниже погрешности определения прогнозных показателей, рассчитанных по характеристикам вытеснения, во-вторых, могут быть связаны с другими видами геолого-технических мероприятий (ГТМ), без которых длительная эксплуатация фонда скважин невозможна. Исходя из границ применимости полимерного заводнения, высокой проницаемости пород (0,438 мкм<sup>2</sup>), относительно низкой вязкости нефти (8,6 мПа·с) и малой концентрации полимера в растворе (0,01 %) получение положительного эффекта от применения этой технологии на Орляном месторождении маловероятно даже при надлежащем контроле ее реализации.

Определенный интерес представляют объективность оценки и интерпретация полученных результатов полимерного воздействия. Авторы применяемых технологий оценивают полученные (иногда ожидаемые) результаты, как правило, чрезвычайно оптимистично по сравнению с экспертными оценками (рис. 5). Кроме того, обращает внимание путаница в понятиях и определениях, что также не позволяет идентифицировать технологии, которые описаны, порой, весьма расплывчато. В то же время мнение об ОПЗ с применением полимеров и содержащих полимеры составов совпадают (рис. 6). Отмеченное можно проиллюстрировать описанными в научной литературе примерами реализации полимерного заводнения на некоторых месторождениях России.

Так, на Орляном месторождении, где за 10 лет (с 1976 по 1986 г.) в несколько приемов закачали раствор ПАА, создав оторочку размером 21 %  $V_{пор}$ , результаты полимерного заводнения описаны как положительные [41]. При этом сами же авторы отмечали быстрое обводнение продукции скважин, а эффективность оценивали, сравнивая фактические характеристики вытеснения с расчетными, определенными, очевидно, без гидродинамического моделиро-

вание положительного эффекта от применения этой технологии на Орляном месторождении маловероятно даже при надлежащем контроле ее реализации.

Результаты закачки полимеров в терригенные пласты Ново-Хазинской площади Арланского месторождения [27] свидетельствуют о снижении обводненности продукции по некоторым скважинам. Эксперты отмечают, что большеобъемные оторочки, сформированные на различных участках месторождения в течение многих лет, оказались экономически неэффективными в отличие от периодических закачек небольших порций полимерных составов [43]. В связи с тем, что прогноз конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) осуществляется, как правило, с использованием различных характеристик вытеснения, которые на далекую перспективу дают сильно различающиеся результаты, авторы признают лишь улучшение динамики технологических показателей, что свидетельствует о корректности оценок специалистов, отдающих себе отчет в точности прогнозов на дальнюю перспективу.

Аналогичный вывод сделан экспертами, анализировавшими результаты полимерного заводнения на месторождении Каражанбас, где промысловый экс-



перимент на опытном участке был прерван в начале водного периода [10]. Они пришли к заключению, что если бы даже этого не произошло, то «...показатели обводнения дали бы мало сведений для прогноза динамики обводнения...».

Полимерное заводнение в карбонатных коллекторах было реализовано на нескольких центральных элементах черепецкой залежи Мишкинского месторождения. Проницаемость продуктивных пород по результатам гидродинамических исследований изменяется от 0,0002 до 10,5 мкм<sup>2</sup>, в среднем составляя 0,266 мкм<sup>2</sup>. Наиболее проницаемые породы находятся в центральной части, представлены мелкокавернознопоровыми известняками и характеризуются повышенными электрическими сопротивлениями, свидетельствующими о низком содержании связанной воды, что обусловлено строением порового пространства и развитием палеокарста. Средняя проницаемость пород в этой части пласта достигает 1 мкм<sup>2</sup> [16]. Формирование оторочки раствора ПАА начали в 1976 г. на двух смежных элементах (нагнетательные скв. 1411 и 1413) обращенной семиточечной системы разработки массивной залежи вязкой нефти (вязкость 65 мПа·с). Промысловый эксперимент продолжался до формирования оторочки размером 20 % дренируемого объема пор. В течение последующих лет он был расширен до шести элементов (в 1987 г. один элемент и в 1995 г. еще три элемента при обводненности продукции соответственно 40, 62 и 78 %). Анализ эффективности полимерного заводнения на последовательно вводившихся опытных участках показал резкое ее уменьшение по мере снижения нефтенасыщенности пород в связи с отбором нефти из пласта. На начальном этапе разработки закачка слабо концентрированного раствора ПАА (0,05 %) позволяла сдерживать темп роста обводненности продукции. Однако чем выше было водонефтяное отношение к моменту начала полимерного заводнения на других элементах, тем ниже была эффективность процесса. Это соответствует выводам, сделанным зарубежными исследователями [35]. С учетом того, что объект характеризуется активным упруговодонапорным режимом, хорошей гидродинамической связью с законтурной и подошвенной водонасыщенными областями, дальнейшее распространение полимерного, а также термополимерного [14] заводнения оказалось нецелесообразным. Низкая эффективность полимерного заводнения на поздних стадиях доказана результатами не только лабораторных исследований, но и промысловых экспериментов (рис. 7, 8).

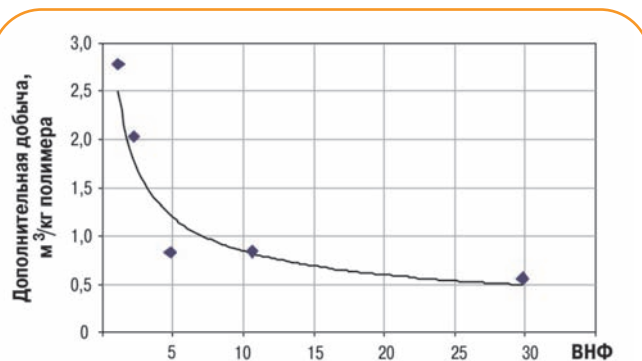


Рис. 7. Зависимость дополнительной добычи нефти от водонефтяного фактора (ВНФ) (по данным работ [20, 23])

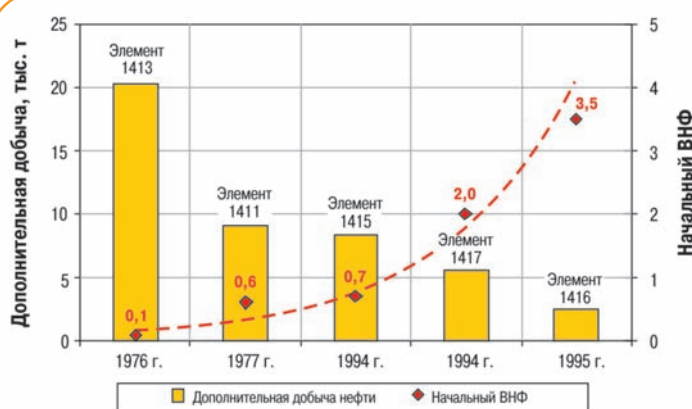
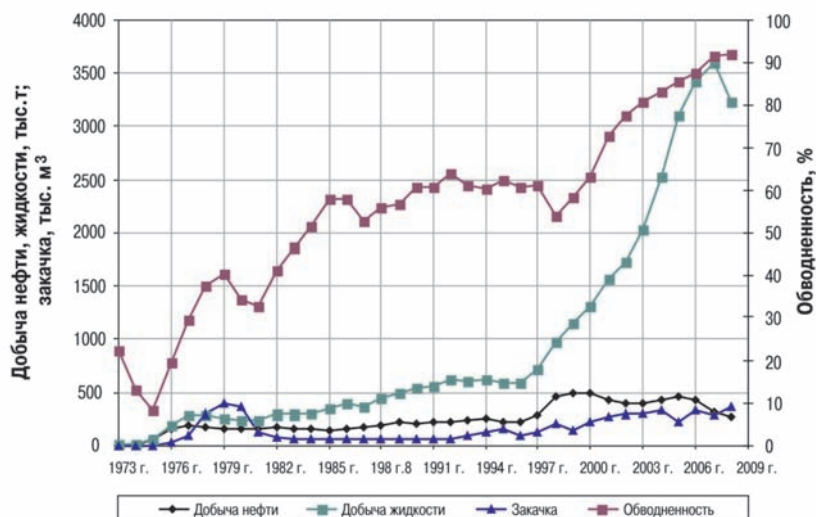


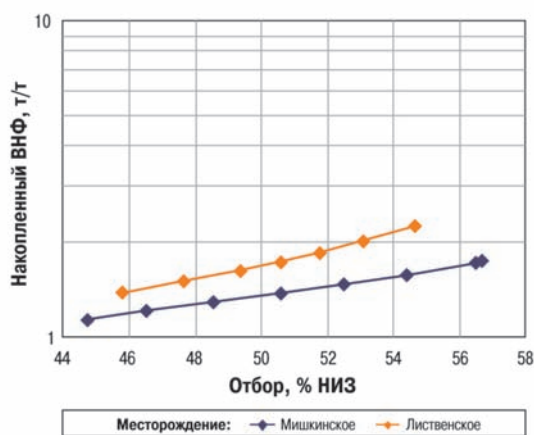
Рис. 8. Зависимость дополнительной добычи нефти от стадии применения полимерного заводнения турнейского пласта Мишкинского месторождения

Поскольку существенного прироста дополнительной добычи от полимерного заводнения не было получено, объект с 2007 г. был разрушен системой горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, что сразу отразилось на эффективности разработки месторождения. Добыча нефти увеличилась в 2 раза, резко возросли темпы разработки (рис. 9).

На некоторых площадных элементах черепецкой залежи Мишкинского месторождения осуществлена попытка термополимерного заводнения. Однако, исходя из высокой степени деградации полимерных растворов при повышении температуры, применение этой технологии нереально, тем более что нагретая на поверхности до температуры 90 °С жидкость поступает к забоям нагнетательных скважин сильно остывшей. Единственным положительным фактором в данном случае может быть предотвращение вероятности остывания пласта в результате закачки холодной воды, но этого можно добиться более дешевым способом, например, закачкой в систему ППД подтоварной воды.



**Рис. 9. Динамика основных показателей разработки турнейского объекта Мишкинского месторождения**



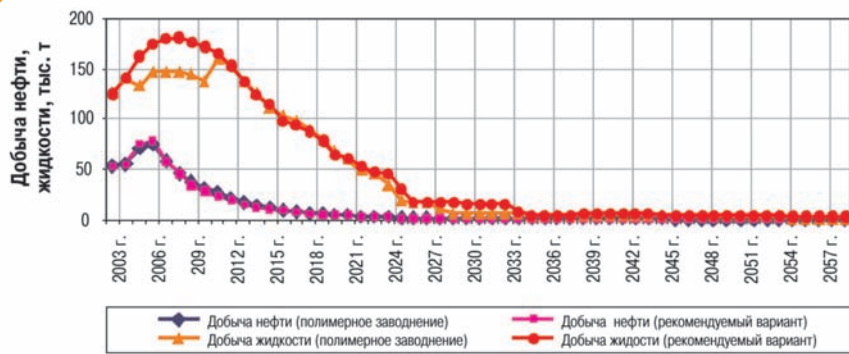
**Рис. 10. Динамика технологических показателей разработки верейских пластов Лиственского (полимерное заводнение) и Мишкинского (обычное заводнение) месторождений**

В верейских пластах Лиственского месторождения уточненной технологической схемой разработки 1978 г. (протокол ЦКР №754 от 16.08.78 г.) было предусмотрено создание оторочки 0,05%-ного раствора ПАА размером до  $0,2 V_{\text{пор}}$  с последующим искусственным заводнением. Проектные решения выполнены полностью. Текущее состояние разработки объекта позволяет провести объективный анализ процесса с использованием характеристик вытеснения, а также сравнить показатели разработки с продолжением этой залежи на Мишкинском месторождении (рис. 10). Очевидно, что верейские пласты, принадлежащие одной общей залежи, перекрывающей Лиственское и Мишкинское месторождения, несмотря на выдержанность литологических и кол-

ллекторских характеристик, при осуществлении полимерного заводнения продемонстрировали худшую динамику. Одинаковый отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) при полимерном воздействии достигнут при более высокой обводненности продукции.

Последствия промысловых экспериментов появляются через несколько лет после начала закачки растворов полимеров. За этот период в добывающих и нагнетательных скважинах проводится большой комплекс различных ГТМ с целью поддержания или повышения добычи нефти. Эти мероприятия не позволяют объективно оценить длительно применяемые третичные технологии,

поскольку дают более быстрый эффект. В связи с отмеченным заслуживают внимания результаты моделирования процесса полимерного заводнения с использованием гидродинамического симулятора ECLIPSE. Такая работа проведена для обоснования технологии разработки пласта с вязкой нефтью (вязкость 40 мПа·с) в визейском терригенном комплексе Ончугинского месторождения [11]. Вариант предусматривал создание оторочки раствора полимера концентрацией 0,05 %, размером  $20 \% V_{\text{пор}}$  в расчлененных (расчлененность – 3,41) терригенных пластах средней проницаемостью  $0,303 \text{ мкм}^2$ . Расчетное время формирования оторочки раствора составляло 8 лет. Технологические показатели варианта с полимерным заводнением были рассчитаны с использованием пакета программ гидродинамического симулятора ECLIPSE-100, в который добавлена опция полимерного заводнения. Указанная опция использует полностью неявную пятикомпонентную модель (нефть/вода/растворенный газ/полимер/минерализованная вода). Модель описывает увеличение вязкости водной фазы при растворении в ней полимера, а также изменение вязкости раствора вследствие проявления неньютоновских эффектов при высоких скоростях. Кроме того, учитываются процесс адсорбции полимера на поверхности породы, снижающей относительную проницаемость для воды, и образование поровых объемов, недоступных для фильтрации раствора полимера. При расчете было учтено влияние на вязкость раствора полимера минерализованной воды, насыщающей продуктивные пласты, а также процессов физиче-



**Рис. 11. Динамика технологических показателей разработки Ончугинского месторождения по рекомендуемому варианту IV и варианту с полимерным заводнением VI**

ской и биологической деструкции. На рис. 11 сопоставлена добыча нефти и жидкости по двум вариантам.

По сравнению с рекомендуемым к внедрению вариантом разработки при полимерном заводнении отбирается несколько меньшее количество нефти и достигается меньший КИН (соответственно 0,305 и 0,307). Эффект от закачки в нагнетательные скважины раствора полимера проявляется в снижении обводненности добываемой продукции в процессе создания оторочки, т.е. в течение ограниченного отрезка времени. Расчеты показали, что потери в добыче нефти в период формирования оторочки компенсировать не удалось бы.

Аналогичные результаты были получены при моделировании полимерного заводнения в условиях терригенных пластов на одном из участков Самотлорского месторождения [37]. В работе [37] показано, что при создании объемных оторочек получение эффекта проблематично. Обработка единичных скважин более эффективна. Этот вывод подтверждают результаты промышленного применения вязкоупругих систем для выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин [9, 23, 28, 29, 39, 42].

Основная цель, которая преследуется подобными видами ГТМ – ограничение объемов непроизводительной закачки воды для ППД. Полимерные системы и другие составы, обладающие вязкоупругими свойствами, позволяют перераспределять нагнетаемую воду в неоднородных расчлененных объектах разработки и более эффективно вовлекать в процесс дренирования относительно низкопроницаемые прослойки. Эффект от применения различных потокоотклоняющих технологий, выражается в снижении объемов непроизводительной закачки и добываемой воды, увеличении охвата залежей процессом заводнения, сокращении сроков разработки ме-

сторождений. Большая часть обработок выполнена в терригенных пластах, хотя определенный опыт получен в результате применения полимерных систем в карбонатах. Периодичность обработок в случае получения эффекта в среднем составляет 5-7 мес, что косвенно свидетельствует о сравнительно быстрой деградации закачанных в пласты растворов полимеров и композиций на их основе. Промысловые эксперименты и расчеты показывают, что реального увеличения

КИН не следует ожидать, а использование полимерных технологий с целью регулирования процесса заводнения в соответствующих геологических условиях целесообразно [36].

### Управление заводнением в неоднородных пластах

На нефтяных месторождениях России полимерные и другие вязкоупругие составы чаще всего используются для ОПЗ нагнетательных скважин, вскрывших расчлененные пласты, с целью выравнивания профилей приемистости. Основная часть обработок выполнена в терригенных пластах месторождений Западной Сибири, но имеется опыт применения полимерных систем в карбонатных пластах [8, 9, 19, 23, 28, 29, 34, 39, 42]. Известен положительный опыт ОПЗ с использованием полимерных составов в других нефтедобывающих странах [30]. Практика показывает, что эффективность обработок может быть достаточно высокой. Вместе с тем успешность ОПЗ различными вязкоупругими составами далека от 100%-ной, как правило, составляет 50-60 %. Эффект длится в среднем около 6 мес [30], что, вероятно, связано с постепенной деградацией полимера в пласте. В связи с этим основные исследования продолжают в направлении поиска способов, обеспечивающих максимальную продолжительность эффекта от обработок скважин полимерсодержащими составами и гелеобразующими композициями. Основная задача при этом – предохранить полимеры от преждевременного разрушения и обеспечить продвижение их в глубь пласта на расстояние, достаточное для перераспределения нагнетаемой воды. Разнообразие технологий и их модификаций свидетельствует о том, что составы необходимо подбирать для конкретных геологических условий. Требуется тщательное изучение условий и

Месторождение, площадь	Пласт	Реагент	Удельная эффективность, т/т	Источник
Тевлинско-Русскинское	БС <sub>10</sub> <sup>2+3</sup>	Силикатно-гуматные гели с добавлением 10-15%-ного раствора хлористого кальция	1,8	[19]
		РИТИН-10	3,7	[8]
Самотлорское	A <sub>1-3</sub>	Композиции ИХН; объем оторочек 0,2-0,4 % V <sub>пор</sub>	40,3	[4]
	Б <sub>10</sub>		27,0	
	A <sub>1</sub> <sup>(1+2)</sup>		18,2	
	A <sub>1</sub> <sup>(3)</sup>		11,0	
Лор-Ёганское	Б <sub>10</sub>		13,8	
Мало-Черногорское	Ю <sub>1</sub>		11,3	
Советское	A <sub>1</sub>		31,8	
Мамонтовское	АС <sub>4</sub>		68,1	
Арланское (Ново-Хазинский участок)	Терригенная толща С <sub>1v</sub>	Композиция ПАА+биоПАВ концентрацией 0,1-0,3 %	98,0	[38]
Нурлатская	Терригенные пласты	АК-639 концентрацией 0,5-1 % (обработки нагнетательных скважин)	35,0	[25, 31]

критериев применения этих технологий, особенно в карбонатных коллекторах, где существенную роль играют кавернозность и трещиноватость.

В рамках федеральной целевой научно-исследовательской программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития науки и техники» на 2002-2006 гг. ОАО «ВНИИнефть» совместно с другими институтами выполнен комплексный проект, конечной целью которого является более полное извлечение нефти из недр. Под руководством А.А. Боксермана разработан комплекс интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (ИМУН), основанных на применении гидродинамических методов повышения КИН, усиленных современными видами ГТМ [18]. На некоторых месторождениях Западной Сибири (Ватинском, Быстринском, Лянторском, Самотлорском, Ермаковском) была реализована потокоотклоняющая технология на основе биополимера БП-92 [32, 33]. Испытания показали, что создание небольших биополимерных оторочек (до 1 % V<sub>пор</sub>) в сочетании с выравниванием профиля приемистости на ранних стадиях внедрения системы ППД продлевает безводный режим работы скважин. Так, создание в пласте небольших оторочек раствора БП-92 позволило получить значительный эффект (8-55 тыс. т/скв). Время гелеобразования эффективно регулируется концентрацией квасцов в растворе [1]. Вместе с тем в некоторых промысловых экспериментах, например, на Арланской площади, эффективность обработок скважин с применением БП-92 оказалась недостаточной [43], поэтому технология не рекомендована для промышленного применения.

Для предотвращения прорыва нагнетаемой воды используются полимерные системы на основе ПАА

и сшивателя. Один из новых видов сшитого полимерного состава (СПС) – водонабухающие полимеры (ВНП), представляющие собой «защитый» ПАА (ФГУП «Саратовский НИИ полимеров»). Порошкообразные композиции «защитого» полимера АК-639 концентрацией 0,5-1 % нагнетали небольшими порциями и проталкивали от скважины пластовой водой плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>. Этот полимер способен поглощать воду (1 г ВНП – до 100-400 г воды [25]) и используется для ОПЗ с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин (см. таблицу). Гелеобразование происходит при температуре около 70 °С только при контакте с водой в течение 24-28 ч. Дополнительная добыча составила 3575 т, или 7 тыс. т/т закачанного раствора полимера. Продолжительность эффекта 1,5 года [31].

Как показывают публикации последних лет, с применением биополимера БП-92 многие исследователи связывают повышение эффективности ГТМ, направленных на снижение неэффективной закачки при заводнении продуктивных пластов. Однако, как и при применении других полимеров, к слишком оптимистичным оценкам необходимо относиться с осторожностью.

## Экономическое стимулирование применения МУН

Для реализации промысловых испытаний современных МУН необходимо экономическое стимулирование нефтяных компаний, так как именно на этом этапе освоения технологий себестоимость добычи нефти в 2-3 раза выше, чем при использовании традиционных методов [7]. Для решения проблемы экономического стимулирования испытания и широкого внедрения эффективных МУН необхо-

димо, вероятно, в кратчайшие сроки разработать механизмы участия государства в софинансировании пилотных проектов, а также осуществить гибкое налоговое регулирование проектов по внедрению высокотехнологичных методов повышения нефтеотдачи, освоения трудноизвлекаемых запасов и довыработки истощенных залежей углеводородного сырья. В этом направлении может быть использован опыт США, где, несмотря на закономерно ухудшающуюся структуру запасов, средний КИН неуклонно растет.

## Заключение

В целом, оценивая возможность применения физико-химических технологий для обеспечения существенного прироста КИН, следует принять во внимание большой обзор [22], опубликованный на сайте ИНФООЙЛ Нефтеотдача (<http://pnp.infoil.ru/>), в котором отражены все основные вопросы, связанные с этой проблемой. Краткие выводы сводятся к следующему:

- теоретические предпосылки применения химических методов неполностью учитывают свойства неоднородных пластов;

- точность промысловой информации не позволяет однозначно оценить эффективность применения химических методов (особенно при многолетней реализации технологий);

- все анализы результатов эффективности применения химических методов осуществляют авторы технологий с участием тех, кто внедряет эти методы; не уделяется достаточного внимания соблюдению условий проведения эксперимента;

- для повышения надежности оценки эффективности внедрения химических методов необходимо расширить объемы их применения с соблюдением условий проведения эксперимента, повысить точность определения дебита жидкости и обводненности скважин;

- для оценки эффективности применения химических МУН следует привлекать независимых экспертов.

Кроме того, необходимо помнить, что эффективность физико-химических технологий определяется физико-химическими особенностями пористых сред, в которых они применяются, поэтому один и тот же метод на различных объектах может дать разные результаты [21].

## Список литературы

1. Агзамов Ф.А., Морозов Д.В. Применение биополимеров для водоизоляции пластов//По материалам сайта [http://www.ogbus.ru/authors/Agzamov/Agzamov\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Agzamov/Agzamov_1.pdf)
2. Алмаев Р.Х. Применение композиций полимеров и НПАВ для вытеснения нефти//Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 12. – С. 22-24.
3. Исследование эффективности применения водных растворов ОП-10 совместно с полимерами акриламида/Р.Х. Алмаев, Л.В. Базекина, А.В. Губцина, Р.К. Ханов//Тр. ин-та/БашНИПИнефть. – 1984. – Вып. 69. – С. 102-109.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор)//Тр. ин-та/Институт химии нефти СО РАН. – 2001. – Вып. 9. – С. 331-344.
5. Балакин В.В., Власов С.А., Фомин А.В. Моделирование полимерного заводнения слоисто-неоднородного пласта//Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 1. – С. 47-48.
6. Берлин А.В. Результаты лабораторных исследований физико-химического воздействия в карбонатных коллекторах//Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 3. – С. 53-56.
7. Боксерман А.А. Повышение нефтеотдачи – важная составляющая производственной программы ОАО «Зарубежнефть»// Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 18-21.
8. Галиева Л.И. Анализ эффективности применения потокоотклоняющей технологии РИТИН-10 на залежи нефти пласта БС<sub>10</sub><sup>2+3</sup> Тевлинско-Русскинского месторождения//В сб. Проблемы геологии и освоения недр//XI международный симпозиум им. академика М.А. Усова. – Томск: ТПУ, 2007. – С. 397-399.
9. Гелеобразующие композиции для выравнивания профиля приемистости и селективной изоляции водопритока/А.В. Парасюк [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 2. – С. 64-68.
10. Гидродинамический анализ результатов промышленного эксперимента по полимерному заводнению на месторождении Каражанбас/М.Г. Бернардинер, Д.О. Дияров, В.М. Ентов [и др.]// Институт проблем механики АН СССР. – Препринт № 119. – М., 1979. – 56 с.
11. Романчев М. А., Юрина Е. В., Александрова В.В. Дополнительная записка к уточненной технологической схеме разработки Ончугинского месторождения//Фонды ЗАО Ижевский нефтяной научный центр. – 2004. – 273 с.
12. Жданов С.А. Коэффициент нефтеотдачи – важнейший показатель рациональности использования запасов нефти. В сб. Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана. – Азнакаево, 2008. – С. 142-149.
13. Желтов Ю.В., Кисиленко Б.Е., Кудинов В.И. Научные основы повышения нефтеотдачи на месторождениях Удмуртии с высоковязкой нефтью и нефтью повышенной вязкости/В сб. Перспективы развития нефтяной промышленности Удмуртской АССР. – Ижевск: Удмуртия, 1976. – С. 63-69.

14. Желтов Ю.В., Кудинов В.И. Термополимерное воздействие – технология для рациональной разработки месторождений вязкой нефти в трещинно-поровых коллекторах//Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 10. – С. 45, 49-50, 54.
15. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов/М.Л. Сургучев, В.И. Колганов, А.В. Гавура [и др.] – М.: Недра, 1987. – 230 с.
16. Исследование условий эффективного применения химических реагентов для повышения нефтеотдачи пластов при заводнении. Этап 1. Мишкинское месторождение. Отчет о НИР/Руководитель А.В. Берлин. – Ижевск, фонды УдмуртНИПИнефти (ныне фонды ЗАО «ИННЦ»), 1993.
17. Кисиленко Б.Е., Кеннави Ф.А. Методы повышения нефтеотдачи залежей нефти повышенной вязкости на конечной стадии разработки//Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 8. – С. 31-34.
18. Крянев Д.Ю., Петраков А.М. Развитие методов увеличения нефтеотдачи в рамках федеральной целевой научно-технической программы//Нефтяное хозяйство – 2007. – № 8. – С. 40-42.
19. Лапин Н.А., Черепанова Н.А. Применение физико-химических методов ПНП с учетом особенности геологического строения и механизма выработки запасов объекта БС102-3 Тевлинско-Рускинского месторождения//Интервал. – 2008. – № 6 (113). – С. 44-48.
20. Мартос В.Н. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности//Нефтепромысловое дело. – 1974. – 97 с.
21. Методы повышения нефтеотдачи месторождений и области их применения//Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 17. – С. 4-8.
22. Можно ли достоверно оценить эффективность химических МУН / По материалам сайта ИНФОЙЛ / Нефтеотдача (<http://pnp.infoil.ru/>).
23. Новые перспективы полимерного заводнения в России/С.А. Власов [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 46-49.
24. Опыт применения физико-химического циклического заводнения для повышения нефтеотдачи пластов/Н.И. Хисамутдинов [и др.]//Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1991. – 80 с.
25. Опытное применение водонабухающего полимера при очаговом заводнении/Б.М. Курочкин, Р.С. Хисамов, И.З. Ахметов [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 7. – С. 68-72.
26. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром. – 1986.
27. Оценка эффективности полимерного заводнения на Новохазинском участке/В.М. Санкин, И.Ф. Рахимкулов, Б.И. Леви, В.С. Асмоловский//Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 3. – С. 34-36.
28. Повышение нефтеотдачи с применением биополимеров/С.А. Власов [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 7. – с. 104-109.
29. Поддубный Ю.А., Сидоров И.А., Соркин А.Я. Применение полимерных суспензий для обработок нагнетательных скважин на месторождениях Удмуртии. В сб. Технология и техника для повышения производительности скважин и нефтеотдачи пластов//Тр. ин-та/ВНИИнефть. – 1991. – Вып. 108. – С. 114-117.
30. Полимер для обработки призабойной зоны скважин в целях уменьшения обводненности продукции//ЭИ ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 13. – С. 19-20.
31. Применение водонабухающего полимера АК-639 при очаговом заводнении на Нурлатской площади/Б.М. Курочкин, Р.С. Хисамов, И.З. Ахметов [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 68-70.
32. Проблема интенсификации добычи нефти из коллекторов месторождений Западной Сибири. Ч. I/Я.М. Каган, Б.М. Кудряшов, А.М. Полищук [и др.]//Бурение & нефть. – 2003. – № 10. – С. 30-35.
33. Проблема интенсификации добычи нефти из коллекторов месторождений Западной Сибири. Ч. II/Я.М. Каган, Б.М. Кудряшов, А.М. Полищук [и др.]//Бурение & нефть. – 2003. – № 11. – С. 12-17.
34. Раствор для изменения профиля притока//ЭИ ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1986. – № 6. – С. 21-22.
35. Современное состояние химических методов повышения нефтеотдачи//ЭИ ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1982. – № 14. – С. 3-7.
36. Сургучев М.Л. XII Мировой нефтяной конгресс об увеличении нефтеотдачи пластов и извлечении тяжелых нефтей, природных битумов и нефтяных сланцев//Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 3. – С. 73-76.
37. Сыртланов В.Р., Корабельников А.И. Моделирование закачки полимеров для повышения нефтеотдачи пласта: проблемы и особенности//Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 6. – С. 41-44.
38. Технология повышения нефтеотдачи с применением композиции биоПАФ и ПАА/Плотников И.Г. [и др.]//Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений//VI международная специализированная выставка «Нефть, газ-99» (Казань, 8-9 сентября 1999 г.). – В 2-х томах. – Т. I. – Казань: Экоцентр, 1999. – 480 с.
39. Фомин А.В., Пономарева И.А., Лындин А.В. Экономическая оценка вариантов разработки с применением биополимеров отечественного производства//Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 4. – С. 30-32.
40. Хижняк Г.П., Татаринов И.А., Спасибко А.В. Применение биополимера БП-92 при лабораторном определении коэффициента нефтевытеснения турнейских отложений Аптугайского месторождения//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 1. – С. 50-54.
41. Эффективность полимерного заводнения на Орляном месторождении/И.А. Швецов, В.В. Кукин, А.Н. Горбатова [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 3. – С. 38-40.
42. Швецов И.А., Маньрин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. – Самара: Самарский университет, 2000. – 336 с.
43. Якименко Г.Х. Опыт применения методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов на примере Арланского нефтяного месторождения и ключевые направления промышленного внедрения технологий на перспективу//Вестник ЦКР Роснедра. – 2010. – № 3. – С. 61-69.
44. Islam M.R., Farouq Ali S.M. New scaling criteria for polymer, emulsion and foam flooding experiments//J. of Canad. Petrol. Technol. – 1990, VII-VIII. – Vol. 28, № 4. – P. 79-87

# Проблемы разработки: от кило- до нанометров<sup>1</sup>

В.А. Байков, д.ф.-м.н. (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
Р.К. Газизов, д.ф.-м.н. (УГАТУ),  
А.Р. Латыпов, к.т.н., А.А. Яковлев, к.ф.-м.н. (ООО «РН-Уфанипинефть»)

**Ключевые слова:** неопределенность, геостатистика, разработка, керн, геофизические исследования, закон Дарси

**Адрес для связи:** YakovlevAA@ufanipi.ru

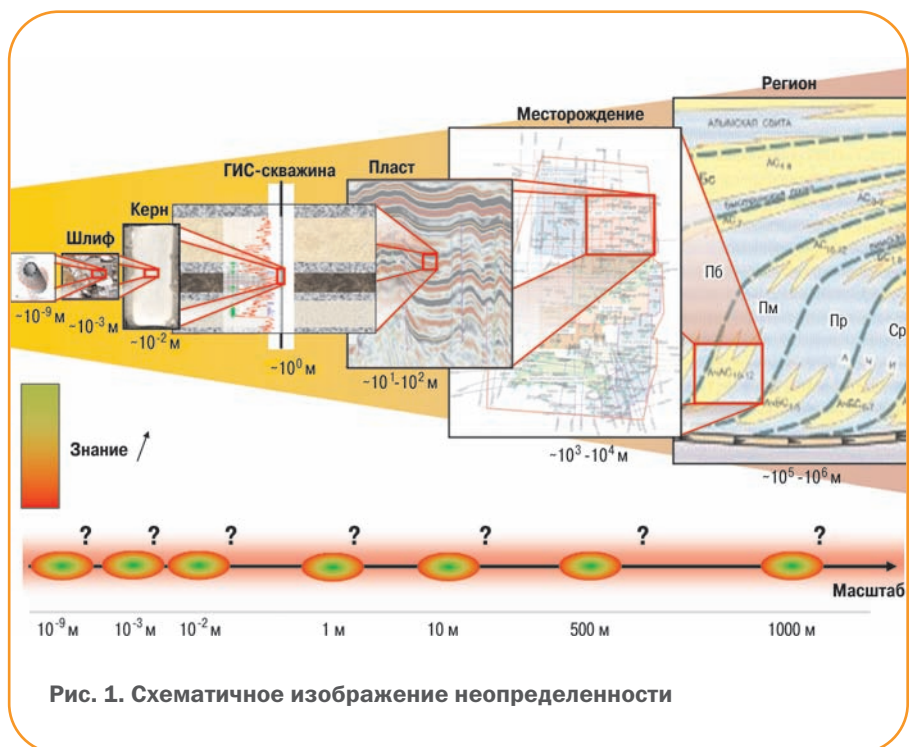
## Введение

Под неопределенностью в системе будем понимать ситуацию, когда полностью или частично отсутствует информация о возможных состояниях системы и внешней среды, в системе возможны непредсказуемые события (вероятностные характеристики которых не существуют или неизвестны). Неопределенность является одной из самых значимых проблем при разработке месторождений, поскольку на практике может приводить к выбору неоптимальной стратегии разработки. Как следствие, происходят уменьшение коэффициента извлечения нефти и потеря возможной прибыли компании. В данной статье рассмотрены следующие вопросы: где скрыта неопределенность и о чем не следует забывать при моделировании процесса разработки месторождения. Приведены примеры выявления неопределенности и способы ее ликвидации.

## Разномасштабность и дискретность входной информации

Большая часть неопределенности скрыта во входной информации, используемой для контроля разработки, в ее разномасштабности, которую схематично можно представить следующим образом (рис. 1). На первый взгляд, из рис. 1 следует, что если и есть не-

определенность, то она исчезает при качественном выполнении каждого шага по шкале масштаба. Однако все гораздо сложнее и связано с необходимостью непрерывного воспроизведения информации о месторождении по всей шкале масштаба исходя из точечных измерений. Конечно, самый наглядный пример – это цифровое геологическое моделирование и использование методов геостатистики для воспроизведения реального строения коллекторов, где на основе точечных данных по скважинам строится геологическая модель месторождения [1].



<sup>1</sup>Статья подготовлена по докладу, сделанному на IV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти» (26-28 апреля 2011 г., г. Уфа).

В качестве другого примера рассмотрим процедуру непрерывного восполнения информации по масштабам 0,01-1 м, что часто ассоциируют с построением функциональной зависимости керн – геофизические исследования скважин (ГИС) [2]. Как правило, извлечение и исследование керна, проведение ГИС и интерпретацию данных выполняют разные, не связанные друг с другом специалисты. При этом каждый из них старается выполнять свою работу качественно, на каждом этапе устраняя возможные неопределенности. Однако неопределенность существует, и основные причины ее возникновения связаны с:

- качеством и полнотой отбора керна;
- отбором керна для лабораторных исследований (эксперименты выполняются только на образцах, извлеченных из прослоев-песчаников);
- сложностью и неоднозначностью последующих лабораторных исследований;
- планированием и проведением ГИС с учетом разрешающей способности используемых методов;
- интерпретацией результатов ГИС.

Далее строится необходимая функциональная зависимость керн – ГИС. При этом построение зависимости осложняется прежде всего независимостью проведения и представления разномасштабной информации. Основная неопределенность заключена в увязке керн – ГИС, разной точности исследования (около 0,01 м – керн и около 1 м – ГИС), типом корреляционной зависимости, ее возможностью или невозможностью (тип и возможность нередко представляют специалисты другого, по шкале масштабов, профиля). Только взаимодействие и взаимоответственность специалистов различных областей знания о месторождении позволят повысить ценность получаемой информации.

Другой, не менее наглядный пример – фильтрация в пористой среде. На практике используют «быстрые» двухмерные (2D) и сложные, «медленные», трехмерные (3D) гидродинамические модели [3]. Поскольку выбор использования 2D или 3D модели определяется задачей, качеством и количеством входной информации, намеренно не используется терминология, связанная с точностью решения задачи 2D или 3D гидродинамическим симулятором. Часто сторонники первого подхода говорят о невозможности применения второго подхода вследствие нечеткости знания входных параметров, полагая, что лучше их не использовать. По мнению авторов, любую информацию о

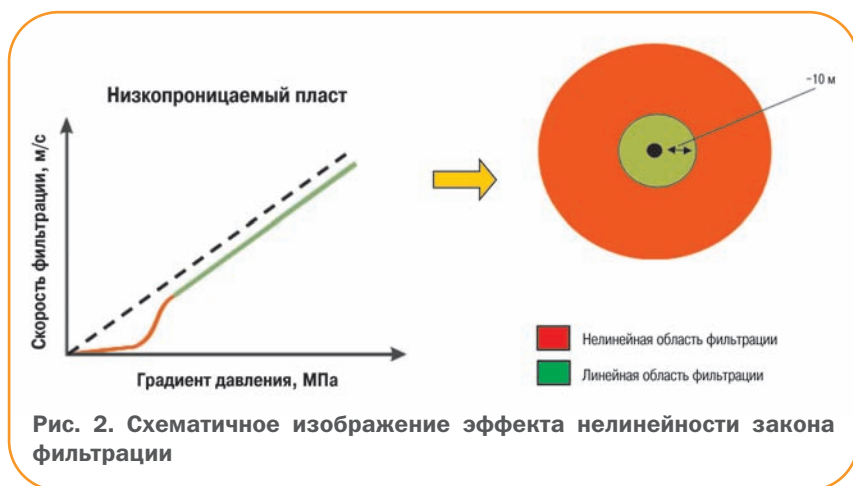
пласте необходимо учитывать. Важно помнить, что как в 2D, так и в 3D модели в случае неоднородной среды отсутствуют аналитические решения задачи фильтрации и необходимо численное моделирование. При этом возникают новые, часто скрытые неопределенности, обусловленные выбором:

- решаемой системы фильтрации и ее дискретизации;
- параметров сетки (размером, типом);
- задания фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и т.д.

Для адекватного воспроизведения реального течения флюида в пласте необходимо усреднение уравнений фильтрации. Если линейные размеры неоднородности пласта много меньше характерных размеров исследуемого объекта (например, расчетной ячейки сетки, элемента разработки), то возможны усреднение свойств пористой среды, определение ее эффективных характеристик на рассматриваемом объекте. При геолого-гидродинамическом моделировании разработки месторождений данный вопрос является важным, поскольку ФЕС пласта заданы непрерывным случайным образом посредством геостохастического моделирования. Более того, задача осложняется недостаточно развитым математическим аппаратом усреднения процессов в случайных средах. Например, при оценке эффективной проницаемости случайных сред даже решение вопроса о положительности тензора проницаемости может вызывать большие затруднения [4]. В частности, для этого необходимо предопределение факта связности случайной структуры, что является нерешенной ключевой задачей теории перколяции. Это не следует забывать при моделировании сильно неоднородных пластов с низкой латеральной и вертикальной связностью, поскольку численный счет в данном случае не применим.

Одним из основных методов интенсификации разработки сложных и проблемных нефтегазовых месторождений является гидравлический разрыв пласта (ГРП). На основных месторождениях компании существуют проблемы преждевременного обводнения эксплуатационного фонда скважин и эффективного планирования ГРП [5]. Данные проблемы связаны, в частности, с эффектом авто-ГРП (с ростом трещин в нагнетательных скважинах) и эффектом концевой экранирования. Кроме того, требуется определить геометрию (направление) трещины в зависимости от распределения пластового давления.





При рассмотрении этих проблем возникают неопределенности, которые связаны в основном с:

- входной информацией (горизонтальные напряжения в пласте, проницаемость и трещиностойкость пласта, константа Био, коэффициент Пуассона, модуль Юнга);
- выбором геомеханической модели (2D: KGD, PKN, радиальная; 3D), критерия разрушения породы (критерий Ирвина, Гриффитса и др.);
- погрешностью и скоростью сходимости численного решения;
- влиянием пластового давления на направления трещин, температуры на эффект авто-ГРП.

В ООО «РН-УфаНИПИнефть» были проведены фильтрационные эксперименты на низкопроницаемых образцах керна Приобского месторождения (проницаемость для газа  $1 \cdot 10^{-3}$ ;  $25 \cdot 10^{-3}$ ;  $10 \cdot 10^{-3}$ ;  $25 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) с определением зависимости скорости фильтрации от градиента давления при различной насыщенности водой и нефтью. В результате лабораторных экспериментов было установлено отклонение фильтрации от линейного закона Дарси при низких градиентах давления. Подобное отклонение получено даже при фильтрации через водонасыщенный керн воды, которая с точки зрения реологии относится к ньютоновским жидкостям. С учетом технологического режима работы скважин данный эффект является значимым при разработке (рис. 2).

Для учета эффектов нелинейности закона фильтрации при моделировании разработки месторождений эмпирическая зависимость интегри-

руется в корпоративный гидродинамический симулятор NGT BOS. Таким образом подготавливается основа для математического моделирования разработки низкопроницаемых коллекторов с целью повышения эффективности их эксплуатации за счет более достоверных прогнозных расчетов.

## Заключение

При осуществлении контроля разработки месторождений важно осознавать ограниченность установок, идей, моделей, которые предопределяют отношение исследователя к предмету исследования.

Необходимо учитывать возможность возникновения неопределенности как фундаментальной неожиданности.

Вопросам снижения степени влияния неопределенности при контроле разработки в ООО «РН-УфаНИПИнефть» уделяется большое внимание, выполняются совместные проекты, в частности с НИПИ, Российской академией наук и вузами, поскольку, на наш взгляд, только совместными усилиями можно решить проблему неопределенности.

## Список литературы

1. Байков В.А., Бочков А.С., Яковлев А.А. Учет неоднородности при геологическом моделировании Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 5. – С. 50-54.
2. Байков В.А., Бакиров Н.К., Яковлев А.А. Новые подходы к вопросам геолого-гидродинамического моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 9. – С. 56-58.
3. Байков В.А., Яковлев А.А. Воспроизведение геологической неоднородности в геолого-гидродинамических моделях // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2010. – № 2. – С. 13-15.
4. Жиков В.В., Козлов С.М., Олейник О.А. Усреднение дифференциальных операторов. – М: Физматлит, 1993. – 464 с.
5. Гидродинамические исследования скважин в многопластовых нагнетательных скважинах в условиях превышения давления закачки над давлением раскрытия трещин // А. Давлетбаев, В. Байков, Э. Озкан [и др.]//SPE 136199.

**Нефтегазовое издательство  
«Институт компьютерных исследований»  
представляет Вашему вниманию  
актуальный курс на английском языке**

## **MECHANICS OF FLUID (GAS-OIL-WATER) FLOW**

**Basniev K.S., Dmitriev N.M., Chilingar G.V.**

Series «Modern petroleum technologies»

Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science, 2011, 568 p.

ISBN 978-5-93972-813-3, hardcover

**НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОМЕХАНИКА**

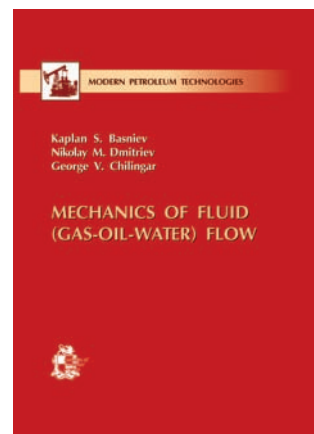
**Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Чилингар Дж.**

Серия «Современные нефтегазовые технологии»

Москва-Ижевск: ИКИ, 2011, 568 с.

ISBN 978-5-93972-813-3 Переплет

На базе основных представлений механики сплошной среды излагаются основы механики жидкости, газа и многофазных сред. Дан вывод законов сохранения в интегральном и дифференциальном виде, изложены элементы гидростатики, рассмотрены различные виды течения идеальных и вязких жидкостей, основные понятия теории турбулентности, теории размерностей и подобия. Рассмотрены вопросы установившегося и неустойчившегося течения однофазных и многофазных сред в трубах, основы газовой динамики, теории движения неньютоновских жидкостей. Дана гидродинамическая теория фильтрации жидкостей и газов в однородных и неоднородных, изотропных и анизотропных средах.



**Данную книгу, а также интересующие Вас издания «ИКИ»  
можно заказать:**

через Интернет-магазин MATECIS: <http://shop.rcd.ru>

по электронной почте [subscribe@rcd.ru](mailto:subscribe@rcd.ru) или [rhd-m@mail.ru](mailto:rhd-m@mail.ru)

**Наши представительства:**

**Москва, Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН**

(ул. Бардина, д. 4, корп. 3, к. 414, тел.: (495) 641-69-38, факс: (499) 135-54-37)

**Ижевск, Удмуртский государственный университет**

(ул. Университетская, д. 1, корп. 4, к. 211, тел./факс: (3412) 50-02-95)

## Выбор перспективных участков разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в условиях низкой изученности<sup>1</sup>

Л.М. Кадочникова, С.В. Шихов, А.В. Снохина, Н.В. Дергунов, В.З. Сухер (ООО «ТНЦ»),  
М.Н. Николаев (ОАО «ТНК-Нягань»)

**Ключевые слова:** 3D моделирование, изученность, неопределенность входных данных, трудноизвлекаемые запасы, коэффициент надежности, экономическая эффективность, индекс доходности.

**Адреса для связи:** LMKadochnikova@tnk-bp.com; AVSnokhina@tnk-bp.com

### Введение

В настоящее время в условиях падающей добычи на основных месторождениях Западной Сибири немалый интерес представляют пласты с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, характеризующиеся низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и невыдержанностью геологического строения. На Красноленинском месторождении к таким объектам, представляющим интерес в плане нефтегазоносности, можно отнести отложения базального горизонта (БГ), обладающие высокими продуктивными характеристиками, но имеющие локальное, ограниченное распространение по площади.

### Исследования, проводимые по пласту БГ

Пласт БГ залегает на отложениях доюрского комплекса, продуктивные залежи разобщены выступами фундамента, маломощны. Тип залежей – сложный, структурно-стратиграфический, со стратиграфическими и литологическими экранами. Основной проблемой, возникающей до начала эксплуатационного бурения на пласт БГ, является не столько оценка ФЕС пород, сколько точность оконтуривания многочисленных залежей. В пределах Каменной площади Красноленинского месторождения распространение базальных отложений установлено по данным сейсморазведки 3D и подтверждено разведочным бурением 25 скважин.

Из 25 скважин, вскрывших восемь залежей пласта БГ на этапе поисково-разведочного бурения, пробная эксплуатация велась на пяти залежах 13 скважи-

нами без формирования системы ППД и чаще в зимний период. Периодичность эксплуатации пласта БГ и отсутствие закачки были обусловлены удаленностью скважин от централизованной системы сбора и водоводов [1]. В табл. 1 приведены общие сведения о числе скважин, в которых проведены исследования. Из нее видно, что результатов исследований явно недостаточно для полной оценки потенциала объекта разработки [2, 3].

Таблица 1

Вид исследования	Число скважин	Качество исследований
Изучение керна (определение ФЕС)	5	Исследованы неколлекторы
Изучение глубинных проб нефти	2	Удовлетворительное
Гидродинамические исследования (ГДИ)	5	Некондиционное
Промышленно-геофизические исследования (ПГИ)	5	Хорошее

Определения фильтрационных свойств по керну не позволили получить корреляционную зависимость пористость – проницаемость вследствие недостаточной представительности поднятого керна. Не удалось получить оценку проницаемости и по ГДИ скважин. По пласту БГ за весь период разработки исследования КВД выполнены только по пяти скважинам, все исследования характеризуются как некондиционные в связи с некачественным проведением.

Единственным источником информации о фильтрационных свойствах пласта в данном слу-

<sup>1</sup>Статья подготовлена по докладу, сделанному на IV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти» (26-28 апреля 2011 г., г. Уфа).

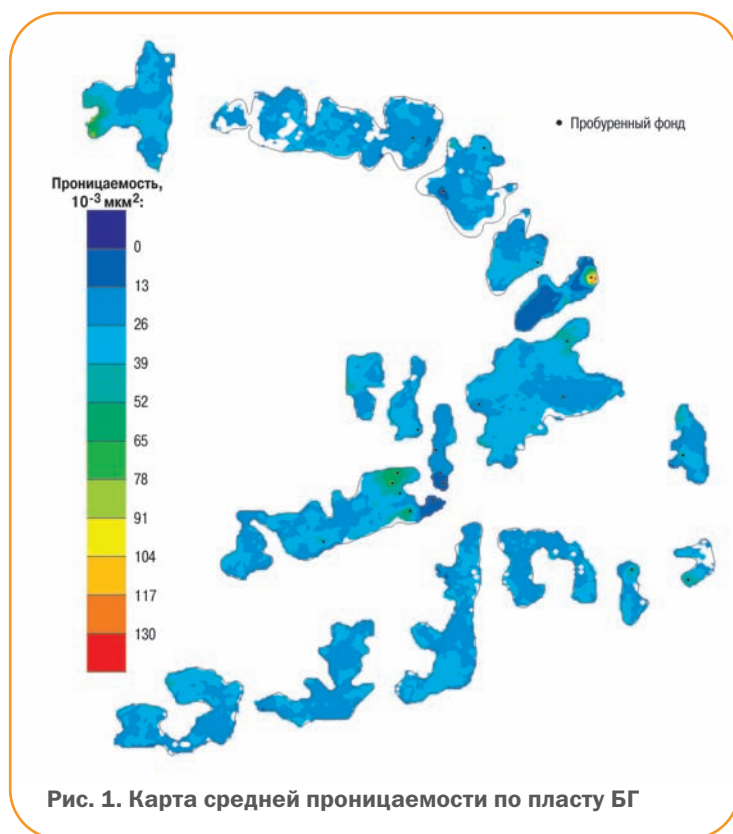


Рис. 1. Карта средней проницаемости по пласту БГ

чае являются промысловая информация по добыче из добывающих скважин и данные опробования разведочных скважин. В результате поле проницаемости строилось по петрофизической зависимости по аналогии с пластом ЮК<sub>2</sub><sup>9</sup> и корректировалось по промысловым данным. На рис. 1 приведена карта средней проницаемости по пласту БГ по фильтрационной модели. По результатам адаптации модели на имеющуюся историю разработки потребовалась незначительная корректировка проницаемости в рамках предельных значений.

На данной стадии изученности пласта БГ выбор оптимального сценария разработки и оценка его экономической эффективности возможны лишь на многовариантной основе с использованием гидродинамического моделирования, промысловой информации и эмпирических зависимостей. Трехмерное моделирование позволяет учесть изменение ФЕС пласта в широком диапазоне [4 – 6].

## Выбор перспективных участков

В данной статье рассмотрен методический подход к экспресс-оценке перспективных участков локально ограниченных залежей на основе гидродинамического моделирования, анализа неопределенностей, ранжирования запасов и рисков. Гидродинамическая модель пласта БГ построена на основе геологической модели с использованием результатов проведенных исследований и промысловых данных.

Физико-химические свойства флюидов определялись по результатам анализа глубинных проб. Полученные параметры сильно различаются. Для анализа плотности нефти можно использовать метод среднего арифметического, так как разброс значений плотности не превышает 5 %, что можно объяснить погрешностью измерений. По другим параметрам разброс значений превышает 5 %. Для оценки качества имеющихся и проведения дополнительных исследований использовался коэффициент надежности.

Для определения качества выполняемых исследований были оценены средние значения, стандартные отклонения и коэффициенты надежности по параметрам. Основные физико-химические свойства нефти и коэффициент надежности по двум исследованным скважинам пласта БГ приведены в табл. 2. Корректировка параметров осуществлялась посредством построения флюидальной модели с помощью корреляционных зависимостей в программе Eclipse Office (компания Schlumberger). Поле начальной нефтенасыщенности строилось с учетом функции Леверетта. Насыщенность изменялась в пределах 0,7 – 0,88.

Из-за отсутствия лабораторных исследований по определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и коэффициента вытеснения по глубоким горизонтам при моделировании использовались модельные ОФП, построенные на основе оценки остаточной водо- и нефтенасыщенности, промысловой информации об обводненности добывающих скважин. Сжимаемость скелета при моделировании выбиралась по ре-

Таблица 2

Параметры	Принятые значения по «ПЗ» 2010 г.	Статистические характеристики		
		Среднее значение по пробам	Стандартное отклонение	Коэффициент надежности
Плотность сепарированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	803	801	4,5	0,992
Давление насыщения, МПа	21,5	21,6	2,4	0,838
Вязкость нефти, мПа·с	0,29	0,354	0,06	0,746
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	179,4	199	31	0,778

Таблица 3

Параметры	Значение		
	наиболее вероятное	минимальное	максимальное
Начальное пластовое давление, МПа	233	221	245
Сжимаемость породы, $10^{-5}$ МПа $^{-1}$	4,90	4,41	5,39
Объемный коэффициент нефти	1,608	1,528	1,688
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,38	0,304	0,456
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м $^3$	803	762,85	843,15
Плотность воды, кг/м $^3$	1100	1050	1100
Скин-фактор	-4	-4,7	5
Множитель $K_x$	2,4	0,1	10
Множитель $K_z$	0,1	0,01	1
Остаточная водонасыщенность	0,227	0,15	0,34
Остаточная нефтенасыщенность	0,41	0,369	0,451
ОФП для воды	1	0,1	1
ОФП для нефти	1	0,5	1
Показатель степени ОФП для воды	4	0,01	10
Показатель степени ОФП для нефти	2	0,01	10
Коэффициент $a$ для капиллярного давления	0,259	0,1295	0,3885
Коэффициент $b$ для капиллярного давления	-0,3	-0,45	-0,15

зультатам лабораторных исследований пласта ЮК $_2$ <sup>9</sup> ( $0,49 \cdot 10^{-4}$  МПа $^{-1}$ ).

В условиях низкой информативности исходной информации важным этапом изучения пласта является анализ чувствительности гидродинамической модели к входным параметрам, который проводился в три этапа:

- анализ вариации фильтрационных параметров с помощью программы EnABLE (компания Roxar);
- ранжирование балансовых запасов углеводородов отдельных залежей по рентабельности их разработки;
- оценка экономических рисков при погрешности определения фильтрационных параметров пласта.

В качестве переменных в программе EnABLE были выбраны 17 параметров (табл. 3) исходя из полноты охвата. Диапазон модификаторов выбирался с учетом оценки по результатам адаптации модели к истории разработки, анализа лабораторных исследований. Анализ чувствительности проводился на основе данных 35 расчетов. Результаты анализа в виде торнадо-диаграммы приведены на рис. 2, из которого видно, что накопленная добыча нефти наиболее чувствительна к неопределенности в определении остаточной водонасыщенности swc, объемного коэффициента bo, проницаемости mkx, сжимаемости породы roc. Результаты вполне ожидаемы, так как основной проблемой разработки пласта является снижение пластового давления. По расчетам мак-

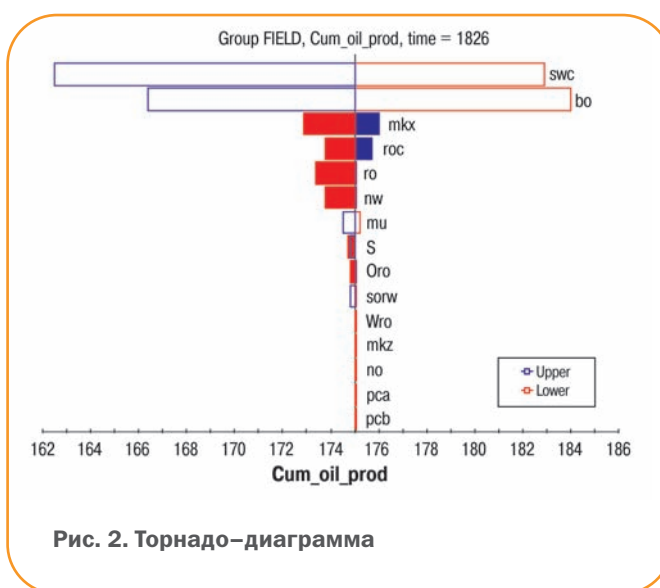
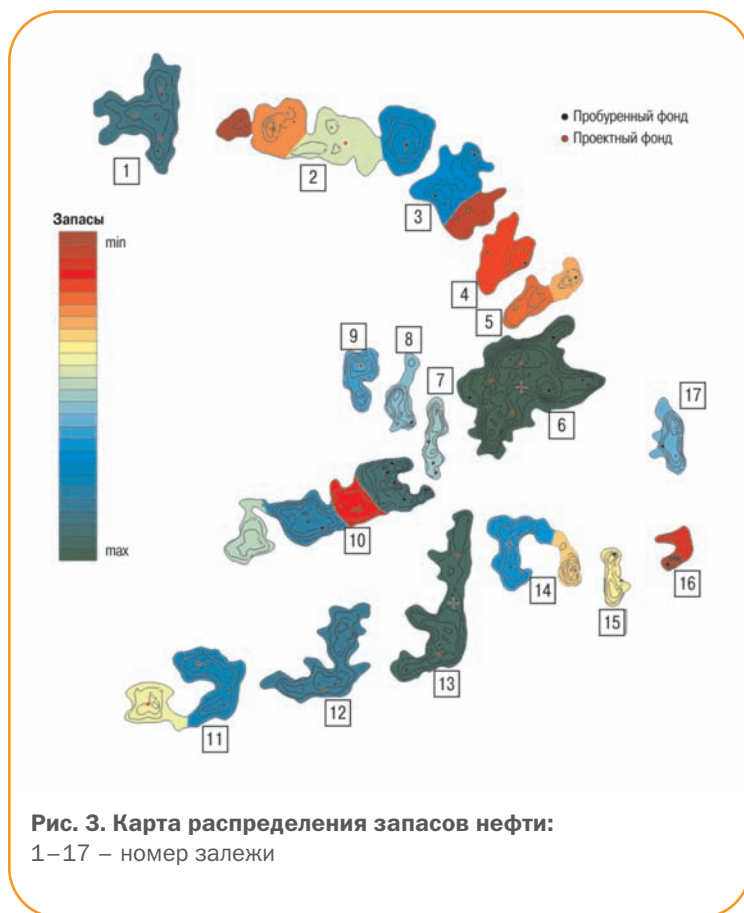


Рис. 2. Торнадо-диаграмма

симальные расхождения по накопленной добыче нефти находятся в пределах  $\pm 5,7$  %.

Неопределенности, связанные с построением геологической модели (погрешности определения балансовых запасов, оценка расчлененности объекта), учитывались посредством ранжирования запасов углеводородов в отдельных линзах с установленными эффективными нефтенасыщенными толщинами. На геологическое строение пласта БГ значительно влияют изолированность и раздробленность отдельных линз. На рис. 3 приведена карта распределения геологических/извлекаемых запасов нефти. Ран-



жирование запасов позволяет выделять наиболее приоритетные зоны для разработки, характеризующиеся уверенной выдержанностью и однородностью коллектора (см. рис. 3, области, окрашенные в оттенки зеленого цвета) и зоны, разработка которых пока нерентабельна (области оранжево-красного цвета). Залежи 6 и 13 имеют наибольшее количество запасов и наиболее выдержаны по площади.

По результатам проведенного анализа выделены зоны с наименьшими рисками в оценке геологических запасов и предложен вариант разработки пласта оптимальным числом скважин (см. рис. 3). Предварительный выбор числа скважин в пределах залежей основывался на удельных отборах, минимально рентабельных в настоящее время. По каждой скважине и отдельным залежам рассчитывался индекс доходности PI в динамике (рис. 4). Выбор участка опытно-промышленной разработки (ОПР) основывался на ранжировании залежей по PI.

На заключительном этапе оценены экономические риски при погрешности определения фильтрационных параметров пласта для предлагаемого участка ОПР. Параметр проницаемости в неразбуренных зонах уменьшался и увеличивался относительно среднего значения. По базовому варианту проницаемость совпадала с распределением проницаемости по геологической модели. Пессимистический прогноз проницаемости реализован в варианте 1 (множитель 0,07), оптимистический – в варианте 4 (проницаемость увеличена в 2 раза по сравнению с исходной). По результатам технологических расчетов оценена экономическая эффективность.

В табл. 4 приведен PI по залежам для разных вариантов. Из нее видно, что высокий PI имеют залежи 6, 8, 9 и 17. По залежи 6 при изменении фильтрационных параметров PI стабильно положительный, что подтверждает выбор этой залежи для проведения ОПР.

Влияние неопределенности фильтрационных свойств объекта на экономическую эффективность разработки отдельных залежей указывает на необходимость создания программы их доизучения. Программа доизучения пласта БГ в первую очередь должна предусматривать исследования, направленные на исключение неопределенностей, выявленных в ходе проведения анализа и наиболее значительно влияющих на интенсивность отборов. Для пласта БГ перво-

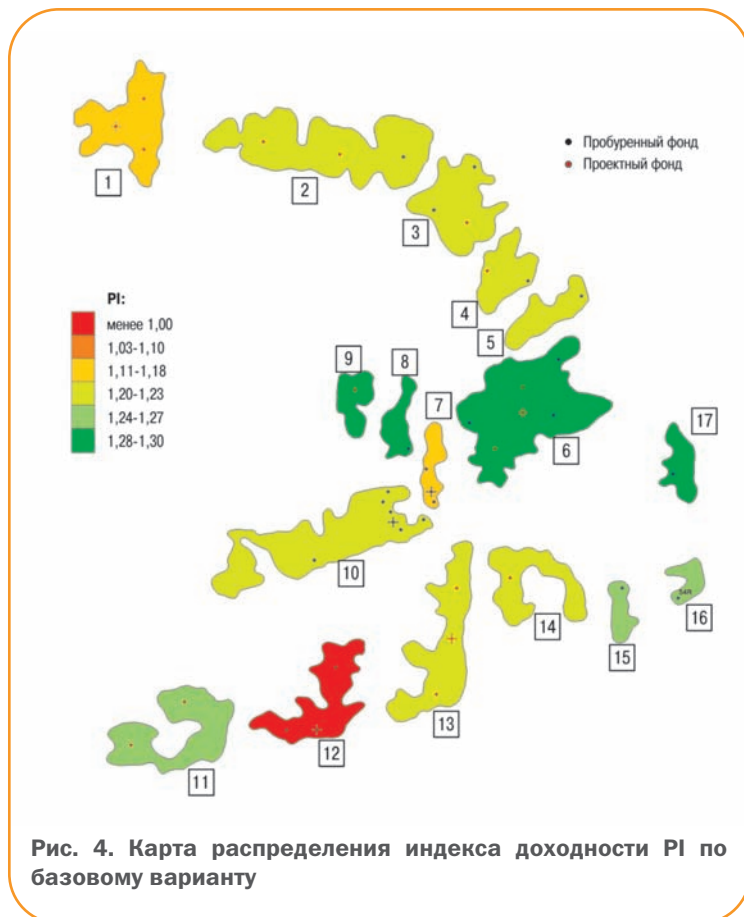


Таблица 4

Номер варианта	PI по залежи																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Базовый	1,11	1,21	1,21	1,21	1,23	1,28	1,11	1,28	1,28	1,22	1,24	0,97	1,21	1,23	1,27	1,27	1,29
0	1,00	1,21	1,17	1,14	1,22	1,27	1,11	1,28	1,26	1,23	1,21	0,81	1,13	1,16	1,23	1,25	1,27
1	0,94	1,21	1,14	1,10	1,15	1,25	1,11	1,28	1,25	1,23	1,18	0,68	1,08	1,11	1,21	1,23	1,26
2	0,76	1,21	1,06	0,97	1,11	1,21	1,11	1,28	1,20	1,23	1,10	0,50	0,94	0,97	1,17	1,22	1,23
3	1,15	1,21	1,23	1,23	1,30	1,28	1,11	1,28	1,29	1,23	1,26	1,03	1,24	1,25	1,28	1,28	1,30

очередными мероприятиями являются исследования по уточнению геологических запасов (разведочное бурение) и фильтрационных свойств коллектора (изучение керна, ГДИ).

Таким образом, несмотря на слабую изученность объекта разработки, на базе гидродинамической модели удалось определить потенциал пласта с учетом экономических рисков и выделить участок для выполнения ОПР.

## Выводы

1. В условиях низкой изученности и высокой степени неопределенности фильтрационное моделирование является единственным инструментом для прогнозирования и оценки перспективности разработки залежей.

2. Анализ неопределенностей на данном этапе изученности объекта показал, что на технологические и экономические показатели разработки в основном влияют геологическое строение (локализация залежей) и проницаемость коллектора.

3. Данный экспресс-подход можно использовать для оценки экономических рисков большинства слабоизученных залежей углеводородов.

## Список литературы

1. *Подсчет запасов Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Каменного лицензионного участка.* – М.: ООО ЦГЭ, 2004.
2. *РД-39-100-91.* Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. – М., 1991. – 540 с.
3. *РД 153-39.0-109-01.* Методические указания. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2002.
4. *Геологическое многофакторное моделирование на примере Приобского месторождения / В.А. Байков, О.В. Емченко, А.П. Рощетаев, А.А. Яковлев // Вестник ЦКР Роснедра.* – 2010. – №1. – С. 27-32.
5. *Carpen E.C.* The Difficulty of Assessing Uncertainty // *Journal of Petroleum Technology.* – 1976. – V. 28. – № 8. – P. 843-850.
6. *A Successful Story of Integration Geological Characterization, Reservoir Simulation, Assisted History Matching and EOR in a Giant Fractured Granite Basement: A Road Map to Maximize Recovery in Unconventional Reservoirs / T.Q. Dang Cuong, Chen Zhangxing, T.B. Nguyen Ngoc, [et al.] // Offshore Technology Conference.* – Houston, Texas, USA. – 2011. – May 2-5.

# Повышение точности оценки продуктивности пласта при помощи учета статистических данных о его свойствах<sup>1</sup>

Д.М. Оленчиков, к.ф.-м.н, А.Е. Сапожников, Н.А. Штин, Д.С. Чебкасов (ЗАО «ИННЦ»)

**Ключевые слова:** продуктивность скважин, неоднородность, гидродинамика.

**Адрес для связи:** NAshtin@udmurtneft.ru

## Введение

Необходимость оценки продуктивности скважин возникает при планировании бурения, переходе на другой горизонт и прогнозе показателей разработки нефтяных залежей. Продуктивность зависит от многих параметров: проницаемости, эффективной толщины, пластового давления и др. Наибольшие трудности в основном возникают при оценке проницаемости [1]. В районе действующей скважины фильтрационная характеристика может быть оценена по результатам гидродинамических исследований или по данным «нормальной» эксплуатации [2]. При планировании перевода скважины на другой горизонт эта информация отсутствует и приходится делать выводы только на основе результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) и, возможно, результатов анализа зерна. Обычно проницаемость определяют через пористость по зависимостям, полученным в результате лабораторных исследований зерна. Однако такой подход не учитывает неоднородность коллектора, что значительно снижает точность прогноза продуктивности. В статье предложен подход, позволяющий повысить точность оценки продуктивности пласта за счет использования информации о статистическом распределении пористости, в определенной мере отражающем неоднородность коллектора.

## Постановка задачи

Традиционный подход к определению проницаемости предусматривает построение эмпирической



Рис. 1. Зависимость проницаемости  $k_{пр}$  от пористости  $K_{п}$ , полученная по результатам лабораторных исследований зерна

зависимости проницаемости от пористости, полученной на образцах зерна, с последующим расчетом проницаемости через пористость, определенную по результатам ГИС. При этом в ряде случаев корреляция между пористостью и проницаемостью очень слабая (рис. 1). Диапазон расхождения значений проницаемости для одного и того же значения пористости может достигать нескольких порядков.

Рассмотрим элемент неоднородного пласта (рис. 2) и добывающую скв. Р1 в центре элемента. При оценке продуктивности пласта приходится использовать информацию, полученную для объектов разного масштаба. Пористость определяется на образцах зерна размером несколько сантиметров либо

<sup>1</sup>Статья подготовлена по докладу, сделанному на IV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти» (26-28 апреля 2011 г., г. Уфа).



## Методика учета статистических данных о неоднородности свойств пласта

В соответствии с методикой выделяются зоны с примерно одинаковыми условиями осадконакопления. Это означает, что для данных областей характерны некоторые статистические распределения пористости и проницаемости, которые не изменяются при переходе от всей области к ее части. Такие области можно выделить исходя из геологических соображений с учетом результатов исследований ядра и ГИС.

Для каждой зоны строится серия (100-500) тестовых гидродинамических моделей [3], в которых пористость распределена случайным образом в соответствии со статистическим распределением. Если имеется информация о виде вариограммы, то распределение лучше строить

коррелированным, если таких данных нет, то пористость в каждой ячейке распределяется независимо. В наших экспериментах вариограмма не использовалась. Проницаемость вычислялась по зависимости от пористости, полученной на микроуровне (на ядре). Далее для каждой гидродинамической модели рассчитывалась продуктивность скважины. В результате была получена серия точек, характеризующих уже макрозависимость пористости от проницаемости. На рис. 3 представлено сравнение удельных дебитов для одного из месторождений Удмуртии после выхода на режим: фактического, определенного по петрофизической зависимости и полученного по макрозависимости. Из рис. 3 видно, что традиционно используемая петрофизическая зависимость пористость – проницаемость занижает значение дебита. Дебит, рассчитанный с использова-

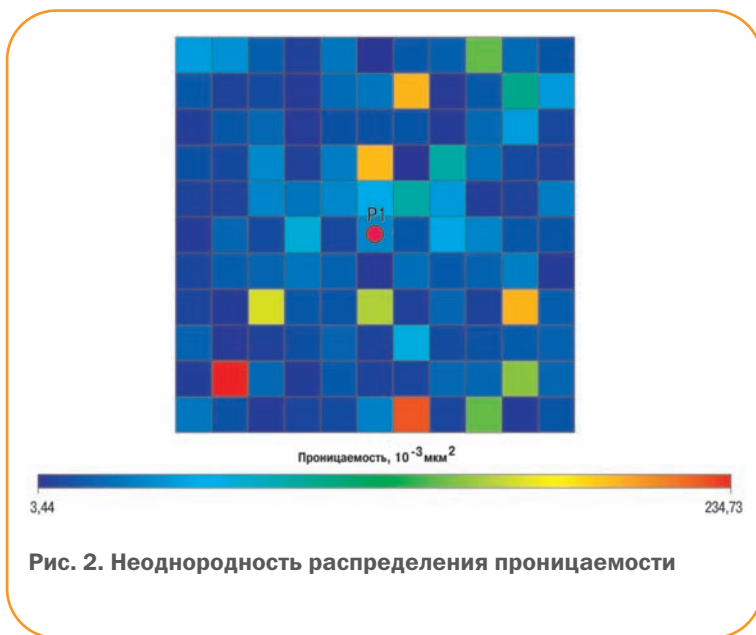


Рис. 2. Неоднородность распределения проницаемости

по результатам интерпретации данных ГИС, что дает некоторое ее среднее значение на расстоянии нескольких десятков сантиметров от скважины. Будем считать свойства, определенные в области, не превышающей 1 м, микросвойствами. Продуктивность скважины является свойством «ячейки» межскважинного пространства (макросвойством). Таким образом, продуктивность скважины должна определяться с учетом не только пористости вблизи скважины, но и статистических закономерностей неоднородности свойств пласта в межскважинном пространстве.

Возникает задача переноса информации, полученной при исследовании на микроуровне (ядро, ГИС), на макроуровень с целью прогнозирования продуктивности скважины. Прямой перенос зависимости проницаемости от пористости в этом случае некорректен, поскольку не учитывает «усреднения» гидродинамических потоков исходя из неоднородности свойств пласта. Даже если бы на микроуровне зависимость проницаемости от пористости была бы идеальной (однозначной), то определить точное значение продуктивности было бы невозможно из-за макронеоднородности свойств пласта. При высокой макронеоднородности на продуктивность в большей степени влияют статистические параметры неоднородности пласта. При этом проницаемость вблизи скважины влияет только на скин-фактор, поскольку уже в нескольких метрах от скважины свойства пласта могут сильно отличаться от свойств вблизи скважины.

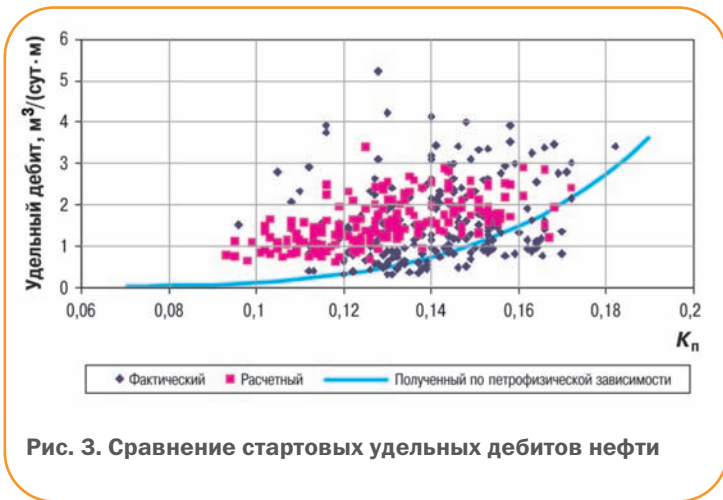


Рис. 3. Сравнение стартовых удельных дебитов нефти

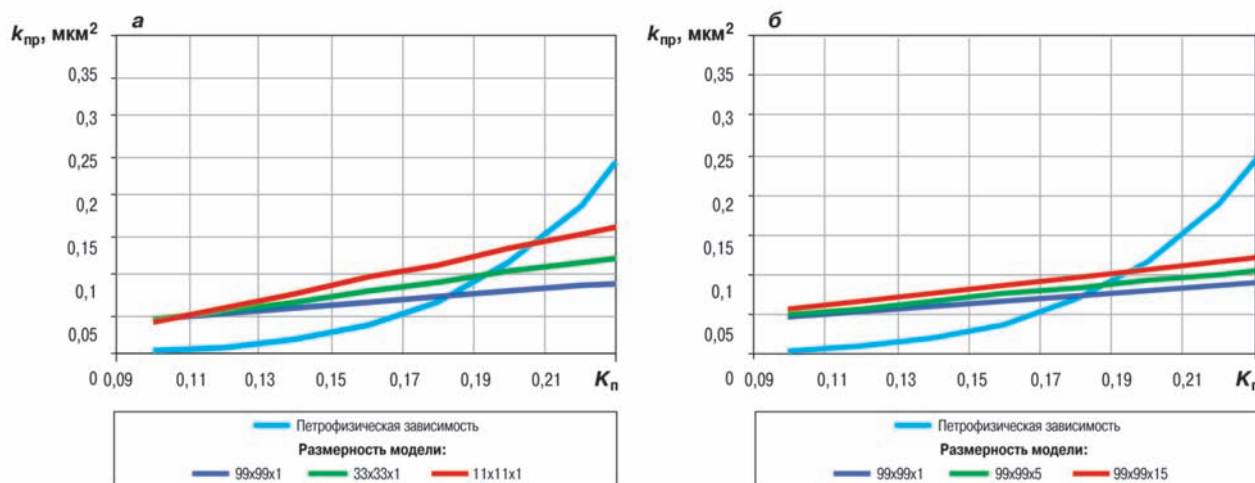


Рис. 4. Влияние числа ячеек по латерали (а) и числа слоев по вертикали (б) на зависимость проницаемости  $k_{пр}$  от пористости  $K_{п}$

нием макрозависимости, более соответствует фактическому.

Кроме того, была выполнена серия численных экспериментов по определению чувствительности получаемой макрозависимости пористость – проницаемость от размерностей тестовых гидродинамических моделей. Результаты представлены на рис. 4. Установлено, что на макрозависимость пористости от проницаемости слабо влияет число слоев модели по вертикали и существенно – число ячеек по латерали, причем, чем больше размерность тестовых моделей, тем зависимость более сглажена. Большая размерность модели соответствует высокой степени макронеоднородности, когда пористость вблизи скважины слабо влияет на итоговую продуктивность. Чем выше степень неоднородности, тем значительнее на продуктивность влияют статистические свойства пласта. Таким образом, для построения макрозависимости проницаемости от пористости необходимо оценить степень неоднородности пласта, основываясь на параметрах вариограмм либо на откалибровке макрозависимости по фактической продуктивности скважин.

## Выводы

1. Построенная макрозависимость пористость – проницаемость более соответствует фактическим данным, чем зависимость, полученная по результатам лабораторных исследований керна.
2. Полученную макрозависимость целесообразно использовать при прогнозировании продуктивности скважин и гидродинамическом моделировании.
3. Для адекватного построения макрозависимости необходимо правильно выбрать размерность тестовых гидродинамических моделей. Для этого следует оценить степень макронеоднородности пласта.

## Список литературы

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 89 с.
2. Афанасьев И.С., Ситников А.Н., Загуренко А.Г. Алгоритмы построения карт проницаемости по данным нормальной эксплуатации // Нефтяное хозяйство. – № 11. – 2009. – С. 24-28.
3. Справочное руководство по ECLIPSE. – 2003. – С. 56.

# Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей<sup>1</sup>

В.Б. Леви (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

**Ключевые слова:** гидродинамическая модель, анализ, автоматическое моделирование, неопределенности, риск.

**Адрес для связи:** Vladlvs@rambler.ru

## Введение

Данная статья посвящена проблеме анализа неопределенностей и рисков, возникающих на этапах гидродинамического моделирования, идентификации фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), адаптации расчетных показателей и фактических данных, полученных в процессе разработки, а также прогнозирования технологических мероприятий и показателей разработки.

Достоверный прогноз технологических показателей при проектировании, анализе и мониторинге разработки невозможен без качественной адаптации геолого-гидродинамической модели к фактическим данным истории разработки. Решение этой задачи может иметь несколько вариантов. Достоверность решения также зависит от количества и качества исходной информации, что в свою очередь выражается в виде неопределенностей параметров, используемых при адаптации гидродинамических моделей. При традиционном способе адаптации моделей, основанном на опыте и интуиции специалиста-гидродинамика, требуются существенные временные затраты, и отсутствуют гарантии, что полученный вариант будет правильным, так как некоторые приемы адаптации могут сделать модель непригодной для дальнейшего использования [1].

В статье использовался программный комплекс Enable, позволяющий проводить:

- автоматизированную адаптацию моделей к истории разработки;
- анализ рисков, т.е. вероятностную оценку показателей разработки;

– оптимизацию технологических параметров разработки;

– расчет прогнозных показателей с учетом неопределенностей входных параметров.

Благодаря комплексной оценке неопределенностей можно корректно использовать идентификационные методы, при этом основываясь не на одном частном случае, а на нескольких равновероятных решениях, полученных вариацией физически обоснованных свойств.

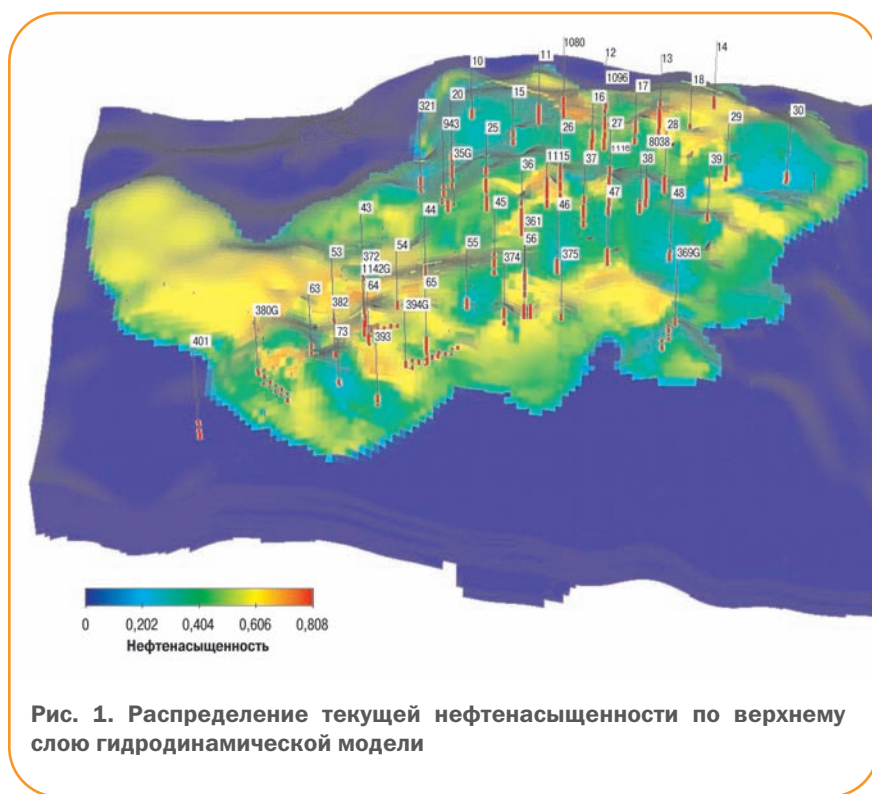
## Характеристики пласта

Общая толщина пласта (рис. 1), по которому проводились расчеты, изменяется от 9,3 до 34,1 м, составляя в среднем 19,8 м, эффективная толщина варьирует от 7,2 до 19,9 м при средней 11,9 м. Пласт представлен в основном песчаниками мелко- и среднезернистыми, полимиктовыми, хорошо отсортированными, с маломощными прослоями алевролитов, аргиллитов и углисто-глинистых намывов.

Рассматриваемый объект характеризуется относительно высокой песчаностью (средний коэффициент песчаности равен 0,6 при изменении от 0,33 до 0,82), несмотря на высокую расчлененность (в среднем 6,1 при изменении от 3 до 12). Покрышкой служит глинистая пачка толщиной 2,6-16 м, в среднем 7,5 м.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта определены по данным исследования керна 14 скважин и результатам интерпретации геофизических исследований (ГИС) 146 скважин. Отмечается сопоставимость результатов исследований

<sup>1</sup>Статья подготовлена по докладу, сделанному на IV научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработки нефти» (26-28 апреля 2011 г., г. Уфа).



**Рис. 1.** Распределение текущей нефтенасыщенности по верхнему слою гидродинамической модели

(см. таблицу), однако при сравнении среднего коэффициента проницаемости по керну – ГИС с результатами гидродинамических исследований (ГДИ), проведенных в 26 скважинах, установлено существенное расхождение.

Параметры	Исследование керна	ГИС	ГДИ
Пористость, %	14,7-24,8/19,1	15,0-24/20,3	
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	1-1516/172,6	1-1842,6/136,2	1-208/38
Нефтенасыщенность	0,42-0,82/0,688	0,30-0,81/0,59	

**Примечание.** В числителе указан диапазон изменения параметра, в знаменателе – его среднее значение.

Пласт разрабатывается с 1996 г. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,309, отбор – 71,4 % начальных извлекаемых запасов, обводненность продукции добывающих скважин – 91 %. Наибольшее движение подошвенных вод приурочено к северо-восточной части залежи. Эта зона характеризуется высокой начальной эффективной нефтенасыщенной толщиной – более 10 м, продукция скважин – высокой обводненностью.

Ниже представлены основные параметры фильтрационной модели.

Тип модели .....Black oil  
 Тип сетки.....Corner point

Размерность модели.....134×98×37

Число ячеек модели:

всего .....485884

активных .....294058

Число скважин .....55

Анализ исходных данных выявил необходимость решения следующих проблем:

- определение источника воды, поступающей в добывающие скважины из затрубного пространства;
- распределение продукции скважин, работающих совместно на несколько объектов разработки;
- разделение добычи нефти и воды, полученной в результате проведения различных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

### Алгоритм моделирования

Для автоматизированного моделирования использовался следующий

алгоритм. Определялись тип, региональное простирание и диапазон неопределенных параметров. В качестве исходной информации можно также использовать различные варианты геологических моделей или укрупненной гидродинамической модели с различающимся объединением слоев геологической модели. Определялись начальные, минимальные и максимальные значения изменяемых параметров. На графиках изменения показателей разработки устанавливались контрольные точки, которые в дальнейшем определяли функцию целевого поиска. В ходе первых расчетов образовывалось множество моделей, на основе анализа которых инициализировался стохастический эстиматор. Оценка последнего позволяла определять наиболее информативные запуски, характеризующие влияние неопределенностей на искомую функцию. На последнем этапе поиска адаптированных моделей определялись вероятностные значения заложенных неопределенностей и рассчитывались варианты моделей с лучшей адаптацией.

Большое значение имеет стратегия поиска решения, зависящая от поставленной задачи. При функциональном ориентировании на интегральную настройку показателей по всему месторождению можно добиться сходимости накопленных параметров, но могут остаться нерешенными про-

блемы по отдельным скважинам. При ориентировании на дифференциальную настройку отдельных скважин можно добиться адаптации части скважин, но интегральная адаптация текущих параметров может остаться неприемлемой. Наиболее оптимальным оказался метод, в котором при первой серии итераций осуществляется интегральная настройка параметров месторождения совместно со скважинами, максимально влияющими на интегральные показатели всей модели. При второй серии итераций выполняется выборочная настройка скважин, входящих в зоны, представляющие наибольший интерес, т.е. в зоны с потенциальными возможностями проведения ГТМ и с наибольшей концентрацией невыработанных запасов.

Существует большое число параметров, которые могут быть скорректированы [2]. В исследовании были рассмотрены неопределенности следующих видов.

- Коэффициент вертикальной проницаемости предположительно мог изменяться от исходной горизонтальной проницаемости геологической модели.
- Поскольку прямых замеров относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на данном объекте недостаточно, принято изменение таких параметров, как экспонента и максимальная относительная проницаемость для воды и нефти.
- Параметры зависимости капиллярных давлений.
- Значения остаточной нефтенасыщенности в промытой зоне после заводнения.
- Свойства (проницаемость, пористость и толщина) водоносного аквифера Картера – Трейси.
- Коэффициенты функции проницаемости от пористости, при этом пределы функции принимались по результатам петрофизических исследований.
- Значения скин-факторов в скважинах.

Затем на моделях (рис. 2) с наилучшей схожимостью фактических и расчетных показателей были рассмотрены следующие сценарии разработки объекта:

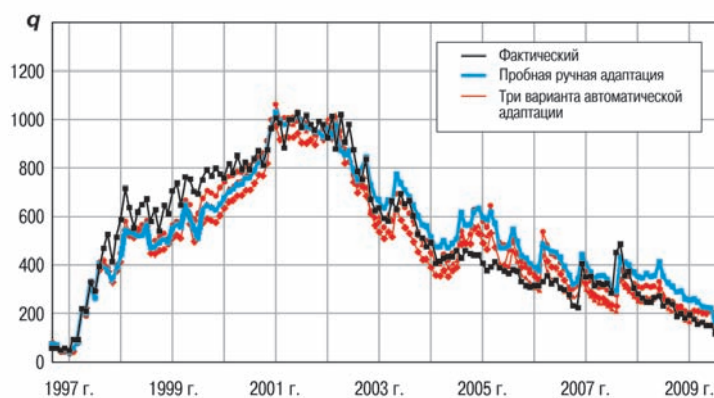


Рис. 2. Адаптация дебита нефти

- перевод скважин, находящихся в консервации после эксплуатации на других объектах, под нагнетание;
- бурение новых скважин и боковых стволов;
- изменение режимов работы скважин.

На моделях были рассчитаны технологические показатели по двум элементам семиточечной системы с переводом под нагнетание скважин, находящихся в бездействии. По результатам расчетов установлено, что средние технологические показатели эксплуатации скважин в элементах несущественно превысят текущие показатели, при этом увеличивается водонефтяной фактор, и скважины ускоренным темпом обводняются. Перспективность возврата скважин на объект под нагнетание низкая, а водоносный аквифер обладает достаточной энергией для эффективного вытеснения нефти и поддержания пластового давления. Даже при снижении пластового давления на 10 % в процессе разработки скорость поступления воды примерно соответствует необходимой для выработки запасов. Для сохранения скорости притока, вызванного расширением воды в водоносной зоне, и равной скорости отбора жидкости из продуктивного пласта давление на водонефтяном контакте должно уменьшаться. Согласно распределению остаточных запасов (рис. 3) эффективными мероприятиями являются вывод из консервации скважин в северной части и зарезка бокового ствола в южном направлении.

В результате выполненных исследований были определены вероятностные значения накопленной добычи нефти бокового ствола (рис. 4) и оценены технико-экономические риски.

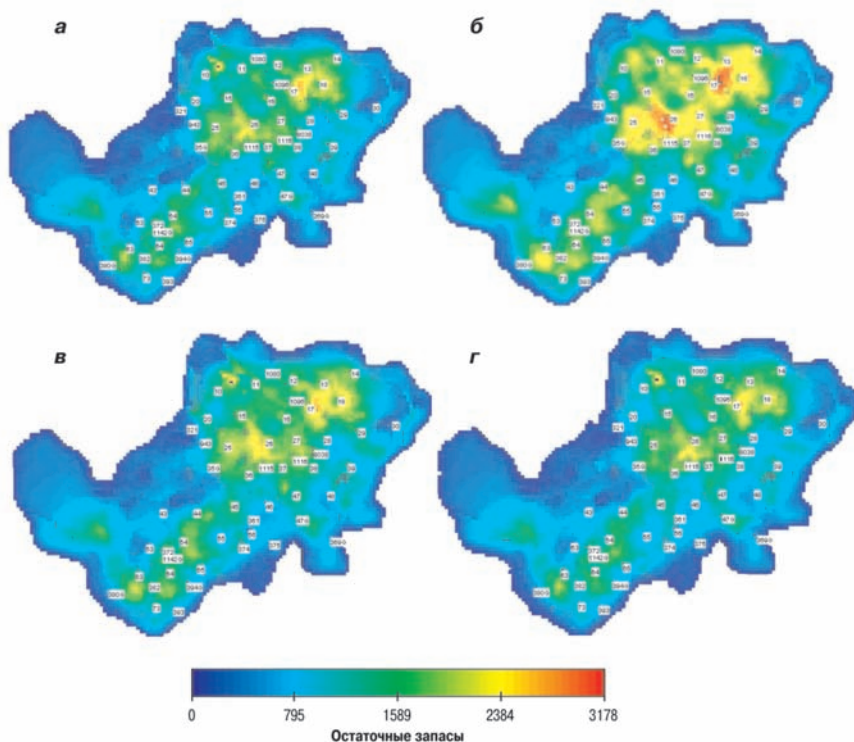


Рис. 3. 2D распределение остаточных запасов в пластовых условиях по результатам автоматической адаптации моделей с наилучшей сходимостью (а, б, в) и по данным ручной адаптации (г)

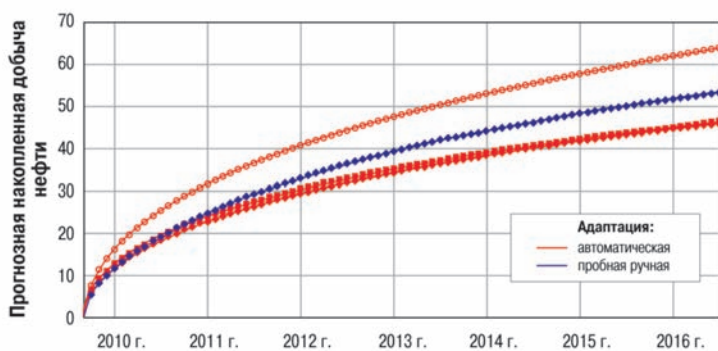


Рис. 4. Прогнозная накопленная добыча нефти из бокового ствола по результатам автоматической и пробной ручной адаптации

## Выводы

1. Основным преимуществом использования программного обеспечения для автоматической адаптации геолого-гидродинамических моделей является возможность получения многовариантных решений.

2. Принятие решения о введении конкретного мероприятия на основе диапазона значений ожидаемой накопленной добычи нефти или пускового дебита позволило геологическим службам исключить из рассмотрения малоэффективные мероприятия и минимизировать экономические риски.

3. Суммируя полученные результаты, можно утверждать, что использование только традиционных, т.е. ручных методов адаптации геолого-гидродинамических моделей, не гарантирует

того, что модель будет соответствовать реальному объекту.

## Источники

1. Tavassoll Z., Carter N.J., King R.P. Errors in History Matching// SPE. – 2004.
2. Griess B., Diab A., Schulze-Riegert R. Application of Global Optimization for Model Validation and prediction Scenarios for a North African Field/SPE. – 2006.

Представляемый обзор подготовлен профессором М. Экономидесом специально для русскоязычного читателя книги «Повышение продуктивности нефтегазовых коллекторов» (авторы М. Экономидес, К. Нолте), впервые изданной в России в серии «Библиотека нефтяного инжиниринга» ОАО «НК «Роснефть».

Автор любезно согласился опубликовать данный обзор в Научно-техническом вестнике ОАО «НК «Роснефть» в русском переводе и в оригинальной версии на английском языке.

## Современное состояние работ по гидроразрыву пласта в мире

М.Дж. Экономидес

(Редакторы перевода с англ. С.С. Ситдинов, А.В. Пестриков)

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, трещина гидроразрыва, проппант, низкопроницаемые пласты, рынок услуг ГРП.

**Адрес для связи:** Michael.Economides@mail.uh.edu

### Введение

Гидроразрыв пласта (ГРП) с закреплением трещины проппантом позволяет ускорить отбор нефти и газа из пластов. После успешного проведения гидроразрыва пластовым флюидам требуется меньше энергии для того, чтобы поступать в ствол скважины.

Для разного типа пластов нужны трещины разного типа, причем единственным самым важным фактором, от которого зависит дизайн гидроразрыва, является проницаемость пласта. Так, в высокопроницаемых пластах нужно создавать короткие трещины с высокой проводимостью, в низкопроницаемых – длинные с меньшей проводимостью. Чтобы добиться нужного сочетания длины и проводимости трещины, необходима высокая квалификация специалистов, так как зачастую данная задача сопряжена с определенными трудностями.

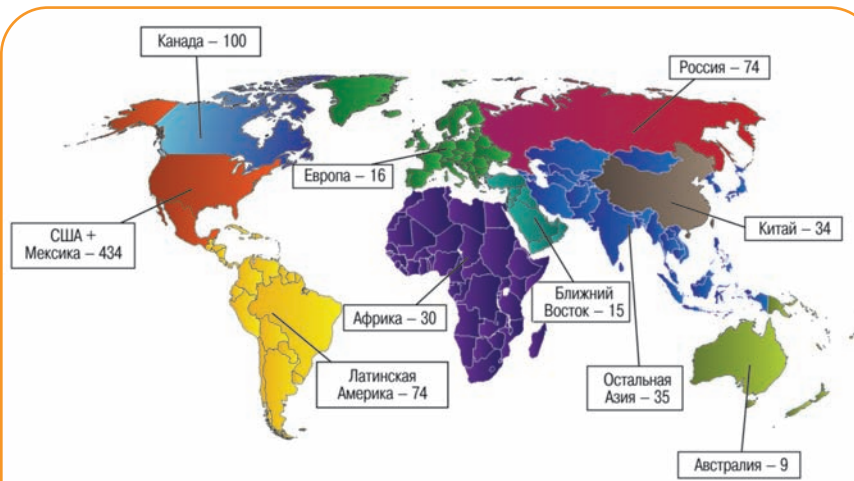
Гидроразрыв можно успешно проводить в большинстве пластов. В высокопроницаемых пластах с помощью гидроразрыва можно значительно повысить продуктивность даже высокодебитной скважины. При разработке низкопроницаемых пластов гидроразрыв становится не просто желательным, а настоятельно необходимым. В пластах проницаемостью менее 0,1 мД ( $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) только гидроразрыв позволяет повысить продуктивность. В Северной Америке имеется огромное число газовых залежей, разработка которых в настоящее время

была бы невозможна без ГРП, и эти залежи по-прежнему остаются в центре внимания.

В 80-х и 90-х годах технология гидроразрыва «достигла зрелости» и широко применялась для разработки низкопроницаемых газовых пластов в США и Канаде. Была создана инфраструктура, позволяющая увеличить объем операций ГРП. Было произведено очень большое количество техники, необходимой для применения данной технологии, а также вспомогательных технических средств обеспечения, в частности емкостей для жидкости гидроразрыва, автоцистерн для воды, емкостей для проппанта, станков для КРС и т.д. В конце 90-х годов прошлого века и начале этого века наличие такой инфраструктуры во многом способствовало развитию добычи сланцевого газа, и вполне вероятно, что без разработки газовых низкопроницаемых пластов, которая привела к возникновению технологии гидроразрыва, сланцевый газ сегодня не добывался бы.

### Современные направления в области технологии гидроразрыва пласта

Распределение оборудования для гидроразрыва пласта по регионам мира, полученное на основе детального изучения деятельности сервисных и добывающих компаний и приведенное на рис. 1, показывает, что лидирующие позиции в этой области по-прежнему занимают США и в меньшей степени Ка-

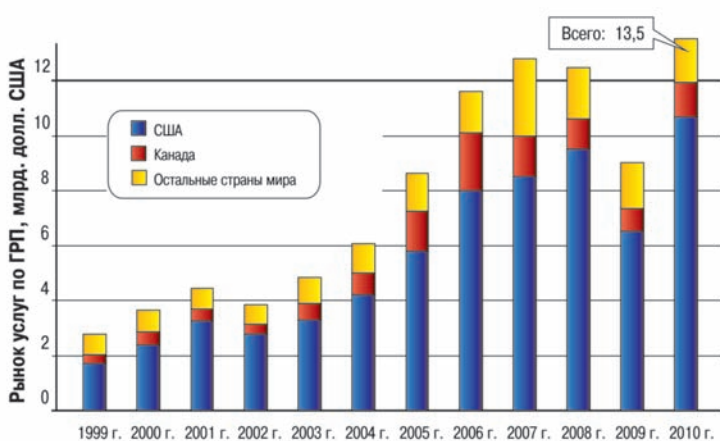


**Рис. 1.** Предполагаемое распределение оборудования для проведения ГРП по регионам мира (включает флот для проведения работ на суше и на море)

нада. Этому в свою очередь способствует добыча газа из низкопроницаемых пластов, сланцевого газа и, в самое последнее время, сланцевой нефти<sup>1</sup>.

Флот для гидроразрыва пласта для одной скважины обычно состоит из 4–5 современных насосных установок суммарной гидравлической мощностью около 10000 л.с. (7355 кВт), блендера и вспомогательного оборудования.

Рис. 2 свидетельствует об огромном влиянии мирового спада экономической активности на объемы операций гидроразрывов в США и Канаде, в основном



**Рис. 2.** Динамика рынка услуг по ГРП

## Что такое трещина ГРП, закрепленная проппантом?

Если к нефтяному или газовому пласту приложить давление, например путем закачки в скважину жидкости, то в призабойной зоне в породе возникают дополнительные напряжения. При увеличении расхода закачиваемой жидкости повышается давление и возникающие в пласте напряжения. В итоге создаются условия, когда пласт уже не выдерживает напряжений, вызываемых закачкой жидкости, и физически раскалывается, в результате создается трещина гидроразрыва.

По определению трещина гидроразрыва создается в проницаемом пласте. Вряд ли имеет смысл проводить гидроразрыв в непроницаемом пласте или пласте с очень малой проницаемостью. В случае проницаемого пласта закачиваемая в скважину жидкость поступает в пласт, что приводит к снижению давления и в итоге – к смыканию трещины. Если же расход закачиваемой в трещину жидкости превышает темпы ее фильтрации в пласт, то трещина будет продолжать расти или продвигаться в глубь пласта, причем ее размеры могут достигать десятков метров.

На заключительной стадии гидроразрыва необходимо убедиться, что между удаленной частью пласта и скважиной образовался канал повышенной проводимости. Для этого в жидкость гидроразрыва на поверхности вводится проппант, и этот состав закачивается в трещину. В конце операции гидроразрыва проппант распределяется по всей площади трещины. После прекращения закачки жидкость продолжает поступать в пласт, и трещина начинается смыкаться. Однако она не может сомкнуться полностью из-за наличия проппанта, который удерживает ее в раскрытом положении. Поскольку основным свойством проппанта является его высокая проницаемость в таком состоянии (иногда на несколько порядков выше проницаемости пласта), в результате гидроразрыва между пластом и скважиной создается канал повышенной проводимости.

<sup>1</sup> Несмотря на значительное увеличение числа флотов для гидроразрыва в мире после публикации нашего первого отчета в сентябре 2008 г., существенное различие в их числе по остальным странам Азии (55 по сравнению с 21 в 2008 г.) объясняется тем, что теперь мы располагаем более достоверной информацией. Сведения об увеличении числа флотов для гидроразрыва в России (74 вместо 49 в 2008 г.) также заслуживают доверия. В США и Канаде этот показатель не отслеживается; вместо этого отслеживается гидравлическая мощность, которая сильно различается в зависимости от того, в каком пласте проводится гидроразрыв. В пермском бассейне для одного ГРП в среднем необходимая мощность равна 10000 л.с. (7355 кВт), тогда как на месторождении Барнетт и для других сланцевых залежей требуемая гидравлическая мощность может достигать и 25000 л.с. (18387 кВт). Из расчета 10000 л.с. на один гидроразрыв в США и Мексике задействовано не менее 700 флотов.

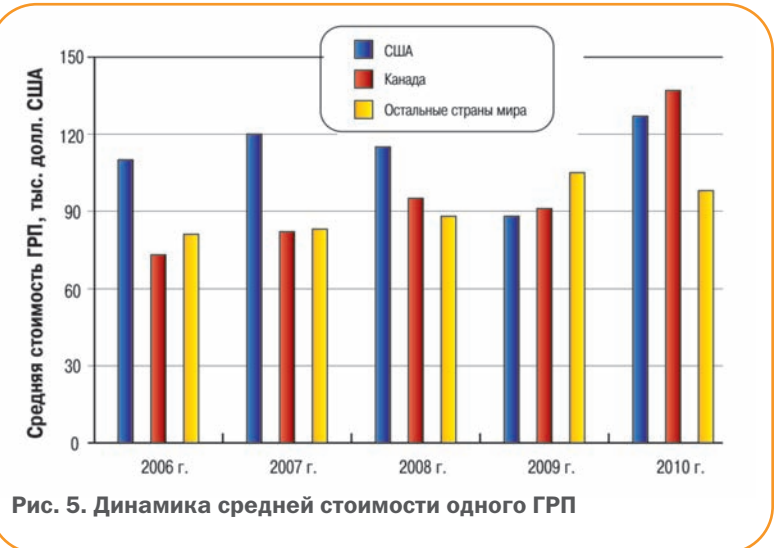




в результате падения внутренних цен на природный газ. Рынок услуг по ГРП во всем мире снизился с 12,5 млрд. долл. США в 2008 г. до 9 млрд. долл. США в 2009 г. Это оказало пагубное влияние на количество выполняемых операций ГРП и привело, в частности, к значительному уменьшению численности специалистов в данной области. Однако, начиная с конца 2009 г., существенно повысились цены на нефть, что помогло возрождению этого вида деятельности в Северной Америке, где число операций ГРП возросло до рекордного уровня. По некоторым оценкам, в 2010 г. в стоимостном выражении было выполнено работ более чем на 13,5 млрд. долл. США.

За пределами Северной Америки объемы операций гидроразрыва пласта слабо зависели от цикличности развития мировой экономики. Это связано с тем, что в целом глобальный нефтегазовый рынок менее волатильно и более медленно реагирует на циклические изменения цены нефти и газа. Несмотря на то, что за пределами Северной Америки гидроразрыв в большей степени проводится в нефтяных пластах (рис. 3), динамика числа операций никак не реагировала на устойчивое повышение цен на нефть, которое наблюдалось на протяжении последних 1,5 лет. Однако предполагается, что в следующие 12 месяцев в этой области изменится, потому что улучшение в экономике отразится и на состоянии работ по гидроразрыву пластов.

На рис. 4 и 5 показана динамика числа операций ГРП и средней стоимости каждого гидроразрыва в США, Канаде и остальных странах мира. Рост числа операций ГРП в США, начиная с 2006 г. (см. рис. 4),



связан с добычей сланцевого газа с использованием горизонтальных скважин с большим количеством трещин гидроразрыва. Число операций ГРП в США намного превышает число пробуренных скважин: 37000 в 2009 г. и 42750 (оценка) в 2010 г. (World Oil, февраль 2010 г.).

## США

Несмотря на некоторый спад в развитии нефтегазовой промышленности США, наблюдаемый с 2008 г., гидроразрыв пласта остается одним из ее наиболее активно развивающихся направлений. ГРП как вид деятельности практически возродился в начале этого тысячелетия и сумел удовлетворить спрос на газ за счет разработки запасов сланцевого газа (особенно месторождения Барнетт Шейл в бассейне Форт Уорт на востоке Техаса). Мировой экономический кризис и резкое снижение стоимости услуг по ГРП сильно отразились на объеме проводимых операций ГРП. Как следует из рис. 1, масштабы работ по гидроразрыву пласта в США в период с 2008 по 2009 г. снизились почти на треть. Несмотря на то, что это привело к значительному сокращению рабочих мест, сервисным компаниям, специализирующимся на гидроразрыве пласта, удалось сохранить большую часть своей инфраструктуры, вследствие чего они оказались во всеоружии при наступлении периода экономического подъема. Из рис. 5 видно, насколько снизилась средняя стоимость одной операции ГРП в 2009 г. Это было связано с тем, что сервисные компании предлагали огромные скидки с целью сохранить свою долю на рынке и возместить огромные затраты, понесенные в предыдущие два года. Можно также отметить, как быстро эти уступки окупились уже в 2010 г. Начиная с 2000 г., средняя стоимость операции ГРП в США увеличилась более чем в 3 раза, что свидетельствует как об очень существенном повышении спроса на эти сервисные услуги, так и о постоянном увеличении сложности применяемых методов.

Однако наступление экономического подъема не привело к росту цен на природный газ, которые в тот период оставались относительно устойчивыми. Хотя на приемном пункте Генри Хаб (Henry Hub) цены на природный газ в 2009 и 2010 г. оставались в пределах 4–5 долл. США за 1000 кубофутов, цена на западотехасскую нефть стала повышаться с 34,05 долл. США за баррель в феврале 2009 г. и до 100 долл. США за баррель в 2011 г. В результате резко возросла активность работ на группе месторождений пермских пластов и в других основных центрах добычи США.

Добыча сланцевого газа, по сути, в период оживления экономики оставалась практически постоянной, но заметно активизировалась разработка залежей сланцевого газа с повышенным содержанием легких фракций нефти, таких как Игл Форд и

Грэнит Уош, что позволяет добывающим компаниям возместить низкие доходы от добычи газа повышенными доходами от добычи газоконденсатных жидкостей.

Еще одним изменением, которое происходит в области гидроразрыва пласта в США, является значительный рост активности работ по добыче сланцевой нефти на месторождении Баккен в Северной Дакоте. В основном это объясняется успешным применением опыта и знаний, накопленных в области гидроразрыва, наряду с повышением цен на нефть. На данный сегмент рынка, который 3 года назад был практически едва заметен, в настоящее время приходится около 19 % всех операций ГРП, проводимых в США (их стоимость оценивается почти в 2 млрд. долл. США в год).

Доля операций ГРП, которые выполняются в США на континентальном шельфе, по-прежнему сравнительно невелика (около 3 % объема работ по уровню доходов), но сервисным компаниям приходится вкладывать в них несоизмеримые объемы инвестиций. Катастрофа на скважине Маккондо в Мексиканском заливе, принадлежавшей компании ВР, сильно повлияла на этот рынок и привела практически к сворачиванию работ в глубоководном сегменте – единственном секторе этого рынка, который обладал значительным потенциалом для расширения. Влияние было настолько серьезным, что одна из крупнейших сервисных компаний (Schlumberger), работавших в этой области, решила вывести оба своих судна для гидроразрыва пласта с этого рынка и отправить их за границу.

На развитие работ по гидроразрыву в США влияет еще одно важное обстоятельство. Недавно государственные органы начали исследования вероятности загрязнения грунтовых вод в результате проведения работ по ГРП. В основном эта обеспокоенность вызвана тем, что сланцевый газ начинает добываться в таких районах США (например, северо-восточные штаты), в которых о газодобывающей промышленности ничего не знают. Несмотря на то, что никому еще не удалось найти ни единого достоверного случая загрязнения питьевой воды в США, исследования продолжают, подогреваемые в основном измышлениями в средствах массовой информации, дезинформацией населения (например, демонстрация документального фильма «Газовая страна») и желанием некоторых политиков завоевать популярность и посеять в массах истерические настроения.

Можно предположить, что те же люди, которые усиленно дискутируют сейчас о технологии гидроразрыва пласта, впадут в истерику после того, как объем операций по гидроразрыву пласта станет намного меньше, но при этом цены на газ возрастут в 3 раза. Проводимые исследования сильно затрудняют разработку запасов сланцевого газа на северо-востоке США и значительно увеличивают затраты на разработку месторождений, которые находятся на более поздней стадии эксплуатации, так как добывающие и сервисные компании вынуждены проводить дорогостоящие мероприятия, в которых нет никакой необходимости и которые направлены на соблюдение ненужных постановлений и успокоение общественного мнения. Наглядным примером может служить недавнее внедрение жидкостей гидроразрыва, которые полностью состоят из пищевых материалов.

Сервисные компании опасаются, что им придется раскрыть контролирующим органам информацию о составе применяемых для ГРП жидкостей (хотя, в принципе, в этом нет никакой проблемы, в некоторых районах мира, в основном в Европе, так уже поступают). Законы о свободе информации в США приведут к тому, что эти данные станут достоянием общественности. Сервисные компании волнует вопрос о защите их прав на интеллектуальную собственность, потому что они вкладывают сотни миллионов долларов в научные исследования и разработку таких жидкостей.

На момент написания настоящей статьи исследования возможного загрязнения грунтовых вод не закончены. Остается надеяться, что здравый смысл восторжествует.

## Канада

Как и в США, на нефтяных месторождениях Канады стало проводиться значительно больше операций ГРП. Месторождение сланцевого газа Баккен расположено по обе стороны границы между США и Канадой и простирается от Северной Дакоты до Южного Саскачевана. Первые ГРП начали выполняться на канадской части месторождения. Поэтому на канадском рынке в течение последних трех лет происходили такие же скачкообразные изменения в этой области, как и в США.

Канадский рынок ГРП по-прежнему остается наиболее инновационным и изобретательным по сравнению с другими странами, постоянно проводятся эксперименты с новыми составами жидкостей и технологиями гидроразрыва. В отличие от рынка

ГРП в США, на котором лидирующие позиции занимают три сервисные компании (Halliburton, Schlumberger и Baker Hughes, последняя благодаря недавнему приобретению компании BJ Services), канадский сектор ГРП намного более диверсифицирован, в результате эта отрасль развивается намного более динамично. Три основные канадские независимые компании (Trican, Calfrac и Sanjel) контролируют около 50 % рынка.

Не менее важную роль в области технологии гидроразрыва пласта в Канаде играют газовые месторождения на юге Альберты. Активность в этом регионе остается на достаточно высоком уровне, хотя стабильность цен на природный газ в последнее время свидетельствует о том, что на данный сектор все еще влияют последствия спада в мировой экономике.

## Континентальный шельф

На морских месторождениях ГРП преимущественно проводится на шести крупных и нескольких более мелких акваториях. К крупным относятся Мексиканский залив, восточный шельф Мексики, южный шельф Бразилии, Северное море, Западная Африка и Персидский залив. В целом на эти акватории приходится около 85 % мирового рынка ГРП на морских месторождениях. Гидроразрыв пласта на шельфе радикально отличается от гидроразрыва пласта на суше. На морских месторождениях при проведении ГРП оборудование приходится размещать на морских судах, что значительно увеличивает уровень затрат.

Обычно оборудование для ГРП стационарно размещается на судне, и оно полностью предназначено только для проведения данной операции. Около 90 % операций ГРП на шельфе выполняется со специализированных судов, 10 % – с помощью модульного оборудования, которое временно размещается на вспомогательных судах, обслуживающих морские платформы.

Хотя на долю гидроразрыва пласта на морских месторождениях приходится всего 5 % мирового рынка ГРП в целом, это направление быстро расширяется. Если в 2006 г. было проведено 20 операций, то в настоящее время их число увеличилось до 37 (причем операции проводились либо со специализированных судов, либо с помощью модульного оборудования, предназначенного преимущественно для работ на шельфе). В частности, за последние три года число судов в Северном море увеличилось от 2 до 7, в Бразилии – от 2 до 4 (к концу 2011 г. их будет 6), в Мексике – от 1 до 3,

а в Западной Африке – от 2 до 5, помимо двух комплексов модульного оборудования.

В то время как в Мексиканском заливе активность работ по ГРП снижается, за пределами Северной Америки объемы работ увеличиваются по мере того, как добывающие компании все больше узнают о технологии гидроразрыва пласта и относятся к нему все с большим доверием.

## Остальные страны мира

Пока объемы работ по гидроразрыву пласта в странах за пределами Северной Америки и на шельфе не реагируют на повышение цен на нефть. В основном это обусловлено слабой реакцией рынка услуг по ГРП в данных странах на те или иные изменения экономической обстановки. Точно так же, как и экономика Северной Америки, объемы работ по ГРП не реагируют так резко ни на спады, ни на подъемы деловой активности. Тем не менее цены на нефть в течение продолжительного периода остаются довольно высокими, в 2011 и 2012 г. ожидается значительный рост объемов работ в области ГРП при условии, что цены на нефть снижаться не будут.

На рис. 4 и 5 продемонстрирована одна из основных проблем, с которой приходится сталкиваться при проведении операций ГРП за пределами США и Канады. Помимо того, что операций гидроразрыва пласта выполняется намного меньше, в каждом отдельном случае оказываемые сервисные услуги приносят намного меньше прибыли. В связи с этим сервисные компании, предоставляющие такие услуги, больше заинтересованы инвестировать в Северную Америку, чем в большинство других регионов мира, где востребована технология ГРП. В результате для многих добывающих компаний создается неблагоприятная ситуация с поиском сервисных компаний для проведения небольшого числа операций ГРП или при необходимости осуществления гидроразрыва на удаленных месторождениях.

Среди остальных стран мира лидирующие позиции в области ГРП по-прежнему занимает Россия. В 2010 г. в стране находилось более 70 флотов ГРП, полученная прибыль от применения ГРП составила

600 млн. долл. США. Гидроразрыв пласта проводится преимущественно на нефтяных месторождениях Западной Сибири, в регионе, который по площади практически равен нескольким штатам США. Следует отметить, что на рынке услуг по ГРП в России помимо отечественных присутствуют канадские независимые компании (в частности, Trican и Calfrac). Россия – практически единственная страна (не считая Аргентины) за пределами США и Канады, где с такой же легкостью и так же привычно воспринимают технологию гидроразрыва, как и в этих двух странах.

Среди других стран гидроразрыв пласта в значительных объемах выполняют в Бразилии, Аргентине, Китае, в странах Персидского залива, на шельфе Западной Африки, в Северном море, Египте, Омане и Мексике. Из стран, где ГРП широко используется и объем его применения увеличивается, следует отметить Австралию, Алжир, Ливию, континентальную Европу, Казахстан и Индию. В ближайшие два года можно ожидать значительного роста объемов работ в этой области в Казахстане, Северной Африке (Алжир, Тунис, Ливия и Египет), Бразилии, Саудовской Аравии, Омане, Северном море и Анголе.

## Заключение

В долгосрочной перспективе в мире в области гидроразрыва пласта будут по-прежнему преобладать два разных подхода. В США, Канаде, России и Аргентине гидроразрыв пласта будет проводиться практически в каждой скважине, до которой можно физически доставить флот ГРП. В других странах будет преобладать мнение, что в результате ГРП месторождения будут истощаться и их продуктивность снижаться. В данном случае нефтяная индустрия с неохотой придет к необходимости применения гидроразрыва пласта. Именно различием между системным применением гидроразрыва пласта как способа разработки месторождений и вынужденной необходимостью проведения ГРП объясняются в основном популярность ГРП в Северной Америке, Канаде и России и его недоиспользование в остальных странах.

# The International State of Hydraulic Fracturing, 2011

Michael J. Economides

**Key words:** hydraulic fracturing, hydraulic fracture, fracturing market, proppant, low permeability.

**E-mail:** Michael.Economides@mail.uh.edu

## Introduction

Propped hydraulic fracturing is a process used to make oil and gas wells produce oil and gas faster. After a successful fracturing treatment has been placed, it takes less energy for the reservoir fluids to move from the reservoir to the wellbore – often significantly less.

Different types of formations require different types of fracture – the biggest single factor affecting fracture design is the permeability of the formation itself. Put simply, high permeability formations require short, highly conductive fractures, while low permeability (tight) formations require long, lower conductivity fractures. Getting the right combination of length and conductivity is a highly skilled enterprise, and is often a complex process.

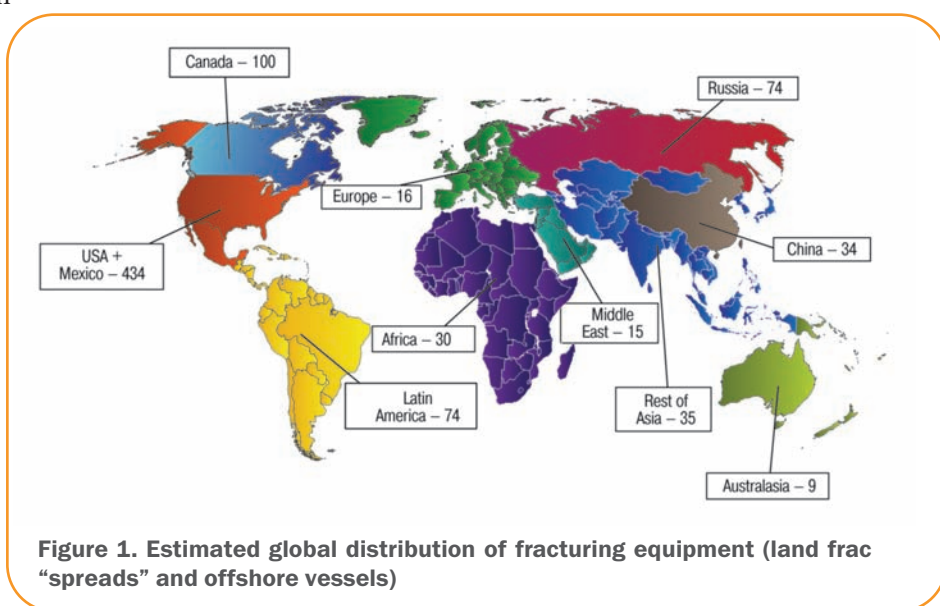
Hydraulic fracturing is a technique that can be successfully applied to most formations. In high permeability intervals, fracturing can be used to turn a good well into a far better well. However, as permeability decreases, fracturing moves from being desirable to being essential. In tight gas formations (generally defined as having a permeability of 0.1 md or less), there is no substitute for inflow area and fracturing is the only cost-effective method for providing this. In North America there are numerous gas reservoirs that would not be producing today without hydraulic fracturing and these reservoirs remain the central focus of the industry.

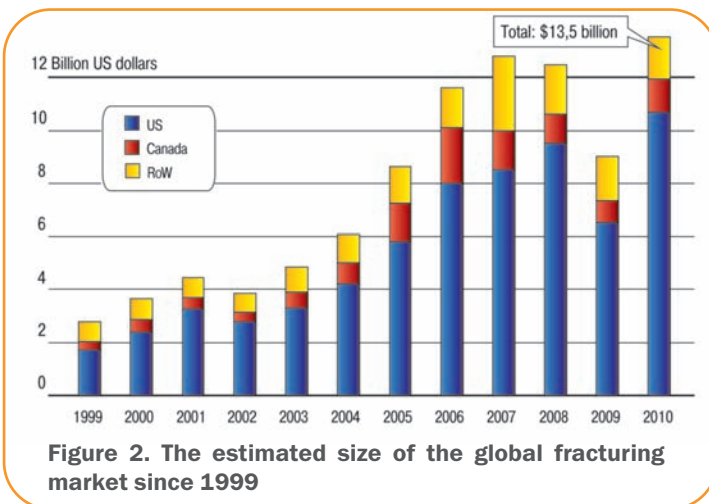
During the 1980s and 1990s hydraulic fracturing really “came of age,”

becoming the industry’s accepted practice for tight gas formations in the USA and Canada. Consequently, the industry was able to develop a massive fracturing infrastructure, both for the very large amounts of equipment required for the process and for the substantial support industry (such as frac tanks, water haulers, proppant supplies, workover rigs and so on). In the late 1990s and into the new century the developing shale gas industry was able to draw upon these resources and it is likely that without the tight gas industry, which spawned hydraulic fracturing, the shale gas industry would probably not exist today.

## Recent Industry Trends

As Figure 1 shows the distribution of the global industry, it is clear that it is still dominated by activity in the USA and, to a lesser extent, Canada. This in turn is driv-





en by tight gas, shale gas and most recently shale oil<sup>1</sup>. Figure 1 was developed by meticulous canvassing of service and producing companies. A “spread” generally includes 4 to 5 modern pumping units (about 10,000 HHP) a blender and all ancillary equipment.

Figure 2 illustrates the huge impact of the recent global economic downturn on US and Canadian activity, mostly as a result of the drop in domestic natural gas prices. Activity world-wide dropped from \$12.5 in 2008 to \$9 billion in 2009. This had a deleterious effect on the industry and, in particular, led to a large reduction in workforce. However, the industry saw a significant increase in oil prices, starting in late 2009, which has helped the North American fracturing industry recover to record levels, estimated to have surpassed \$13.5 billion in 2010.

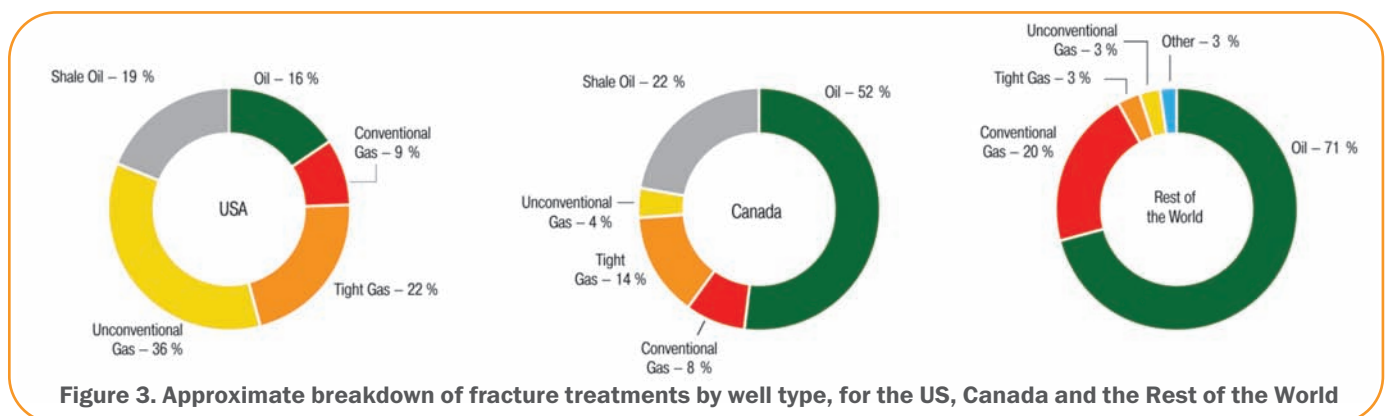
Outside of North America, the fracturing industry has been slow to respond to the economic cycle. This is a phenomenon that is directly linked to the state of the global industry itself, which tends to react less violently and more slowly to ups and downs of the oil and gas cycles. In spite of the fact that fracturing outside of North America is heavily geared towards oil (see Figure 3), it

## What is a Propped Hydraulic Fracture?

If pressure is applied to a subterranean formation, such as by pumping fluids down the wellbore, additional stresses are induced on the rocks around the wellbore. This is because pressure and stress are essentially the same thing. If the pumping rate increases, the pressure increases and the stresses induced on the formation increase. Eventually, a point will be reached where the formation can no longer contain the stresses induced by the pumping and the formation will physically split apart – and a hydraulic fracture is then created.

Hydraulic fractures are almost by definition created in formations with permeability. There is little point in fracturing a formation without permeability, even if sometimes this permeability is almost absurdly low. This means that the fluid being pumped into the wellbore leaks off through the fracture faces, causing the pressure to drop and eventually the fracture to close again. However, if the rate at which the fluid is being pumped into the fracture exceeds the rate at which it is leaking off, the fracture will keep growing or propagating, often to dimensions measured in hundreds of feet.

The final stage of fracturing is to ensure that a path of increased conductivity is created between deep in the formation and the wellbore. To do this, a granular material known as proppant (short for propping agent) is slurried into the fracturing fluid at the surface and pumped into the fracture. At the end of the treatment, the fracture has proppant placed across its entire area. As pumping ceases, the leakoff continues and the fracture starts to close. However, instead of completely closing, the proppant keeps the fracture open. As the proppant is specifically designed to have high permeability in such conditions (often several orders of magnitude higher than the formation), the process has created a path of increased conductivity between the wellbore and the reservoir.



<sup>1</sup>While there has been a significant increase in the number of frac spreads working internationally since we issued the first report in September 2008, the big difference in the Rest of Asia number (55 vs 21 in 2008) is because now we have access to better data. The increase in capacity in Russia (74 vs 49 in 2008) is reliable. In the USA and Canada the industry does not really track the number of frac spreads; instead it tracks the HHP. The horse power varies a lot in different locations– in the Permian Basin 10,000 HHP is used on average per job, as it is internationally, while in the Barnett and other shale deposits 25,000 HHP is not unusual. Using 10,000 HHP as the average frac spread there are closer to 700 frac spreads operating in the USA and Mexico.

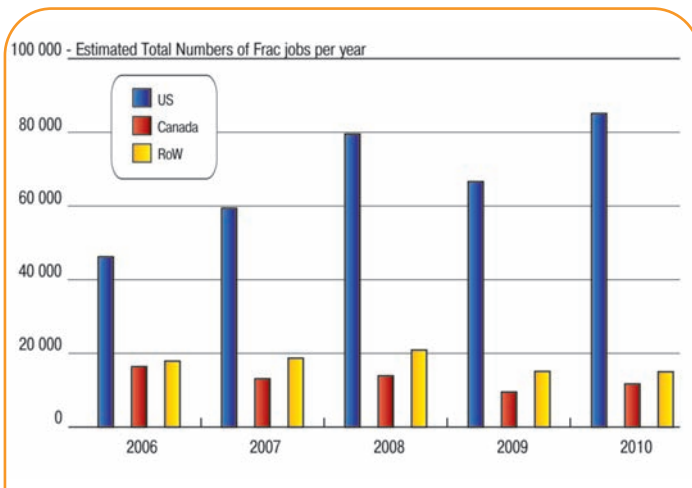


Figure 4. Number of fracturing treatments per year

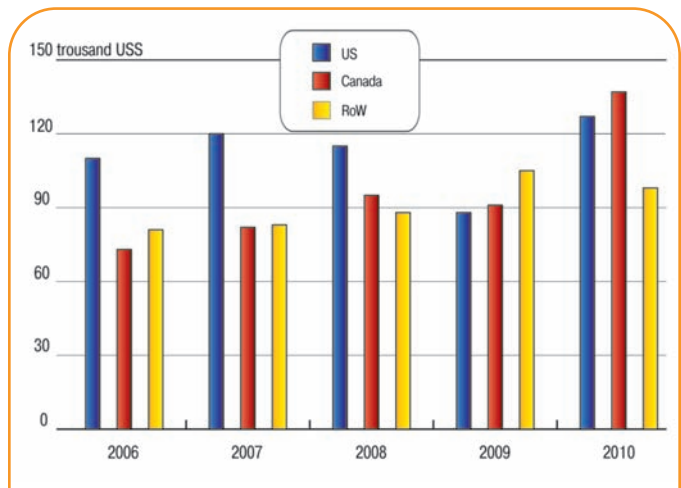


Figure 5. Revenue per fracturing treatment

has so far failed to respond to the steady increase in oil prices seen over the last 18 months. However, this is expected to change in the next 12 months as the effect of the industry upturn works its way through the system.

Figures 4 and 5 contain numbers of fracturing jobs and the average cost per job in the USA, Canada and the rest of the World. The growth in the number of fracturing treatments in the USA since 2006, shown in Figure 4, is directly attributable to shale gas and the use of horizontal wells with multiple fracture treatments. The number of fracturing treatments in the USA greatly exceeds the number of wells drilled: 37,200 in 2009 and 42,750 (est.) in 2010 (World Oil, Feb. 2010.)

## USA

Despite the relative slowdown experienced by the US oil and gas industry since 2008, hydraulic fracturing remains one of its most active areas. After the industry basically re-invented itself in the early years of the millennium to cope with the demands of the new shale gas developments (especially the Barnett Shale in the Fort Worth basin of east Texas), it was left with just a single horse to ride – natural gas. When the global economic downturn hit and natural gas prices tumbled, the fracturing industry was heavily affected. Figure 1 shows how the US fracturing industry shrank by almost one-third from 2008 to 2009. Although this led to significant job losses, the industry was able to maintain most of its infrastructure and was consequently well-placed when the upturn arrived. Figure 5 shows how the average job cost fell in 2009, as service providers massively increased their discounts in order to maintain market share and pay for the huge CAPEX expenditures of the previous two

years, as well as how quickly this has rebounded in 2010. Since 2000, the average cost of a frac job in the USA has more than tripled, indicating both the very large increase in demand for these services and the ever increasing complexity and sophistication of the methods involved.

However the upturn, when it did arrive, was not in the form of increased natural gas prices, which have remained relatively steady over this period. Instead, the upturn is a direct result of the recent sustained increase in oil prices. Although the Henry Hub natural gas price has mostly remained between \$4 and \$5 per Mscf throughout 2009 and 2010, the WTI price has risen from a low of \$34.05 per barrel in February 2009 to approaching \$100 per barrel two years later. Consequently, there has been a massive increase in activity in the Permian basin and other major centers of oil production.

Shale gas activity per se has remained relatively constant during the recovery but there has been a notable increase in activity in the liquids-rich gas shales (such as the Eagle Ford and the Granite Wash), as operators make up for poor gas revenue with increased liquids revenue.

The other major demographic change that the US fracturing industry has experienced is the large increase in activity in the Bakken oil shale of North Dakota. This has been largely due to a combination of the successful application of shale gas fracturing expertise and the increase in oil prices. This sector of the market has risen from being almost negligible 3 years ago to its current estimated level of about 19% of US fracturing activity (which makes this segment worth around \$2 billion per year).

The offshore sector of the US fracturing market remains relatively small (around 3% of activity in terms of revenue) but it ties up a disproportionate level of CAPEX for the service companies. The recent tragic BP Macondo incident has had a significant effect on this market, leading to the virtual shut-down of the deep-water segment – the only sector of this market with significant potential for expansion. The impact has been so severe that one major service provider (Schlumberger) recently made the decision to pull both of its vessels from this market and send them overseas.

The other big issue that is affecting the US fracturing industry are the recent investigations by state and federal authorities into potential ground water contamination from fracturing. This has come about largely from the expansion of the shale gas industry into areas of the USA (such as the north east) that are unfamiliar with the gas extraction industry. In spite of the fact that no one has yet managed to find a single authenticated instance of drinking water contamination happening anywhere in the US, investigations have continued – fueled largely by media speculation, misinformation (such as the recent “Gasland” documentary) the need for certain politicians to gain publicity and mass hysteria.

Presumably the same people who are getting vocal about fracturing now will also get hysterical if a large portion of fracturing gets shut down and natural gas price triples. The investigations have severely impeded the development of shale gas reserves in the north east of the USA and are leading to significantly increased costs for more mature areas, as operating and service companies are forced to introduce costly and unnecessary measures, mostly geared towards meeting unnecessary regulations and appeasing public opinion. A good example of this is the recent introduction of fracturing fluid systems made entirely from food-grade materials.

Another big fear of the service providers is the need to disclose fluid composition information to the regulatory authorities. While this does not pose a problem by itself (and is already done in several areas of the world, most notably in Europe), the freedom of information laws in the US mean that this information would be in the public domain. Service companies are concerned about protecting their intellectual property, as they have hundreds of millions of dollars tied up in research and development costs for these systems.

At the time of writing this report, the issues surrounding potential ground water contamination have yet to be resolved. It is to be hoped that common sense will prevail.

### Canada

Like the US, the Canadian fracturing industry has seen a significant growth in the oil sector of the market. The Bakken shale straddles the border between the USA and Canada, extending from North Dakota into southern Saskatchewan. Indeed, activity in this play started in Canada. Consequently, the Canadian market has seen similar swings in activity over the last three years as the US market.

The Canadian fracturing market continues to be the most innovative and inventive in the industry, constantly experimenting with new fluid systems and fracturing techniques. Unlike the US fracturing industry, which is dominated by the big three service companies (Halliburton, Schlumberger and Baker Hughes – the later through their recent acquisition of BJ Services), the Canadian fracturing industry is much more diverse. Between them, the three main Canadian independents (Trican, Calfrac and Sanjel) control over 50% of the market and as a result the industry is much more dynamic.

The other mainstay of the Canadian fracturing industry are the gas fields of southern Alberta. Activity continues to be reasonably buoyant in this area, although a recent stability of the natural gas price means that this sector is still recovering from the global economic downturn.

### Offshore

The offshore sector of the fracturing industry is concentrated on six major areas and several minor ones. The major areas are the Gulf of Mexico, eastern Mexico, southern Brazil, the North Sea, West Africa and the Arabian Gulf. Combined, these areas comprise about 85% of the global offshore market. Offshore fracturing is radically different from land fracturing, as the equipment has to be mounted on a vessel. Consequently costs are much higher.

Usually, the stimulation equipment is permanently mounted on a vessel, so that the vessel is dedicated to fracturing operations and nothing else. About 90 % of offshore fracturing is performed using dedicated vessels – the remaining 10% is performed using skid-mounted equipment temporarily mobilized to a platform supply vessel for a specific project.



Although the offshore sector only comprises about 5 % of the overall global fracturing market, it is rapidly expanding. The sector has expanded from 20 operations in 2006 to 37 today (with an “operation” being either a dedicated vessel or skid-mounted equipment used primarily for offshore work). In particular, over the last three years the North Sea has expanded from 2 to 7 vessels, Brazil from 2 to 4 (6 by the end of 2011), Mexico from 1 to 3 vessels and West Africa from 2 vessels to 5 vessels plus 2 sets of skid-mounted equipment.

At the same time as activity in the Gulf of Mexico has been declining, activity outside of North America has been expanding, as operators become more familiar and confident with fracturing operations.

## Rest of the World

Activity outside of North America and offshore has so far failed to respond to the increase in oil price. This is largely due to the much more “long term” attitude of the industry. Just as the industry does not react as violently as North America when there is a downturn, it also does not react as vigorously to an upturn. However, the oil price has now been high for a sustained period of time and a significant upturn in activity is anticipated in 2011 and 2012, provided oil prices remain high.

Figures 4 and 5 illustrate one of the central problems faced by the fracturing industry outside of the USA and Canada. Not only are there far fewer treatments being pumped, but each treatment is also generating much less revenue for the service providers. Consequently, it is generally much more attractive for service providers to invest CAPEX in North America than in most of the other global areas of fracturing activity. This creates a very frustrating situation for many operators, who complain bitterly about the difficulty of getting fracturing services for projects of limited scope and/or in remote locations.

Russia continues to dominate the RoW’s fracturing activity. With roughly 70 fracturing operations and around \$600 million of revenue in 2010, it is the third largest market in the world after the USA and Canada. Activity is almost exclusively in the oil fields of Western Siberia, a region approximately equal in size to the contiguous USA. A notable feature of Russian fracturing activity is dominance of the Canadian independents (especially Trican and CalFrac) as well as indigenous Russian operations. With the possible exception of Argentina, Russia is really the only place in the RoW that has the same familiarity and comfort with the fracturing process as is found in the USA and Canada.

Elsewhere in the world there is significant activity in Brazil, Argentina, China, the Arabian Gulf, offshore West Africa, the North Sea, Egypt, Oman and Mexico. There are significant and expanding fracturing markets in Australia, Algeria, Libya, Continental Europe, Kazakhstan and India. Over the next two years, expect to see significant growth in the industry in Kazakhstan, North Africa (Algeria, Tunisia, Libya and Egypt), Brazil, Saudi Arabia, Oman, the North Sea, and Angola.

Long term, the global fracturing industry will continue to be dominated by two differing philosophies. In the USA, Canada, Russia and Argentina, the industry will continue to fracture every well it can get its collective hand on. Elsewhere, the industry will be dominated by the belief that fields are getting more mature and less prolific, so that the industry would need to reluctantly turn to fracturing. It is this difference between “want to frac” and “frac when we have to” that is central to why fracturing is so popular in North America and so under-employed elsewhere.

# БИБЛИОТЕКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА ОАО «НК «Роснефть»

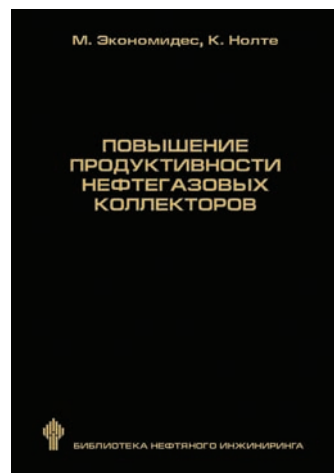
## Повышение продуктивности нефтегазовых коллекторов

**М. Экономидес, К. Нолте**


Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011.  
Том 1 – 676 стр., Том 2 – 674 стр.

Настоящее издание представляет собой обновленный классический справочник по интенсификации притока к скважине или, говоря современным языком, по технологиям повышения технико-эксплуатационных показателей скважин, к которым относится не только гидроразрыв, но и большеобъемные кислотные или химические обработки скважин, а также устранение загрязнения призабойной зоны. В книге рассматриваются теоретические основы, практические аспекты и технологические процессы, задействованные в ходе выполнения работ.

Большое внимание уделено также анализу работ по подготовке к воздействию на пласт и оценке его эффективности, а также вопросам мониторинга за ходом его выполнения и экономическому анализу различных методов повышения приемистости и продуктивности скважин.



## ВЫШЛИ В СВЕТ

- 
- Ф. Джерри Лусиа.** Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: Интегрированный подход  
**Д. Р. Фанчи.** Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков  
**Р.М. Батлер.** Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов  
**Е.А. Копилевич, И.А. Мушин, Е.А. Давыдова, М.Л. Афанасьев.** Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов  
**Ж. Матерон.** Основы прикладной геостатистики  
**А.Х. Мирзаджанзаде.** Введение в специальность  
**Г. Пол Уиллхайд.** Заводнение пластов  
**О. Дюбрюль.** Геостатистика в нефтяной геологии  
**Н.А. Малышев, А.М. Никишин (отв. ред.).** Геология для нефтяников  
**М. Уолш, Л. Лейк.** Первичные методы разработки месторождений углеводородов  
**Л.П. Дейк.** Практический инжиниринг резервуаров  
**Л. Косентино.** Системные подходы к изучению пластов  
**М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько.** Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике  
**Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи.** Многофазный поток в скважинах  
**Р. Эрлагер мл.** Гидродинамические методы исследования скважин

## ИНТЕРЕСУЮЩИЕ ВАС КНИГИ МОЖНО ПРИОБРЕСТИ:

через Интернет-магазин MATESIS: <http://shop.rcd.ru>

А также:

**ИМАШ РАН** (Москва, ул. Бардина, д. 4, корп. 3, к. 414. тел.: (495) 641-69-38, факс: (499) 135-54-37)

**«Дом научно-технической книги»** (Москва, Ленинский пр., 40)

**Книжные киоски фирмы «Аргумент»**

**«Санкт-Петербургский дом книги»** (Санкт-Петербург, Невский пр., 28)

**Издательство СПбГУ, Магазин №1** (Санкт-Петербург, Университетская набережная, 7/9)

**Издательство Института компьютерных исследований, УдГУ**

(Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 4, к. 211. тел. (3412) 500-295)

## Экологическое состояние лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть» в Иркутской области

О.И. Иванова (ООО «РН-Эксплорейшн»)

**Ключевые слова:** атмосферный воздух, поверхностные воды, донные отложения, почва, Иркутская область.

**Адрес для связи:** ivanova\_exp@rosneft.ru

### Введение

Охрана окружающей природной среды на современном этапе является составной частью производственно-хозяйственной деятельности предприятия и опирается на соответствующую ей экономическую и правовую нормативную базу. Решение задач рационального и безопасного природопользования предполагает постоянное и подробное изучение и контроль состояния окружающей природной среды.

В настоящее время компания ООО «РН-Эксплорейшн» проводит геолого-разведочные работы на шести лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть», расположенных в Катангском районе Иркутской области: Умоткинском, Могдинском, Восточно-Сугдинском, Санарском, Преображенском и Даниловском. Мониторинг состояния окружающей среды на данных участках является составной частью природоохранной деятельности ООО «РН-Эксплорейшн» и выполняется для оценки и прогнозирования техногенного воздействия на окружающую среду. Система экологического мониторинга, включающая оперативную проверку трех сред – атмосферы, гидросферы (поверхностные воды) и почв (грунты и донные отложения), – в Иркутской области функционирует с 2007 г. Анализ результатов мониторинга показывает, что за время бурения поисково-оценочных скважин и проведения сейсмо-разведочных работ 2D и 3D в пределах лицензионных участков не установлено негативного воздействия на окружающую среду и ухудшения экологической обстановки.

### Состояние атмосферного воздуха

Основными загрязняющими веществами атмосферного воздуха являются углеводороды, оксиды азота и углерода, сернистый ангидрид и сажа, выброс которых в атмосферу происходит в результате осуществления различных технологических операций. В соответствии с планами-графиками контроля состояния атмосферного воздуха на лицензионных участках, расположенных в Иркутской области, ООО «РН-Эксплорейшн» проводит инструментально-лабораторное определение содержания в воздухе следующих основных загрязнителей: диоксида азота, серы, оксида и диоксида углерода, взвешенных веществ и сажи (табл. 1). Концентрации данных загрязняющих веществ намного ниже максимально разовых ПДК и находятся на уровне фоновых значений (табл. 2). Небольшое превышение фоновой кон-

Таблица 1

Участок	Содержание в воздухе, мг/м <sup>3</sup>					
	CO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	взвешенных веществ	сажи
Умоткинский	674	0,04	0,015	0,027	0,19	0,034
Могдинский	668	0,05	0,016	0,026	0,22	0,069
Восточно-Сугдинский	650	0,03	0,017	0,023	0,18	0,054
Санарский	624	0,03	0,024	0,026	0,19	0,048
Преображенский	653	0,05	0,020	0,025	0,21	0,052
Даниловский	651	0,04	0,012	0,024	0,23	0,057

Таблица 2

Показатели	CO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	Взвешенные вещества	Сажа
Фоновая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	-	1,5	0,05	0,015	0,17	-
ПДК (максимально разовая), мг/м <sup>3</sup>	-	5	0,085	0,5	0,5	0,15



**Река Нижняя Тунгуска**

центрации отмечено лишь для взвешенных веществ, но их содержание не превышает максимальную разовую ПДК. Такое состояние атмосферного воздуха объясняется благоприятными условиями рассеивания и низкими фоновыми концентрациями загрязняющих веществ.

### Состояние поверхностных вод и донных отложений

Характерной особенностью лицензионных участков, на которых ООО «РН-Эксплорейшн» проводит геолого-разведочные работы, является достаточно развитая речная сеть. Площадки поискового бурения и сейсморазведочных работ часто расположены вблизи р. Нижняя Тунгуска, Вакунайка, Чона и их притоков, которые являются местами нереста разных видов рыб.

По данным экологического мониторинга опасным воздействием на поверхностные воды является загрязнение нефтепродуктами. Легкие фракции нефти образуют на поверхности воды пленку, которая изменяет состав спектра и интенсивность проникновения света в воду, затрудняет газообмен. Пленка толщиной 30-40 мкм полностью поглощает инфракрасное излучение. При испарении легкой фракции нефть образует вязкие эмульсии, которые сохраняются на поверхности длительное время, переносятся течением, оседают на дно, вызывая токсичное поражение водной фауны. Среди органических веществ, загрязняющих природные воды, особое место занимают полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), являющиеся суперэкотоксикантами 1 класса опасности, поскольку многие из них обладают мутагенными и канцерогенными

свойствами. Согласно «Европейским стандартам питьевой воды» общая концентрация шести приоритетных ПАУ (бенз(а)пирен, бенз(б)флуорентан, бенз(г,һ,і)перилен, индено(1,2,3-с, d)пирен, флуорентен, бенз(к)флуорантен) не должна превышать 0,2 мкг/л. Суммарное содержание представленных ПАУ в поверхностных водах лицензионных участков варьирует в пределах 0,04-0,1 мкг/л, концентрации нефтепродуктов и бенз(а)пирена на 1-2 порядка ниже предельно допустимых.

Оценка состояния поверхностных вод на участках осуществляется сетью наблюдательных постов контроля за-

грязнения. Химический анализ проб воды проводится в Институте геохимии им. А.П.Виноградова СО РАН (Аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.513593). Во всех исследуемых водотоках на лицензионных участках отмечается повышенное содержание сульфатов и гидрокарбонатов, однако превышение находится на уровне нормативных показателей для вод питьевого и рыбохозяйственного значения. Увеличенное содержание ионов, вероятно, связано с наличием мощных водоносных четвертичных отложений, которые повышают минерализацию и содержание сульфатов и гидрокарбонатов в воде.

По данным химического анализа концентрации тяжелых металлов в поверхностных водах колеблются в широких пределах без четко выраженных тенденций (табл. 3, 4), но при этом не выходят за

**Таблица 3**

Год	Концентрация тяжелых металлов в р. Нижняя Тунгуска, мкг/л								
	Va	Mn	Pb	Ni	Cu	Fe	Cd	Zn	As
2008	123	20,6	0,16	1,90	0,65	408,8	0,016	0,78	0,39
2009	144	20,2	0,19	2,23	0,59	380,8	0,011	0,62	0,45
2010	137	14,9	0,21	2,03	0,89	390,3	0,019	0,99	0,50

**Таблица 4**

Показатели	Va	Mn	Pb	Ni	Cu	Fe	Cd	Zn	As
Фоновое значение, мкг/л	105	21	0,26	2,1	1,3	140,0	0,02	1,3	1,0
ПДК для поверхностных вод, мкг/л	100	10,0	30	30	1000	300	300	1000	100

пределы нормативных показателей, за исключением концентраций железа, марганца и бария (1,3 – 1,5 ПДК для поверхностных вод). Однако это не является признаком загрязнения, поскольку данные элементы имеют высокий территориальный фон.

Индикаторами сформировавшихся природных и антропогенных аномалий и потенциальных источников вторичного загрязнения окружающей среды могут быть тяжелые металлы, распределенные в донных отложениях водотоков. В то же время их содержание может использоваться для оценки последующих химических изменений в бассейнах водосбора. Аномального содержания тяжелых металлов в донных отложениях р. Нижняя Тунгуска, Вакунайка, Чона в районе лицензионных участков не отмечается. Металлы достаточно равномерно распределяются в осадках рек и в большинстве случаев их концентрация не превышает фоновых.

## Состояние почв в районах поискового бурения

Почва является депонирующей средой и может накапливать стойкие загрязняющие вещества в результате как глобальных и региональных выпадений из атмосферы, так и несанкционированных выбросов и аварийных ситуаций. В почвенном покрове на лицензионных участках наблюдается превышение фонового уровня железа, никеля и бария. Превышения нормативных показателей тяжелых металлов и органических загрязнителей не выявлено. В то же самое время повышенные концентрации нефтепродуктов (100 мг/кг), превышающие средние значения в 5-7 раз, обнаружены в образцах почв и грунтов в пределах площадок разведочных скважин и прилегающих к ним территорий. Это, как правило, наблюдается на всех площадках при проведении подобных работ.

## Заключение

Современное состояние окружающей природной среды на лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть» в Восточной Сибири (Иркутская область, Катангский район) по большинству изученных основных геохимических параметров может рассматриваться как удовлетворительное и соответствует фоновым территориям. Проводимые в настоящее время компанией ООО «РН-Эксплорейшн» в области охраны окружающей среды мероприятия (консервация и ликвидация аварийных разведочных скважин и скважин, пробуренных с нарушением проектных решений, рекультивация земляных амбаров и нарушенных земель, снижение утечек нефтепромысловых сточных вод при ремонте скважин, ежегодный экологический мониторинг) направлены на снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Мониторинг выявляет незначительное загрязнение поверхностных вод, почв и грунтов в районах проведения геолого-разведочных работ, что может быть связано с особенностью геологического строения территории, высоким территориальным фоном и производственной деятельностью. Необходимо провести специальные экологические исследования по определению основных источников загрязнения, определить их происхождение, характер, масштабы возможного загрязнения и разработать природоохранные мероприятия по восстановлению загрязненных участков.

## Список литературы

1. Гриценко А.И., Аكوпова Г.С., Максимов В.М. Экология. Нефть и газ. – М.: Наука, 1997. – 598 с.
2. Линевиц Н.Л., Сорокина Л.П. Климатический потенциал самоочищения атмосферы: опыт разномасштабной оценки// География и природные ресурсы. – 1992. – № 4. – С. 83-88.
3. Итоговый отчет «Оценка текущего фонового уровня загрязнения и современного состояния окружающей среды лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть» в Иркутской области». – 2008 – 2010 гг.

# Рефераты. Выпуск 23 (апрель-июнь 2011 г.)

## Проблемы разработки: от кило- до нанометров

В.А. Байков (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
Р.К. Газизов (УГАТУ),  
А.Р. Латыпов, А.А. Яковлев (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Одной из самых значимых проблем при разработке месторождений является неопределенность. На практике наличие неопределенности часто приводит к выбору неоптимальной стратегии разработки и, как следствие, уменьшению коэффициента извлечения нефти, потере возможной прибыли компании. Рассмотрены причины возникновения неопределенностей. Даны рекомендации по их учету при моделировании процесса разработки месторождения.

**Ключевые слова:** неопределенность, геостатистика, разработка, керн, геофизические исследования, закон Дарси.

## Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть II

А.В. Берлин (ЗАО «ИННЦ»)

Выполнен обзор результатов лабораторных и промышленных экспериментов по физико-химическому воздействию с применением растворов полимеров на нефтяные пласты в России и за рубежом. В части II рассмотрены основные результаты математического моделирования процесса полимерного заводнения, а также лабораторных и промышленных экспериментов с использованием растворов полимеров.

**Ключевые слова:** физико-химические технологии повышения нефтеотдачи, полимерное заводнение, деструкция, коэффициент вытеснения нефти, конечный коэффициент извлечения нефти.

## Экологическое состояние лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть» в Иркутской области

О.И. Иванова (ООО «РН-Эксплорейшн»)

Приведено содержание газовых примесей в атмосферном воздухе на лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть» в Иркутской области. Рассмотрено состояние поверхностных вод и донных отложений. Указано среднее содержание тяжелых металлов в водной среде р. Нижняя Тунгуска. Отмечено, что современное состояние окружающей природной среды на лицензионных участках ОАО «НК «Роснефть» в Восточной Сибири (Иркутская область, Катаганский район) по большинству изученных геохимических компонентов может рассматриваться как удовлетворительное и соответствует фоновым показателям.

**Ключевые слова:** атмосферный воздух, поверхностные воды, донные отложения, почва, Иркутская область.

## Problems of development: from kilo- to nanometer

V.A. Baikov (RN-UfaNIPIneft LLC),  
R.K. Gazizov (Ufa State Aviation Technical University),  
A.R. Latypov, A.A. Yakovlev (RN-UfaNIPIneft LLC)

One of the most significant problems at development of oil fields is indeterminacy. The reason is that in practice it often is the tool of hiding of problems. As consequence, one have not optimal strategy of development, reduction of oil recovery factory and loss of the possible profit of the company. The present work is devoted to questions: where is indeterminacy and about what it is not necessary to forget to the engineer on modelling development of oil fields process.

**Key words:** indeterminacy, geostatistics, development of oil fields, core, geophysical research, Darcy law.

## Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part II

A.V. Berlin (INNC CJSC)

The article presents a review of laboratory and field experiments on physical and chemical treatment using polymers solutions in oil reservoirs in Russia and worldwide. Part II describes the basic results of simulation polymeric flooding, and also laboratory and trade experiments with use of solutions of polymers are considered.

**Key words:** physical and chemical methods of enhanced oil recovery, polymeric flooding, destruction, replacement of oil by water factor, final oil recovery factor.

## Ecological state of licensed areas of Rosneft Oil Company OJSC

O.I. Ivanova (RN-Exploration LLC)

Main parameters of ecological state such as gas impurity content in atmosphere air, surface water and bottom silt pollution level are given for Rosneft's license areas in the Irkutsk region as well as heavy metal concentration in the water of the Malaya Tunguska River. It is noted that the current state of nature environment at Rosneft's licensed areas in the Eastern Siberia is satisfactory in accordance with studied geochemical components and conform to baseline.

**Key words:** atmosphere air, surface water, bottom silt, soil, Irkutsk region.

**Выбор перспективных участков разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в условиях низкой изученности**  
Л.М. Кадочникова, С.В. Шихов, А.В. Снохина,  
Н.В. Дергунов, В.З. Сухер (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»), М.Н. Николаев (ОАО «ТНК-Нягань»)

Актуальность работы по анализу неопределенностей входных параметров для гидродинамического моделирования и, как следствие, для выбора стратегии разработки вытекает из потребности определения степени изученности объектов, оценке экономической рентабельности изучения объекта на современном этапе. В работе представлен методический подход к оценке экономических рисков, при доизучении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на основе анализа изученности, построения гидродинамической модели и анализа неопределенностей входных параметров.

**Ключевые слова:** 3D моделирование, изученность, неопределенность входных данных, трудноизвлекаемые запасы, коэффициент надежности, экономическая эффективность, индекс доходности.

**Информационные технологии при планировании и мониторинге эксплуатационного бурения на месторождениях ОАО «НК «Роснефть»**  
К.В. Кудашов, Р.А. Малахов (ОАО «НК «Роснефть»)

Приведен обзор программного обеспечения и информационных систем, применяемых в ОАО «НК «Роснефть» при планировании и мониторинге программы эксплуатационного бурения и резки боковых стволов. Описан метод двумерного синтетического каротажа, лежащий в основе корпоративного ПО «Горизонт», используемого при геонавигации горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов.

**Ключевые слова:** геонавигация, горизонтальная скважина, бурение, программное обеспечение.

**Выделение зон развития коллекторов и обоснование границ залежей нефти в глинистых отложениях хадумского горизонта Ставропольского края (на примере Ачикулакского месторождения)**  
Е.В. Кудин, С.Н. Королев (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»), А.А. Поляков, Ю.В. Меркушкина (ОАО «НК «Роснефть»)

Рассмотрены методические приемы обоснования границ залежей нефти в хадумских отложениях Ставрополья, разработанные и апробированные при подсчете запасов нефти хадумского горизонта Ачикулакского месторождения. Установлена приуроченность продуктивных скважин к зонам пониженных значений естественной радиоактивности хадумского горизонта. С использованием карт изогамм закартированы границы зон развития коллекторов, построена новая модель залежей нефти.

**Ключевые слова:** хадумский горизонт, карта гамма каротажа (ГК), изогаммы, разуплотнения глин, фильтрационно-емкостная система резервуара.

**Selection of prospective oil land with reserves hard to recover in conditions of low exploration maturity**  
L.M. Kadochnikova, S.V. Shikhov, A.V. Snokhina,  
N.V. Dergunov, V.Z. Sukher (TNNC LLC),  
N.M. Nikolaev (TNK-Nyagan OJSC)

The applicability of uncertainty analyses of income reservoir simulation parameters and as a consequence determination of optimal reservoir development method results a demand of field exploration maturity and economic efficiency evaluation in recent times. The work presents a methodical way of economical risks evaluation during further appraisal of fields with difficult oil recovery on the basis of state of exploration analyze, hydrodynamic model creation and uncertainty analyses of simulation income parameters

**Key words:** reservoir 3D model, uncertainty, difficult oil recovery, economical effectiveness, profitability index, reliable ability coefficient.

**Information technology for production drilling planning and monitoring in Rosneft**  
K.V. Kudashov, R.A. Malakhov (Rosneft Oil Company OJSC)

The paper contains a review of software and information systems being used for planning and monitoring of production drilling and sidetracking program in Rosneft Oil Company OJSC. Two dimensional synthetic log approach applied in in-house domain geosteering software "Horizon" is described.

**Key words:** geosteering, horizontal well, drilling, software.

**The reservoir distribution boundaries delineation and oil accumulations boundaries substantiation in the shale deposits of Stavropol territory hadum horizon (Achikuluck field case study)**  
E.V. Kudin, S.N. Korolev (Oil Company Rosneft – NTC LLC),  
A.A. Polyakov, Yu.V. Merkushina (Rosneft Oil Company OJSC)

The methodology substantiation of oil accumulation boundaries delineation in the hadum deposits of Stavropol territory is described. It is developed and tested within the calculation of oil reserves for Achikuluck field hadum horizon. It is established that well productivity is associated with the zones of reduced values of natural radioactivity in the hadum horizon. Reservoir distribution boundaries were delineated using the maps of isogams. Also the new model of oil accumulation is made.

**Key words:** Khadum horizon, map of gamma-ray logging, isogam, softening clays improved reservoir properties.

### **Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей**

**В.Б. Леви (ООО «Газпромнефть НТЦ» )**

На этапе гидродинамического моделирования неопределенности имеют существенное значение при принятии решений. Оценка неопределенностей связана с адаптацией моделей к истории разработки. Рассмотрено несколько видов неопределенностей, используемых при создании моделей. Показаны преимущества многовариантного моделирования, а также возможности по определению и минимизации технологических рисков.

**Ключевые слова:** гидродинамическая модель, анализ, автоматическое моделирование, неопределенности, риск.

### **Повышение точности оценки продуктивности пласта при помощи учета статистических данных о его свойствах**

**Д.М. Оленчиков, А.Е. Сапожников, Н.А. Штин, Д.С. Чебкасов (ЗАО «ИННЦ»)**

Предложена методика построения макро-корреляционной зависимости пористость – проницаемость, позволяющая учесть не только результаты лабораторных исследований керна, но и статистические характеристики неоднородности свойств пласта.

**Ключевые слова:** продуктивность скважины, неоднородность, гидродинамика.

### **Анализ неопределенностей и рисков при оценке запасов и планировании бурения скважин (на примере месторождений Юганского региона)**

**П.В. Ставинский, Д.Н. Левин, А.А. Прудников, Е.М. Бирун (ОАО «НК «Роснефть»)**

Рассмотрены методы анализа неопределенностей и рисков при оценке запасов и построении геологических моделей нефтяных месторождений. Представлены основные методы количественного анализа неопределенностей на основе вычисления случайных погрешностей параметров залежи (структурная неопределенность, неопределенность положения водонефтяного контакта, эффективных толщин, коэффициента пористости и др.), а также методы анализа чувствительности оценки запасов к изменениям параметров залежи. Показана эффективность методики анализа рисков на основе применения карт среднеквадратичного отклонения параметров на примере месторождений Юганского региона.

**Ключевые слова:** анализ неопределенностей и рисков, многовариантное моделирование, неопределенности параметров залежи, погрешности, оценка запасов, анализ чувствительности, подсчет запасов объемным методом.

### **Improvement of reservoir simulation on the basis of the automated modeling and the analysis of uncertainties**

**V.B. Levi (Gazpromneft NTC LLC)**

Uncertainties in reservoir modeling have a major influence in deciding. Quantifying uncertainties related with history matching. Consideration was given to several types of uncertainties used in the creation of models. The article shows the benefits of multiple modeling, and also possibilities of defining and minimizing technical risks.

**Key words:** reservoir simulation, analysis, automated modeling, risk, uncertainties.

### **Improving reservoir productivity evaluation by considering statistical data about heterogeneity**

**D.M. Olenchikov, A.E. Sapozhnikov, N.A. Shtin, D.S. Chebkasov (INNC CJSC)**

The porosity – permeability macro-correlation calculation method is introduced. This method considers core laboratory research results and statistical data about reservoir heterogeneity.

**Key words:** well productivity, heterogeneity, hydrodynamics.

### **The Risk and Uncertainty Analysis at a Counting of Reserves and Planning of wells Drilling (on an Example of Oilfields of Jugansky region)**

**P.V. Stavinsky, D.N. Levin, A.A. Prudnikov, E.M. Birun (Rosneft Oil Company OJSC)**

Methods of risk and uncertainty analysis at a counting of reserves and construction of geological models of oilfields are described. The article presents basic methods of quantitative uncertainties analysis by means of calculation of random inaccuracies of reservoir parameters (structural uncertainty, uncertainty of oil-water contact, effective rock thickness, coefficient of porosity etc.), and also methods of sensitivity analysis of estimation of reserves on a basis of changing reservoir parameters. In article is shown efficiency of applications of the method of risk-analysis on the basis of calculation standard deviation maps of parameters on an example of reservoirs of Jugansky region.

**Key words:** uncertainties and risk analysis, multi-variant modeling, uncertainties of reservoir properties, errors, volume estimates, sensitivity analysis, reserves calculation by the volumetric technique.



## Современное состояние работ по гидроразрыву пласта в мире

М.Дж. Экономидес

В долгосрочной перспективе в мире в области гидроразрыва пласта будут по-прежнему преобладать два разных подхода. В США, Канаде, России и Аргентине гидроразрыв пласта будет проводиться практически в каждой скважине, до которой можно физически доставить флот ГРП. В других странах будет преобладать мнение, что в результате ГРП месторождения будут истощаться и их продуктивность снижаться. В данном случае нефтяная индустрия с неохотой придет к необходимости применения гидроразрыва пласта. Именно различием между системным применением гидроразрыва пласта как способа разработки месторождений и вынужденной необходимостью проведения ГРП объясняются в основном популярность ГРП в Северной Америке, Канаде и России и его недоиспользование в остальных странах.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, трещина гидроразрыва, проппант, низкопроницаемые пласты, рынок услуг ГРП.

## The International State of Hydraulic Fracturing, 2011

Michael J. Economides

Long term, the global fracturing industry will continue to be dominated by two differing philosophies. In the USA, Canada, Russia and Argentina, the industry will continue to fracture every well it can get its collective hand on. Elsewhere, the industry will be dominated by the belief that fields are getting more mature and less prolific, so that the industry would need to reluctantly turn to fracturing. It is this difference between “want to frac” and “frac when we have to” that is central to why fracturing is so popular in North America and so under-employed elsewhere.

**Key words:** hydraulic fracturing, hydraulic fracture, fracturing market, proppant, low permeability.