

ISSN 2074-2339

# научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

2-2014 (апрель-июнь)

Выпуск 35

**10-ЛЕТИЕ СОЗДАНИЯ ПК «РН-КИН»**

с. 4–39

**ТЕХНОЛОГИИ  
ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

с. 40–63



**РОСНЕФТЬ**

ISSN 2074-2339

# научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

Ежеквартальный (март, июнь, сентябрь, декабрь)



## Публикации

в научно-техническом вестнике ОАО «НК «Роснефть»  
учитываются ВАК

при защите докторских и кандидатских диссертаций

В журнале публикуются научно-технические и производственные статьи по нефтегазовой тематике, подготовленные специалистами ОАО «НК «Роснефть», ее дочерних обществ и корпоративных НИПИ

### ОСНОВНЫЕ РУБРИКИ:

- геология и геофизика
- разработка месторождений
- скважинная добыча нефти и газа
- сбор и подготовка нефти, газа и воды
- информационные технологии
- нефтепереработка

## ПОДПИСКА

«Роспечать» индекс 35475

+7 (499) 517-7620

subscribe@oil-industry.ru



**РОСНЕФТЬ**



# РОСНЕФТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ВЕСТНИК  
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Миловидов В.Д.  
(главный редактор)  
Байков В.А.  
Басыров М.А.  
Гончаров И.В.  
Давыдова Е.А.  
Закиров И.С.  
Исмагилов А.Ф.  
Кузнецов А.М.  
Малышев Н.А.  
Муслимов Э.Я.  
Рудяк К.Б.  
Телин А.Г.  
Тыщенко В.А.  
Якимов С.Б.

По решению ВАК Минобрнауки России включен в «Перечень российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук» (редакция 17.06.2011 г.). Включен в Российский индекс научного цитирования.

## СЕКРЕТАРИАТ

Хлебникова М.Э. (ответственный секретарь редакционной коллегии)  
Мамлеева Л.А.

При оформлении номера использованы фотографии ОАО «НК «Роснефть»

Сдано в набор 12.05.2014  
Подписано в печать 10.06.2014  
Тираж 1000 экз.

© ОАО «НК «Роснефть», 2014

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  
prepress ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство»  
117997, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1

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

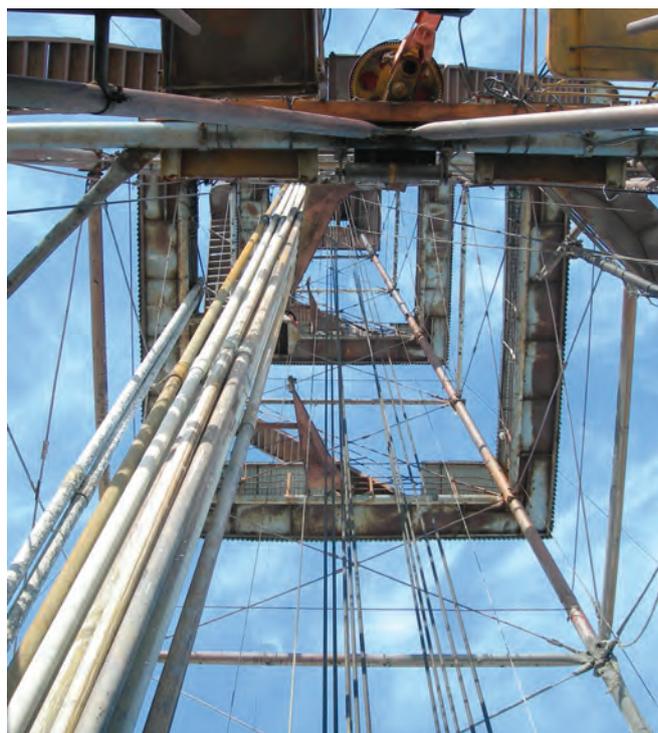
# 2-2014 [апрель-июнь]

## Выпуск 35

## СОДЕРЖАНИЕ

### К 10-ЛЕТИЮ СОЗДАНИЯ ПК «РН-КИН»

- 4 Костригин И.В., Загуренко Т.Г., Хатмуллин И.Ф.**  
Программный комплекс «РН-КИН»: история создания, развития и внедрения
- 8 Рабцевич С.А., Колонских А.В., Мустафин Р.Х., Костригин И.В.**  
Выбор системы разработки месторождений с использованием программного комплекса «РН-КИН»
- 14 Байков В.А., Рабцевич С.А., Костригин И.В., Сергейчев А.В.**  
Мониторинг разработки месторождений с использованием иерархии моделей в программном комплексе «РН-КИН»
- 18 Костригин Е.В., Давлетбаев А.Я., Абдуллин Р.И., Назаргалин Э.Р.**  
Гидродинамические и промысловые исследования скважин (от планирования до анализа выполнения и визуализации)
- 22 Булгакова Г.Т., Харисов Р.Я., Шарифуллин А.Р., Пестриков А.В.**  
Математическое моделирование и оптимизация солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах
- 29 Сахибгареева М.В., Мальцев А.В., Тяжев Е.В.**  
Модуль «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам». История и перспективы развития
- 36 Ильясов Р.Р., Свечников Л.А., Каримов М.Р., Кравец М.З., Солодов А.Н., Пороло И.О.**  
Метод автоматического формирования оптимальной схемы инфраструктуры поверхностного обустройства



## ТЕХНОЛОГИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

- 40 Форум ОАО «НК «Роснефть» по технологиям геолого-разведочных работ**
- 41 Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В.**  
Возможности современной геохимии при планировании и проведении геолого-разведочных работ
- 46 Ефимов В.И., Пацев В.П.**  
Опыт применения уплотнения системы наблюдения совместно с методикой Slip-Sweeper при проведении сейсморазведочных работ
- 50 Чикина Н.Н., Волков О.П., Бovyкин А.А., Кларнер С.**  
Повышение эффективности петрофизического сопровождения сейсмического моделирования на месторождениях Оренбургского региона
- 56 Чумичева А.А., Харченко С.И.**  
Разработка единой методики оценки емкостных свойств пластов месторождений Восточного Ставрополя
- 60 Кирнос Д.Г., Закревский К.Е.**  
Повышение качества создания сейсмогеологических моделей



## РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 64 Азизов Х.Ф., Лопухов А.Н.**  
Дисперсионный анализ эффективности геолого-технических мероприятий на Самотлорском месторождении
- 68 Вахрушева И.А., Гильманов Я.И., Костин Д.К.**  
Современные технологии отбора и транспортировки керна как основа качественного его исследования

## ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

- 71 Стрункин С.И., Желтов М.Г., Пикалов С.В., Широков В.А., Нечаев А.С., Новиков А.В.**  
Опыт применения и анализ работы фильтра гидроциклонного картриджного на объектах ОАО «Самаранефтегаз»
- 75 Стрункин С.И., Гладкова Н.Х., Кузьмина Е.П., Матвеев В.В., Каемов С.А.**  
Опыт применения гидроциклонного процессора удаления сероводорода и легких меркаптанов в ОАО «Самаранефтегаз»

## СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

- 78 Корабельников С.И., Афонин Д.Г., Семухин М.В.**  
Практическая методика разделения добычи жидкости и обводненности на многопластовых месторождениях Оренбургского региона

## НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЕ

- 83 Фадеев В.В., Герасимов Д.Н., Абрамова А.В., Смолин Р.А., Уварова Н.Ю.**  
Опыт переработки возобновляемого сырья в парафины для получения биотоплива
- 91 Рефераты**

# Программный комплекс «РН-КИН»:

## история создания, развития и внедрения

И.В. Костригин (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
Т.Г. Загуренко, к.ф.-м.н., И.Ф. Хатмуллин, к.т.н. (ООО «Уфимский НТЦ»)

**Ключевые слова:** Геология и Добыча (ГИД), ИТ в разработке нефтяных месторождений.  
**Key words:** geology and production, software, IT in oilfield development.

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

### Введение

Наиболее ранее созданным программным обеспечением, имеющим отношение к программному комплексу (ПК) «РН-КИН» (Комплекс инструментов для нефтяного инжиниринга / «Reservoir Engineering System Tools (RN-REST)), следует считать ПК «GEST» (Geology Expert System Tool), который был разработан во ВНИИЦ «Нефтегазтехнология»<sup>1</sup> в 1994 г. И.Ф. Хатмуллиным и Р.К. Мухамедшиным. Программа предназначалась в первую очередь для решения задач, связанных с построением геологических карт и подсчетом запасов нефти. Самые ранние ее версии работали под MS DOS. Программа использовалась главным образом для анализа разработки месторождений в рамках проектно-технологических документов. В 1999 г. протоколом ЦКР была закреплена рекомендация о применении ПК «GEST» для «построения структурных карт и карт изопахит, а также для расчета объемов пород».

В 1995–1998 гг. на основе алгоритмов, используемых в ПК «GEST», был создан комплекс узконаправленных программ (авторы И.Ф. Хатмуллин, Н.Т. Карачурин, Е.В. Тяжев, И.Г. Хамитов) для решения задач, связанных с анализом режимов работы скважин, диагностированием осложнений и принятием решений о проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ). Практически все программы были внедрены в дочерних добывающих предприятиях и НИПИ НК «ЮКОС». Наиболее распространенными из них стали «WEST», «Геомодель», «GridGenerator». В каче-

стве базы данных (БД) программы использовали локальные бинарные (\*.wad) файлы (автор Р.М. Галеев). Обмен файлами осуществлялся через сетевые диски.

### Создание, внедрение и развитие ПК «РН-КИН»

Начиная с 2000-х годов при поддержке геологической службы ОАО «Юганскнефтегаз» (в настоящее время ООО «РН-Юганскнефтегаз») и Уфимского филиала ООО «ЮганскНИПИнефть» проводились работы по внедрению новых физически содержательных методик по анализу разработки нефтяных месторождений данного производственного предприятия. В первую очередь эти работы касались крупных месторождений, главные из которых Мамонтовское, Приобское, Приразломное. Самым важным результатом данных работ было выявление невыработанных зон продуктивных горизонтов и определение потенциальных скважин-кандидатов для проведения ГТМ. Для решения этих задач в институте были разработаны специальные алгоритмы и подходы, из них самым распространенным и используемым до сих пор является алгоритм построения карт остаточных толщин (ОННТ). Большой вклад в эту работу внесли специалисты геологической службы ОАО «Юганскнефтегаз» О.А. Лознюк и В.В. Мальцев.

В 2002 г. был запущен внутренний проект по созданию новой системы OFX (Oil Field Explorer), объединяющей возможности программы «GEST», отдельных узкопрофильных программ, разработанных с

<sup>1</sup> ВНИИЦ «Нефтегазтехнология» позже был преобразован в Уфимский филиал ООО «ЮганскНИПИнефть» – ООО «ЮНГ-НТЦ Уфа» – ЗАО «Уфанипинефть» – ООО «РН-Уфанипинефть».

## ОСНОВНЫЕ ВЕХИ РАЗВИТИЯ ПК «РН-КИН»

**1995 г.**

создание программы для ЭВМ «GEST»

**1995–1998 гг.**

создание линейки «WEST»

**2000 г.**

разработка алгоритмов построения карт ОННТ

**2004 г.**

регистрация программы для ЭВМ ПК «Гид»

**2005 г.**

внедрение ПК «Гид» в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

**2006 г.**

ввод в промышленную эксплуатацию в ООО «РН-Юганскнефтегаз»

**2006–2008 гг.**

внедрение в ДО и КНИПИ компании

**2009 г.**

ввод в промышленную эксплуатацию в компании

**2011 г.**

регистрация программы для ЭВМ ПК «РН-КИН»

**2009–2013 гг.**

развитие в рамках ЦИП № 61

**2014 г.**

внедрение в новые активы компании



**Свидетельство о регистрации  
ПК «Геология и Добыча»**

1995 г., и дополненной новыми алгоритмами по построению карт и оценке выработки запасов. Руководителем проекта был назначен Т.Г. Загуренко, ключевыми разработчиками стали Р.Н. Якупов и А.И. Давлетбаев.

Поскольку на тот момент не было промышленных вариантов доступных, быстрых, не требовательных к оборудованию и качеству каналов связи СУБД с возможностью работать с данными в сетевом и оффлайн-режимах, для системы OFX под руководством Р.М. Галева, М.А. Литвиненко, Р.Р. Гильманова также была создана сетевая реализация WAD базы данных RDF (Rapid Data Format). RDF – это нереляционная СУБД, базирующаяся на технологии key-value. База обеспечивала максимально высокую скорость считывания данных, компактность хранения информации, поддерживала репликацию данных между серверами БД и разграничение прав доступа.

В начале 2004 г. в ЗАО «УфаНИПИнефть» проект OFX завершился созданием полноценного программного обеспечения «Геология и Добыча (Гид)».

Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Геология и Добыча» получено 17 мая 2004 г., и эту дату можно считать официальным днем рождения ПК «Гид», в настоящее время получившего название ПК «РН-КИН».

В 2005 г. вице-президентом по добыче ОАО «НК «Роснефть» было принято решение о внедрении данного ПК в ООО «РН-Юганскнефтегаз». Куратором проекта внедрения был назначен начальник управления разработки месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз» И.М. Згоба, в немалой степени благодаря усилиям которого проект внедрения оказался успешным. В рамках единого корпоративного проекта по созданию технологической информационной системы (ТИС) «Добыча» параллельно с ПК «Гид» в ООО «РН-Юганскнефтегаз» под общим руководством Р.М. Галева и специалистов КНТЦ<sup>1</sup>, Департамента оперативного управления и мониторинга, Департамента разработки месторождений ОАО «НК «Роснефть» происходило внедрение двух других систем уфимских разработчиков: «РН-Добыча» и «ЦДС».

<sup>1</sup> В 2011 г. на основе КНТЦ был создан Департамент научно-технического развития и инноваций.

В 2006 г. ПК «Гид» был введен в промышленную эксплуатацию в ООО «РН-Юганскнефтегаз». Использование линейки программ «WEST» и других в добывающем обществе было прекращено и принято решение о расширении функционала ПК «Гид».

На основании успешного опыта внедрения новых программных комплексов в ООО «РН-Юганскнефтегаз» при поддержке директора по науке ОАО «НК «Роснефть» М.М. Хасанова был инициирован процесс тиражирования и внедрения в компании ПК «Гид», «РН-Добыча» и «ЦДС». Позднее эти комплексы вместе с системой OIS Production составили основу корпоративной ТИС «Добыча».

Внедрение программных продуктов осуществлялось через структурное подразделение ОАО «НК «Роснефть», курировавшее направление информационных технологий, «Ройлсофт» (позднее на основе «Ройлсофт» было создано ООО «РН-Информ»). Очень большую помощь и поддержку проектам внедрения элементов ТИС «Добыча» оказали со стороны «Ройлсофт» – Р.В. Багрин, со стороны КНТЦ ОАО «НК «Роснефть» – И.С. Афанасьев, Н.Т. Карачурин, М.А. Литвиненко. Первыми объектами внедрения новых ПК стали добывающие дочерние общества – ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «РН-Северная нефть», ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», ООО «РН-Ставропольнефтегаз» и корпоративные НИПИ – ООО «СахалинНИПИморнефть» и ООО «НК «Роснефть-НТЦ». Основной вклад при внедрении ПК «Гид» на этом этапе внесла группа сопровождения и внедрения ООО «РН-УфаниПИ-нефть», в которую вошли Л.Г. Стулов, А.Ф. Лепин, В.А. Плечная, Е.А. Денисова, А.Э. Шарипова, И.С. Камильянов, Р.Р. Гильманов.

В 2007 г. командой разработчиков впервые был применен метод экстремального программирования (XP), подразумевающий работу программистов с высокими интенсивностью и эффективностью. Команда работала в течение 10 дней по 10–12 ч в сутки в условиях полной концентрации на поставленной задаче (без доступа к почте, интернету и др.). Результатом этой работы стал выпуск ПК «Гид» версии 3. Исходный код был разделен на логические модули, собранные в достаточно большой набор физических библиотек. Также было создано API, которое позволило унифицировать разработку новых модулей и работу с БД. Именно полученные в ходе XP результаты позволили в дальнейшем устранить множество технических проблем внутри программы и продолжить планомерное наращивание функционала, что значительно облегчило сопровождение системы в целом.



Программисты за работой (слева направо: О.А. Бостонов, О.А. Гальцев, А.И. Давлетбаев, В.А. Федоров, Л.А. Свечников, М.М. Гумеров, А.В. Мальцев)

Во многом реализованные в то время подходы были похожи на появившуюся намного позднее API для разработки плагинов для Petrel (Ocean) от компании Schlumberger. В 2010 г. аналогичный подход был применен для смены платформы разработки (с Delphi 2010 на Delphi XE) и изменения внутреннего формата представления строк в памяти с ANSI на Unicode.

В 2007 г. в ОАО «НК «Роснефть» под руководством М.М. Хасанова был инициирован ряд НИОКР по совершенствованию алгоритмов и подходов для анализа разработки. На основе созданных тогда алгоритмов позднее были созданы модули по анализу базовой добычи и закачки, модуль «прокси-модель» и обновлены алгоритмы картопостроения.



Свидетельство о регистрации ПК «РН-КИН»

В 2008 г. ПК «Гид» был успешно внедрен в ООО «ИННЦ», ОАО «Удмуртнефть», ООО «Самаранипинефть» и ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «Томскнипинефть» и ОАО «Томскнефть» ВНК.

2008 г. можно считать годом завершения использования линейки программного обеспечения, разработанной в рамках ЮКОСа. Основной задачей при внедрении ПК «Гид» было не только решение проблемы наполнения баз данных, но и преодоление нежелания пользователей переходить с привычных им инструментов на новые. В 2009 г. приказом ОАО «НК «Роснефть» № 223 от 19 мая ПК «Гид» был введен в промышленную эксплуатацию по всей компании.

С 2009 г. в компании реализуются долгосрочные целевые инновационные проекты (ЦИП). Одним из них стал проект «Разработка алгоритмов, методик и программных модулей для мониторинга разработки месторождений», поддержанный вице-президентом по инновациям В.Д. Миловидовым. Основными направлениями развития в рамках ЦИП стали модули построения интегрированных проектов, проведения международного аудита запасов, моделирования ГТМ и анализа разработки месторождений (ТРЭЗ,

прокси-модель). Результатом ЦИП стала новая версия ПК «Гид», которая зарегистрирована под названием «РН-КИН». В 2014 г. проект признан успешно завершенным, и принято решение о тиражировании ПК «РН-КИН» в новые активы компании (бывшие общества ОАО «ТНК-ВР»)

### Заключение

В настоящее время продолжается успешное внедрение ПК «РН-КИН» во всех дочерних обществах компании. Текущее развитие комплекса связано с модулями для планирования и анализа разработки месторождений, расширением возможности базы данных, включая перевод всех баз на СУБД Oracle. Работы курируются Департаментом разработки месторождений под руководством И.С. Афанасьева, Р.Н. Кунафина, А.В. Сергейчева и ИТ-службой компании под руководством В.А. Кабанцова, А.М. Солнышкина, А.В. Парасына.

Команда ПК «РН-КИН» благодарит всех, кто принимал участие в создании, развитии и внедрении программного комплекса.

## ПОЛУЧЕННЫЕ СВИДЕТЕЛЬСТВА О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ

1. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Геология и Добыча» № 2004611198
2. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Комплекс инструментов для нефтяного инжиниринга» № 2012611617
3. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Дизайн ОПЗ» ПК «РН-КИН» № 2013611252
4. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Дизайн РИР для горизонтальных скважин» ПК «РН-КИН» № 2013615192
5. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Симулятор БСКО»/«Rosneft-StimPro» ПК «РН-КИН» № 2013615194
6. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам» ПК «РН-КИН» № 2013615010
7. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Оперативное обновление геологических 2D-моделей залежей месторождений» ПК «РН-КИН» № 2013615193
8. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Реинжиниринг обустройства» ПК «РН-КИН» № 2013615722
9. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Хранение данных по состоянию трубопроводов и режимов работы площадных объектов» ПК «РН-КИН» № 2013615721
10. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Планирование реконструкции линейных объектов концептуальной модели обустройства» ПК «РН-КИН» № 2013615720
11. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Обмен данными между системой КГИС и модулем «Реинжиниринг обустройства» ПК «РН-КИН» № 2013615719
12. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Выбор схем заканчивания скважин» ПК «РН-КИН» № 2013615718

# Выбор системы разработки месторождений с использованием программного комплекса «РН-КИН»

С.А. Рабцевич, А.В. Колонских, Р.Х. Мустафин, И.В. Костригин  
(ООО «РН-УфаниПинефть»)

**Ключевые слова:** системы разработки, выбор оптимальной системы разработки, оптимизация дизайна ГРП, горизонтальные скважины

**Key words:** oilfield desing, well fracture, horizontal wells.

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

## Введение

Принципиальные решения, принимаемые на проектной стадии, имеют исключительно важный характер и оказывают большое влияние на эффективность всего проекта в целом. Следует отметить, что слишком упрощенные подходы к формированию концептуального (интегрированного) проекта часто приводят к тому, что решения, принимаемые на самой ранней стадии реализации, не выполняются или значительно искажаются. С другой стороны, сложные подходы требуют данных, которых на этапе проектирования или нет, или они недостоверны. В связи с этим важно на самых ранних этапах предусмотреть построение дерева принятия решений по принципу «если-то», которые могут быть формализованы в виде шаблонов (палеток), что позволяет по мере изменения геологических параметров в процессе бурения новых зон месторождения оперативно корректировать проектные решения.

В статье показан подход к созданию шаблонов для выбора оптимального решения о разработке месторождения, учитывающий не только различные системы его эксплуатации, заканчивания скважин, оптимальный дизайн гидроразрыва пласта (ГРП), геометрию элемента разработки, но и темпы ввода скважин и поверхностное обустройство.

Предложенный подход заключается в последовательной оптимизации проектного решения на разных уровнях:

- 1) дизайн ГРП для единичной скважины;
- 2) схема расположения скважин для элемента разработки;
- 3) система разработки для некоторой области с учетом темпов ввода скважин в эксплуатацию и наземной инфраструктуры.

## Алгоритм выбора оптимальных систем разработки с различными технологиями заканчивания скважин для зон нового бурения

С широкомасштабным внедрением новых технологий заканчивания скважин, например с проведением ГРП в наклонно направленных и горизонтальных скважинах, остро встал вопрос совершенствования алгоритмов для выбора оптимальной системы разработки. Процесс выбора оптимального решения осложняется существенно возросшим числом варьируемых параметров. В частности, необходимо выбрать дизайн ГРП и расположение скважин относительно направления регионального стресса, в рамках которого будет происходить преимущественный рост трещин ГРП. Важными факторами, влияющими на проектное решение, являются темпы бурения скважин и строительства наземного обустройства месторождения.

В программном комплексе (ПК) «РН-КИН» создан модуль выбора оптимальной системы разработки, позволяющий учесть множество параметров. Принципиальная схема алгоритма, заложенного в него, представлена на рис. 1.

Если для выбора оптимального варианта системы разработки проводить расчеты с прямым перебором всех возможных вариаций параметров, то число итераций может стать настолько большим, что время их расчета становится неприемлемым для принятия технологических решений. В связи с этим в разработанном модуле было принято решение разделить процесс поиска оптимального варианта на следующие блоки (см. рис. 1).

I. Блок оптимизации дизайна ГРП.

II. Блок оптимизации элемента системы разработки.

III. Блок выбора оптимальной системы разработки с учетом темпа бурения.

Результат оптимизации по каждому блоку является входным параметром для последующего. Например, при оптимизации дизайна ГРП рассчитывается масса пропанта для трещины ГРП с заданной полудлиной, которая в свою очередь используется при оптимизации элемента системы разработки. Далее

проводятся многочисленные гидродинамические расчеты на масштабе одного элемента разработки для выбора оптимальной конфигурации системы разработки. Так как полученные результаты будут справедливы только для одного элемента, необходимо провести оценку на участке конкретного месторождения с учетом скорости бурения. И только по результатам оценки функционирования системы разработки на участке месторождения делается заключение о выборе того или иного проектного решения.

Варьируемые параметры можно разделить на глобальные и локальные. К глобальным относятся, например, толщина пласта и проницаемость коллектора. Локальные параметры связаны непосредственно с системами разработки. К ним относятся: деформация системы разработки, соотношение длины и ширины элемента системы разработки, полудлины трещин ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах, для систем с горизонтальными скважинами – оптимальная длина и число стадий ГРП с учетом влияния неоднородности пласта по вертикали. Серийные расчеты основаны на переборе всех указанных параметров.

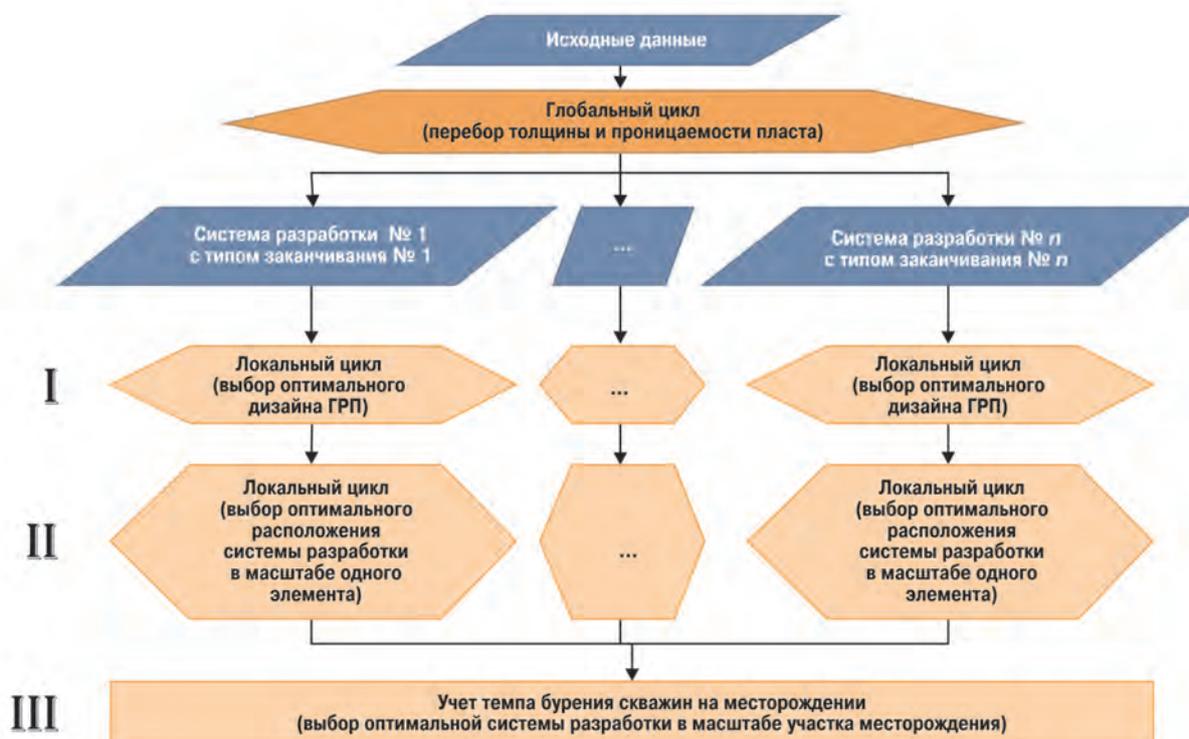


Рис. 1. Принципиальная схема алгоритма выбора оптимальных систем разработки

Исходными параметрами для расчета являются геомеханические свойства, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, экономические сценарные параметры. Для расчета стоимости скважины вводятся такие параметры, как стоимость бурения горизонтальной скважины (в зависимости от длины горизонтального ствола), базовая стоимость проведения одной операции ГРП в горизонтальной, наклонно направленной скважинах, стоимость проппанта, масса проппанта на одну операцию ГРП в горизонтальной скважине.

Представленный алгоритм позволяет проводить множественные серийные расчеты для целого ряда систем разработки с выбором наилучшей технологии заканчивания скважин, конфигурации системы разработки и плотности сетки скважин для конкретных толщины и проницаемости пласта.

Рассмотрим более детально каждый блок процесса оптимизации.

## Оптимизация дизайна ГРП

Техническая оптимизация заключается в определении оптимальной геометрии трещины для заданной массы проппанта. Оптимальная геометрия обеспечивает минимальный скин-фактор, что соответствует максимальному безразмерному коэффициенту продуктивности. При планировании дизайна ГРП обычно исходят из ограничений по доступной массе проппанта, что ограничивает возможные геометрические размеры трещины, для характеристики которых принято использовать число проппанта  $N_p$  [1]. В работах, посвященных теории ГРП, показано, что для массы проппанта, а соответственно и для  $N_p$ , существует оптимальная безразмерная продуктивность трещины  $F_{cd}$ , при которой безразмерный коэффициент продуктивности максимален. В работах [1, 3, 4] представлены палетки, показывающие связь последнего с числом проппанта и безразмерной проводимостью трещины. Таким образом, с использованием имеющихся зависимостей, можно определить оптимальную геометрию трещины ГРП для заданной массы проппанта: раскрытие, полудлину, безразмерный коэффициент продуктивности.

При проведении ГРП высота трещины обычно больше продуктивной толщины пласта, вследствие чего часть проппанта выходит за пределы коллектора, что снижает общую эффективность ГРП. Поэтому при планировании ГРП очень важно определить высоту трещины. Чтобы получить зависимость дан-

ного параметра от массы проппанта и ширины трещины, необходимо задаться моделью, описывающей геометрию трещины. Геометрию трещины большеобъемного ГРП, когда ее полудлина больше высоты трещины, наилучшим образом описывает PKN (Perkins-Kern Nordgren)-модель [5, 6]. Высота трещины в этой модели определяется из следующего уравнения:

$$\omega_f = \frac{\pi h_f}{2} \left(1 - \frac{2}{\pi} \arcsin\left(\frac{h_g}{h_f}\right)\right) \frac{\Delta\sigma(1-\vartheta)}{E} NTG, \quad (1)$$

где  $\omega_f$  - ширина трещины;  $h_f, h_g$  - высота соответственно трещины и пласта;  $\Delta\sigma$  - разница стрессов между глинами и песчаниками;  $\vartheta$  - коэффициент Пуассона;  $E$  - модуль Юнга;  $NTG$  - песчанность.

Зная параметры трещины, можно оценить потенциальную добычу по скважине и массу проппанта. По первому параметру определяется выручка, по второму - стоимость операции ГРП. Таким образом, для каждого числа проппанта можно оценить чистый дисконтированный доход (NPV) от реализации мероприятия. Оптимальный дизайн ГРП определяется максимумом NPV.

## Схема расчета технологических показателей

Для расчета технологических показателей системы разработки применяется симулятор линий тока, основанный на решении задачи двухфазной фильтрации в однородном пласте [2, 7]:

$$\begin{aligned} -mA(x) \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} [A(x)v_o] &= 0, \\ -mA(x) \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} [A(x)v_w] &= 0, \\ v_o &= -\frac{Kk_o(S_w)}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x}, \\ v_w &= -\frac{Kk_w(S_w)}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $m$  - пористость;  $A(x)$  - площадь сечения трубки тока;  $x$  - линейная координата вдоль оси трубки тока;  $S_w$  - водонасыщенность;  $v_o, v_w$  - скорость фильтрации соответственно нефти и воды;  $K$  - абсолютная проницаемость;  $k_o, k_w$  - относительные фазовые проницаемости соответственно для нефти и воды;  $\mu_o, \mu_w$  - вязкость соответственно нефти и воды в пластовых условиях;  $p_o, p_w$  - давление соответственно в нефтяной и водной фазах.

Начальные и граничные условия для расчета технологических показателей следующие:

$$\begin{aligned} S_w(x, 0) &= S_{w0}, p(x, 0) = p_0; \\ S_w(0, t) &= S_{w\max}, p(0, t) = p_{inj}(t), \end{aligned} \quad (3)$$

причем  $A(x)(v_o + v_w) = q_{liq}(t)$ , т.е. объемный расход жидкости  $q_{liq}(t)$  в любом сечении трубки тока в данный момент времени одинаков.

Приток к скважине при этом моделируется набором источников. Уравнения фильтрации и переноса в пласте дополняются уравнениями связи между источниками для моделирования течения в трещине ГРП (учет трения) или горизонтальном стволе [8].

Расчет текущей насыщенности проводится по стационарной системе трубок тока на основе решения нестационарного уравнения переноса

$$mA(x) \frac{\partial S_w}{\partial t} + q_{liq}(t) \frac{df}{dS_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} = 0, \quad (4)$$

где  $f(S_w) = \frac{k_w(S_w)}{\mu_w \varphi(S_w)} = \frac{1}{1 + \frac{k_o(S_w)\mu_w}{k_w(S_w)\mu_o}}$  – функция Баклея –

Левретта, определяющая объемную долю воды в общем потоке жидкости при водонасыщенности  $S_w$ .

### Блок по оптимизации плотности сетки скважин, учитывающий темп бурения скважин

В блок выбора оптимальной системы разработки с учетом темпа бурения передаются результаты предыдущего блока. Оптимальная плотность сетки скважин для каждого значения проницаемости и толщины пласта определяется на основе оценки экономической эффективности с учетом поверхностного обустройства. Таким способом вместе с плотностью сетки скважин устанавливается оптимальный тип системы разработки.

Расстановка линейных и площадных объектов поверхностного обустройства для каждого значения проницаемости и толщины пласта и для всех заданных систем проводится следующим образом.

1. Расстановка скважин в рамках заявленного участка в соответствии с системой разработки и плотностью сетки скважин.
2. Автоматическая расстановка кустов скважин и коридоров коммуникаций внутри участка месторождения.
3. Создание рейтинга бурения кустов на основе последовательности бурения, наличия и технических возможностей бригад бурения.

4. Расчет NPV для всего участка месторождения с помощью экономических показателей для интегрированных проектов.

Основным критерием при выборе оптимальной плотности сетки скважин является темп бурения новых скважин, так как при большом числе скважин на участке и низком темпе бурения капитальные вложения в обустройство и строительство скважин учитываются с дисконтом, что может быть экономически эффективно. Когда мало скважин и высокий темп бурения, все капитальные вложения будут учитываться в первые годы, практически без дисконта, что может существенно отразиться на экономических показателях проекта.

### Реализация работы модуля в ПК «РН-КИН»

Работа модуля делится на четыре этапа (шага) (рис. 2):

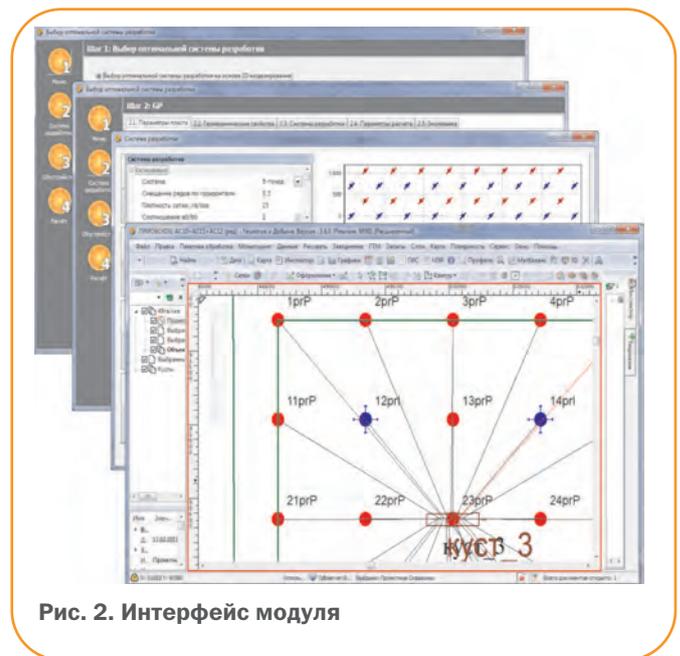


Рис. 2. Интерфейс модуля

На шаге 1 создается новый проект выбора оптимальной системы разработки. Если проект уже был создан, то его можно подгрузить, выбрав соответствующую опцию. На шаге 2 задаются параметры пласта, свойства флюидов, параметры системы разработки, а также диапазон их перебора, характеристики нефти и воды, такие как вязкость, плотность, объемный коэффициент, максимальная относительная фазовая проницаемость (ОФП) и степень ОФП по корреляции Corey, зависимость коэффициента охвата сеткой скважин от расстояния, если известна. Определяются проницаемость и толщина пласта, анизотропия проницаемости по вертикали и

горизонталю, пористость. Для расчета оптимального дизайна ГРП задают геомеханические свойства пласта.

Далее задаются системы разработки с параметрами расчета: конфигурация системы разработки, смещение рядов скважин, плотность сетки, соотношение начальной деформации системы разработки  $a_0/b_0$ , угол наклона трещины, его смещение, коэффициент деформации.

Для экономической оценки необходимо задать стоимости бурения скважин и проведения ГРП. Способ эксплуатации фонда скважин влияет на удельные эксплуатационные затраты: на добычу жидкости, воды, нефти, содержание скважины. Изменяя эти параметры, можно оптимизировать экономические показатели проекта с учетом способа эксплуатации фонда скважин.

На шаге 3 происходит настройка оптимизации поверхностного обустройства. Задаются размер участка планируемого бурения, максимальное число скважин в кусте, темп бурения, стоимость и глубина бурения, удаленность от готовых объектов обустройства, которая влияет на экономические показатели проекта.

На шаге 4 выбирается оценочный параметр и запускается расчет. В качестве такого параметра можно выбрать следующие:

- NPV.
- DPI (индекс рентабельности инвестиций).
- DCF (дисконтированный денежный поток).
- КИН (коэффициент извлечения нефти).

Если выбрать несколько параметров, то в качестве оценочного берется их произведение.

Результаты оптимизации отображаются в виде встроенных таблиц (см. рис. 2). На первом уровне отображаются значения глобальных параметров: проницаемость и толщина пласта, на втором для каждой пары толщины пласта и проницаемости выводятся оптимальные результаты для заданных систем разработки. Можно также просмотреть все внутренние расчеты для каждой системы разработки. Кроме того, отдельно выводятся серийные расчеты по локальным параметрам, их значения можно увидеть, если раскрыть вкладку третьего уровня. Если необходимо отфильтровать результаты по какому-то значению параметра, то достаточно выбрать этот параметр и отметить галочкой напротив соответствующее значение. Конфигурация оптимальной системы разработки будет определяться максимальным значением оценочного параметра.

## Использование модуля выбора оптимальной системы разработки на примере Приобского месторождения

Для оценки перспектив бурения наклонно направленных скважин с ГРП для различных нефтенасыщенных толщин и проницаемостей была рассчитана палетка оптимальных плотностей сеток скважин для обращенной девятиточечной системы разработки для условий Приобского месторождения. Оптимизация проводилась по комплексному экономическому критерию NPV·DPI.

Каждая точка на палетке является максимумом кривой зависимости экономического эффекта от плотности сетки скважин при фиксированных значениях эффективной проницаемости пласта и его толщины. Было показано, что по комплексному критерию NPV·DPI решение о переходе от плотности сетки 25 га/скв к плотности 16 га/скв должно быть принято при проницаемости пласта менее  $1,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> при рентабельных толщинах пласта (рис. 3).

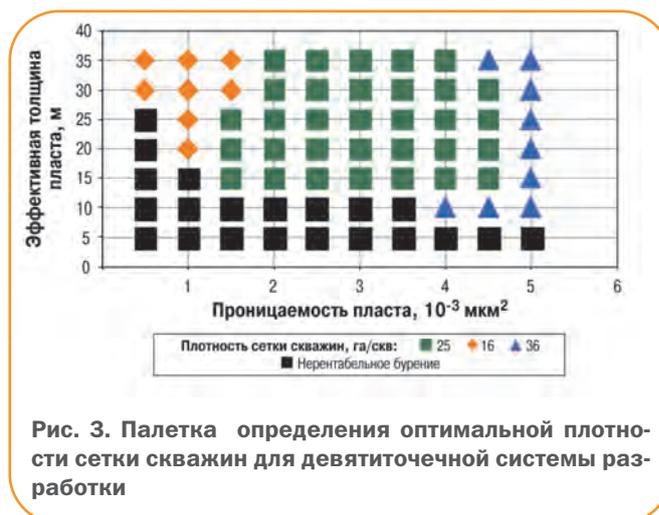


Рис. 3. Палетка определения оптимальной плотности сетки скважин для девятиточечной системы разработки

Предложенный подход был применен для определения оптимальной плотности сетки скважин для системы разработки горизонтальными скважинами с ГРП. Было показано, что при текущих экономических сценарных условиях зона рентабельности такой системы по сравнению с обращенной девятиточечной увеличивается только для зоны проницаемостью  $0,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (рис. 4). Следовательно, приоритетными для бурения горизонтальных скважин с продольными ГРП являются зоны проницаемостью ниже  $1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и рентабельными толщинами.

Также построена палетка для выбора проектного решения для различных проницаемостей и толщин. Для получения палетки проведено пересечение рас-

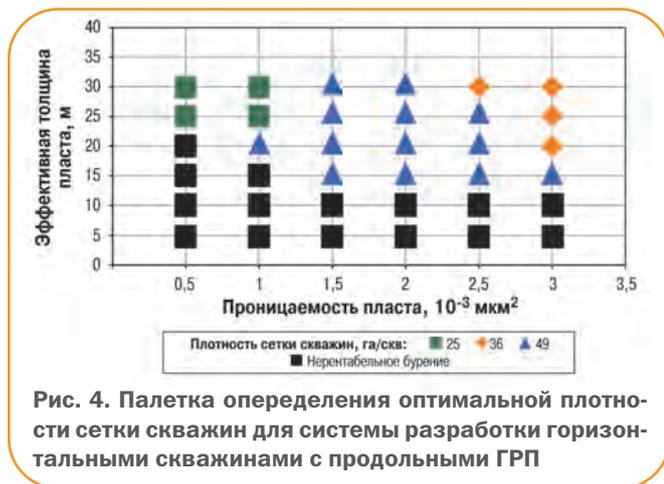


Рис. 4. Палетка определения оптимальной плотности сетки скважин для системы разработки горизонтальными скважинами с продольными ГРП

смотренных выше шаблонов по NPV для определения зон толщин и проницаемостей, для которых система разработки горизонтальными скважинами с продольными ГРП экономически более эффективна, чем девятиточечная (рис. 5).

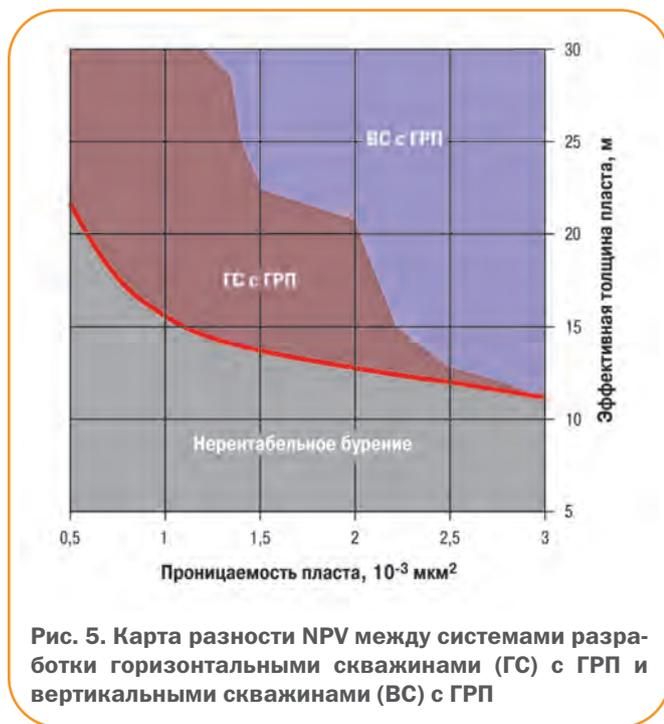


Рис. 5. Карта разности NPV между системами разработки горизонтальными скважинами (ГС) с ГРП и вертикальными скважинами (ВС) с ГРП

**Выводы**

1. Разработан алгоритм выбора оптимального проектного решения о разработке месторождения с различными технологиями заканчивания скважин для бурения новых зон с учетом темпа ввода скважин и поверхностного обустройства.
2. Алгоритм реализован в виде модуля в ПК «РН-КИН», что существенно упрощает процесс принятия проектных решений.
3. Получена палетка для определения оптимальных плотностей сетки скважин для девятиточечной системы разработки Горшковской площади При-

обского месторождения, согласно которой было принято решение о переходе от плотности сетки 25 га/скв к плотности 16 га/скв.

4. Получена палетка выбора между рядной системой разработки горизонтальными скважинами с продольными ГРП и обращенной девятиточечной системой разработки для различных проницаемостей и толщин, по ней определены участки для бурения горизонтальных скважин с продольными ГРП.

**Список литературы**

1. *Технико-экономическая оптимизация дизайна гидроразрыва пласта*/А.Г. Загуренко, В.А. Коротовских, А.А. Колесников [и др.]// Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 11. - С. 54-57.
2. *Технико-экономический анализ систем разработки, сформированных скважинами с трещинами ГРП*/Хасанов М.М., Краснов В.А., Мусабиров Т.Р., Мухамедшин Р.К. //Нефтяное хозяйство. - 2009. - № 2. - С. 92-96.
3. Economides M.J., Nolte K.G. «Reservoir Stimulation, Wiley, 2000.
4. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design: bridging the gap between theory and practice, 2002.
5. Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures//J. Pet. Tech., Trans. - 1961. - AIME 222, 937-949.
6. Nordgren R.P. Propagation of vertical hydraulic fractures // J. Pet. Tech. - 1972. -V. 253. - P. 306-314.
7. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М. - Ижевск: ИКИ, 2004. - 628 с.
8. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа. - М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. - 212 с.

**References**

1. Zagurenko A.G., Korotovskikh V.A., Kolesnikov A.A. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2008, no. 11, pp. 54-57.
2. Khasanov M.M., Krasnov V.A., Musabirov T.R., Mukhamedshin R.K., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2009, no. 2b pp. 92-96.
3. Economides M.J., Nolte K.G., *Reservoir stimulation*, Wiley, 2000.
4. Economides M., Oligney R., Valko P., *Unified Fracture Design: bridging the gap between theory and practice*, 2002.
5. Perkins T.K., Kern L.R., *Widths of hydraulic fractures*, J. Pet. Tech., Trans., 1961, AIME 222, pp. 937-949.
6. Nordgren R.P., *Propagation of vertical hydraulic fractures*, J. Pet. Tech., 1972, V. 253, pp. 306-314.
7. Muskat M., *The flow of homogeneous fluids through porous media*, McGraw-Hill, New York, 1937.
8. Kanevskaya R.D., *Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza* (Mathematical modeling of the development of oil and gas fields), Moscow: Nedra-Biznessentr Publ., 1999, 212 p.

# Мониторинг разработки месторождений с использованием иерархии моделей в программном комплексе «РН-КИН»

**В.А. Байков, д.ф.-м.н., С.А. Рабцевич, И.В. Костригин (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
А.В. Сергейчев (ОАО «НК «Роснефть»)**

**Ключевые слова:** мониторинг разработки, комплексирование промысловых данных, гидродинамические модели, характеристики вытеснения.

**Key words:** oilfield development monitoring, hydrodynamic models, using production data, displacement curves.

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

## Введение

ОАО «НК «Роснефть» применяет широкий спектр технологий моделирования процессов добычи углеводородов на основе иерархического подхода. Сложность модели определяется необходимым уровнем детализации решения технической задачи. В компании разработана широкая линейка корпоративных программных продуктов для решения разноуровневых задач разработки, мониторинга, геологического, гидродинамического моделирования и др. Один из таких продуктов – корпоративный программный комплекс (ПК) для мониторинга разработки ПК «РН-КИН». В нем реализована иерархия моделей различной степени детализации, позволяющая инженеру-разработчику выбрать наиболее оптимальный способ решения конкретной производственной задачи.

**1. Модели первого уровня (1D модели)** – модели материального баланса и характеристик вытеснения с подбором модифицированных относительных фазовых проницаемостей на основе фактической истории разработки.

**2. Модели второго уровня (2D модели) включают:**

- 2.1) карты остаточных запасов;
- 2.2) карты изобар;
- 2.3) двумерные фильтрационные модели с использованием линий тока и геомеханического моделирования.

**3. Модели третьего уровня (экспорт в 3D модель)** – инициализация секторной модели в связке с гидродинамическим симулятором ПК «РН-КИН» (в том числе с явным учетом трещин гидроразрыва (ГРП) и многозонного гидроразрыва (МГРП) пласта методом источников).

## Описание моделей

На моделях первого уровня проводится интегральная оценка месторождения или его участков для выявления проблемных зон по пластовому давлению или выработке запасов. Проблемные участки находятся с помощью автоматизированного анализа промысловых данных, динамики работы скважин в ячейках заводнения. Для оценки эффективности выработки запасов на этом уровне используются различные характеристики вытеснения (логарифм водонефтяного фактора и др.).

Основным ограничением моделей первого уровня является невозможность прогнозировать технологические показатели по отдельным скважинам, в которых проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ).

Модели второго уровня позволяют строить карты распределения запасов и изобар.

**Карты остаточных запасов и изобар.** Метод, описанный в работе [1], реализован в виде программного модуля ПК «РН-КИН», который позволяет быстро построить карты текущего распреде-

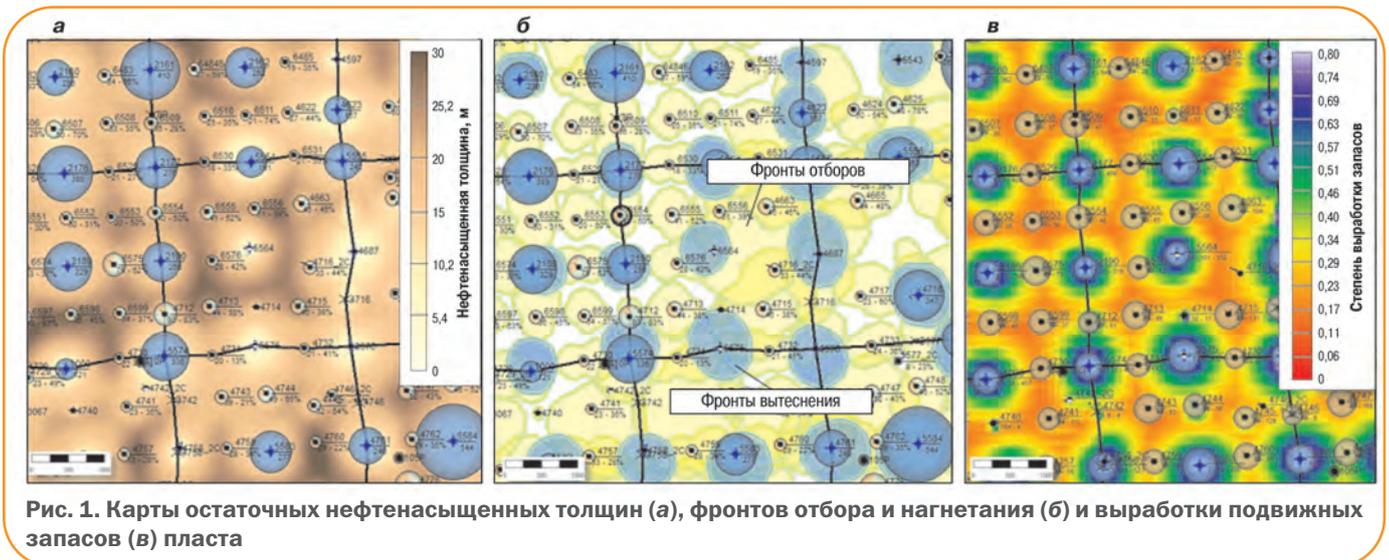


Рис. 1. Карты остаточных нефтенасыщенных толщин (а), фронтов отбора и нагнетания (б) и выработки подвижных запасов (в) пласта

ления запасов (рис. 1) и провести анализ эффективности планируемых ГТМ. При расчете карт учитываются следующие факторы.

- Выполнение материального баланса по залежи.
- Соответствие остаточной нефтенасыщенности в окрестности добывающей скважины и ее текущей обводненности по функции Баклея – Леверетта.
- Зависимость влияния работы скважины на изменение нефтенасыщенности в конкретной точке пласта от накопленного отбора нефти по этой скважине (накопленная закачка воды для нагнетательных скважин), расстояния до скважины и ее взаимодействия с другими скважинами.

Данный метод не позволяет напрямую прогнозировать запускные параметры новых скважин и скважин с ГТМ, однако дает возможность эффективно выявлять проблемные с точки зрения дренирования запасов участки, особенно в условиях нерегулярных систем разработок.

**Карты изобар.** Для построения карт изобар в ПК «РН-КИН» используется алгоритм, основанный на решении однофазного, стационарного уравнения фильтрации в пласте. Алгоритм дает возможность в автоматическом режиме адаптировать замеренные значения пластового давления по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) за последний квартал.

**Двумерные фильтрационные модели с использованием линий тока и геомеханического моделирования.** Наиболее точной моделью, реализованной в виде модуля, является «Прокси-модель» [2], основанная на решении нестационарной задачи двухфазной фильтрации в неоднородном пласте. Разработанный алгоритм позволяет в автоматизированном режиме адаптировать карты проницаемости и изобар к промысловым данным. Преимущество прокси-модели

заключается в возможности учета замеров пластового давления за весь период разработки месторождения, тогда как для традиционных алгоритмов построения карт изобар значимыми являются лишь замеры, проведенные в небольшом временном промежутке на момент построения карты. Проблемы построения прокси-моделей связаны в первую очередь с задачей совместной адаптации (History matching) замеров пластового давления и обводненности.

Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов показал, что без использования геомеханического моделирования невозможно корректное моделирование процесса разработки. Особенно важно учитывать эффекты формирования техногенных трещин ГРП в процессе нагнетания при высоких забойных давлениях (трещины автоГРП).

ГДИС на установившихся режимах закачки в однопластовых и многопластовых нагнетательных скважинах подтверждают наличие автоГРП, при этом зависимости давления от расхода закачиваемой жидкости имеют вид кривых, представленных на рис. 2.

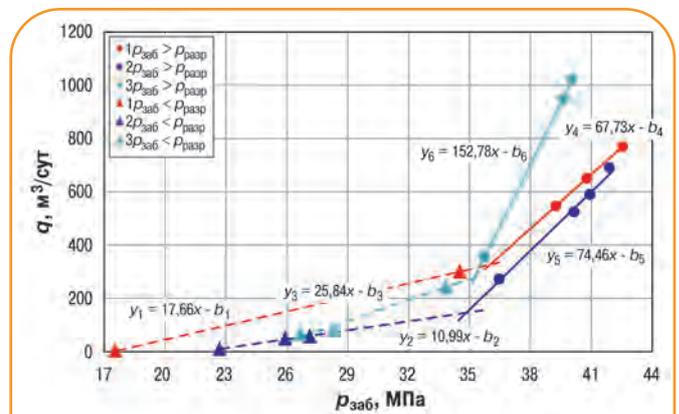


Рис. 2. Зависимость приемистости  $q$  от забойного давления  $p_{заб}$  при исследовании скважин ( $p_{разр}$  – давление разрыва)



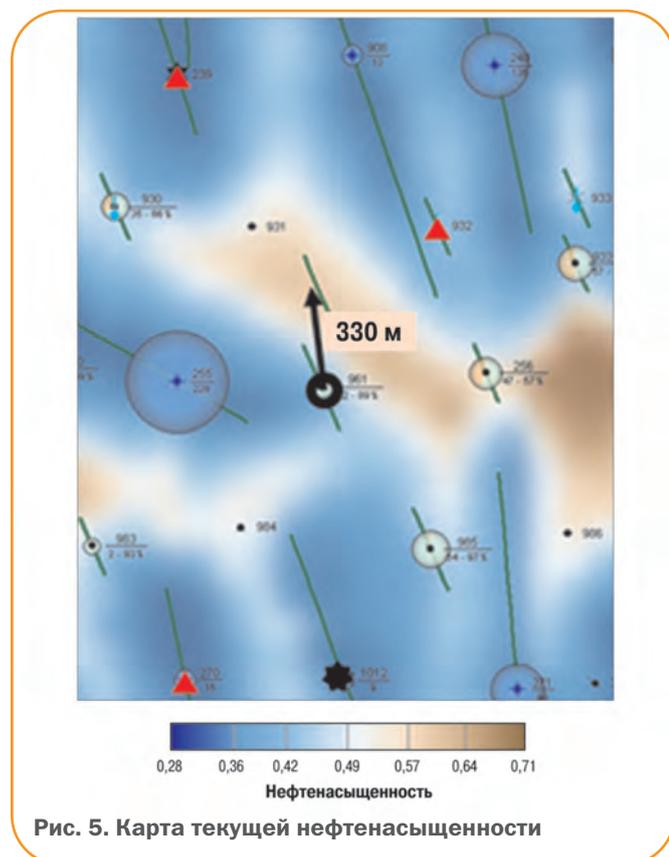
жин-кандидатов на примере резетки боковых стволов (ЗБС). Для других видов ГТМ способ подбора может незначительно корректироваться.

Для подбора скважин для ЗБС необходимо выполнение следующих критериев:

- наличие недренируемых запасов вокруг неработающих или низкодебитных и низкорентабельных скважин;
- техническая возможность бурения из таких скважин в зону недренируемых запасов (максимальный отход).

После выбора скважин-кандидатов для ЗБС, удовлетворяющих указанным критериям, проводятся дополнительная адаптация модели в зонах расположения скважин-кандидатов, а также дополнительные исследования с целью минимизации рисков выполнения неуспешного ГТМ.

На рис. 5 приведена карта текущей нефтенасыщенности с трещинами автоГРП в районе скв. 961, подобранной для ЗБС указанным выше способом. После подбора скважины-кандидата рассчитываются запускные дебиты и обводненность. Для скв. 961 на модели были получены прогнозные запускные дебиты жидкости  $Q_{ж} = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$  и нефти  $Q_{н} = 93 \text{ т/сут}$ . После бурения и вывода на режим фактические запускные дебиты жидкости и нефти составили соответственно  $132 \text{ м}^3/\text{сут}$  и  $90,3 \text{ т/сут}$ , обводненность – 20 %.



## Заключение

ПК «РН-КИН» является важным аналитическим инструментом для дочерних обществ и корпоративных институтов НК «Роснефть», с помощью которого проводится анализ данных различного уровня детализации на основе иерархии моделей для подбора и оценки эффективности ГТМ. Также программный комплекс выступает в качестве платформы для апробации новых методик и подходов к моделированию работы пласта и скважин, а полученные результаты сразу применяются на практике.

## Список литературы

1. Пат. № 2122107 РФ. Способ контроля за разработкой нефтяных залежей с помощью карт остаточных нефтенасыщенных толщин/И.Ф. Хатмуллин, М.М. Хасанов, И.Г. Хамитов, Р.М. Галеев; патентообладатель: Внедренческий научно-исследовательский центр «Нефтегазтехнология»; опубл. 20.10.98 г.
2. Адаптивная схема расчета карт изобар/И.Ф. Хатмуллин, Р.К. Мухамедшин, И.В. Костригин, И.Г. Кузин//Нефтяное хозяйство. – 2008. – №10. – С. 6–65.
3. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки/ В.В. Мальцев, Р.Н. Асмандияров, В.А. Байков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №5. – С. 70–74.
4. Обоснование необходимости учета изменения напряженного состояния пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов/ А.И. Федоров, А.Р. Давлетова, А.В. Колонских, К.В. Торопов //Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2013. – №2. – С. 25–29.
5. Партон В.З., Морозов Е.М. Механика упругопластического разрушения. – М.: Наука, 1985. – 505 с.

## References

1. Patent no. 2122107 RF, *Method for control of development of oil pools with the help of maps of residual oil-saturated strata*, Inventors: Khatmullin I.F., Khasanov M.M., Khamitov I.G., Galeev R.M.
2. Khatmullin I., Mukhamedshin R., Kostrigin I., Kuzin I., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2008, no. 10, pp. 62–65.
3. Mal'tsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baykov V.A. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2012, no. 5, pp. 70–74.
4. Fedorov A.I., Davletova A.R., Kolonskikh A.V., Toropov K.V., *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*, 2013, no. 2, pp. 25–29.
5. Parton V.Z., Morozov E.M., *Mekhanika uprugoplasticheskogo razrusheniya (Mechanika uprugoplasticheskogo razrusheniya)*, Moscow: Nauka Publ., 1985, 505 p.

# Гидродинамические и промысловые исследования скважин

(от планирования до анализа выполнения и визуализации)

**Е.В. Костригин, А.Я. Давлетбаев, к.ф.-м.н., Р.И. Абдуллин (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
Э.Р. Назаргалин (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)**

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин (ГДИС), опорная сетка.  
**Key words:** well tests, well backbone.

**Адреса для связи:** kostriginev@ufanipi.ru

## Введение

Основными причинами низкой эффективности гидродинамических исследований скважин (ГДИС) являются отсутствие систем предварительного планирования исследований и мониторинга качества и достоверности интерпретации исследований, геологические (например, низкопроницаемые коллекторы, длинные магистральные техногенные трещины гидроразрыва (ГРП) в добывающих и трещины автоГРП в нагнетательных скважинах, многопластовые зоны совместной эксплуатации и др.), технологические (состояние фонда скважин, сбои в работе измерительной аппаратуры, досрочное прекращение исследований), организационные (отсутствие контроля работы подрядчиков и др.).

В отдельных дочерних акционерных обществах ОАО «НК «Роснефть» эти проблемы пытаются решить уже на этапе составления годовой программы исследований. В 2009 г. в компании был разработан и утвержден регламент по планированию ГДИС [1], в котором прописаны схемы взаимодействия между участниками процесса планирования/выполнения/анализа результатов исследований и закреплены аналитические выражения для «экспресс-планирования» всех видов исследований.

Для сокращения трудозатрат сотрудников при анализе качества исследований и ускорения про-

цесса подготовки годовой программы исследований в условиях постоянной корректировки сценарных условий для опорной сетки исследований разработаны и постоянно совершенствуются инструменты для автоматизации процесса годового планирования и контроля выполнения исследований в программном комплексе (ПК) «РН-КИН».

## Модуль для составления годовой опорной сетки исследований

Ежегодно по месторождениям ОАО «НК «Роснефть» составляется годовая программа исследовательских работ – основа для формирования ежемесячных программ исследований. Практика показывает, что успешность ГДИС в целом зависит от степени проработки скважин-кандидатов для ГДИС по технической возможности проведения исследований и геологическим параметрам, влияющим на точность измерения и достоверность результатов их интерпретации. Важными факторами при составлении программы исследований является оптимизация затрат на их проведение и снижение потерь в добыче/закачке.

Число, периодичность, охват запланированными исследованиями фонда скважин зависят от многих факторов: от погодных условий (риски перемерзания скважин при остановках в «холодные» месяцы) и до ограничений по потерям в добыче/закачке и бюджету на выполнение иссле-

дований. Все это необходимо учитывать при ежегодном составлении и утверждении в компании опорной сетки (ОС) скважин с ГДИС по каждому месторождению.

Опорная сетка – минимально достаточное число скважин, необходимое для получения информации о пластовом давлении и других параметрах пласта. Выбор скважин-кандидатов для проведения ГДИС в первую очередь отвечает следующим требованиям компании:

- минимизация затрат на выполнение комплекса ГДИС;
- минимизация потерь добычи нефти при проведении исследования в скважинах;
- равномерный выбор скважин в пределах всего объекта разработки.

Планирование ОС состоит из нескольких этапов. Перед планированием годовой программы исследований выполняется проверка фонда на наличие возможных технических проблем при проведении исследований и формируется список «незамеряемых» скважин с перечнем технических причин.

На втором этапе с учетом введенных технических ограничений для каждой скважины рассматривается возможность проведения различных видов ГДИС: от «классических» замеров пластового давления в пьезометрических скважинах до исследований методом прослеживания КВД/КПД (кривая восстановления давления/кривая падения давления) на неустановившихся режимах закачки и исследований на установившихся режимах закачки/отбора. При этом рассчитывается продолжительность исследований по утвержденным аналитическим выражениям [1], определяются потери в добыче/закачке и выбираются те виды, которые требуют наименьших затрат на проведение работ и наименьших потерь в добыче нефти. Отдельные скважины, в которых ранее проводились успешные исследования и которые не требуют повторных расчетов длительности ГДИС, могут быть включены список скважин для «обязательного» включе-

ния в ОС. По ним используются фактические данные о продолжительности успешных ГДИС.

На третьем этапе подбираются скважины-кандидаты для проведения ГДИС с учетом минимизации суммарных затрат на выполнение исследований и равномерного охвата [2]. Упрощенно алгоритм подбора ОС, реализованный в ПК «РН-КИН», представлен на рис. 1.

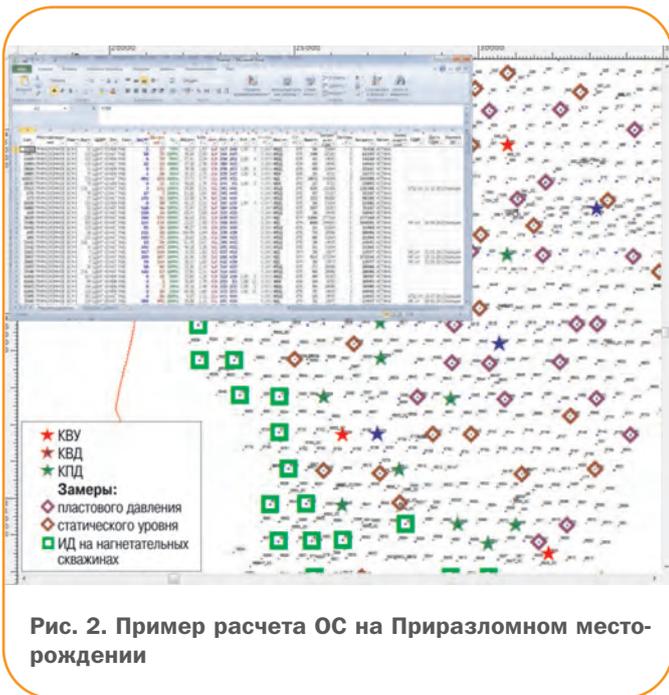
На отдельных месторождениях ведется совместная разработка нескольких пластов одной сеткой скважин, что необходимо учитывать при расчете ОС ГДИС. В частности, в многопластовых нагнетательных скважинах учитывается наличие компоновок для одновременно-раздельной закачки и планируются одновременно-раздельные исследования методом остановки скважин для регистрации КПД на неустановившихся режимах закачки [3]. При этом длительность исследования рассчитывается для каждого объекта и для всех пластов выбирается одинаковая максимальная длительность остановки для записи КПД. При планировании исследований в одно- и многопластовых нагнетательных скважинах при давлении закачки выше давления автоГРП выбираются технологии ГДИС методом установившихся режимов закачки при нескольких режимах с давлениями выше и ниже давления смыкания трещин автоГРП, и аналогичная технология с одновременно-раздельным исследованием на установившихся режимах закачки в несколько пластов с геофизическими исследованиями на каждом режиме [4].

Модуль расчета опорной сетки, реализованный в ПК «РН-КИН», в автоматическом режиме осуществляет годовое планирование ГДИС, значительно снижает трудозатраты по сравнению с ручной выборкой скважин-кандидатов для ГДИС.

На рис. 2 показан пример автоматического расчета ОС на одном из месторождений компании, в сводной таблице приведены рассчитанные параметры, такие как длительность исследований, потери в добыче нефти, затраты на оплату услуг подрядчика ГДИС и др.



Рис. 1. Упрощенная блок-схема алгоритма подбора «опорной» сетки



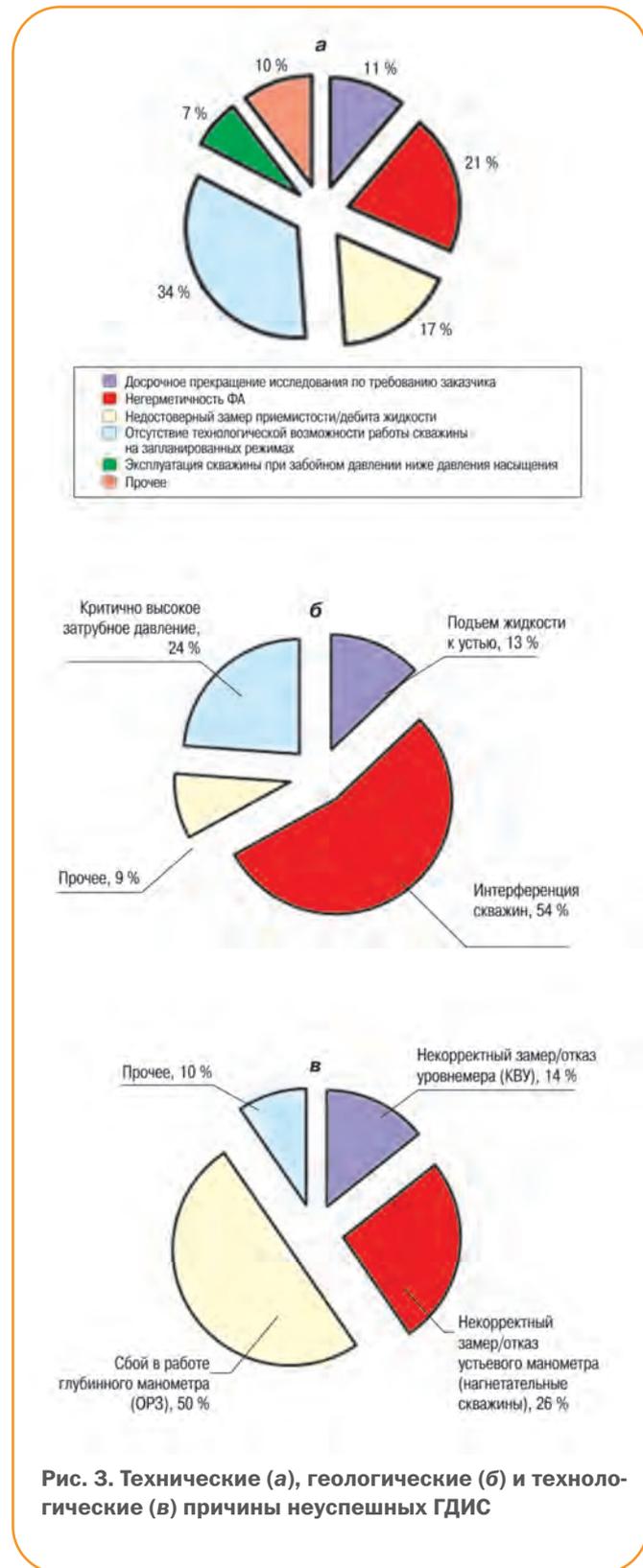
Утвержденная опорная сетка сохраняется в базе данных вместе со всей информацией, использованной при планировании (моделировании).

### Модуль мониторинга качества и успешности исследований

По мере выполнения программы ГДИС в базу данных заносится информация о проведенных исследованиях. Для мониторинга выполнения программы ГДИС, помимо модуля планирования ОС, в ПК «РН-КИН» реализована возможность просмотра текущего выполнения программы исследований на каждый год. Для этого в таблице различными цветами отмечаются исследования, проведенные в запланированный месяц, с опережением или опозданием и непроведенные.

Кроме того, ежеквартально проводится контроль качества исследований. Для этого в ПК «РН-КИН» внедрен модуль анализа успешности ГДИС и мониторинга проблем, возникших в процессе выполнения исследований. Данный модуль позволяет проверить результаты выполнения исследований и сопоставить их с результатами моделирования, в том числе проанализировать факторы, которые повлияли на достоверность результатов исследований или привели к «неуспешному» исследованию.

На рис. 3 приведен пример анализа успешности ГДИС. В данном случае основными причинами неуспешности стали технические причины (60%), на геологические причины пришлось 29%, технологические – 11%. Все неуспешные ГДИС и исследо-



вания с низкой достоверности рассмотрены отдельно, выполнен анализ причин, повлиявших на достоверность результатов измерений.

Данное разделение помогает выявить технические проблемы, например проблемы с состоянием фонда (пригодность фонда к проведению измере-

ний и др.), технологические, например готовность подрядчиков ГДИС к проведению измерений (отказ и сбои в измерительном оборудовании и др.), геологические (качество и достоверность дизайнов ГДИС). Так, при моделировании всех ГДИС должно быть учтено большинство проблем, которые могут повлиять на результаты измерений, включая возможное влияние окружающих скважин на результаты измерений, влияние границы постоянного давления и неоднородности в виде непроницаемого разлома и др. В случае неуспешного по геологической причине ГДИС в дальнейшем вносятся корректировки в дизайн исследования. Ежеквартально в Управлении разработкой месторождений обсуждаются проблемы и причины неуспешности исследований, по результатам анализа и выявления всех основных причин неуспешности ГДИС подбираются мероприятия по их устранению.

### Заключение

Ежеквартальный анализ успешности в формате утвержденного шаблона позволил пересмотреть и отказаться от неэффективных видов ГДИС, существенно увеличить качество исследований и достоверность результатов (рис. 4).



Рис. 4. Успешность «сложных» ГДИС

### Список литературы

1. Методические указания Компании № П1-01.03 М-0022 Определение базового объема исследований при разработке проектных технологических документов на разработку месторождений, 2009.
2. Стратегия планирования опорной сетки ГДИС по месторождениям ООО «РН-Юганскнефтегаз»/ Р.И. Нуриев, Р.Н. Асмандияров, Э.Р. Назаргалин [и др.] // Инженерная практика. – 2012. – № 8. – С. 18–20
3. Testing and Analysis of Wells Producing Commingled Layers in Priobskoye Field /A. Davletbaev, E. Ozkan, A. Slabetskiy [et al.]// SPE 117411. – 2008.
4. Multi-Layer Steady-State Injection Test with Higher Bottomhole Pressure than the Formation Fracturing Pressure / A. Davletbaev, V. Baikov, E. Ozkan [et al.] // SPE 136199. – 2010.

### References

1. Rosneft methodological guidelines no. P1-01.03 M-0022, Opredele-nie bazovogo ob»ema issledovaniy pri razrabotke proektnykh tekhnolo-gicheskikh dokumentov na razrabotku mestorozhdeniy (Identification of the baseline amount of research in the development of design and technological documents for field development), 2009.
2. Nuriev R.I., Asmandiyarov R.N., Nazargalin E.R., Snigirev V.I., Kostrigin E.V., Kostrigin I.V., Davletbaev A.Ya., *Inzhenernaya praktika*, 2012, no. 8, pp. 18-20
3. Davletbaev A., Ozkan E., Slabetskiy A., Nikishov V., Usmanov T., *Testing and analysis of wells producing commingled layers in Pri-obskoye field*, SPE 117411, 2008.
4. Davletbaev A., Baikov V., Ozkan E., Garipov T., Usmanov T., As-mandiyarov R., Slabetskiy A., Nazargalin E., *Multi-layer steady-state injection test with higher bottomhole pressure than the formation frac-turing pressure*, SPE 136199, 2010.

# Математическое моделирование и оптимизация солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах

**Г.Т. Булгакова, д.ф.-м.н.**  
(Уфимский гос. авиационный технический университет),  
**Р.Я. Харисов, к.х.н., А.Р. Шарифуллин, к.т.н.**  
(ООО «РН-Уфанипинефть»),  
**А.В. Пестриков (ОАО «НК «Роснефть»)**

**Ключевые слова:** селективная кислотная обработка, численный симулятор, оптимизация.  
**Key words:** selective acid treatments, numerical simulator, optimizing the design.

**Адрес для связи:** math@mail.rb.ru

## Введение

Солянокислотная обработка (СКО) призабойной зоны скважин на всех этапах эксплуатации месторождений является наиболее распространенным методом интенсификации добычи нефти и газа в карбонатных коллекторах. Последние, как правило, отличаются большой неоднородностью по пористости и проницаемости. Это создает существенные трудности при проектировании СКО для получения планируемой эффективности.

Селективное воздействие кислотных составов (КС) позволяет повысить успешность кислотных обработок обводненных скважин, уменьшить неоднородность по прослоям и увеличить конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) в многопластовых карбонатных залежах. Для большей глубины воздействия на карбонатный коллектор в последнее время широко применяются большеобъемные селективные кислотные обработки (БСКО) с КС, специально подобранными для определенного объекта.

При БСКО используется технология, обеспечивающая отклонение кислоты в низкопроницаемые зоны пласта и позволяющая равномерно обработать весь целевой интервал. Для этого общий объем кислоты разбивается на несколько оторо-

чек, циклически закачиваемых в скважину поочередно с отклонителем. В процессе БСКО обычно применяются физико-химические отклонители различных типов – гели, пены, эмульсии и другие реагенты [1] с высокой кажущейся вязкостью [2]. Объем отклонителя определяется неоднородностью среды с учетом удельного объема кислоты.

## Симулятор БСКО «Rosneft-StimPro»

При правильном проектировании БСКО можно добиться помимо существенного прироста продуктивности выравнивания профиля притока, что уменьшает риски обводнения. Однако при этом необходимо учитывать геолого-физические условия объекта воздействия, конструкцию скважины и режим ее работы, а также свойства используемых реагентов и жидкостей. Связать указанные факторы удалось с помощью разработанного в ООО «РН-Уфанипинефть» модуля «Симулятор БСКО «Rosneft-StimPro» посредством интеграции его в корпоративный программный комплекс (ПК) «РН-КИН», который содержит практически все необходимые данные по объекту разработки и каждой скважине в отдельности. Например, используются базы данных геофизических исследований скважин (ГИС), промыслово-геофизических (ПГИ) и гидро-

динамических (ГДИ) исследований, инклинометрии, конструкция скважины, PVT-свойства пластовых флюидов, технологический режим. Дополнительно в модуле создана обновляемая база – каталог жидкостей (КЖ), имеющих на рынке КС, отклоняющих и некоторых других жидкостей, рекомендуемых для каждого из разрабатываемых карбонатных объектов нефтегазодобывающих обществ Группы ОАО «НК «Роснефть».

Модуль позволяет оптимизировать плановые показатели БСКО. Для прогноза продуктивности скважины после БСКО и оценки ожидаемой прибыли за счет ее проведения рассчитываются скорость закачки реагентов, объемы КС и отклонителя (в том числе и на каждом этапе), число стадий и циклов закачки

рабочих жидкостей. Расчет прогнозных показателей при проектировании БСКО базируется на моделях основных физико-химических процессов кислотных обработок неоднородных карбонатных коллекторов [3-5]. При решении задачи технико-экономической оптимизации процесса БСКО моделируются варианты дизайна обработки с различными объемами, стадийностью рабочих жидкостей и исходными экономическими сценариями.

Проектирование дизайна БСКО с использованием модуля «Симулятор БСКО» (рис. 1) включает следующие этапы:

- выбор скважины для расчета;
- ввод данных по скважине и пласту, осуществляемый автоматически из баз данных

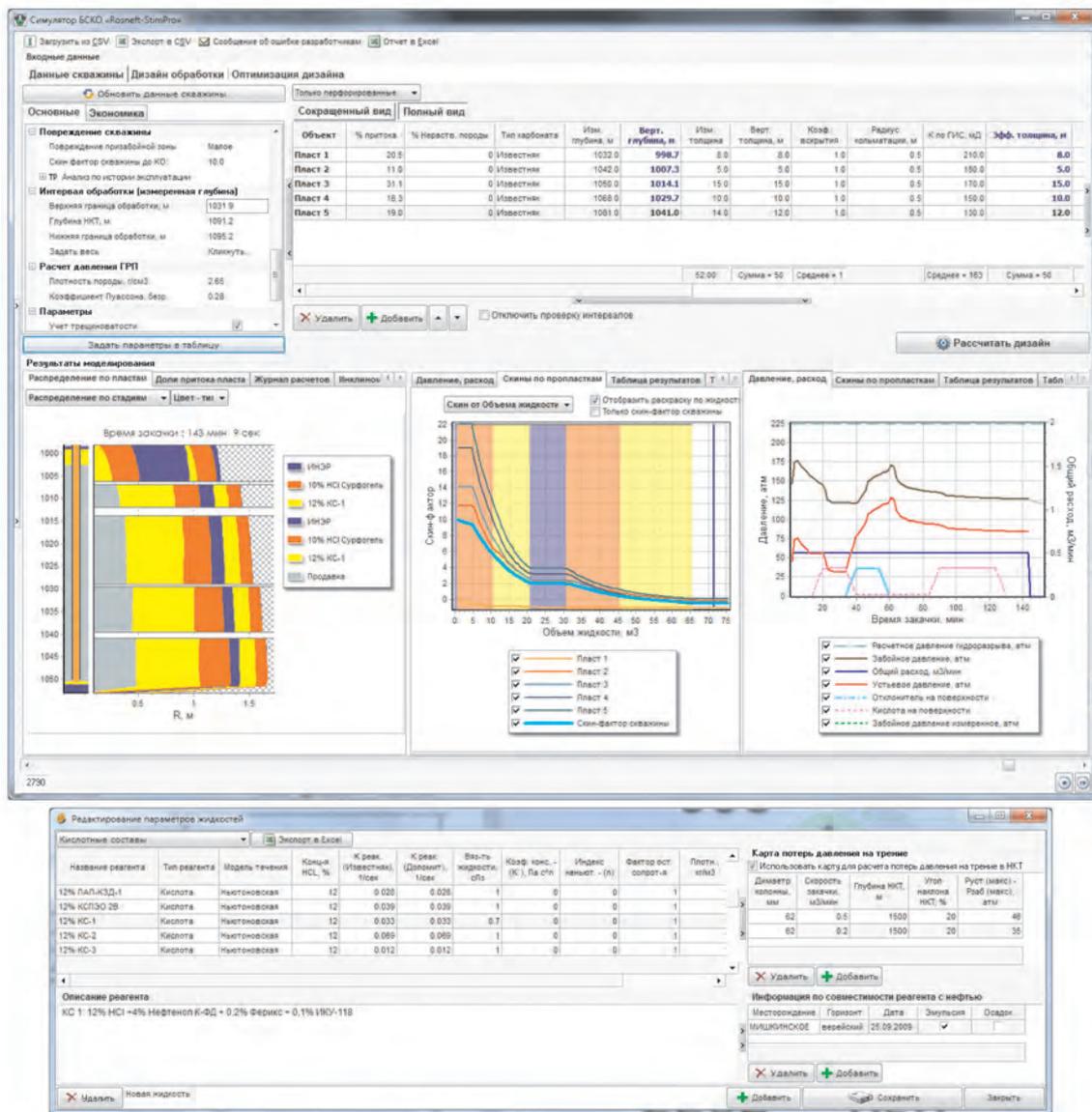


Рис. 1. Скриншот модуля «Симулятор БСКО» ПК «РН-КИН»

ПК «РН КИН» (ГИС, техрежимы, PVT-свойства) после их загрузки и обновления;

- составление и расчет базового дизайна БСКО;
- оптимизация дизайна БСКО;
- вывод результатов расчета – отчет.

Наряду с базовым дизайном, который может предложить симулятор, учитывающий данные по скважине, пласту и реагентам в КЖ, имеется возможность корректировки практически всех вводимых параметров, составления собственного дизайна пользователя и их сравнения. Разработанный дизайн может быть оптимизирован как для вертикальных и наклонно-направленных, так и для горизонтальных скважин.

Ядром программного модуля «Симулятор БСКО» является подсистема численного моделирования селективной кислотной обработки в рамках поршневого модели с учетом основных физико-химических процессов, происходящих в пористой среде [3–5]. В симуляторе БСКО составление дизайна основано на использовании жидкостей из КЖ, в котором хранится информация по основным реагентам (в том числе и результаты лабораторных исследований по их совместимости с пластовыми флюидами), применяемым при проведении кислотных обработок в компании.

При расчете базового дизайна для конкретного объекта определяются основные показатели технологической и экономической эффективности; оценивается давление гидроразрыва пласта (ГРП), выводятся динамики устьевого и забойного давлений, распределения жидкостей, проницаемостей и скин-факторов по прослоям.

В процессе разработки модуля были учтены мнения пользователей по интерфейсу и выводу исходных и расчетных данных дизайна, которые экспортируются в Excel-формат в удобном для работы виде.

### Предотвращение технологических рисков

Для успешной реализации технологии БСКО модуль «Симулятор БСКО» ПК «РН-КИН» дает возможность проводить более детальное изучение влияния на процесс различных параметров, включая технологические риски. При проведении кислотных обработок наибольшие риски связаны с ГРП, формирующимся при давлениях выше давления разрыва. Результатом unplanned ГРП может быть проникновение трещин в водо-

носные или газоносные горизонты и, как следствие, критическое обводнение скважины. В этом случае также может происходить повреждение цементного кольца и эксплуатационной колонны скважины. Давление ГРП является не единственным фактором, ограничивающим давление закачки. Так, при проведении кислотных обработок необходимо учитывать максимально допустимую нагрузку на насосное оборудование и НКТ, для чего необходимо оптимизировать скорость закачки технологических жидкостей посредством моделирования этого процесса на симуляторе.

### Направления технологической оптимизации. Основные критерии

Отличительной особенностью симулятора является возможность проведения технологической и экономической оптимизации дизайна БСКО [4, 5].

Технологическая оптимизация включает несколько этапов:

- определение оптимальной скорости закачки для каждой кислотной стадии;
- расчет оптимального объема отклонителя относительно объема кислотного состава (для вертикальных скважин);
- распределение стадий БСКО относительно общего объема кислоты (для вертикальных скважин);
- определение оптимальных объемов кислотных и изолирующих стадий с учетом преодоления зон поглощения и нескольких интервалов обработки, позволяющих вовлечь в обработку все целевые зоны (для горизонтальных скважин).

Технико-экономическая оптимизация дизайна БСКО может быть направлена на достижение следующих результатов.

- Обеспечение максимальной продуктивности скважины. Целью оптимизации будет максимальная интенсификация продуктивности скважины или минимизация скин-фактора, который выступает в качестве критерия. Приоритетными для интенсификации являются наиболее проводимые прослои. При этом равномерность обработки всего интервала не имеет значения, следовательно, оптимизация объемов отклонителя будет недоступна.
- Максимальная интенсификация целевых прослоев. В этом случае оптимизация будет направлена на максимальное увеличение продуктивности выбранной группы прослоев. В качестве критерия

оптимизации выбирается общая минимизация их скин-факторов.

• Минимизация дисперсии профиля притока. Проводится максимальное выравнивание профиля притока в скважину, которое характеризуется минимизацией коэффициента среднеквадратичной дисперсии.

Оптимальный объем кислотного состава определяется из расчетов экономической эффективности. Алгоритм оптимизации позволяет рассчитать объемы кислоты и отклонителя, обеспечивающие максимальную экономическую эффективность БСКО [4,5]. Для этого используется один из расчетных параметров:

- чистый дисконтированный поток наличности (NPV);
- внутренняя норма прибыли (IRR).

Модель расчета экономической эффективности, реализованная в симуляторе, соответствует модели оценки экономической эффективности проектов разработки месторождений, которая принята в компании.

### Эффективность потокоотклонения

Полный зональный охват является главной задачей при интенсификации нефте- и газоносных карбонатных коллекторов методом СКО. При моделировании БСКО с использованием различных типов отклонителей установлено, что эффективность отклонения зависит не только от свойств самих отклонителей, но и от вертикальной неоднородности обрабатываемого пласта по проницаемости. Расчеты показывают, что если в качестве критерия эффективности процесса выбран максимальный прирост дебита скважины, то необходимо оптимально воздействовать на высокопроницаемый прослой. С другой стороны, с точки зрения эффективной разработки залежи, необходимо увеличить дренирование низкопроницаемого прослоя при минимальном воздействии на высокопроницаемый участок. Если целью оптимизации БСКО является повышение эффективности разработки, то в качестве критерия, определяющего степень выравнивания профиля обработки пласта, в алгоритме оптимизации дизайна используется коэффициент квадратичной дисперсии  $D_q$  – среднеквадратичное отклонение удельного дебита от среднего значения  $Q_{av}$

$$D_q = \sum_i^n \left( \frac{Q_{av}}{\sum_i^n h_i} - \frac{Q_i}{h_i} \right)^2 \left( \frac{n^2 Q^2}{\sum_i^n h_i^2} \right)^{-1}, \quad (1)$$

где  $Q_i, h_i$  – соответственно дебит и толщина  $i$ -го прослоя;  $n$  – число прослоев;  $Q$  – суммарный дебит жидкости.

Минимальное значение  $D_q$  в данном случае соответствует равномерному кислотному воздействию по всей толщине обрабатываемого интервала. Высокие значения  $D_q$  свидетельствуют о неравномерной выработке запасов или неравномерном охвате пласта заводнением.

При развитии модуля БСКО учитываются современные разработки в области технологий кислотных обработок. Так, в последние годы перспективным альтернативным методом отклонения является использование материалов, способных изменять свои свойства (в первую очередь вязкость) непосредственно в процессе обработки и обеспечивающих определенную управляемость кислотного воздействия на пласт. Примером является технология кислотной обработки с применением самоотклоняющихся кислотных систем (СКС) [6, 7], содержащих специфические ПАВ, изменяющие вязкостные характеристики кислоты в процессе растворения карбонатной породы. Образовавшийся гель обеспечивает эффективное локальное отклонение новых порций кислотного состава к ранее не обработанным участкам пласта.

С использованием симулятора были смоделированы различные дизайны БСКО для слоисто-неоднородного пласта. В качестве примера можно рассмотреть несколько вариантов дизайна БСКО: 1) базовый (без применения отклонителей); 2) с применением вязкой жидкости – инвертного нефтяного эмульсионного раствора (ИНЭР); 3) с применением СКС. Суммарный объем рабочих жидкостей во всех вариантах составил 36 м<sup>3</sup>. При расчете дизайнов 2 и 3 объем обычного кислотного состава был равен 15 м<sup>3</sup>; объем ингибированной соляной кислоты в дизайне составил 30 м<sup>3</sup>. Распределение начальных значений проницаемости и пористости по прослоям приведено в таблице. Результаты расчета дисперсии для дизайнов обработки 1-3 представлены на рис. 2, а, б.

Прослой	Приток, % общего по пласту	Толщина, м	Радиус кольматации, м	Эффективная толщина, м	Коэффициент проницаемости по данным эксплуатации, $10^3 \text{ мкм}^2$	Пористость, %
A3 1	3,0	1,4	0,5	1,4	3,7	12,9
A3 2	2,3	1,6	0,5	1,6	2,5	12,0
A3 3	19,3	1,2	0,5	1,2	27,7	18,7
A3 4	65,1	1,4	0,5	1,4	80,3	22,7
A3 5	10,4	1,6	0,5	1,1	16,0	16,9

На рис. 2, а показана зависимость  $D_q$  скважины от объемной скорости закачки реагентов в процессе кислотной обработки как без использования отклонителей, так и с применением ИНЭР и СКС. Из него видно, что наименьшая дисперсия наблюдается при обработке с применением СКС (дизайн 3). При использовании в качестве отклонителя состава ИНЭР при начальной скорости  $0,1 \text{ м}^3/\text{мин}$  дисперсия та же, что и в дизайне с использованием СКС. Однако затем, после некоторого уменьшения, значение дисперсии почти стабилизируется, что может быть связано с нелинейной зависимостью вязкости от скорости.

С увеличением скорости вязкость состава ИНЭР уменьшается, следовательно, отклоняющие свойства ухудшаются. При закачке только ингибированной кислоты значения дисперсии выше, чем рассчитанные в дизайне 3 с применением СКС и в дизайне 2 с применением ИНЭР. Однако при увеличении

скорости закачки возрастает зональный охват пласта кислотой, дисперсия скважины уменьшается, но остается больше, чем при использовании в качестве отклонителя СКС. На рис. 2, б представлена зависимость коэффициента дисперсии скважины от удельного объема закачки СКС, ИНЭР и ингибированной кислоты. Удельный объем рассчитывается на эффективную толщину пласта  $H_{эф}$ , скорость закачки равна  $0,3 \text{ м}^3/\text{мин}$ . Результаты расчетов показывают, что и в этом случае значения дисперсии, рассчитанные в дизайне 3 с применением СКС, значительно ниже, чем рассчитанные в дизайнах 1 и 2. При кислотной обработке с применением ИНЭР увеличение удельного расхода реагента не приводит к значительному уменьшению дисперсии. При удельном расходе ИНЭР более  $2 \text{ м}^3/\text{м}$  дисперсия практически не изменяется, оставаясь достаточно высокой. При обработке ингибированной кислотой зависимость дисперсии от удельного расхода имеет

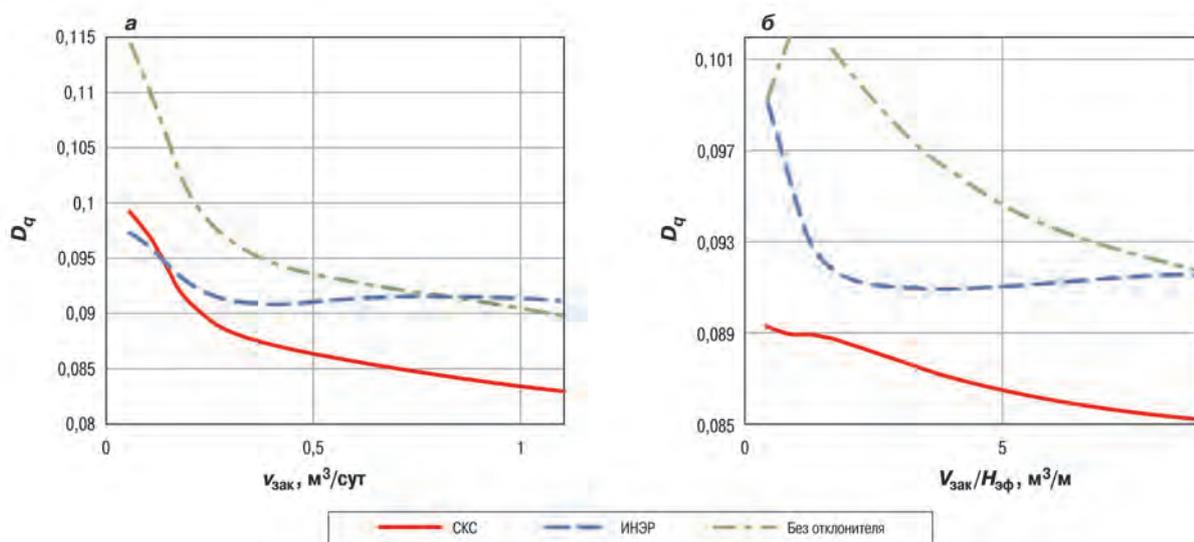


Рис. 2. Зависимость коэффициента дисперсии скважины  $D_q$  от объемной скорости закачки  $V_{зак}$  в процессе кислотной обработки с применением СКС, ИНЭР и без использования отклонителей (а) и от удельного объема закачки  $V_{зак}/H_{эф}$  СКС, ИНЭР и обычного кислотного состава (б)

немонотонный характер. При удельном расходе около  $1,8 \text{ м}^3/\text{м}$  наблюдается ее максимум. При дальнейшем увеличении расхода дисперсия снижается, но остается значительно выше, чем рассчитанная в дизайне 3.

### Оценка эффективности кислотной обработки

Эффективность кислотной обработки оценивается по формуле Хоккинса, по которой определяется эквивалентный скин-фактор скважины

$$S = k_D \int_{r_w}^{r_{wh}} \frac{dr}{rk(r)} - \ln \frac{r_{wh}}{r_w}, \quad (2)$$

где  $k_D$ ,  $k_{wh}$  – проницаемость соответственно пласта и обработанной области вокруг ствола скважины;  $r_w$ ,  $r_{wh}$  – радиус соответственно скважины и обработанной зоны.

Для выбранных дизайнов были рассчитаны скин-факторы после кислотной обработки. На рис. 3 представлена зависимость скин-фактора низкопроницаемого прослая скважины от удельного расхода закачиваемых реагентов (СКС, ИНЭР, ингибированной кислоты) для рассмотренных дизайнов. Начальный скин-фактор равнялся 16. В дизайнах 2 и 3, составленных с применением отклоняющих стадий соответственно с ИНЭР и СКС, расчет проводился с учетом стадии закачки обычного кислотного состава объемом  $15 \text{ м}^3$ . Скорость закачки –  $0,3 \text{ м}^3/\text{мин}$ . Результаты расчетов

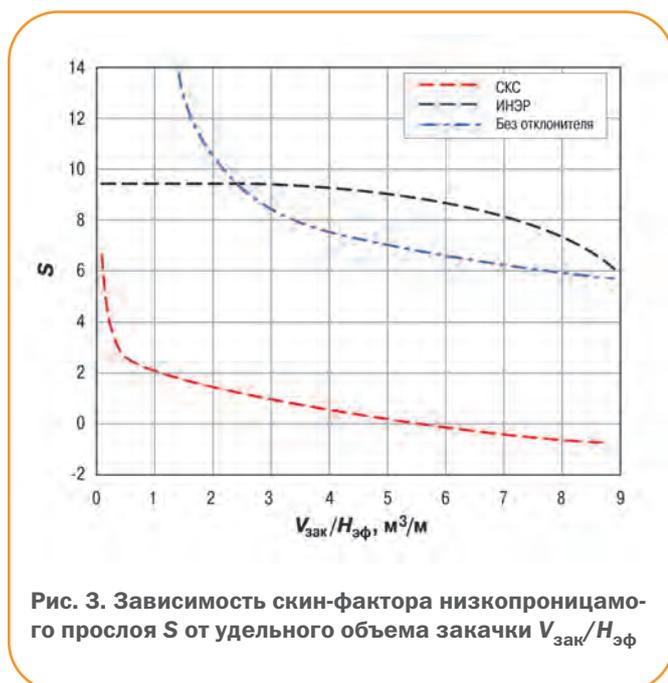


Рис. 3. Зависимость скин-фактора низкопроницаемого прослая  $S$  от удельного объема закачки  $V_{зак}/H_{эф}$

показывают, что при обработке с применением СКС скин-фактор низкопроницаемого прослая уменьшается до отрицательных значений, в то время как в дизайнах 1 и 2 его значение остается положительным.

### Анализ эффективности обработок

Симулятор позволяет оценить эффективность проведения БСКО. Результаты сравнения расчетных и фактических дебитов жидкости и нефти после проведенных БСКО в скважинах месторождений дочерних предприятий НК «Роснефть» в 2008-2013 гг. представлены на рис. 4, а, б. Коэффициент корреляции  $R^2$  составил более 90 %.

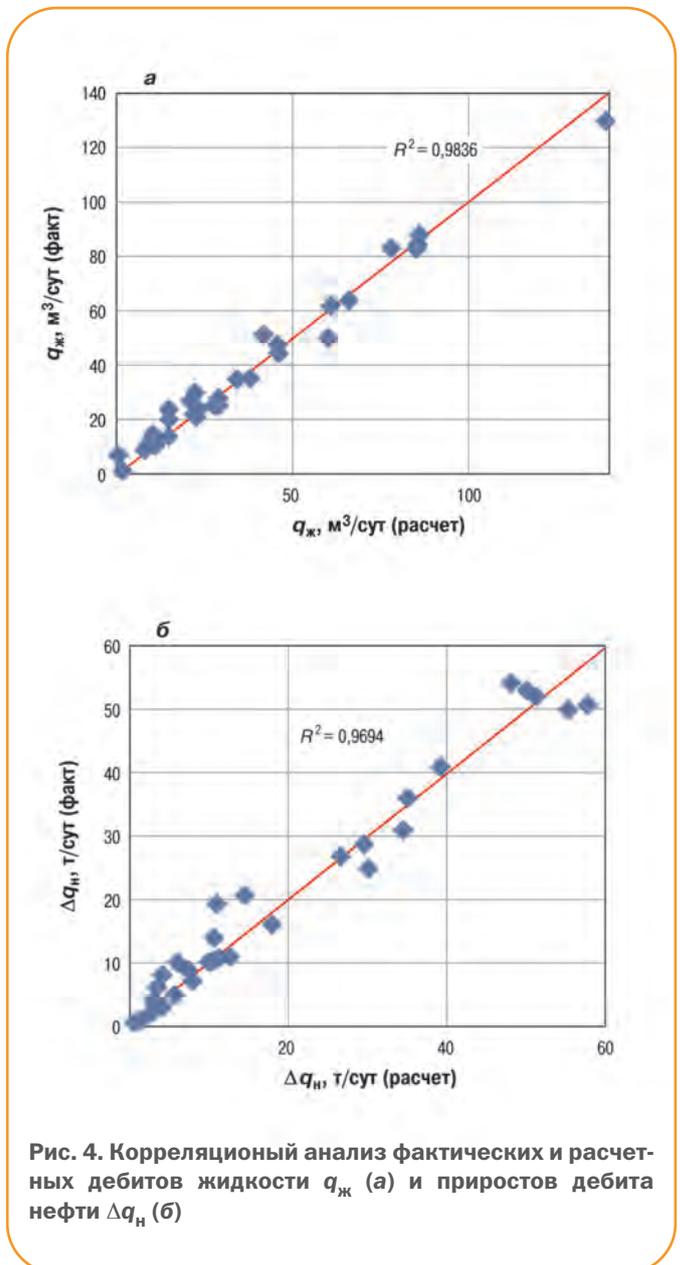


Рис. 4. Корреляционный анализ фактических и расчетных дебитов жидкости  $q_{ж}$  (а) и приростов дебита нефти  $\Delta q_H$  (б)

Таким образом, разработанный симулятор БСКО дает достаточно хорошие результаты, указывающие на эффективность применения предложенных критериев оптимизации БСКО.

### Заключение

Разработанный и внедренный в корпоративный ПК «РН-КИН» программный модуль «Симулятор БСКО» стал эффективным инструментом для автоматизации процессов планирования и оптимизации дизайна БСКО. Данный модуль позволяет правильно смоделировать сложные процессы кислотного растворения и распределения рабочих жидкостей в карбонатном коллекторе.

Средства симулятора содержат широкий спектр инструментов, обеспечивающих целостный системный анализ процесса кислотной обработки карбонатов на качественно новом уровне. Результаты моделирования можно сравнивать для выбора оптимального проекта разработки.

Программный модуль «Симулятор БСКО» является развивающейся системой, возможности которой сопоставимы, а по некоторым параметрам (техничко-экономическая оптимизации) превосходят известные коммерческие программные комплексы.

### Список литературы

1. Kalfayan L., Martin A. The Art and Practice of Acid Placement and Diversion: History, Present State, and Future // Paper SPE 124141. – 2009.
2. Sorbie K.S., Mackay E.J., Collins I.R. Placement using viscosified non-newtonian scale inhibitor slugs: the effect of shear thinning// Paper SPE 100520. – 2007.
3. Смирнов Ф.С., Федоров К.М., Шевелев А.П. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт //Изв. РАН. МЖГ. – 2010. – №5. – С 114-122.
4. Optimizing the design of matrix treatments/ G.T. Bulgakova, R.Ya. Kharisov, A.R. Sharifullin, A.V. Pestrikov //Proceeding of the

Society of Petroleum Engineers (SPE) European Formation Damage Conference; Noordwijk, The Netherlands, June 7-10, 2011. 2011. pp. 615 – 628. DOI: 10.2118/143959.

5. Оптимизация кислотных обработок горизонтальных скважин в карбонатных коллекторах/ Г.Т. Булгакова, Р.Я. Харисов, А.Р. Шарифуллин, А.В. Пестриков //Нефтяное хозяйство. – 2013. – №6. – С. 102-105.

6. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / А.И. Шипилов, Е.В. Крутихин, Н.В. Кудреватых, А.И. Миков //Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С.80 – 83.

7. An experimental study of a viscoelastic surfactant-based in situ self-diverting acid system: Results and interpretation / G.T. Bulgakova, R.Ya. Kharisov, A.V. Pestrikov, A.R. Sharifullin// Energy&Fuels. – 2014. – N28. – P. 1674–1685.

### References

1. Kalfayan L., Martin A., *The art and practice of acid placement and diversion: History, present state, and future*, Paper SPE 124141, 2009.
2. Sorbie K.S., Mackay E.J., Collins I.R., *Placement using viscosified non-newtonian scale inhibitor slugs: the effect of shear thinning*, Paper SPE 100520, 2007.
3. Smirnov F.S., Fedorov K.M., Shevlev A.P., *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Mekhanika zhidkosti i gaza – Fluid Dynamics*, 2010, no. 5, pp. 114-122.
4. Bulgakova G.T., Kharisov R.Ya., Sharifullin A.R., Pestrikov A.V., *Optimizing the design of matrix treatments*, Proceeding of the Society of Petroleum Engineers (SPE) European Formation Damage Conference; Noordwijk, The Netherlands, June 7-10, 2011, pp. 615–628, DOI: 10.2118/143959.
5. Bulgakova G.T., Kharisov R.Ya., Sharifullin A.R., Pestrikov A.V., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 6, pp. 102-105.
6. Shipilov A.I., Krutikhin E.V., Kudrevatykh N.V., Mikov A.I., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2012, no. 2, pp. 80 – 83.
7. Bulgakova G.T., Kharisov R.Ya., Pestrikov A.V., Sharifullin A.R., *An experimental study of a viscoelastic surfactant-based in situ self-diverting acid system: Results and interpretation*, Energy&Fuels, 2014, no. 28, pp. 1674–1685.

# Модуль «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам». История и перспективы развития

**М.В. Сахибгареева, А.В. Мальцев (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
Е.В. Тяжев (ОАО «НК «Роснефть»)**

**Ключевые слова:** модуль «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам», оценка запасов, классификации запасов SEC и SPE-PRMS, ПК «РН-КИН», прогноз добычи.

**Key words:** Module “Estimation of volumes of hydrocarbons according to international standards”, reserves estimation, classifications SPE-PRMS and SEC, software RN-KIN, production forecast.

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

## Введение

Объективным критерием оценки реальной стоимости акций нефтегазодобывающих и интегрированных нефтяных компаний считается ресурсообеспеченность. Поэтому подсчет запасов углеводородов является стратегически важной и актуальной задачей для нефтяных компаний.

Наиболее распространены такие классификации запасов, как SEC (U.S. Securities and Exchange Commission) и SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System). Классификацию SEC в обязательном порядке используют нефтяные компании, чьи акции торгуются на американской фондовой бирже. Классификацию SPE-PRMS обычно компании используют для внутренних отчетов.

Аудит запасов по международным стандартам осуществляется независимыми аудиторскими компаниями, несмотря на то, что сама оценка может проводиться нефтяными компаниями самостоятельно. Независимым аудитором ОАО «НК «Роснефть» в настоящее время является компания DeGolyer & MacNaughton (США).

Благодаря созданному корпоративному программному комплексу (ПК) «РН-КИН» для разработки и мониторинга месторождений, включающему модуль для оценки объемов углеводородов по международным стандартам, в настоящее время «Роснефть» осуществляет собственную техническую оценку запасов своих ключевых месторождений. Однако до 2008 г. компания не проводи-

ла собственную оценку запасов. При этом процесс оценки запасов, выполняемый аудитором, был для «Роснефти» непрозрачным: аудиторам передавали исходную информацию, получая на выходе готовый отчет. Наряду со стремлением понять принципы, особенности и методологию подсчета объемов углеводородов по западным стандартам SEC и PRMS у специалистов компании возникали трудности в сопоставлении материалов различного уровня и качества: форм государственного баланса, результатов аудита запасов.

Для повышения категоричности запасов требовалась подготовка качественных обосновывающих инженерных материалов. Это обусловило необходимость повышения эффективности управления запасами и создания методических указаний и инструментов для самостоятельной технической оценки запасов углеводородов.

## Особенности классификаций PRMS и SEC

В задачу оценки запасов и ресурсов жидких, газообразных и твердых углеводородов входит не только измерение объемов углеводородов, содержащихся в недрах, но также определение доли этих запасов, извлечение которой будет экономически оправданным с учетом существующих технологий и оборудования.

Классификация SPE-PRMS – это требования к определению запасов и ресурсов, подготовленные в 2007 г. Обществом инженеров-нефтяников, Все-

мирным нефтяным конгрессом, Американской ассоциацией геологов-нефтяников и Обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа США [1, 2]. Стандарты PRMS учитывают как технические, так и коммерческие факторы, влияющие на экономическую целесообразность проектов, находящихся на различных стадиях разработки и реализации, их продуктивную жизнь и связанные с ними денежные потоки. Классификация SPE-PRMS выделяет три основных класса: запасы (доказанные, вероятные, возможные), условные ресурсы и перспективные ресурсы.

Классификация SEC – стандарт, разработанный американской Комиссией по рынку ценных бумаг. Она отличается по ряду параметров от классификации SPE-PRMS. В частности, основными критериями, по которым оцениваются месторождения, являются достоверность наличия запасов и срок действия лицензии на разработку месторождения. Согласно стандартам SEC запасы залежей углеводородов не могут классифицироваться как запасы, если их извлечение планируется после окончания действия лицензии. При этом обязательными к раскрытию являются только доказанные запасы как самые ценные для компании.

По международным стандартам выделяют следующие категории доказанных запасов.

### 1. Доказанные.

• Разрабатываемые (разбуренные) (Proved Developed, PD) – запасы, которые могут быть извлечены из существующих скважин при помощи имеющегося оборудования и технологий. В свою очередь разрабатываемые запасы делятся на две группы:

– разрабатываемые добываемые (Proved Developing, PDP) – запасы, извлекаемые из перфорированных объектов действующими на дату оценки скважинами;

– разрабатываемые недобываемые (Proved Developing Non-Producing, PDNP) – «простаивающие» и «затрубные» запасы, которые требуют малых капитальных вложений для извлечения.

• Неразрабатываемые (Proved Undeveloped, PUD). К ним относятся запасы углеводородов, которые ожидается извлечь за счет будущих капитальных вложений.

2. Вероятные (Probable) – запасы, наличие которых прогнозируется с 50%-ной вероятностью. К ним относятся запасы участков, примыкающих к области доказанных и имеющих небольшой риск

неподтверждения геологического строения и рентабельности извлечения.

3. Возможные (Possible) – запасы, наличие которых прогнозируется с 10%-ной вероятностью. К ним относятся запасы участков с высоким риском неподтверждения геологического строения и промышленной рентабельности извлечения запасов.

Доказанные запасы включают весь достоверно обоснованный объем нефти, который может быть извлечен из данного месторождения в будущем. Классификацией SEC в редакции 2009 г. допускается необязательное раскрытие вероятных и возможных запасов.

### Развитие модуля «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам» ПК «РН-КИН»

Развитие корпоративного ПК «РН-КИН» в области аудита запасов осуществлялось по мере автоматизации соответствующих бизнес-процессов. Разработанные специалистами НК «Роснефть» инструменты объединялись в модуль «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам» с целью создания интегрированной среды для проведения оценки запасов по критериям международных классификаций SPE-PRMS и SEC.

Несомненным преимуществом модуля является то, что он создан как часть ПК «РН-КИН». Вся необходимая для подсчета запасов информация, такая как состояние и расположение скважин, история добычи, контуры контактов, карты толщин, планы бурения и проектные скважины, загружается непосредственно из базы данных ПК «РН-КИН».

В 2008 г. начал активно разрабатываться компонент модуля для выделения категорий запасов по степени их рентабельности и изученности [4]. Компонент представляет собой набор инструментов для изображения и выделения областей той или иной категории запасов и включает следующие базовые функции: автоматическое выделение границ категорий по спискам скважин по правилам SPE-PRMS и SEC; деление границ категорий на зоны насыщения, лицензионные участки, административные границы с заданием отдельных свойств породы и флюида; базовые инструменты для выполнения геометрических операций с контурными объектами (объединение, пересечение, вычитание, выделение односвязных областей и др.); добавление новых скважин к существующим категориям или исключение скважин из катего-

рий; инструменты для перевода скважин из категории в категорию, автоматически перестраивающие границы категорий с учетом их приоритета.

В 2013 г. была доработана функция, автоматически подготавливающая списки скважин, относящихся к категориям PDP и PDNP. Скважины PDP и PDNP выбираются с учетом типа пласта (объект разработки или геологический пласт, входящий в объект разработки), наличия интервалов перфорации в пласте, состояния скважин; данных месячных эксплуатационных рапортов (МЭР). Обычно в категорию PDP включают все добывающие и нагнетательные скважины, когда-либо эксплуатировавшиеся (с ненулевой накопленной добычей или закачкой) в пределах оцениваемой залежи.

Общая схема работы с компонентом выделения категорий выглядит следующим образом.

1. На основе данных, импортированных в ПК «РН-КИН» или взятых из базы данных, подготавливается исходная информация: сетки толщин, подсчетные параметры, данные об опробованиях скважин, текущем состоянии фонда, история добычи.

2. По автоматически подготовленным спискам скважин с помощью специальных команд строятся границы PDP и PDNP категорий, которые картируются в пределах одного скважинного элемента (квадрата со стороной в один шаг сетки).

3. Категория PUD также строится автоматически, как правило, на расстоянии одного шага сетки от границы категории PDP и/или PDNP и в виде квадрата со стороной, равной трем проектным шагам сетки, вокруг разведочных скважин с убедительными результатами опробований.

4. Границы, полученные в результате автоматического выделения категорий, с помощью удобных инструментов работы с контурами вручную приводятся к идеальному виду. Границы категорий вероятных (Probable) или возможных (Possible) запасов выделяются вручную согласно рекомендациям PRMS.

В 2013 г. данный компонент был усовершенствован и дополнен возможностью выделения границ условных ресурсов, а также функциями для отображения видов движения запасов путем сравнения границ категорий запасов или ресурсов, построенных в разные годы. Каждый вид движения запасов – списание, прирост, перевод из категории в категорию – отображается стандартно принятой

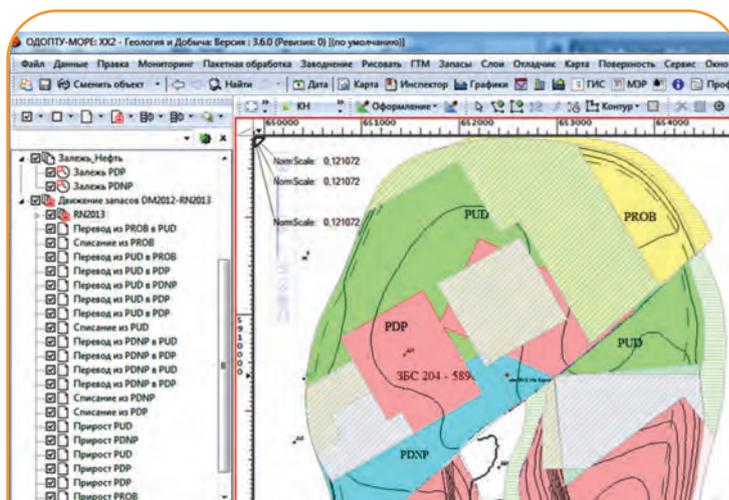


Рис. 1. Отображение движения запасов

штриховкой, которую пользователь может изменить по своему усмотрению (рис. 1).

Последний этап работы с картой включает расчет площадей, объемов породы и начальных геологических запасов по категориям. Объемы определяются на основе предварительно загруженных сеток начальных нефте- и газонасыщенных толщин. При расчете начальных геологических запасов можно использовать сетки пористости и насыщенности вместо постоянных значений.

С 2009 г. разрабатывается компонент модуля для оценки извлекаемых запасов категории PDP по кривым падения добычи. Традиционно в западной практике запасы действующего фонда скважин оцениваются методом анализа кривой падающей добычи [5], основанном на допущении, что направление изменения добычи за прошедший период времени с учетом воздействия факторов, непосредственно влияющих на него, сохранится и в будущем. Поэтому его можно экстраполировать и описать математическим выражением.

Анализ кривых падающей добычи базируется на эмпирической зависимости дебита от времени, предложенной Арпсом. В компоненте также реализован метод оценки извлекаемых запасов по зависимости логарифма водонефтяного фактора (ВНФ) от накопленной добычи нефти [4]. Определение извлекаемых запасов PDP является важнейшей процедурой во всем процессе оценки запасов. С использованием рассчитанных начальных геологических и извлекаемых запасов категории PDP в дальнейшем определяется коэффициент извлечения нефти (КИН) PDP, который в свою очередь

применяется для расчета извлекаемых запасов неразбуренных категорий.

Изначально выделенные категории запасов, планиметрия пластов, прогнозы извлечения PDP, PVT-свойства и сетки толщин хранились локально во внутреннем формате файлов ПК «РН-КИН» как некий проект подсчета запасов. В это же время создается первая версия компонента, которая на основе проекта извлекаемых PDP и геологических запасов рассчитывает КИН, запасы и необходимое число скважин для бурения уже по всем категориям запасов, в том числе отличных от PDP. Весь процесс расчета, сведения параметров и корректировки результатов происходит в специальной волюметрической таблице. Первая волюметрическая таблица была реализована в таблице Excel, представляющей собой структурированное хранилище всех подсчетных параметров и результатов расчета запасов.

Также в 2009 г. разрабатывались инструменты для расчета профилей добычи по всем категориям, отличным от PDP – заключительный этап в оценке технических запасов. В качестве исходной информации используются рассчитанные в волюметрической таблице объемы извлекаемых запасов и число скважин по всем категориям, профиль добычи (PDP). Изначально инструмент расчета профилей был реализован как файл Excel. Для прогноза добычи по всем категориям, так же как и при оценке запасов категории PDP, используется модель Арпса.

Для расчета профилей добычи необходимо распределить скважины по объектам разработки, категориям, мероприятиям (бурение новых скважин, резка боковых стволов, перевод скважин на вышележащие горизонты) и годам. После этого задаются пусковые параметры выбранных мероприятий по категориям в соответствии с планами компании. Важно, чтобы итоговый суммарный профиль добычи по всем категориям согласовывался с утвержденным бизнес-планом компании на 5 лет.

Из-за неконсолидированности данных, хранения их в различных источниках возникла необходимость модернизации ПК «РН-КИН» в части оценки запасов углеводородов. Новым этапом в развитии модуля «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам» стала разработка в 2011 г. так называемой Интегрированной волюметрической таблицы (ИВТ), в которой были объединены инструменты для расчета геологических

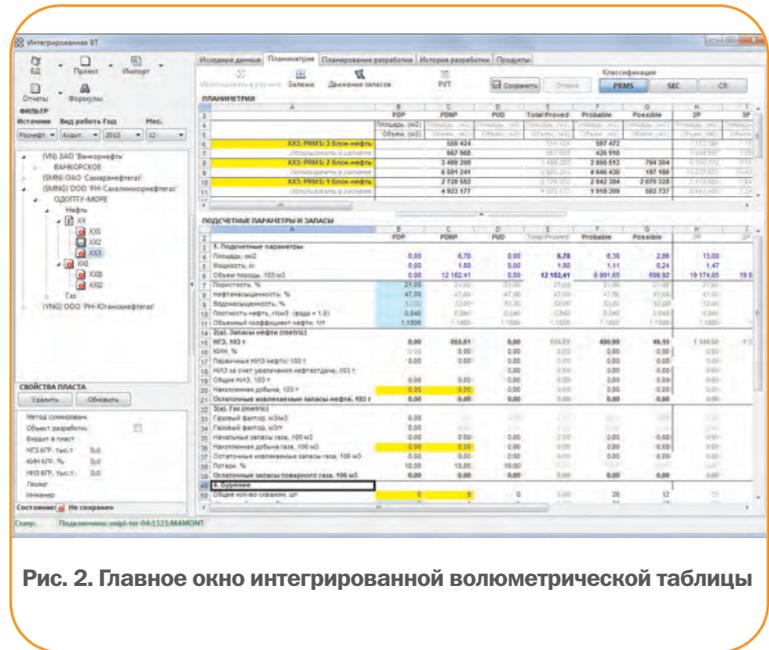


Рис. 2. Главное окно интегрированной волюметрической таблицы

и извлекаемых запасов по всем категориям. При этом вся информация сохраняется в первой версии единой реляционной базы данных на основе SQLite. Таким образом, ИВТ стала структурированным хранилищем исходных данных и результатов расчета.

На рис. 2 представлено главное окно модуля. В левой части окна данные группируются по подсчетным объектам и типу добываемого флюида (нефть, газ) на уровне недропользователя и месторождения. Центральная часть окна модуля отображает информацию о залежах и категориях запасов. Исходными данными для расчетов ИВТ является загруженная с картографического компонента модуля информация о контурах категорий запасов, сетках толщин, скважинах. Блоки введения и редактирования подсчетных параметров (свойств породы и флюида), расчета площадей и объемов породы по категориям также были объединены в ИВТ.

Путем перемножения подсчетных параметров и объемов породы вычисляются геологические запасы для всех категорий. По рассчитанным значениям геологических запасов PDP и построенным прогнозам извлекаемых запасов PDP определяется КИН доказанных запасов, который распространяется на остальные категории запасов для расчета извлекаемых запасов этих категорий.

Некоторые параметры можно редактировать непосредственно в ИВТ с последующим их обновлением в базе данных. Например, при наличии у компании программы реализации методов увеличения

нефтеотдачи КИН по категориям Probable и Possible можно увеличить по сравнению с КИН доказанных запасов.

Особенностью модуля является возможность более точного расчета суммарных площадей категорий для составных объектов, включающих несколько геологических объектов. Если залежи (участки, блоки) в основной части таблицы не пересекаются, то агрегированная (суммарная) площадь вычисляется как сумма площадей всех фрагментов залежей, участков или блоков в данной категории. Если же подсчетный объект состоит из нескольких залежей, а контуры фрагментов разных залежей, относящихся к одной категории, имеют общие части, то агрегированная площадь вычисляется по одному из выбранных алгоритмов суммирования по пластам как максимум по категории из площадей фрагментов, перечисленных в таблице планиметрии ИВТ, либо как геометрическое объединение площадей всех залежей по каждой категории пласта.

Расчет извлекаемых запасов в волюметрической таблице – процесс итерационный. Часто возникает ситуация, когда первичная оценка запасов или КИН PDP оказывается слишком высокой или слишком низкой. В таком случае необходимо пересматривать и проводить корректировки оценки извлекаемых (путем корректировки прогноза) или геологических (путем переноса объемов из категории в категорию) запасов, т.е. возвращаться на предыдущие этапы оценки. Также по ряду причин (отсутствие планов разработки, низкие запасы на скважину и др.) объемы определенных категорий могут быть целиком перенесены в другую категорию.

Для корректировки геологических запасов традиционно используется перевод их из одной категории в другую. Благодаря тому, что ПК «РН-КИН» является интегрированным программным комплексом, многие операции удобно выполнять на карте. Поэтому в ИВТ реализована возможность перевода объемов выделенного на карте участка в заданную категорию выбранной залежи (рис. 3). Категории, из которых требуется перевести объемы, определяются автоматически по выделенному участку карты, обязательно указывается причина переноса геологических объемов.

После определения извлекаемых запасов по всем категориям в волюметрической таб-

лице по площади категории и заданному шагу сетки скважин (плотности сетки скважин) определяется необходимое число новых скважин для неразбуренных областей.

В связи с активным развитием ПК «РН-КИН» и колоссальным ростом объемов обрабатываемой информации с 2013 г. в качестве базы данных для ПК используется СУБД Oracle. Смена СУБД затронула и модуль «Оценки объемов углеводородов по международным стандартам»: в течение 2013 г. проводились адаптация и усовершенствование модуля с учетом новых возможностей СУБД.

В настоящее время база данных модуля позволяет хранить всю исходную информацию для подсчета объемов углеводородов: скважины, используемые для оценки извлекаемых запасов, добычу, границы категорий запасов, контуры, сетки, оформленный подсчетный план, проектные скважины и рейтинг бурения. Кроме того, в системе хранятся результаты расчетов по всем месторождениям и их объектам – данные волюметрических таблиц и прогнозы добычи как промежуточные, так и утвержденные.

Разработанная структура базы данных позволяет хранить несколько проектов подсчета запасов на один год, что расширяет возможности применения модуля «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам» не только для аудита, но и для оперативного подсчета запасов с любой периодичностью.

Также в 2013 г. в ИВТ были объединены оставшиеся инструменты: блок построения прогнозов добычи PDP и оценки извлекаемых запасов и блок расчета профилей добычи по всем категориям.

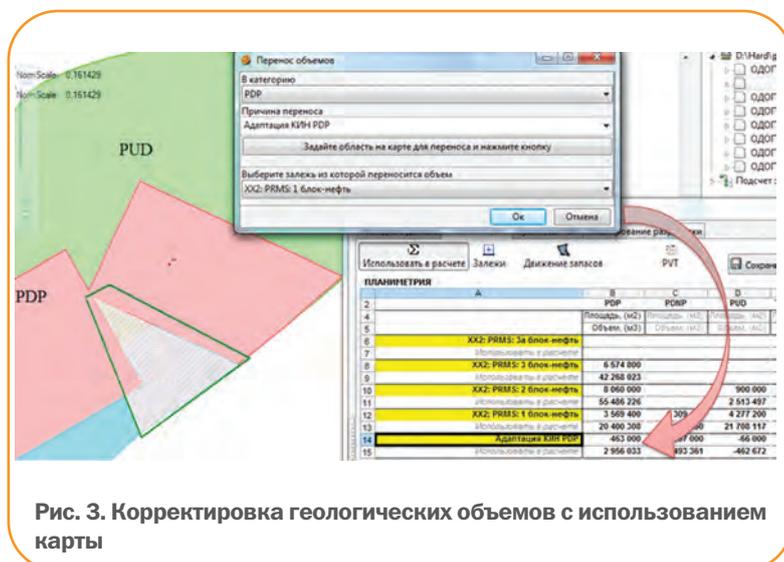


Рис. 3. Корректировка геологических объемов с использованием карты



Рис. 4. Внешний вид блока оценки извлекаемых запасов

Расширение базы данных позволило приступить к усовершенствованию модуля в части оценки извлекаемых запасов. Появилась возможность построения прогнозов добычи по произвольным зависимостям: объемам нефти, газа, газоконденсата, жидкости, фонду скважин, ВНФ, газовому фактору и многим другим «продуктам», а также их хранения в базе данных вместе с исходными параметрами расчета. Помимо предустановленных зависимостей модуль позволяет формировать произвольные зависимости между продуктами с помощью формул, задаваемых пользователем самостоятельно. При этом можно выбирать способ построения прогноза: по Арпсу или пользовательской формуле.

Определение извлекаемых запасов и расчет профиля добычи выполняются путем задания экспертным образом тренда падения добычи нефти (в случае моделей Арпса) или тренда роста ВНФ (при прогнозировании по ВНФ). Остаточные запасы рассчитываются согласно выбранному тренду до заранее заданных ограничений (предельная обводненность, минимальный дебит нефти, год окончания прогноза).

Внешний вид модуля расчета извлекаемых запасов представлен на рис. 4. На графике отображаются исторические кривые по продуктам, полученные из МЭР или вычисленные по формулам, прогнозные кривые (по Арпсу или вычисленные по формулам), а также построенный тренд (синяя линия с квадратами).

Модель падения добычи можно задавать следующими способами:

- путем ручного ввода параметров модели: годового падения добычи, начального дебита и даты;

- задавая как образец часть исторической кривой, по которой определяется тренд;
- перемещая на графике крайние точки тренда, при этом параметры модели Арпса в плавающем окне настроек автоматически обновляются.

Перенос блока построения профилей добычи из Excel в интерфейс ИВТ ПК «РН-КИН» позволил использовать для расчета проектные решения (проектные сетки скважин) и рейтинги бурения скважин, хранящиеся в БД комплекса.

## Перспективы развития

Работа по развитию и совершенствованию модуля «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам» продолжается. Единая система хранения данных аудита является хорошей основой для анализа и мониторинга разработки месторождений, поскольку в ней хранятся все проекты подсчета запасов со всеми исходными данными, благодаря чему можно проанализировать, за счет чего происходили те или иные изменения запасов. Начата работа по созданию инструментов для сравнительного факторного анализа проектов подсчета запасов разных лет. С переходом на БД Oracle сохраняются вся информация о движениях запасов, геологические корректировки с указанием причин (адаптация КИН или отсутствие планов разработки в течение пяти лет). Поэтому в ближайшей перспективе планируется создание инструмента для анализа движения запасов.

В настоящее время модуль позволяет оценивать только технические запасы. Однако немаловажную роль в оценке запасов играют экономические расчеты, определение рентабельных запасов и сроков рентабельной добычи, а также расчет необходимых операционных затрат и капитальных вложений, формирование профиля изменения денежного потока во времени. Для полного охвата всего цикла оценки запасов необходима разработка компонента для автоматизации расчета экономических показателей.

## Заключение

Создание модуля «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам» потребовала изучения опыта международных аудиторских компаний с использованием существующих аналитических и статистических подходов. Специалистами ОАО «НК «Роснефть» создан уникальный интегри-

рованный инструмент для работы с данными по запасам. Разработанная система включает как инженерные аспекты оценки добычи углеводородов, так и базу данных, содержащую всю накопленную информацию по запасам в различных временных периодах. Модуль прошел государственную регистрацию программ для ЭВМ [6].

В связи с активным развитием ПК «РН-КИН» в области оценки запасов возникают вопросы по формату передачи информации аудиторам. В настоящее время ведутся переговоры для передачи данных аудиторам непосредственно в форматах ПК «РН-КИН».

Созданный модуль «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам» ПК «РН-КИН» способен поднять эффективность работы в сфере аудита запасов на новый уровень, что обеспечит рост стоимости и повышение ценности компании для акционеров.

## Список литературы

1. SPE, WPC, AAPG, SPEE. Guidelines for application of the Petroleum Resources Management System, 2011. – [http://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)
2. SPE, WPC, AAPG, SPEE. Petroleum Resources Management System, 2007. – <http://www.spe.org/spe-app/industry/reserves/prms.htm>.
3. Lee W.J. Modernization of the SEC reporting requirements/ SPE-123793. – 2009.
4. Возможности использования ПК «Геология и Добыча» для оценки и оперативного мониторинга запасов по классификациям PRMS и SEC/ Е.В. Тяжев, Р.В. Шипилов, А.В. Мальцев, В.А. Федоров // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – №3. – С. 38-43.

5. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // Trans. AIME. – 1945. – V. 160. – P. 228-247.
6. Свидетельство о гос. регистрации программного продукта № 2013615010 РФ. Модуль «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам» ПК «РН-КИН» / Е.В. Тяжев, И.В. Костригин, А.В. Мальцев, В.А. Федоров, Я.В. Бенин, М.В. Тихонова; правообладатель ОАО «НК «Роснефть». – № 2013612376; заявл. 28.03.2013; запат. 27.05.2013.
7. Chapman C. Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate, SPE BOOK SERIES, 2001. – 432 p.

## References

1. SPE, WPC, AAPG, SPEE. Guidelines for application of the Petroleum Resources Management System, 2011, URL: [http://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)
2. SPE, WPC, AAPG, SPEE. Petroleum Resources Management System, 2007, URL: <http://www.spe.org/spe-app/industry/reserves/prms.htm>.
3. Lee W.J., Modernization of the SEC reporting requirements, 2009, SPE-123793.
4. Tyazhev E.V., Shipilov R.V., Mal'tsev A.V., Fedorov V.A., Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik ОАО «НК «Rosneft», 2009, no. 1, pp. 38-43.
5. Arps J.J., Analysis of decline curves, Trans. AIME, 1945, V. 160, pp. 228-247.
6. Certificate of state registration of software no. 2013615010 RF, Modul' "Otsenka ob'emov uglevodorodov po mezhdunarodnym standartam" PK "RN-KIN" (Module of petroleum software RN-KIN «Estimation of volumes of hydrocarbons by international standards»), Inventors: Tyazhev E.V., Kostrigin I.V., Mal'tsev A.V., Fedorov V.A., Benin Ya.V., Tikhonova M.V.
7. Chapman C., Estimation and classification of reserves of crude oil, natural gas, and condensate, SPE Book Series, 2001, 432 p.

# Метод автоматического формирования оптимальной схемы инфраструктуры поверхностного обустройства

**Р.Р. Ильясов, Л.А. Свечников, к.т.н., М.Р. Каримов (ООО «РН-УфаниПинефть»),  
М.З. Кравец, к.т.н., А.Н. Солодов, И.О. Пороло (ООО «СамараНИПинефть»)**

**Ключевые слова:** прокладывание каналов коммуникаций, оптимизация капитальных затрат, эвристические алгоритмы, интегрированное проектирование.

**Key words:** communication canal building, optimization of the investments.

**Адрес для связи:** [ilyasovRR@ufanipi.ru](mailto:ilyasovRR@ufanipi.ru)

## Введение

Одной из проблем, решаемых в процессе интегрированного проектирования поверхностного обустройства, является прокладка каналов коммуникаций. При размещении каналов необходимо учитывать топографию местности, требования природоохранного законодательства, нормы техники безопасности и др. При этом технические характеристики проектируемых линейных объектов инфраструктуры обустройства должны обеспечивать их корректную работу в соответствии с технологическим регламентом. С учетом того, что средняя стоимость строительства линейных объектов высокая (от 1 до 10 млн. руб. за 1 км [1]), суммарную протяженность каналов необходимо минимизировать.

Таким образом, результатом работы алгоритма должна стать корректная схема линейных каналов коммуникаций, обеспечивающая минимизацию капитальных вложений на строительство.

## Описание методики

Схему поверхностного обустройства месторождения можно представить в виде набора связанных ориентированных графов, в которых узлами являются объекты обустройства, а дугами – каналы коммуникаций. Каждой дуге ставятся в соответствие коэффициент  $k = [-1, 1]$ , определяющий направление потока, и вес  $W$ , выражающий стоимость строительства канала:

$$W = \int_0^L f(x, d, m) dx, \quad (1)$$

где  $x$  – координата точки на канале;  $d$  – диаметр канала;  $m$  – материал трубопровода;  $L$  – длина;  $f(x, d, m)$  – функция распределения стоимости, учитывающая топографию местности, по которой проходит канал.

Начальными условиями для алгоритма прокладки служат:

- 1) данные о размещении концевых вершин (листьев) графа;
- 2) информация о топографии местности;
- 3) справочные сведения о стоимости прокладки канала коммуникаций в зависимости от его типа, диаметра и топографической зоны местности.

Целью работы алгоритма является формирование набора дуг, обеспечивающих минимизацию целевой функции  $P$  (2):

$$P = \sum_{i=1}^N W_i, \quad (2)$$

где  $N$  – число дуг графа.

Задача сводится к задаче Штейнера. На плоскости задано множество вершин, требуется найти кратчайшую сеть ребер, соединяющих эти вершины. Для решения задачи необходимо добавить новые точки в качестве дополнительных узлов искомой кратчайшей сети (рис. 1).



Рис. 1. Пример решения задачи Штейнера

Задача Штейнера относится к классу трудноразрешимых NP-полных задач [3]. Подобные задачи характеризуются экспоненциальным ростом времени решения в зависимости от объема входных данных (алгоритмическая сложность  $O(e^n)$ ), что не позволяет использовать переборные алгоритмы и требует применения эвристических методов.

### Описание алгоритма

Блок-схема алгоритма формирования оптимальной инфраструктуры обустройства показана на рис. 2. На вход алгоритма для каждого куста подаются координаты центра  $(x, y)$ , планируемые уровни добычи  $Q_{prod}$  и закачки  $Q_{inj}$ .

В классической задаче Штейнера сеть располагается на равномерной поверхности. Для всех соседних троек точек проводится поиск дополнительных точек. Суммарное расстояние между тремя точками и дополнительной точкой должно быть минимальным. Мерой расстояния является Евклидово расстояние.

В данной постановке мерой расстояния будет выступать стоимость строительства канала между двумя точками (1). Сеть располагается на дискретной неравномерной поверхности, на которой имеют-

ся зоны с различными стоимостями строительства. Путь между двумя точками представляет собой ломаную линию, огибающую зоны с высокой стоимостью строительства. Для поиска данного пути используется принцип волнового алгоритма [4].

Дополнительные точки должны располагаться в месте, куда для исходной тройки вершин дешевле всего провести каналы.

Алгоритм включает следующие основные шаги:

1. *Расчет матриц распространения.* Для каждого куста заводится матрица распространения стоимости строительства  $S$ . Размеры матрицы соответствуют размерам карты местности. Каждой ячейке матрицы присваивается значение стоимости строительства канала от куста до данной ячейки.

В основе процедуры лежит принцип распространения волны. Ячейка  $(x_0, y_0)$ , в которой расположен куст, является начальной. Ей задается стоимость  $S[x_0, y_0] = 0$ . Начальная ячейка  $(x_0, y_0)$  добавляется в волну  $W$ . В следующую волну  $W_{i+1}$  помещаются ячейки  $(x', y')$ , соседние с ячейками предыдущей волны  $(x' = x \pm 1, y' = y \pm 1)$ , ранее не добавленные в волны. Для ячейки  $(x', y')$  вычисляется стоимость

$$S[x', y'] = S[x, y] + cost(x', y'), \quad (3)$$

где  $cost(x', y')$  – удельная стоимость строительства канала в зоне карты топографии с координатами  $(x', y')$ .

Распространение волны от куста продолжается до тех пор, пока все целевые точки не будут достигнуты.

2. *Определение координат объекта сбора продукции.* Необходимо определить координаты точки, в которой достигается минимум суммарной стоимости строительства каналов. Таким образом, объект сбора будет расположен в экономически эффективном с точки зрения капитальных вложений месте.



Рис. 2. Блок-схема алгоритма формирования инфраструктуры поверхностного обустройства

Матрицы распространений кустов суммируются

$$S_{sum} = \sum_{i=0}^N S_i, \quad (4)$$

где  $N$  – число кустов.

Находятся координаты минимума суммарной матрицы  $S_{sum}$ .

3. *Добавление куста в сеть.* В данной процедуре для добавляемого в сеть куста находится точка врезки – дополнительная точка Штейнера. Условие – суммарная стоимость канала от куста до точки врезки и удорожание сети должны быть минимальны.

Сначала в список узлов помещается дожимная насосная станция (ДНС) и ближайший к ней куст. Между первым кустом и ДНС восстанавливается канал. В каждой точке  $t_i$  уже добавленного в сеть канала фиксируется накопившаяся стоимость строительства  $st(t)$  от ДНС

$$\begin{aligned} st(t_i) &= st(t_{i-1}) + cost(t_x, t_y), \\ st(t_1) &= cost(t_x, t_y), \end{aligned} \quad (5)$$

где  $t_1$  – начальная точка первого канала от ДНС к кусту.

Стоимость в начальных точках других каналов будет являться накопившейся стоимостью в предыдущих по направлению к ДНС каналах.

Для каждого следующего куста  $K$  ищется точка врезки. Строится матрица распространения добавляемого в сеть куста  $S_K$ . В ней ищется точка  $t_{min}$ :

$$S_K [t_{min_x}, t_{min_y}] + st(t_{min}) \rightarrow \min. \quad (6)$$

Для конечных точек  $T_1, T_2$  канала, на котором была найдена точка  $t_{min}$ , и  $K$  находится суммарная матрица

$$S_{sum} = S_{T_1} + S_{T_2} + S_K.$$

В координатах минимума суммарной матрицы  $S_{sum}$  размещается точка врезки  $T_{in}$  куста  $K$ . Канал между точками  $T_1, T_2$  удаляется. Восстанавливаются каналы для пар  $(K, T_{in}), (T_{in}, T_1), (T_{in}, T_2)$ .

Таким образом для каждой тройки вершин в сети каналы имеют минимальную стоимость строительства.

4. *Восстановление канала к кусту.* От точки врезки к кусту восстанавливается канал с минимальной стоимостью. Для этого используется обратный ход волнового алгоритма [4]. По матрице распространения куста, начиная с точки подключения, в канал добавляются ячейки. Следующая добавляемая в канал ячейка должна иметь минимальное значение.

По уровням добычи и закачки узла подбираются диаметры нефтепровода и водовода для данного канала согласно алгоритму палетки.

## Программная реализация

Алгоритм, описанный в данной статье, был реализован в программном модуле «Калькулятор каналов» для программного комплекса (ПК) «РН-КИН», входящего в ПК «ТИС-Добыча» ОАО «НК «Роснефть».

Калькулятор каналов коммуникаций обладает следующими возможностями:

- прокладывание каналов с учетом топографической основы местности;
- автоматическое нахождение предполагаемого места объектов нефтесбора;
- получение сети с минимальной стоимостью строительства;
- обеспечение обхода каналами охранных зон;
- автоматический подбор диаметров трубопроводов;
- автоматический расчет промежуточных точек объединения каналов.

По результатам расчета, проведенного с помощью модуля «Калькулятор каналов», на карте формируется схема поверхностного обустройства (рис. 3).

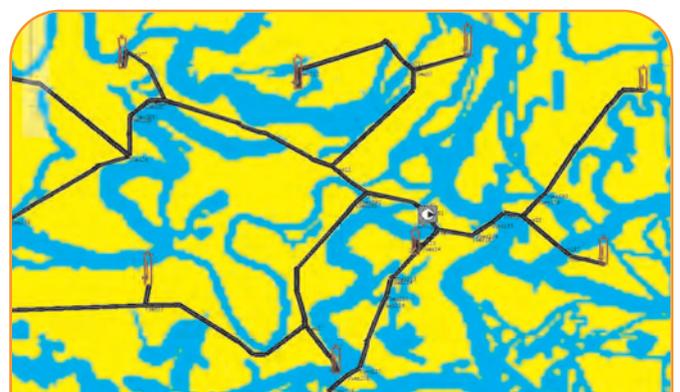


Рис. 3. Схема каналов коммуникаций, автоматически сформированная модулем «Калькулятор каналов»

## Результаты апробации

Проверка работы модуля «Калькулятор каналов» проводилась на цифровой модели Приобского месторождения компании. Для объекта ДНС-1,1А была перестроена сеть нефтесбора. При расчете использовались карта топографической основы КГИС и стоимостные коэффициенты строительства.

Суммарная протяженность рассчитанных каналов составила 77 км. Каналы были автоматически проложены в обход охраняемых зон (рис. 4, а). Суммарная протяженность существующих каналов составляет 76 км (рис. 4, б). Однако капитальные вложения в строительство реальных каналов с учетом их положения на карте топографии оказались больше, чем для расчетных каналов, приблизительно на 20 %.

Разница между показателями затрат расчетных и реальных каналов была достигнута за счет автоматического оптимального размещения трубопровода на карте топографии, что подтверждает высокую эффективность разработанного алгоритма.

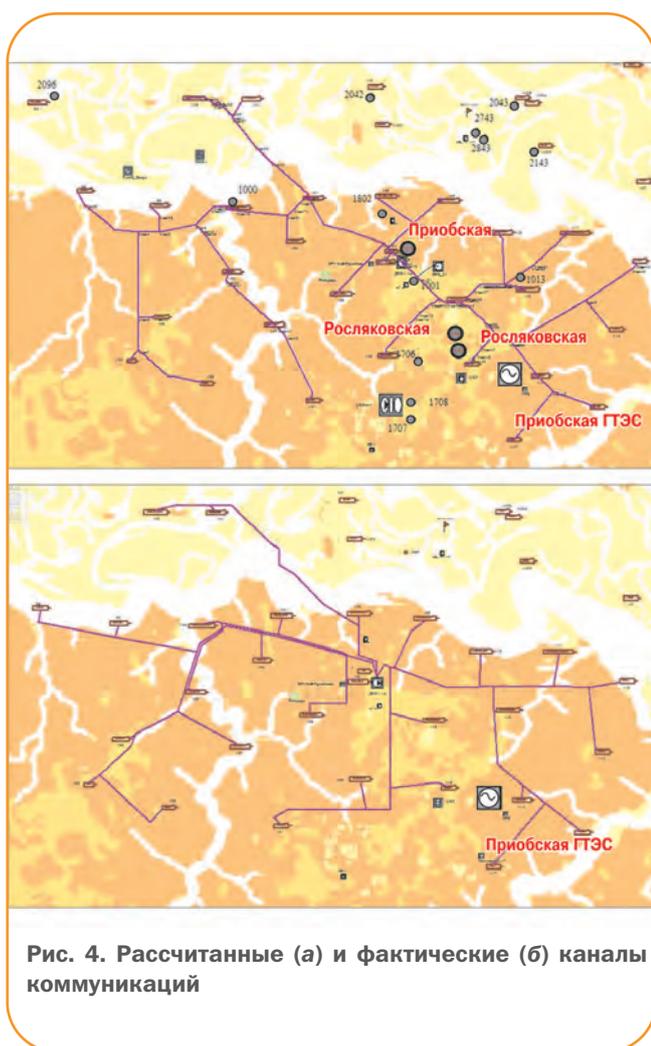


Рис. 4. Рассчитанные (а) и фактические (б) каналы коммуникаций

## Заключение

Предложен алгоритм для прокладывания каналов коммуникаций, оптимальных по стоимости строительства и расположению на карте топографической основы. Алгоритм, протестированный на крупном нефтяном месторождении ОАО «НК «Роснефть», подтвердил свою эффективность.

Разработан программный модуль в рамках ПК «РН-КИН», реализующий данный алгоритм.

## Список литературы

1. Информационный отчет к Договору № 1019Н-01/3410010013/1292К: «Разработка программного модуля «Экспресс-дизайн куста и скважин» ПК «РН-КИН» и проекта методических указаний Компании «Планирование схем кустования месторождений», Этап 1, ООО «РН-УфаНИПИнефть», 2013.
2. Маршалл У, Рональд Л. Поиск кратчайших сетей // В Мире Науки. – №3. – 1989. – С. 64-70.
3. Гэри М., Джонсон Д. Вычислительные машины и труднорешаемые задачи. – М.: Мир, 1993. – 752 с.
4. Steven M. Rubin Computer Aids for VLSI Design. – 1994.

## References

1. Information report to the contract no. 1019N-01/3410010013/1292K "Razrabotka programmnogo modulya "Ekspress-dizayn kusta i skvazhin" PK "RN-KIN" i proekta metodicheskikh ukazaniy Kompanii "Planirovanie skhem kustovaniya mestorozhdeniy" (Development of the software module "Express design of cluster and wells PC "RN-KIN" and project of company's guidelines "Planning of schemes of deposits interconnection), Stage 1, ООО "RN-UfaNIPIneft", 2013.
2. Marshall U, Ronald L, V Mire Nauki - Scientific American, 1989, no. 3, pp. 64-70.
3. Garey M.R., Johnson D.S., Computers and intractability: a guide to the theory of NP-completeness, 1979.
4. Steven M., Rubin computer aids for VLSI design, 1994.

## Форум ОАО «НК «Роснефть» по технологиям геолого-разведочных работ

**17–20 марта 2014 г. в Самаре при организационной поддержке ОАО «Самаранефтегаз», ООО «СамараНИПИнефть» и ООО «Самаранефтегеофизика» прошел первый Форум ОАО «НК «Роснефть» по технологиям геолого-разведочных работ.**

Проведенное мероприятие особенно важно тем, что прошло уже в объединенной компании, где специалисты – геологи и геофизики – смогли обменяться своими наработками, инновационными подходами к геолого-разведочным работам.

В программе Форума приняли участие представители более 30 дочерних обществ компании (около 150 человек). В рамках мероприятия работали две секции: геологии и геофизики. Было заслушано и обсуждено более 50 докладов, часть из них в виде статей опубликована в данном номере.

Планируется, что проведение подобных форумов в ОАО «НК «Роснефть» будет регулярным.



# Возможности современной геохимии при планировании и проведении геолого-разведочных работ

**И.В. Гончаров, д.г.-м.н., В.В. Самойленко, к.г.-м.н.,  
Н.В. Обласов, к.г.-м.н., С.В. Фадеева  
(ОАО «ТомскНИПНефть»)**

**Ключевые слова:** нефтегазоматеринские породы, нефть, газ, пиролиз Rock-Eval, молекулярные параметры, изотопный состав углерода, условия формирования залежей, геолого-разведочные работы.

**Key words:** source rocks, oil, gas, pyrolysis Rock-Eval, isotope abundance, oil and gas generation and accumulation conditions, exploration work.

**Адрес для связи:** GoncharovIV@nipineft.tomsk.ru

## Введение

Все ведущие нефтяные компании мира широко используют в своей практике геохимические исследования. К сожалению, ни одна российская компания в должной мере не прибегает к возможностям современной геохимии. В течение 18 лет в ОАО «ТомскНИПНефть» функционирует лаборатория геохимии и пластовых нефтей, за это время накоплен большой опыт решения широкого круга задач с применением современных геохимических методов.

В нефтегазовой геохимии существуют два основных направления. Первое направление, известное на Западе как «геохимия резервуара», в России практически не используется. Предметом изучения геохимии резервуара являются залежь, пласт, месторождение. Это направление является связующим звеном между геологией этих объектов, условиями формирования в них скоплений углеводородов, а также режимами их эксплуатации. Его применение позволяет повысить достоверность оценки и мониторинга запасов, с одной стороны, и увеличить эффективность управления разработкой, с другой. При этом возможно решение многих важных задач.

Второе направление – «региональная геохимия» – является важнейшей составной частью при оценке перспектив нефтегазоносности территорий. На современном технологическом уровне оценка перспектив осуществляется в рамках бассейнового моделирования (с использованием программ Temis, Petromod, Mpath, Trinity и др.), в основе которого лежит интегрированное моделирование региональ-

ных процессов седиментогенеза и литогенеза, структурообразования, а также генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. При наличии корректных исходных данных этот подход позволяет существенно снизить риски при ведении геолого-разведочных работ.

Основными задачами региональной геохимии и геохимии резервуара являются 1) геохимическая корреляция нефтей, газов, установление их геохимических типов и закономерностей распространения; 2) выявление материнских пород (корреляция нефть – органическое вещество пород); 3) оценка исходного генерационного потенциала материнских пород и степени его реализации, а также оценка масштабов генерации углеводородов.

Важно отметить, что геохимические исследования наиболее эффективны для уже разведанных нефтегазоносных бассейнов, где исследования нефтей, газов и материнских пород с позиции знаний о генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа помогают снизить неопределенность в выборе новых объектов для разведки залежей углеводородов. Именно поэтому успех решения обозначенных задач во многом будет зависеть от качества и достаточности геохимических исследований, выполненных непосредственно для объектов исследуемого района.

## Геохимическая типизация нефтей и газов

На уже открытых месторождениях на первом этапе исследований целесообразно проводить геохимическую типизацию нефтей и газов. В их соста-

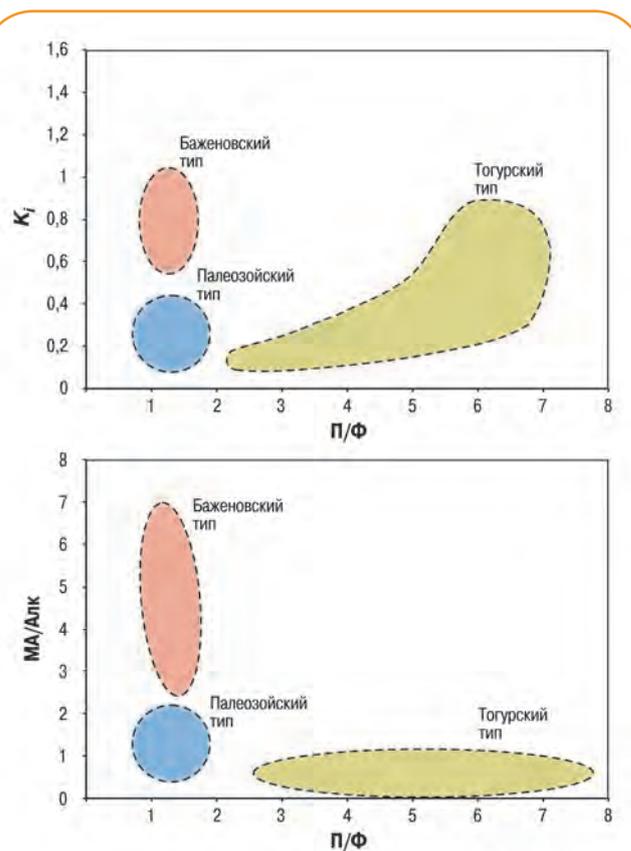
ве на вещественном, молекулярном, элементном и изотопном уровнях уже заложена информация о природе и степени термической преобразованности органического вещества материнских пород. Для этого выполняются исследования нефтей, газов и экстрактов из керна продуктивных горизонтов с использованием методов хроматографии, хроматомасс-спектрометрии и изотопной масс-спектрометрии с последующим корреляционным анализом соответственно группового и молекулярного составов, распределения биомаркеров, изотопного состава углерода.

Для юго-востока Западной Сибири [1] нами были выделены три основных генетических типа нефтей: баженовский, тогурский и палеозойский (рис. 1). Молекулярный и изотопный составы нефтей каждой генетической группы имеют особенности, прямо указывающие на природу и зрелость генерировавшего их органического вещества. Иногда нефти в залежах характеризуются набором взаимоисключающих параметров, что свидетельствует о смещении нефтей различной природы.

Если при корреляции нефть – нефть используется широкий набор геохимических параметров, отражающих особенности состава жидких компонентов, то в случае корреляции газов набор таких параметров значительно меньше. При этом наибольшей разрешающей способностью обладают сведения об изотопном составе. Анализ большого массива данных по юго-востоку Западной Сибири показывает, что для газов прослеживаются те же самые закономерности разделения на генетические группы, что и для нефтей (рис. 2). В то же время выяснилось, что для некоторых нефтегазоконденсатных месторождений Томской области не всегда жидкая и газовая составляющие пластовой системы были генерированы одной и той же материнской породой [1].

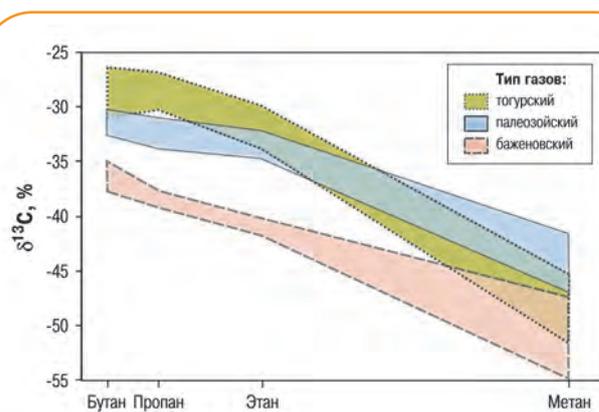
Результаты генетической типизации нефтей и газов позволяют установить возможный источник их генерации и уточнить геологические условия формирования залежи, проследить закономерности распространения флюидов различных генетических групп. Кроме того, региональные изменения флюидов в каждой группе отражают как уровень термической зрелости материнской породы, так и ее фациальные изменения в районе исследований.

При проведении генетической типизации нефтей и газов осложняющим фактором являются процессы, связанные с разрушением залежи, наиболее распространенный из них – биодеградация, протекающая при пластовых температурах ниже 70 °С.



**Рис. 1. Генетические типы нефтей юго-востока Западной Сибири:**

$P/F$  – отношение пристана к фитану;  $K_i = (P+F)/(n-C_{17}+n-C_{18})$  – изопреноидный коэффициент;  $MA/Alk$  – отношение содержания  $n$ -алкилбензолов состава  $C_{13} - C_{15}$  к сумме  $n$ -алканов состава  $C_{13} - C_{16}$



**Рис. 2. Изотопный состав углеводородных газов юго-востока Западной Сибири**

Процессы биодеградации в той или иной степени отражаются на молекулярном составе нефти и газа. Скорость биодеградации компонентов нефти падает в ряду  $n$ -алканы > изо-алканы > нафтены > ароматические углеводороды. За счет этого происходят изменения в групповом (уменьшение доли алканов

и рост нафтенов с ароматическими углеводородами) и молекулярном (увеличение доли изо-соединений относительно соединений нормального строения) составах. В составе газов также наблюдаются изменения: возрастает доля изо-бутана и изо-пентана относительно углеводородов нормального строения, а протекающий при биодеградациии нефти процесс метаногенеза существенно увеличивает содержание метана относительно его гомологов. В связи с этим крайне важно учитывать изменения состава флюидов и использовать при генетической типизации не затронутые биодеградацией классы соединений.

Ярким примером являются нефти района о. Сахалин, которые вследствие особенностей их состава долгое время считались нефтями «ранней генерации». Основные залежи нефтей расположены на глубинах 200-2500 м, где активно протекают процессы биодеградациии. Анализ биомаркеров, на распределение которых не повлияли процессы биодеградациии, показал, что все нефти района были генерированы материнскими породами, находящимися в главной фазе нефтеобразования (рис. 3). Нефти большинства залежей района генетически связаны с органическим веществом пильской свиты, причем это органическое вещество достигло главной фазы нефтеобразования только на глубинах более 3500 м, керновый материал с таких глубин представлен в единичных скважинах.



## Выявление нефтегазоматеринских пород и корреляция нефть – нефтематеринские породы

Основополагающим фактором, определяющим материнскую породу, является наличие в ней органического вещества. К числу наиболее экспрессных и информативных геохимических методов исследования нефтегазоматеринских пород следует отнести

пиролиз Rock-Eval. Данный метод позволяет определить не только содержание органического углерода  $C_{орг}$  и генерационный потенциал породы  $S_2$ , но и качество и катагенетическую преобразованность органического вещества. Объектом исследования может быть не только керновый материал, но и шлам, исследованием которого можно достаточно подробно охарактеризовать весь разрез скважины.

Так, неоднократно высказывалось мнение, что на северо-востоке Западной Сибири основным источником нефтей меловых залежей может быть яновстанская свита - латеральный аналог основной нефтематеринской породы Западно-Сибирского бассейна – баженовской свиты. Однако низкое содержание органического вещества в этих породах всегда давало повод для сомнений о возможности генерации этой свитой достаточного количества нефти для формирования таких крупных месторождений, как Ванкорское, Лодочное, Тагульское, Сузунское.

Толщина отложений яновстанской свиты в этом районе достигает 500 м и более. Большинство проведенных ранее исследований были выполнены по керновому материалу, эпизодический вынос которого не мог детально охарактеризовать весь разрез свиты. Проведенные нами исследования шлама в разрезе верхнеюрских и нижнемеловых отложений различных скважин позволили обнаружить, что в нижней части яновстанской свиты выделяется пачка толщиной 50–60 м, существенно обогащенная органическим веществом (рис. 4). Содержание органического вещества в разрезе этой пачки достигает 5,5 %. Повышенному  $C_{орг}$  соответствуют минимальные значения кислородного индекса  $OI$  и высокие значения водородного индекса  $HI$ , характеризующие органическое вещество пород как нефтегенерирующий кероген II типа.

Хроматомасс-спектрометрический анализ экстрактов из пород этой пачки показал, что источником органического вещества были морские биопродукты, а формирование осадков протекало в умеренно восстановительных условиях. Кроме того, молекулярные параметры экстрактов из пород интервала яновстанской свиты, обогащенного органическим веществом, соответствуют молекулярным параметрам нефтей нижнемеловых залежей Ванкорского и сопредельных месторождений [2].

Значительный практический интерес представляют региональные закономерности изменения условий осадконакопления и изменения термической зрелости органического вещества материнской породы. Построенные по результатам регионально-го исследования пород баженовской свиты юго-вос-

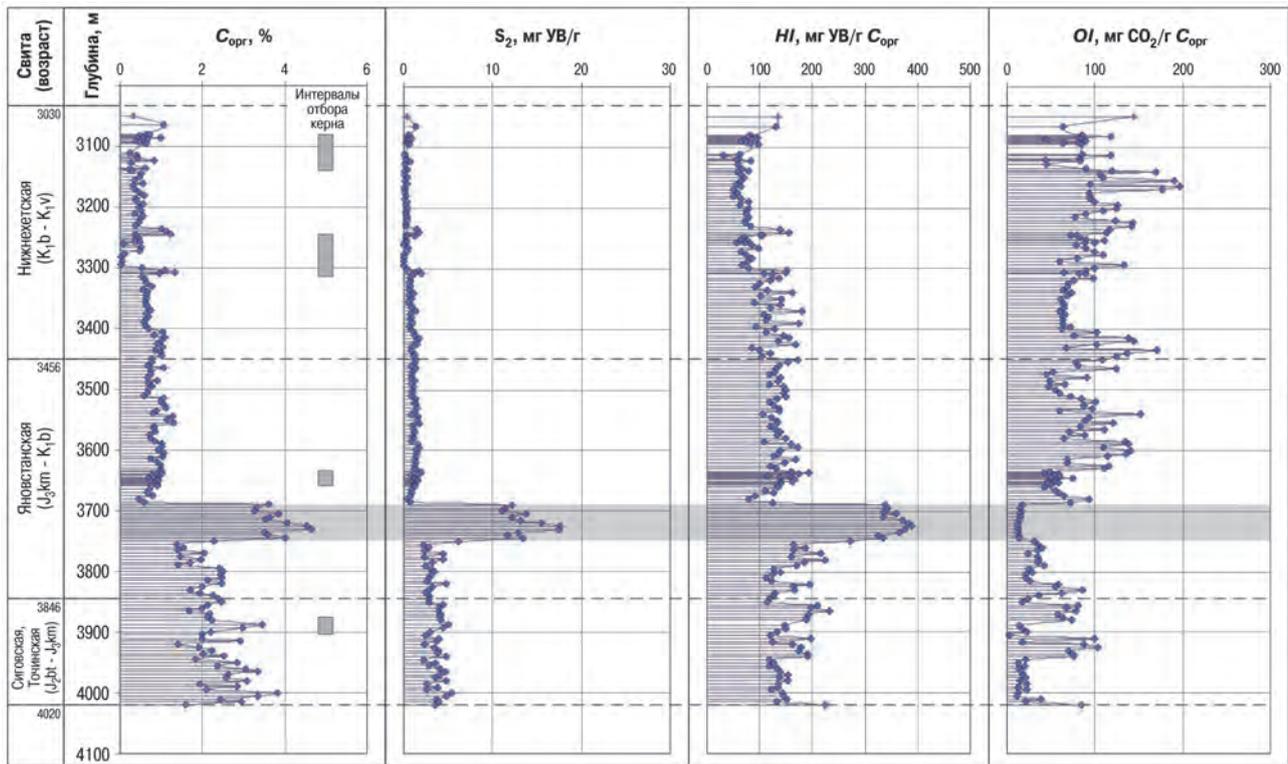


Рис. 4. Параметры Rock-Eval в разрезе верхнеюрских-нижнемеловых отложений скв. 1 Хикиглинская (по шламу)

тока Западной Сибири схемы изменения различных молекулярных параметров, характеризующих как фациально-генетические особенности органического вещества материнской породы, так и уровень его катагенеза, позволили надежно определять нефти этого генетического типа в районе. Анализ молекулярных параметров катагенеза в нефтях и экстрактах из материнской породы (рис. 5) дает возможность установить очаги генерации углеводородов, направление и дальность их миграции и выявить наиболее благоприятные зоны для поиска новых залежей углеводородов [3].

### Оценка объемов генерации

Метод пиролиза Rock-Eval позволяет определить современное содержание органического вещества в породах и его остаточный генерационный потенциал. Однако для оценки объемов генерации углеводородов необходимо знание исходного генерационного потенциала или степени его реализации, что достигается путем региональной корреляции генерационного потенциала с параметрами катагенеза.

Общепризнанным параметром катагенеза является отражательная способность витринита  $R_{vt}^0$ , что обусловлено широким диапазоном изменения этого параметра, который охватывает все стадии литогенеза, и возможностью применения к органическому

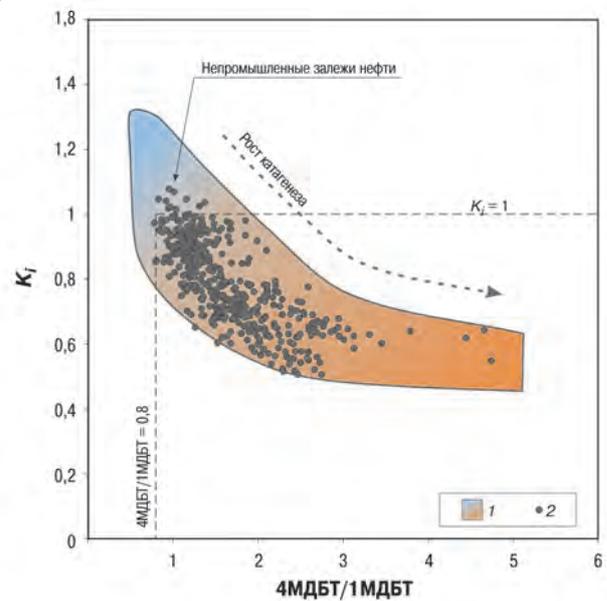


Рис. 5. Взаимосвязь молекулярных параметров катагенеза в экстрактах из пород баженовской свиты (1) и нефтях этого генетического типа (2)

веществу любой степени преобразованности: от начальных этапов протокатагенеза – ПК<sub>1</sub> ( $R_{vt}^0 \approx 0,25\%$ ) до поздних этапов апокатагенеза – АК<sub>4</sub> ( $R_{vt}^0 > 5,0\%$ ). Несмотря на несомненную универсальность, использование параметра  $R_{vt}^0$  при оценке катагенетической преобразованности органического вещества

классических нефтематеринских пород морского генезиса имеет ряд недостатков, основным из которых является невозможность прямого определения  $R_{vt}^o$ , поскольку в составе органического вещества отсутствует витринит. Определение этого параметра для подстилающих или перекрывающих пород служит причиной широкой дисперсии  $R_{vt}^o$  и снижает информативность данного параметра при региональных построениях. Кроме того, главной фазе нефтеобразования, в которой материнская порода морского типа практически полностью реализует свой нефтегенерационный потенциал, соответствует достаточно узкий диапазон значений  $R_{vt}^o = 0,50-1,15\%$  (градации катагенеза МК<sub>1</sub><sup>1</sup> – МК<sub>2</sub>). Поэтому более целесообразно определять катагенетическую преобразованность органического вещества по параметрам, характеризующим непосредственно нефтематеринскую породу.

Хорошую корреляцию с данными пиролиза Rock-Eval показывают молекулярные параметры [4]. Эффективность использования тех или иных молекулярных параметров катагенеза сильно зависит от типа керогена, поэтому для каждой нефтематеринской породы в каждом осадочном бассейне требуются индивидуальные подбор и калибровка молекулярных параметров.

На примере пород баженовской свиты и углистых пород юрских отложений юго-востока Западной Сибири нами было показано, что зрелость углистого органического вещества лучше других параметров отражает бензонафтофурановое отношение BNFR [5], а зрелость органического вещества морского генезиса пород баженовской свиты – метилдибензотиофеновое отношение 4МДБТ/1МДБТ [3]. Корреляция *HI* органического вещества баженовской свиты с молекулярными параметрами показала, что начальный генерационный потенциал достигал 700 кг УВ/т  $C_{орг}$  [6], что существенно выше потенциала классического керогена II типа – 627 кг УВ/т  $C_{орг}$ . Этот результат наглядно демонстрирует, насколько может быть существенной ошибка в расчетах объемов генерации углеводородов при использовании усредненных литературных данных.

## Заключение

Комплексное геохимическое исследование нефтей, газов и пород позволяет определить основные материнские породы, оценить масштабы генерации и выявить миграционные потоки углеводородов, в зонах которых проведение геолого-разведочных работ будет наиболее эффективно. Кроме того, полученная информация является исходным блоком геохимических

данных для выполнения бассейнового моделирования, которое в свою очередь позволяет определить историю формирования залежей (генерацию, миграцию и аккумуляцию углеводородов) в соответствии с историей формирования ловушек.

## Список литературы

1. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, А.В. Сметанин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 8-13.
2. Природа нефтей района Ванкорского месторождения / И.В. Гончаров, Н.В. Самойленко, Н.В. Обласов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 12-17.
3. Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И.В. Гончаров, Н.В. Самойленко, Н.В. Обласов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 32-37.
4. *MDBT ratio as an instrument for estimation of transformation ratio organic matter of Bazhenov Formation of Western Siberia (Russia)* / I.V. Goncharov [et al.] // 22nd IMOG. – Seville, 2005. – P. 88-89.
5. *Benzonaphthofuran ratio as a new thermal maturity parameter for coals and correlation tool* / N.V. Oblasov [et al.] // 23rd IMOG. – Torquay, 2007. – Abstract No. P225-WE. – P.569-560.
6. К обоснованию начального генерационного потенциала баженовской свиты Западной Сибири / И.В. Гончаров [и др.] // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазосные системы осадочных бассейнов: Материалы 8-й Международной конференции. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 110-112.

## References

1. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Smetanin A.V. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2012, no. 11, pp. 8-13.
2. Goncharov I.V., Samoylenko N.V., Oblasov N.V. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2011, no. 3, pp. 12-17.
3. Goncharov I.V., Samoylenko N.V., Oblasov N.V. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 10, pp. 32-37.
4. Goncharov I.V. et al., *MDBT ratio as an instrument for estimation of transformation ratio organic matter of Bazhenov Formation of Western Siberia (Russia)*, 22nd IMOG, Seville, 2005, pp. 88-89.
5. Oblasov N.V. et al., *Benzonaphthofuran ratio as a new thermal maturity parameter for coals and correlation tool*, 23rd IMOG, Torquay, 2007, Abstract no. P225-WE, pp. 569-560.
6. Goncharov I.V. et al., *Proceedings of 8-oy Mezhdunarodnoy konferentsii "Novye idei v geologii i geokhimii nefiti i gaza. Neftegazonosnye sistemy osadochnykh basseynov"* (New ideas in geology and geochemistry of oil and gas. Petroleum systems of sedimentary basins), Moscow: GEOS Publ., 2005, pp. 110-112.

# Опыт применения уплотнения системы наблюдения совместно с методикой Slip-Sweep при проведении сейсморазведочных работ

В.И. Ефимов, В.П. Пацев (ОАО «Самаранефтегеофизика»)

**Ключевые слова:** методика Slip-Sweep, уплотнение системы наблюдения, кратность сейсмонаблюдений, пункт приема (ПП), пункт возбуждения (ПВ).

**Key words:** Slip-Sweep technology, high-density acquisition, seismic fold, receiver point, source point.

**Адрес для связи:** efimovvi@snggeo.ru4

## Введение

Технический прогресс, развитие IT-технологий обуславливают переход сейсморазведки на новый технологический этап, который выражается в регистрации больших объемов информации, что способствует повышению плотности сейсмических наблюдений, и как следствие, большей достоверности геолого-геофизических построений. Современное состояние информативности сейсморазведочных работ основано на «чистоте» исходных сейсмических данных, высоком соотношении сигнал-помеха при невысокой кратности, разряженной системе наблюдения. При этом увеличение числа линий и каналов в приемной расстановке рассматривается как возможность использования преимуществ широкоазимутальности наблюдений. Вместе с тем расширение сетки профилирования за счет роста числа малоэффективных дальних удалений на основе прежнего размера системы наблюдения не дает значимых результатов. По сути, регистрация сейсмических волн - это наблюдение волны через крупные ячейки линий между пунктами возбуждения (ПВ) и приема (ПП). Соответственно, чем крупнее ячейки, тем уже частотный диапазон зарегистрированного сигнала, тем меньше уровень его высокочастотной составляющей, пространственно-временной разрешенности. Современные технические инструкции по проведению сейсморазведки связывают увеличение качества сейсмических данных со все большим ужесточением параметров аппаратуры приема-возбуждения, увеличением соотношения сигнал - шум. Справедливость таких требований не оспаривается, однако этот подход не приводит к значимым результатам.

Новые технологии на основе уплотнения системы наблюдения, применения непрерывных режимов регистрации сейсмических данных дают возможность выполнять сейсмические наблюдения быстрее и в больших объемах, а следовательно, являются более экономически эффективными.

## Технология Slip-Sweep

За рубежом все большие объемы сейсморазведочных работ реализуются в короткие промежутки времени, с высокой производительностью, как правило, силами «мегапартий», что обуславливает значимые экономические и геологические эффекты. Конечно, эти работы выполняются в основном в условиях пустынь, отсутствия промышленных помех. Реализовывать такого рода масштабные проекты в европейской части России, в частности в густонаселенной, промышленно развитой, с активным уровнем сельского хозяйства Самарской области, непросто. Практически нет возможности выполнять сейсмонаблюдения в светлое время суток. Наиболее «тихое» время для проведения работ - это промежуток в 5-6 ночных часов, когда затихает промышленная, ветровая активность. В связи с указанным наиболее актуальной становится задача по выполнению максимального объема физических наблюдений в короткий период времени. Одной из технологий, позволяющих ускорить процесс наблюдений, является методика Slip-Sweep, широко применяемая за рубежом и поддерживаемая всеми современными сейсмокомплексами. Используется как метод высокопроизводительной сейсморазведки при съемках большой плотности [1]. В России применяется крайне редко. Методикой Slip-Sweep с уплотнением пунктов возбуждения

ОАО «Самаранефтегеофизика» в 2012–2013 гг. отработано 1500 км<sup>2</sup> [2,3].

Slip-Sweep – технология непрерывной регистрации сейсмоданных при одновременных вибровоздействиях на нескольких ПВ со сдвигом по времени [2]. В каждый момент времени у всех одновременных вибровоздействий разные частоты. На этой разности частот и построен принцип отделения физических наблюдений друг от друга. Исходные виброграммы зашумлены влиянием одновременно работающих виброустановок. Однако корелограммы как результат свертки Sweep-сигнала и виброграммы становятся чистыми от волн, источником которых являются виброустановки, работающие на других пикетах. Такая очистка происходит за счет эффективного времени запаздывания, сравнимого с конечным временем корелограммы. Кроме того, сам Sweep-сигнал при выполнении операции свертки играет роль оператора фильтра, обрезающего нерабочие частоты.

В результате применения метода Slip-Sweep производительность работ возрастает как минимум на порядок. Однако при возможности выполнить быстрее можно сделать больше и пойти по пути уплотнения системы наблюдения, что позволяет провести большее число наблюдений на 1 км<sup>2</sup> за тот же промежуток времени. Таким образом, применение методики Slip-Sweep обеспечивает не только увеличение производительности работ, но и уплотнение системы наблюдения, что в свою очередь повышает результирующее качество сейсморазведочных работ.

Технология Slip-Sweep обуславливает некоторый неблагоприятный эффект влияния вторичных гармоник на соседнюю сейсмозапись. Однако такое влияние проявляется нестабильно, как правило, только в условиях обводненных грунтов и подавляется как суммированием, так и технологическими приемами.

## Применение уплотнения системы наблюдения совместно с методикой Slip-Sweep

Уплотнение системы наблюдения в свою очередь способствует уплотнению базы группирования ПП и ПВ. Наиболее рациональным рассматривается применение точечных пунктов возбуждения и приема. Традиционно, при использовании виброисточников, вибровозбуждение выполняется группой источников. Группирование источников необходимо для подавления приповерхностных волн-помех, а также для увеличения мощности вибровоздействия. Именно расстояние между источниками является ключевым фактором для подавления волн-помех. В

то же время при увеличении плотности систем наблюдения расстояния между источниками не соответствуют параметрам подавления волн-помех, напротив, они усиливаются. Таким образом, группирование установок используется в основном для повышения мощности сигнала в соответствии с действующими требованиями к проведению работ с целью обеспечения многократного преобладания компоненты полезного сигнала над шумовой компонентой записи. Однако, кроме полезных волн, присутствуют и волны-помехи, которые в свою очередь также усиливаются с увеличением мощности исходного воздействия. Именно волны-помехи могут наносить гораздо больший вред, чем шумы микросейсм (ветровые, промышленные помехи). Скоростной спектр многократно отраженных волн в условиях высокоскоростного разреза часто перекрывается скоростным спектром однократно отраженных волн, что свидетельствует о невозможности полной фильтрации волны-помехи, особенно в наиболее информативном интервале ближних удалений ПП – ПВ. Влияние такой помехи выражается в искажении структурного, динамического факторов.

Современная концепция качества, принятая в российских нефтяных компаниях, предусматривает для исходных сейсмических данных десятикратное превышение полезной компоненты сигнала над шумом микросейсм, что не оспаривается. Однако именно такое превышение справедливо для малых кратности и плотности наблюдений. Теория сигналов используется не только в сейсморазведке. Сигналы с удаленных космических аппаратов значительно слабее волн-помех. И только методом многократности достигается качественный результат. Качество результатов многократной приемки – пересылки сигнала можно оценить на достаточно детальных снимках Сатурна, Юпитера, других объектов.

В области геофизики есть изречение: избыточная кратность вредна. Действительно, это справедливо, если, например, неверно рассчитать статические и кинематические поправки, т.е. создать искусственную некогерентность суммируемых данных. Многократность даст положительный эффект только в случае когерентности полезного сигнала и некогерентности всякого рода помех.

Многократность дает положительный эффект при слабых сигналах, большом уровне помех, поэтому необходимо пересмотреть требования технологических инструкций к сейсмическим данным, полученным при увеличении плотности наблюдений (рис. 1).

В Самарском регионе излучаемый и регистрируемый сигналы в значительной степени поглощаются

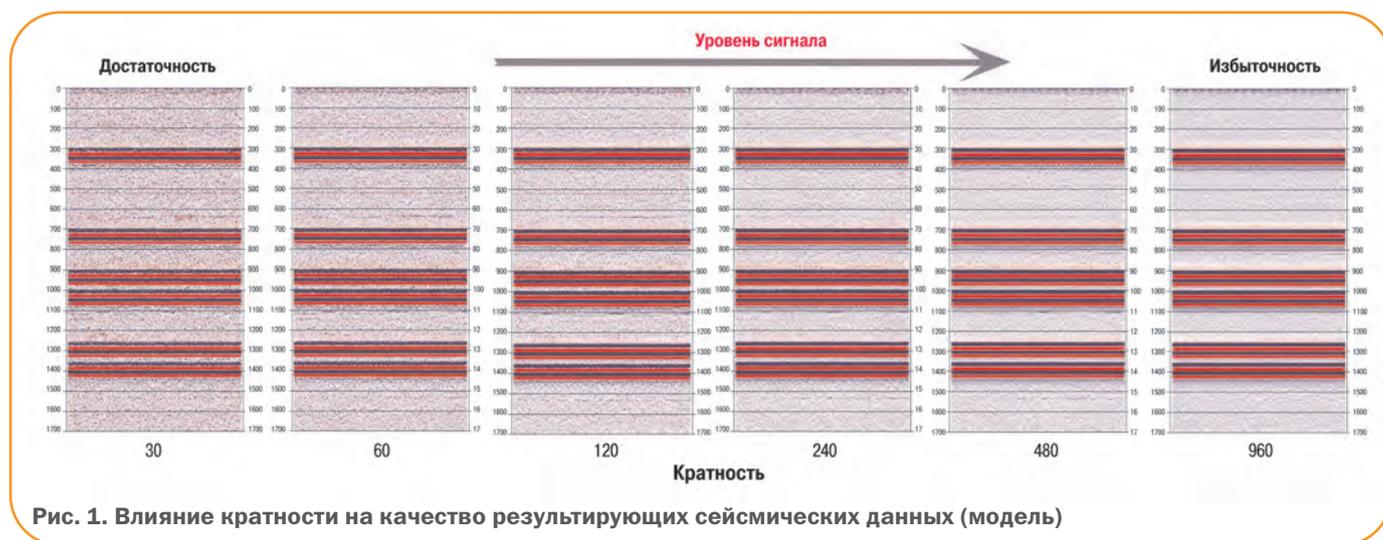


Рис. 1. Влияние кратности на качество результирующих сейсмических данных (модель)

приповерхностными породами, слагающими зону низких скоростей, что обуславливает невысокий уровень регистрируемого сигнала. Наиболее сильно поглощаются высокочастотные сигналы вследствие присутствия низкоскоростных неогеновых отложений, заполняющих плейстоценовые палеоврезы, а также выветрелых, подверженных карстовым процессам карбонатных пород. Мощность этих отложений достигает 300 м. Для того, чтобы «пробить» эту толщу, на современном этапе применяется максимально возможное групповое вибрационное воздействие. Однако высокочастотная компонента сигнала все равно не проходит. Основная энергия излучаемого сигнала уходит на формирование приповерхностных волн-помех. При изучении волновых полей, реализованных источниками возбуждения разной мощности, можно убедиться, что динамика полезной компоненты сейсмозаписи практически не меняется (рис. 2), меняется энергия регистрируемого сигнала, но незначительно. Уровни сигналов при применении четырех и одной виброустановок различаются в 2 раза. Кроме того, высоких частот при воздействии одной установкой больше вследствие негативного влияния эффекта

группирования. Таким образом, при применении одного источника вместо четырех имеем практически то же волновое поле, но в 2–3 раза более зашумленное микросейсмами. Уплотнение ПВ в 4 раза увеличивает итоговый эффект подавления помех.

Безусловно, необходимо соблюдать баланс соотношения сигнал – помеха. При этом нужно насыщать волновые поля, возможно, избыточностью информации с разных азимутов, удалений, а не вычищать каждую сейсмограмму повторными переобработками данных физических наблюдений, незначительно увеличивая показатели сомнительных оконных оценок. Оконные оценки средних амплитуд и преобладающих частот зачастую характеризуют не полезную компоненту сейсмозаписи, а более мощные приповерхностные волны-помехи. Кроме того, наибольшие амплитуды имеют низкочастотные компоненты сейсмозаписи, которые становятся приоритетнее, чем высокочастотной компоненты сигнала заниженных амплитуд.

Для выполнения работ методом Slip-Sweep было принято решение о разделении физического наблюдения, выполняемого с шагом 50 м группой из четырех вибраторов, на четыре физических наблюдения, выполняемых одним вибратором. Таким образом, получился геометрический эквивалент расстановки вибраторов в группе. При стандартной методике работ они располагались на расстоянии 12–13 м друг от друга. Так же, с шагом 12,5 м, одиночные вибраторы встали на отдельные пикеты возбуждения [2]. Система уплотнилась по ПВ в 4 раза. Производительность работ, выраженная в квадратных километрах в сутки, увеличилась в 2–4 раза. Качество суммарных данных возросло на порядок, несмотря на повышенный уровень зашумления первичных сейсмограмм. Повышенная кратность наблюдений увеличила помехоустойчивость сейсмических данных.

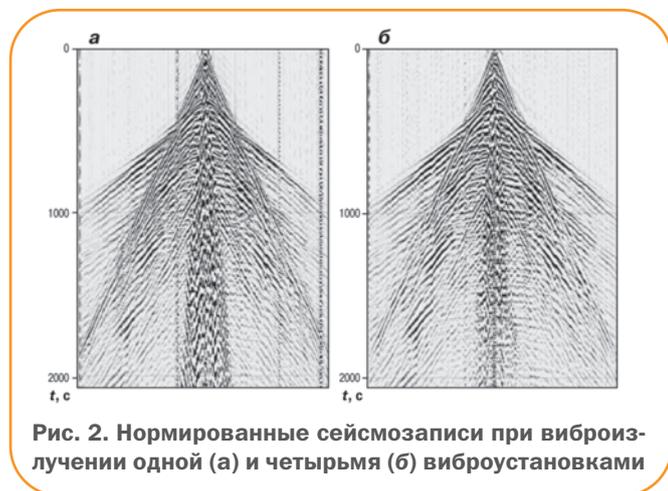


Рис. 2. Нормированные сейсмозаписи при виброизлучении одной (а) и четырьмя (б) виброустановками

Таким образом, был реализован метод Slip-Sweep с уплотнением ПВ при использовании одиночной вибрационной установки (точечного возбуждения упругих колебаний).

Сравнение результатов работ по стандартной методике и методике с уплотненной системой наблюдения показывает полную идентичность динамических характеристик при одинаковой обработке сейсмических данных. При разной обработке отмечается явное преимущество методики Slip-Sweep.

Наиболее яркими результатами были результаты применения уплотненной системы наблюдения при слабых регистрируемых сигналах, мощных техногенных помехах, сложных поверхностных геологических условиях, где расчет статических поправок выполнить затруднительно (рис. 3). Увеличение плотности ПВ позволило, с одной стороны, детально рассчитать статические поправки, что является одним из базовых основ успешности обработки сейсмических данных, с другой получить физические наблюдения с большим спектром азимутов,

удалений, что явилось основой для разделения волн-помех и сигнальной компоненты. С увеличением плотности ПВ, кратности наблюдений любая помеха становится в все более нерегулярной, а сигнальная компонента, наоборот, приобретает дополнительную энергию.

## Выводы

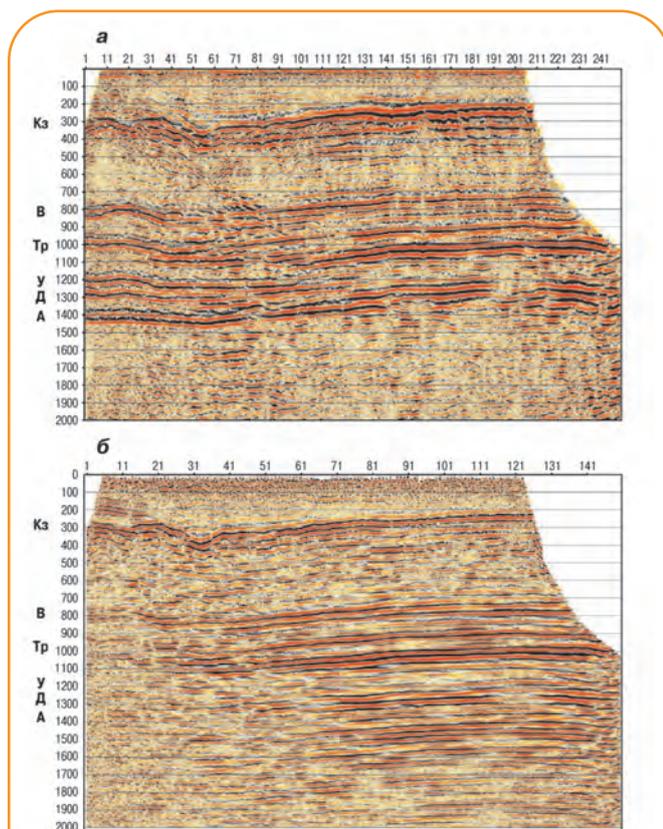
1. Уплотнение ПВ, ПП вдоль линий приема, возбуждения способствует разделению помех, уточнению статических поправок.

2. Уплотнение линий ПВ, ПП расширяет спектр записи, повышает пространственно-временную разрешенность сейсмических данных.

3. Применение точечного источника вместо группирования также расширяет частотный диапазон сейсмозаписи.

4. Увеличение кратности сейсмонаблюдений как результат уплотнения системы наблюдения приводит к повышению помехоустойчивости системы. При уплотненной системе наблюдения становятся кондиционными сейсмические данные с соотношением сигнал-помеха 1,0.

5. Применение новых технологий позволяет увеличить производительность работ наряду с повышением качества результирующих данных. Соответственно требуются и меньшие затраты на проведение работ.



**Рис. 3. Сравнение результатов в условиях слабого сигнала, сложной геологии высокочастотного разреза:**

а – методика Slip-Sweep с уплотнением ПВ (один вибратор на одно физическое наблюдение, шаг ПВ равен 12,5 м); б – стандартная методика (группа из четырех вибраторов на одно физическое наблюдение, ПВ равен 50 м)

## Список литературы

1. Череповский А.В. Сейсморазведка с одиночными приемниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съемок. – Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 2012. – 134с.
2. Опыт проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3D по методике Slip-Sweep//Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, И.Г. Хамитов [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 82-85.
3. Ефимов В.И., Пацев В.П. Применение сейсморазведочной технологии слип-свип в условиях Самарского региона//Нефтесервис. – 2014. – № 1(25). – С. 34-36.

## References

1. Cherepovskiy A.V., *Seismorazvedka s odinochnymi priemnikami i istochnikami: obzor sovremennykh tekhnologiy i proektirovanie s'emok* (Seismic survey using single receivers and sources: an overview of modern technology and design surveys), Tver', GERS Publ., 2012, 134 p.
2. Gilaev G.G., Manasyan A.E., Khamitov I.G. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2013, no. 4, pp. 82-85.
3. Efimov V.I., Patsev V.P., *Nefteservis*, 2014, no. 1(25), pp. 34-36.

# Повышение эффективности петрофизического сопровождения сейсмического моделирования на месторождениях Оренбургского региона

**Н.Н. Чикина, О.П. Волков (ООО «ТНЦ»),  
А.А. Бовыкин (ОАО «НК «Роснефть»),  
С. Кларнер (Klarenco)**

**Ключевые слова:** широкополосный кросс-дипольный акустический каротаж, сейсмическая инверсия, 3D сейсморазведка, поперечная, продольная волны и волна Лэмба-Стоунли, погрешность измерений, акустический импеданс.

**Key words:** wideband cross-dipole sonic log, seismic inversion, 3D seismic survey, S-wave, P-wave, Lamb-Stoneley wave, measurement error, acoustic impedance.

**Адреса для связи:** nnchikina@rosneft.ru

## Введение

Итоги геолого-разведочных работ, выполненных в 2009–2010 гг., показали, что низкое качество петрофизической информации приводит к существенным погрешностям при количественной интерпретации сейсмических данных. На основании этого были запланированы мероприятия по разработке и внедрению стратегии геофизических исследований скважин (ГИС) на объектах 3D сейсморазведки, такие как создание технических требований и регламента проведения исследований ГИС; выделение работ «ГИС в поддержку сейсмики» в отдельный вид закупочных сделок; осуществление предварительной оценки квалификации подрядчиков по новому типу сделки.

В 2011 г. были разработаны и приняты «Технический стандарт ГИС» и «Техническое задание на проведение и интерпретацию ГИС в поддержку сейсмики». В результате уже с ноября 2011 г. значительно выросло число скважин со специальным комплексом ГИС, в которых широкополосный акустический каротаж (АКШ) выполнялся только кросс-дипольными приборами компании Baker Hughes в компоновке ХМАС+FOCUS совместно с

записью плотностного каротажа (ГГКп). Во все интерпретационные сейсмические работы начали вводить раздел Rock Physics Analysis по петрофизическому обоснованию проведения инверсии и выбора ее типа. В 2012–2014 гг. в ООО «ТНЦ» продолжилась активное развитие пилотная программа по повышению точности прогноза параметров по данным 3D сейсморазведки, проводятся точечные «ГИС в поддержку сейсмики» по всем основным месторождениям Оренбургской области.

Необходимо отметить, что до ноября 2011 г. на территории Оренбургского региона выполнялся только высокочастотный АКШ с использованием аппаратуры АКВ-1, причем в результате обработки его показаний определялась энергия полного волнового сигнала от двух источников без выделения из общего сигнала поперечной волны и волны Лэмба – Стоунли. Аппаратура АКВ-1 имеет ограничения регистрации поперечной волны DTs, вызванные малой канальностью (два канала), монополюсностью источника (два источника с частотой соответственно 10 и 20 кГц) и интерференчностью волновой картины при регистрации во вторых вступлениях.

Широкополосный кросс-дипольный акустический каротаж является одним из важнейших (базовых) методов ГИС для задач 3D сейсморазведки. Этот метод позволяет с высокой разрешающей способностью путем многоканальной статистической обработки определять интервальные скорости продольных и поперечных волн, а также волну Лэмба – Стоунли для прогноза проницаемости. Определение анизотропии породы с помощью кросс-дипольного АКШ дает возможность изучать азимутальную анизотропию акустических свойств, связанную с развитием вертикальных трещин или анизотропией латеральной напряженности пластов. Выбор акустического метода в качестве базового обусловлен тем, что современная аппаратура АКШ позволяет с высокой точностью регистрировать различные типы волн как в высокоскоростных, так и в низкоскоростных породах, окружающих скважину: головные продольные и поперечные волны от монополярного источника, поперечные волны от дипольных источников, волну Стоунли от монополярного низкочастотного источника.

## Проведение исследований методом АКШ в Оренбургской области

Начиная с 2005 г. все лицензионные участки (ЛУ) ОАО «НК «Роснефть» в Оренбургской области охвачены 3D сейсморазведкой, а на вновь приобретенных ЛУ ведутся или планируются 3D сейсморазведочные работы. За 2011–2014 гг. на месторождениях Оренбургской области кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж проведен в 20 поисково-разведочных скважинах. На карте геофизической изученности Оренбургской области (рис. 1) видно, что часть ЛУ довольно плотно покрыта скважинами со специальными исследованиями, но на некоторых участках исследования вообще не проводились или были выполнены только в одной скважине, что явно недостаточно для учета возможного площадного изменения упругих параметров.

Для обеспечения успешности поисков и разведки, помимо структурных построений, очень важен прогноз литологии и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта. Однако для корректного прогнози-

рования необходимы не только качественные данные ГИС, но и качественная обработка данных многоканального кросс-дипольного каротажа. Важность корректной обработки обусловлена тем, что при формировании сейсмического волнового поля вклад скорости распространения упругих колебаний является преобладающим по сравнению с вкладом объемной плотности пород.

Одной из проблем является формальный подход к интерпретации материалов широкополосной акустики. Для сравнения полученных результатов в нескольких скважинах был проведен анализ двух вариантов обработки данных АКШ, выполненной разными организациями по одному набору скважин. Для этого были построены графики сопоставления физических свойств горных пород, где по оси ординат откладывалось отношение скорости продольной волны  $v_p$  к скорости поперечной  $v_s$ , а по оси абсцисс – акустический импеданс  $AI (v_p \cdot \text{ГГКп})$  (рис. 2). Из рис. 2, а видно, что различные уровни параметра  $v_p/v_s$  (от 1,5~1,7 до 1,65~2,0) приводят к изменению граничных пределов упругих параметров для одних и тех же типов пород в разных скважинах, в результате чего возникает неоднозначность при выделении литотипов. Значения акустического импеданса  $AI$  по всем скважи-

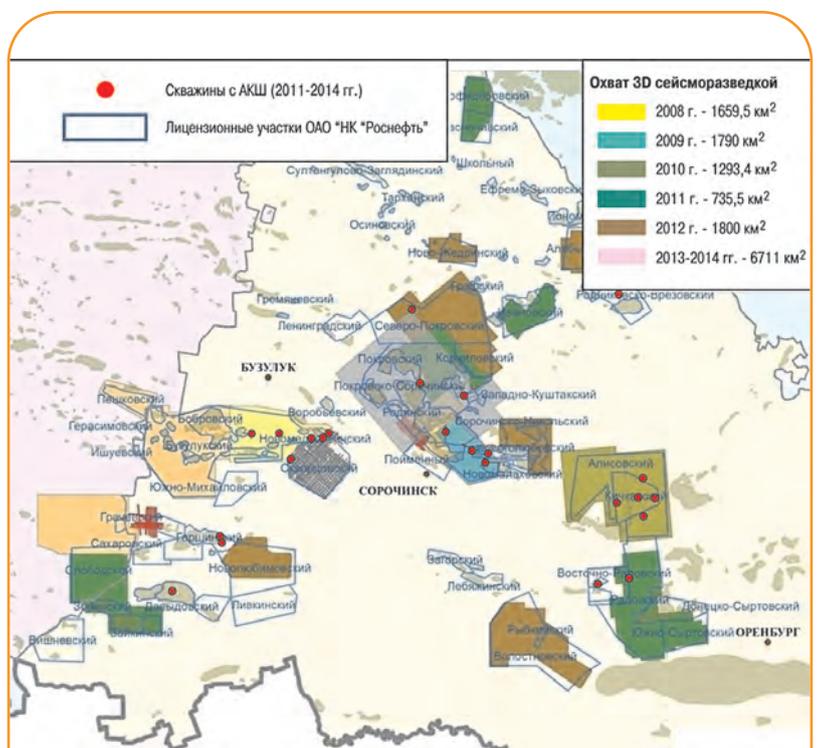
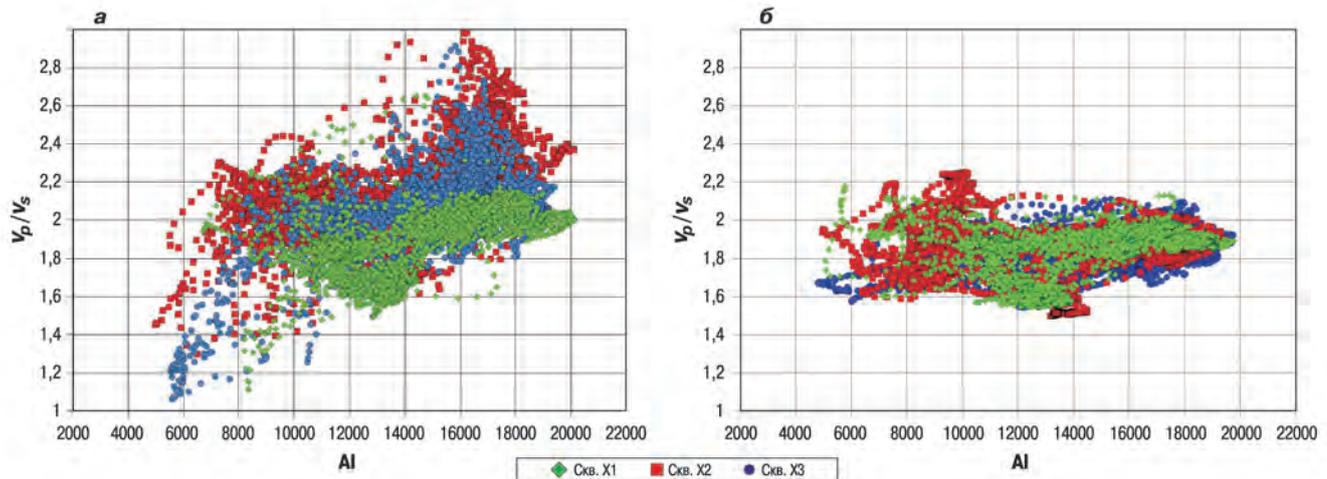


Рис. 1. Карта геофизической изученности Оренбургской области



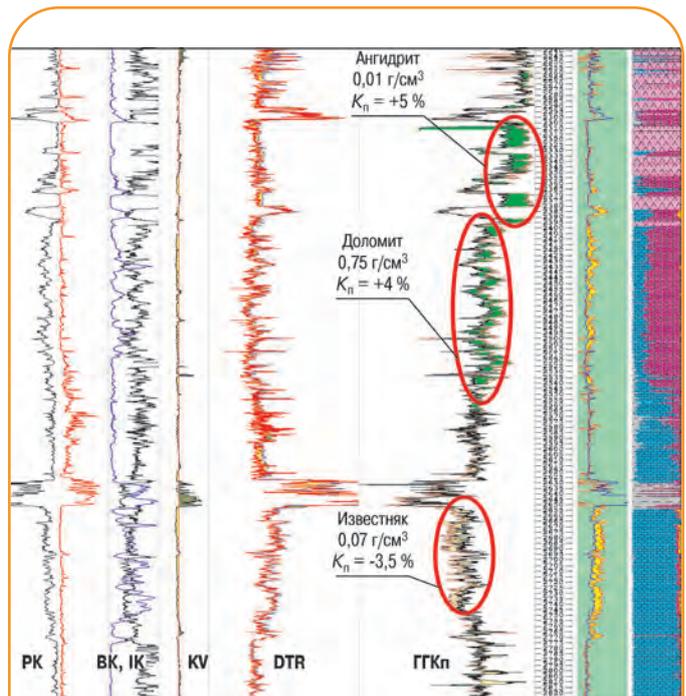
**Рис. 2. Сопоставление результатов обработки данных АКШ, записанного аппаратурой XMAC+FOCUS, по скважинам Алисовско-Кичкасского лицензионного участка:**  
а, б – обработка выполнена организацией соответственно А и Б

нам изменяются в диапазоне 5000–20000. При сопоставлении скоростей поперечной волны было выявлено несоответствие уровней: разница интервальных времен по скв. X1 и X2 составляет от 27 до 55 мкс/м. Такой разброс значений связан прежде всего с низким качеством обработки, а соответственно значительной погрешностью определения скорости S-волны. При таком различии полученных данных сложно понять, какую скважину брать за основу при прогнозе литологии.

Результаты переинтерпретации, выполненные другой компанией (см. рис. 2, б) по тому же набору скважин, позволяют выделить четкие ореолы различных литотипов пород. Это подтверждает корректность переинтерпретации данных АКШ и обуславливает необходимость контроля подрядчиков и целесообразность переобработки при выявлении ошибочных результатов.

### Плотностной каротаж

Объемная плотность является вторым ключевым параметром, необходимым для проведения корректного сейсмогеологического моделирования. Однако при сравнении кривых плотностного каротажа, записанных отечественной (РГП-2) и зарубежной (FOCUS производства Baker Hughes) аппаратурой, в некоторых скважинах были выявлены значительные расхождения результатов измерений (рис. 3). Так, расхождения значений объемной плотности  $\rho_n$



**Рис. 3. Сравнение показаний плотностного каротажа, записанного отечественной (РГП-2) и импортной (FOCUS, Baker Hughes) аппаратурой ( $K_n$  – коэффициент пористости)**

составляют от 0,1 до  $-0,7 \text{ г/см}^3$ , что превышает допустимую погрешность ( $0,05 \text{ г/см}^3$ ) [4]. Это связано в основном с тем, что аппаратура РГП-2 регистрирует

по разрезу кривую функции плотности  $F(\rho_{\text{п}})$  в условных единицах, а для перехода от  $F(\rho_{\text{п}})$  к плотности породы  $\rho_{\text{п}}$  используют индивидуальный для каждого прибора график. Вычислительное устройство обеспечивает автоматический учет и исключение влияния скважинных условий при толщине промежуточного слоя  $h_{\text{сл}}$  (глинистая корка или буровой раствор) не более 2 см, при  $h_{\text{сл}} > 2$  см введение поправки не исключает влияния скважинных условий, и получаемые значения  $F(\rho_{\text{п}})$  и  $\rho_{\text{п}}$  нельзя использовать для количественной интерпретации [3].

В результате сравнения каротажных диаграмм, записанных отечественной и импортной аппаратурой, и анализа полученных результатов во всех поисково-разведочных скважинах Оренбургской области стала использоваться более современная аппаратура КАСКАД, одним из модулей которой является прибор радиоактивного каротажа 2ГКП-Т. Прибор откалиброван, измерения проводятся с непосредственной записью кривой плотности, благодаря чему значительно уменьшились разброс значений и неопределенности при интерпретации каротажа.

## «ГИС в поддержку сейсмики»

Существуют различные подходы к работе с данными ГИС. Первый – классический подход для целей подсчета запасов – включает проведение стандартного комплекса ГИС в ограниченном интервале, детальный анализ керновой информации, построение связей керн – керн, керн – ГИС, выделение коллекторов, литологии, расчет пористости, насыщенности. Причем интерпретация проводится в основном по интервалам продуктивных пластов. В результате формируются качественная петрофизическая модель для подсчета запасов и разработки в точках скважин, а также грубая модель свойств в межскважинном пространстве.

Второй подход – «ГИС в поддержку сейсмики». При таком подходе помимо стандартного комплекса ГИС, включающего обязательный плотностной каротаж, в расширенном интервале от забоя до кондуктора применяются специальные методы – АКШ, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), спектрометрический гамма-каротаж (СГК) и др. Это требуется для настройки упругих параметров как в коллекторах, так и во вмещающих породах, нахождения связей между петрофизическими и сейсмическими параметрами, прогнозирования флюидонасыщения по упругим параметрам среды.

Для прогнозирования литологии, ФЕС и флюидонасыщения породы разделяются на оптимальное число классов (литотипов), имеющих разные упругие свойства. На рис. 4 приведена зависимость  $v_p/v_s$  от акустического импеданса IP по скважинам Алисовско-Кичкасского лицензионного участка Оренбургской области, полученная по данным ГИС. Переобработка материалов АКШ по скважинам участка позволила получить хорошее разделение по типам пород и выделить диапазоны изменения упругих параметров для каждого литотипа с учетом коллекторских свойств.

По одному акустическому импедансу отделить коллектор от неколлектора невозможно из-за большой зоны перекрытия значений для разных литотипов, однако по значениям параметра  $v_p/v_s < 1,66-1,64$  можно прогнозировать проницаемые песчаные разности. В карбонатном разрезе по параметру  $v_p/v_s$  можно провести разделение на известняки и доломиты. Для получения окончательного вывода о возможности проведения синхронной инверсии необходимо, чтобы разделение на литотипы было не только в полосе частот ГИС, но и в сейсмическом частотном диапазоне.

Качество инверсии контролируется путем сопоставления кривых импеданса, извлеченных по траектории скважин из инвертированного куба, с каротажными кривыми импеданса. Хорошее совпадение синтетических и сейсмических трасс является одним из основных критериев качества проведен-

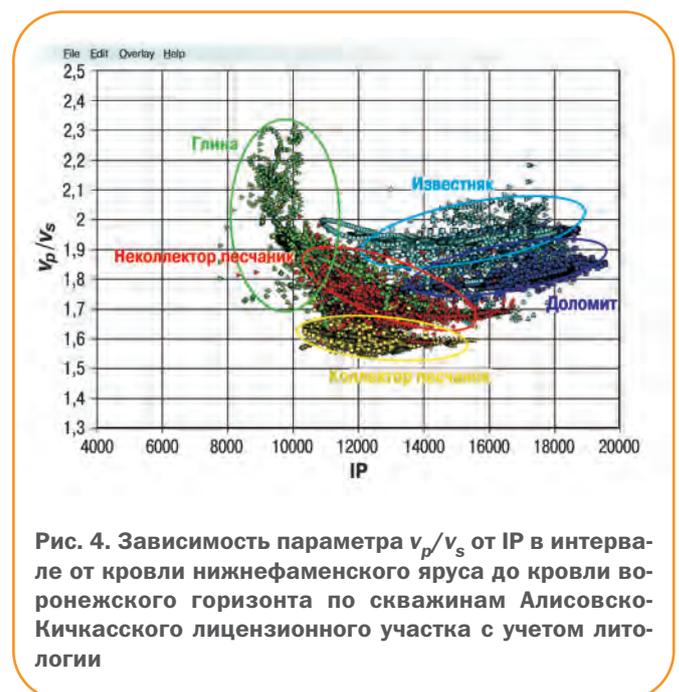


Рис. 4. Зависимость параметра  $v_p/v_s$  от IP в интервале от кровли нижнефаменского яруса до кровли воронежского горизонта по скважинам Алисовско-Кичкасского лицензионного участка с учетом литологии

ной инверсии. По результатам синхронной инверсии на Алисовско-Кичкасском лицензионном участке были получены куб Р-импеданса и куб  $v_p/v_s$ . Для целевых интервалов рассчитывались карты средних, максимальных, минимальных и суммарных значений атрибутов. Далее на полученных картах в точках пересечения со скважинами выбирались значения соответствующих атрибутов и по ним находились корреляционные связи с ФЕС в скважинах. Анализ результатов синхронной инверсии показал, что наилучшая корреляционная связь была получена между атрибутом Minimum amplitude  $v_p/v_s$  и эффективной толщиной пласта  $h_{эф}$  (коэффициент сходимости  $K_{сх} = 0,7$ ; StdErr = 10,5), а также коэффициентом пористости  $K_{п}$  ( $K_{сх} = 0,77$ ; StdErr = 2). Это полностью соответствует приведен-

ным результатам анализа упругих свойств, которые показали, что наиболее низкие значения  $v_p/v_s$  характерны для песчаников с улучшенными коллекторскими свойствами.

Использование соотношения  $v_p/v_s$  позволило с большей точностью определить литологический состав и коллекторские свойства пласта Дкт-1. На основе полученных данных были рассчитаны кубы вероятности распространения литотипов, которые легли в основу качественного и количественного прогноза распространения коллекторов (рис. 5). В результате были созданы прогнозные карты эффективных толщин и пористости пласта Дкт-1, позволившие уточнить границы литологического экрана для залежи Южно-Кубанского купола и выделить наиболее перспективные зоны для размещения экс-

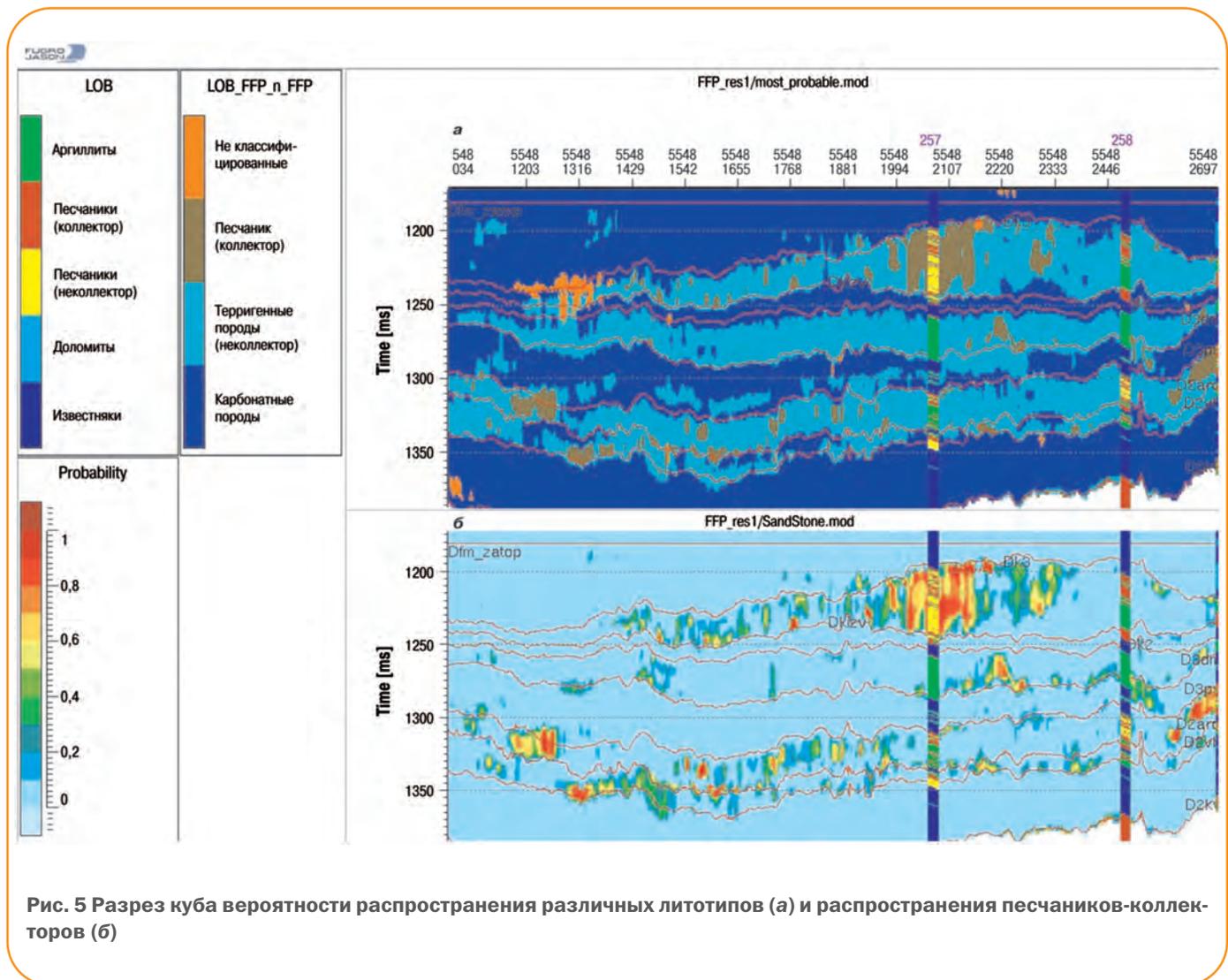


Рис. 5 Разрез куба вероятности распространения различных литотипов (а) и распространения песчаников-коллекторов (б)

плутационных скважин в масштабах всего месторождения. Кроме того, была выявлена песчаная клиноформа более позднего возраста формирования на северо-востоке Клубниковского купола.

## Выводы

1. Для обеспечения успешности геологической разведки помимо точных структурных построений необходим детальный прогноз ФЕС и литологии изучаемых пластов.

2. Упругие свойства пород могут обладать существенной латеральной изменчивостью, поэтому необходима достаточная площадная охарактеризованность специальными геофизическими исследованиями.

3. Для выполнения инверсии по результатам сейсморазведки 3D и достоверного прогноза ФЕС в межскважинном пространстве необходимо иметь надежную информацию о скоростях продольных и поперечных волн и объемной плотности пород. Необходимо контролировать качество обработки скоростей всех целевых волн и проводить переобработку в случае выявления ошибочных результатов.

4. Проведение специального комплекса ГИС в поддержку сейсмоки на месторождениях Оренбургской области позволило повысить качество интерпретации сейсмических данных и установить взаимосвязь петрофизических параметров с сейсмическими атрибутами, что привело к повышению достоверности прогноза коллекторских свойств в пределах изучаемой территории.

## Список литературы

1. Добрынин С.В. Современное состояние аппаратуры кросс-дипольного акустического каротажа в России // Геофизический вестник. – 2014. – №1. – С. 13-26.
2. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах: состояние и направления развития/ В.Ф. Козяр, Д.В. Белоконов, Н.В. Козяр, Н.А. Смирнов // Каротажник. – 1999. – № 63. – С. 111 – 117.
3. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1990. – 113 с.
4. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах/ Р.Т. Хаматдинов, В.Ф. Козяр, Антропов В.Ф. [и др.]. – М.: МЭРФ, 2001, 135 с.
5. Хилтерман Ф.Д. Интерпретация амплитуд в сейсморазведке. – Тверь: Изд-во ГЕРС, 2010. – 249 с.

## References

1. Dobrynin S.V., *Geofizicheskiy vestnik*, 2014, no. 1, pp. 13-26.
2. Kozyar V.F., Belokon' D.V., Kozyar N.V., Smirnov N.A., *Karotazhnik*, 1999, V. 63, pp. 111 – 117.
3. Latyshova M.G., Vendel'shteyn B.Yu., Tuzov V.P., *Obrabotka i interpretatsiya materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* (Processing and interpretation of well logging), Moscow: Nedra Publ., 1990, 113 p.
4. Khamatdinov R.T., Kozyar V.F., Antropov V.F. et al., *Tekhnicheskaya instruktsiya po provedeniyu geofizicheskikh issledovaniy i rabot priborami na kabele v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh* (Technical instructions for geophysical studies and work with devices on the cable in the oil and gas wells), Moscow: MERF Publ., 2001, 135 p.
5. Hilterman F.J., *Seismic amplitude interpretation*, Petroleum Industry Press, 2006.

# Разработка единой методики оценки емкостных свойств пластов месторождений Восточного Ставрополья

А.А. Чумичева, С.И. Харченко (ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

**Ключевые слова:** ГИС, керн, пористость, метод естественных потенциалов, гамма-каротаж, буровой раствор.  
**Key words:** well logging, core, porosity, spontaneous-potential log, gamma-ray log, mud.

**Адреса для связи:** aachumicheva@rn-ntc.ru, ikharchenko@rn-ntc.ru

## Введение

В пределах Восточного Ставрополья в настоящее время большинство месторождений находится на завершающей стадии разработки, практически все залежи углеводородов в значительной степени разведаны. Основным объектом промышленной добычи углеводородного сырья Ставропольского края продолжают оставаться юрские отложения, для них важно выявление достоверных количественных критериев и интерпретационных подходов для выделения и оценки коллекторов с целью подбора оптимальных систем их разработки [1].

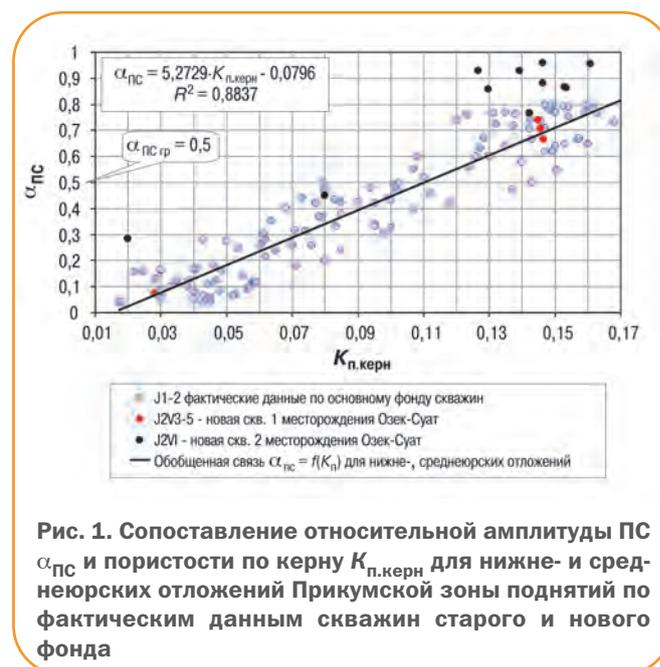
К середине 70-х годов XX века было пробурено 70–80 % всего фонда скважин, вскрывших юрские залежи нефти Прикумской зоны поднятий. В то время комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) был ограничен и включал только стандартные методы (СТК, ПС, БКЗ, НГК, ГК, резе ИК, БК), недостаточно эффективные для количественной оценки подсчетных емкостных параметров сложнопостроенных коллекторов. Несмотря на большой объем керна из юрских отложений, технологии его отбора и хранения зачастую нарушались, представительных интервалов и интегрально исследованных образцов было недостаточно по следующим причинам:

- средний вынос керна составлял 50–60 %;
- только 20–30 % лабораторно исследованного керна принадлежало представительным интервалам;
- лишь на единичных образцах со всего региона проводились капилляриметрические исследования и цетрифугирование;
- гранулометрическими исследованиями было охвачено 25–30 % образцов.

В условиях большого числа скважин старого фонда, исследованных ограниченным комплексом ГИС, и не-

равномерно отобранного и изученного керна материала наиболее применимым методом для оценки пористости является метод самопроизвольной поляризации (ПС) (рис. 1), а для оценки насыщенности – электрические методы каротажа (использование уравнений Арчи – Дахнова с обоснованными константами).

К концу XX века разбуривание ставропольских месторождений было прекращено. В течение 2012–2013 гг. с целью доразведки и доразработки известных и пропущенных залежей в пластах средней юры J2V–VI пробурены 13 скважин на месторождениях Озек-Суат, Зимняя Ставка и Величаевско-Колодезное. Бурение ряда скважин сопровождалось проведением современного комплекса ГИС и отбором керна с практически полным выносом и дальнейшими лабораторными исследованиями.



Негативным фактором является то, что новые скважины бурятся с применением полимерглинистых ингибированных минерализованных буровых растворов, свойства которых отличаются от свойств классических промывочных жидкостей, использующихся ранее для основной части скважин. Влияние таких растворов на параметры пласта (зоны проникновения) и показания некоторых методов ГИС пока недостаточно изучено. Наиболее негативное влияние полимерглинистые растворы оказывают на результаты метода ПС: в нескольких скважинах минерализация промывочной жидкости снизилась и приблизилась к минерализации пластовой воды, вследствие чего метод утратил свою информативность, в других скважинах по неустановленным причинам в отдельных интервалах разреза поведение кривой ПС не поддается объяснению (см. рис. 1, черные точки).

## Разработка интерпретационного подхода к определению пористости

С учетом действующих методических рекомендаций [1] в последние годы при проведении пересчетов запасов по месторождениям Восточного Ставрополя по возможности применяются единые, заведомо обоснованные методики выделения коллекторов и оценки их емкостных параметров. Поэтому для юрских отложений Восточного Ставрополя была предпринята попытка установить интерпретационную связь между материалами большого числа скважин старого фонда с ограниченным комплексом ГИС, слабо охарактеризованных представительным керном, где массовым методом для оценки пористости является метод ПС, и материалами ГИС нового фонда, для которого показания ПС стали практически непригодными для количественных оценок. Установление данной связи обеспечит корректность оценки подсчетных параметров и эффективность планирования ГТМ.

По скважинам старого фонда месторождений Прикумской зоны поднятий помимо ПС для оценки пористости применяются методы гамма-каротажа (ГК) и нейронного гамма-каротажа (НГК). Однако применение показаний НГК при расчете двойного разностного параметра затруднено из-за отсутствия выдержанных опорных реперов. Были увязаны имеющиеся данные по керну по двум новым скважинам с хорошим его выносом и нескольким скважинам старого фонда с приемлемым выносом керна, в результате получена зависимость двойного разностного параметра ГК  $\Delta I_{ГК}$  от пористости по керну  $K_{п.кern}$  (рис. 2).

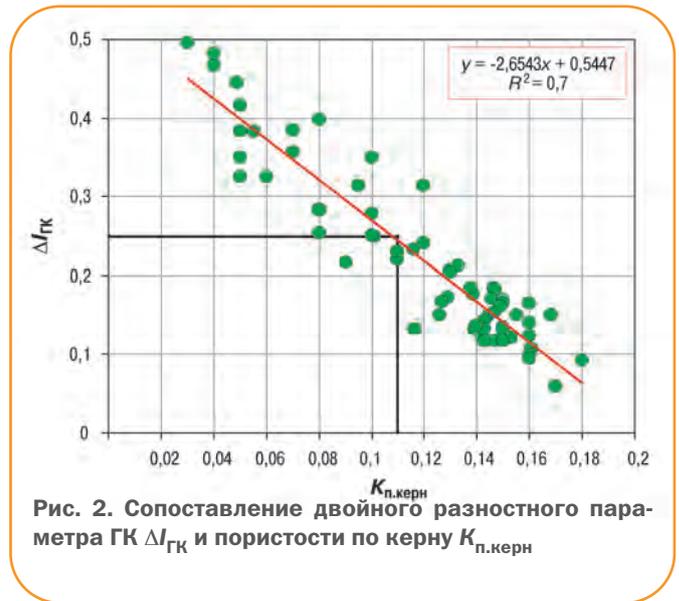


Рис. 2. Сопоставление двойного разностного параметра ГК  $\Delta I_{ГК}$  и пористости по керну  $K_{п.кern}$

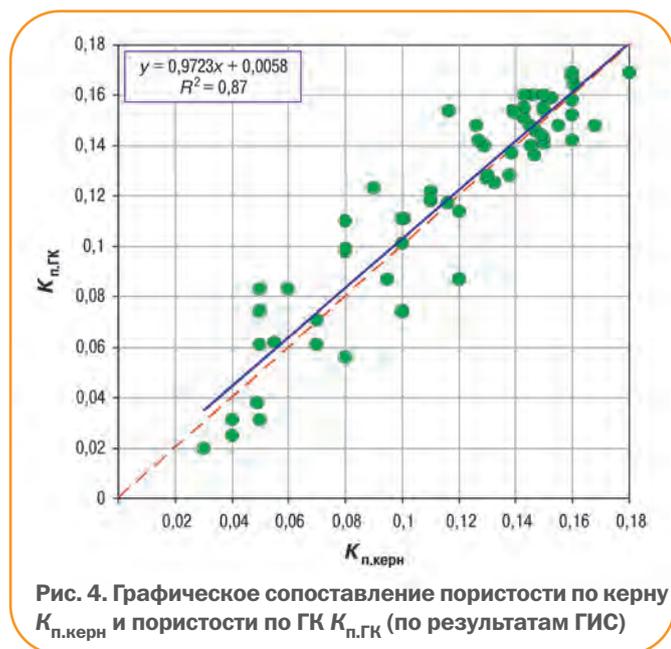
По тем же скважинам были построены сопоставления  $\alpha_{ПС} = f(\Delta I_{ГК})$  (рис. 3) и получено полиномиальное уравнение, которое позволило рассчитать синтезированные кривые  $\alpha_{ПС\ синт}$  по данным ГК ( $\Delta I_{ГК}$ ) как в скважинах старого фонда, так и в новых, где под влиянием современных промывочных жидкостей качество и поведение кривой ПС не позволяют оценить реальную пористость.

Для нескольких скважин с отбором керна по двойным разностным параметрам  $\Delta I_{ГК}$  были рассчитаны пористости  $K_{п.ГК}$  и сопоставлены с пористостью по керну  $K_{п.кern}$  (рис. 4). Из рис. 4 видно, что сходимость результатов хорошая.

Далее для некоторых скважин старого фонда по фактическим кривым  $\alpha_{ПС}$  были рассчитаны значения пористости  $K_{п.ПС}$ , а для скважин нового фонда по синтезированным кривым  $\alpha_{ПС\ синт}$  – значения



Рис. 3. Сопоставление относительной амплитуды ПС  $\alpha_{ПС}$  и двойного разностного параметра ГК  $\Delta I_{ГК}$  по скважинам старого фонда в интервале ниже- и среднеюрских отложений Прикумской зоны поднятий



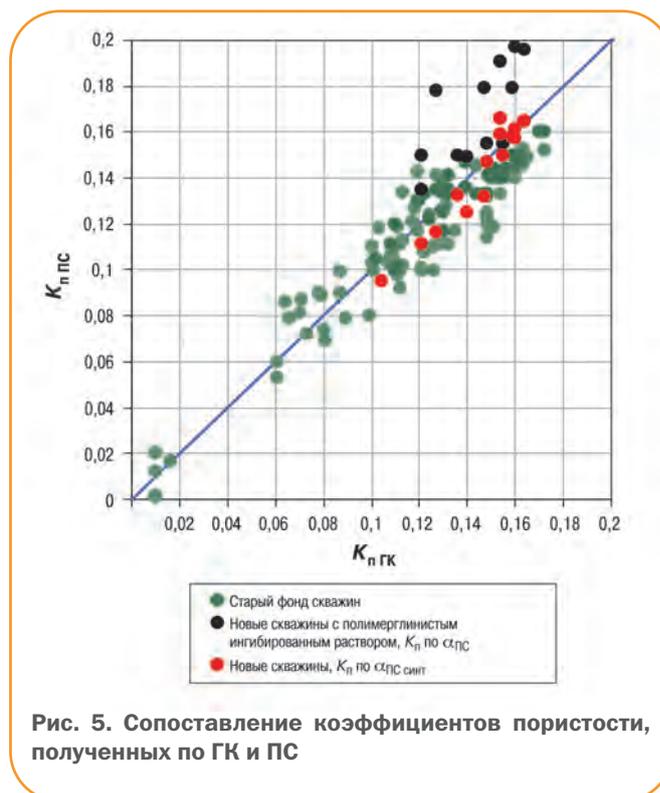
$K_{п.ПС\ синт}$ . Результаты сопоставления пористости  $K_{п.ГК}$  с  $K_{п.ПС}$  и  $K_{п.ПС\ синт}$  также показали неплохую сходимость (рис. 5).

Таким образом, предложенный подход позволяет получить сопоставимые результаты емкостных параметров, подтверждаемые материалами керна по скважинам, пробуренным в различные временные отрезки и при различных технологических условиях.

## Практическое применение метода

Описанный интерпретационный подход к оценке коэффициента пористости хорошо себя зарекомендовал при обработке материалов ГИС в интервале VI пласта средней юры. Продуктивность залежи пласта J2VI известна пока только на месторождениях Озек-Суат и Восточно-Безводненское, при этом до последнего времени его отложения были охарактеризованы керновым материалом очень слабо. В результате бурения новых скважин, проведения и обработки данных 3D сейсморазведки в 2008–2013 гг. изменились представления о размерах и очертаниях залежи пласта J2VI и фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) его коллекторов. Применение обобщенных интерпретационных моделей, полученных по фактическим материалам выше- и нижележащих горизонтов (чаще пласта J2V), допустимо, но без надлежащего обоснования может повлечь искажение подсчетных параметров.

В настоящее время пласт J2VI, так же как и другие юрские отложения, вскрыт большим числом скважин и изучен методами ГИС, однако, несмотря на это, он остается слабо изученным, поскольку практически не освещен представительным керновым материалом, за исключением одной современной скважины.



Согласно показаниям ГИС в большинстве скважин свойства пород-коллекторов в интервале пласта J2VI несколько отличаются от других юрских продуктивных объектов как по рассматриваемому месторождению, так и по соседним площадям. По материалам ПС пласт J2VI – один из самых «чистых» пластов в юрских разрезах скважин. Однако по показаниям современного комплекса ГИС (методов пористости) и имеющимся керновым материалам характеризуется умеренной пористостью (13–15 %, в среднем 14 %), а пористость, определенная по данным ПС, по некоторым скважинам завышена (15–19,5 %) (см. рис. 1).

В среднеюрскую эпоху в пределах Восточного Ставрополя отложения формировались в пределах мелководного шельфа и были приурочены к баровым комплексам. В основном коллекторы пласта J2VI, а также выше- и нижележащих горизонтов, лучше охарактеризованных керном, представлены песчаниками разнозернистыми, алевритовыми, в различной степени глинистыми с высоким содержанием гравийных зерен и гравелитами низкой карбонатности. Породы преимущественно неслоистые, с единичными миллиметровыми намывами глинистого материала.

Тем не менее, отложения пласта J2VI формировались преимущественно в центральных частях баров, что обусловило более высокое содержание гравийных зерен по сравнению, например, с пластом J2V. Кроме того, в разрезе пласта J2VI отмечается повышенное

содержание гравелитов. В условиях низкой глинистости в породах пласта J2VI по сравнению с пластом J2V наблюдается практически в 2 раза большее содержание мелкоалевритовых зерен, которыми часто выполнено межзерновое пространство, что ухудшает его структуру и снижает пористость и проницаемость коллектора. Для пласта J2VI характерна очень плохая сортировка зерен в породах, в пласте J2V при этом отмечается хорошая и средняя сортировка зерен.

Отложения пластов J2V и J2VI характеризуются близкими значениями пористости, плотности, электрического сопротивления. В распределении величин, как правило, наблюдается полимодальность. Однако при анализе проницаемой части пластов отмечается, что при практически одинаковой пористости (модальные значения пористости для пластов J2V и J2VI составляют соответственно 13,2 и 13,8 %) модальные значения проницаемости для пласта J2V на порядок выше, чем для пласта J2VI (соответственно  $48 \cdot 10^{-3}$  и  $5,71 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Во многом это объясняется структурными особенностями и степенью сортировки.

Указанные факторы объясняют, почему для пласта J2VI зачастую характерны высокие, иногда максимальные в разрезе амплитуды ПС и соответственно высокие значения пористости  $K_{п ПС}$ , рассчитанные по зависимостям, установленным ранее по керновым данным для выше- и нижележащих горизонтов юры (18–20 %). При этом для интервалов коллекторов пласта J2VI по керну новой скважины пористость составляет в основном 14–15 %.

Изучение сходств, различий и особенностей отложений пластов J2V и J2VI средней юры сначала по данным ГИС и последующее подтверждение их по материалам керна обусловили необходимость разработки интерпретационного подхода для оценки подсчетных параметров для пласта J2VI. Описанный и обоснованный выше интерпретационный модуль по возможности оценки пористости по материалам ГК или синтезированным кривым ПС позволяет получить более корректные результаты при подсчете запасов данного промыслового объекта.

При этом следует принимать во внимание, что представительные и достаточно полно исследованные керновые данные, характеризующие коллекторскую часть интервала пласта J2VI, имеются на данный момент лишь по одной скважине, а сделанные предположения и полученные методики требуют подтверждения керновым материалом, полученным при бурении новых скважин на месторождениях Восточного Ставрополя.

## Выводы

1. По данным анализа керна и ГИС изучены отложения юрского пласта J2VI месторождения Озек-Суат, выявлены сходства и различия свойств его коллекторов со свойствами отложений выше- и нижележащих горизонтов.

2. Для современных и нескольких старых скважин, где проведен наиболее полный комплекс геофизических исследований и получен керновый материал, рассчитаны синтетические геофизические кривые, наилучший результат дают материалы ГК.

3. По данным лабораторных исследований вновь отобранного керна уточнены существующие и обоснованы новые интерпретационные модели для горизонтов юры, что особенно актуально для пласта J2VI.

4. Установлена интерпретационная цепочка между данными большого числа скважин старого фонда с ограниченным комплексом ГИС, без кернового материала и данными вновь пробуренных современных скважин в условиях различающихся свойств применяемых промысловых жидкостей, что способствует корректной оценке подсчетных параметров и эффективному планированию ГТМ.

5. Полученные материалы будут уточняться по мере бурения новых скважин с отбором керна на месторождениях Восточного Ставрополя.

## Список литературы

1. Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2003. – 397 с.
2. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М. – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

## References

1. Shnurman I.G., *Izuchenie terrigennykh kolektorov Predkavkaz'ya po rezul'tatam geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* (Study of clastic reservoirs of Ciscaucasia on the results of well logging), Krasnodar: Prosveshchenie-Yug Publ., 2003, 397 p.
2. Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G., *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob'emnym metodom* (Guidelines on the calculation of geological reserves of oil and gas by volumetric method), Moscow – Tver': Publ. of VNIGNI, Tver'geofizika, 2003.

# Повышение качества создания сейсмогеологических моделей

Д.Г. Кирнос, К.Е. Закревский, к.г.-м.н.  
(ОАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** контроль качества, геологическая модель, сейсмическая инверсия, 3D сейсморазведка, акустический импеданс, фильтрационные расчеты, итерации, регламентные документы.

**Key words:** quality control, geological modeling, seismic inversion, 3D seismic, acoustic impedance, filtration, iteration, regulatory documents.

**Адреса для связи:** kezakrevskiy@rosneft.ru, dgkirnos@rosneft.ru.

## Введение

Одной из ключевых проблем процесса создания геологических моделей является неполнота исходных данных, и, как следствие, множество возможных решений, удовлетворяющих всем исходным данным. Интегральное качество окончательного варианта модели представляет производную от качества выполнения работ и корректности отбраковки неверных решений на всех этапах получения информации: полевые работы, обработка, интерпретация, интеграция сейсмических данных в геологическую модель [1]. На каждом этапе работ от обработки до прогноза фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта возникают ошибки, в связи с чем важно проводить контроль качества (QC) при переходе к каждому последующему этапу. Одним из способов повышения качества окончательного варианта модели является итеративное выполнение работ, заключающееся в том, что исходя из результатов работ на завершающих этапах происходят возврат на более ранние этапы, корректировка информации и пересмотр выбора возможных решений на этих стадиях [2].

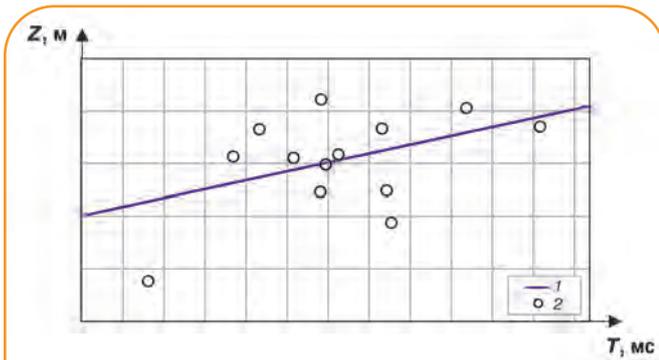
## Создание сейсмогеологических моделей

Качественное проведение полевых работ – основа достоверной сейсмической модели. Ошибки, совершенные на данном этапе, невозможно компенсировать на этапах обработки и интерпретации. Ключевым фактором повышения качества данных на этапе полевых работ является грамотное их плани-

рование с ориентацией на целевые горизонты, а также супервайзинг выполнения работ. Для увеличения информативности результатов сейсморазведки в последнее время при полевых работах используются широко- и полноазимутальные съемки, а также наблюдения с расширением спектра в области низких частот (broadband seismic), что повышает качество обработки и интерпретации и существенно облегчает в дальнейшем проведение сейсмической инверсии.

Материалы обрабатываются, как правило, в соответствии с графом, определенным заранее в геологическом (техническом) задании на выполнение работ. В связи с этим для повышения качества необходимо предварительное опробование разных графов обработки на тестовых профилях конкретной съемки, желательно, различными потенциальными исполнителями. В процессе обработки параметры исходных настроек на разных этапах нужно изменять, добиваясь наилучшего геологического результата. На рис. 1 показан пример контроля качества введения статических поправок по зависимостям глубина – время для соответствующих горизонтов. Из него видно, что точки, соответствующие маркерам горизонтов, плохо ложатся на аппроксимирующую линию. После коррекции статики точки выстроились практически на одну прямую.

Рекомендуется выполнять два вида обработки: с нацеленностью на наилучшее обеспечение структурных построений (кинематика); с нацеленностью



**Рис. 1. Контроль коррекции статики по зависимостям глубина  $z$  – время  $T$ :**  
1 – аппроксимирующая линия; 2 – точки, соответствующие маркерам горизонтов

на наилучшее сохранение и выявление динамических характеристик записи. При интерпретации сейсмических данных помимо собственно технологии интерпретации успешное выполнение работ определяется наличием скважин, в которых проведено вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), необходимый комплекс геофизических исследований (ГИС) с комплексом «ГИС в поддержку сейсмоки»: плотностной, широкополосный кросс-дипольный акустический каротаж и др. Этой тематике посвящена специальная статья данного номера вестника.

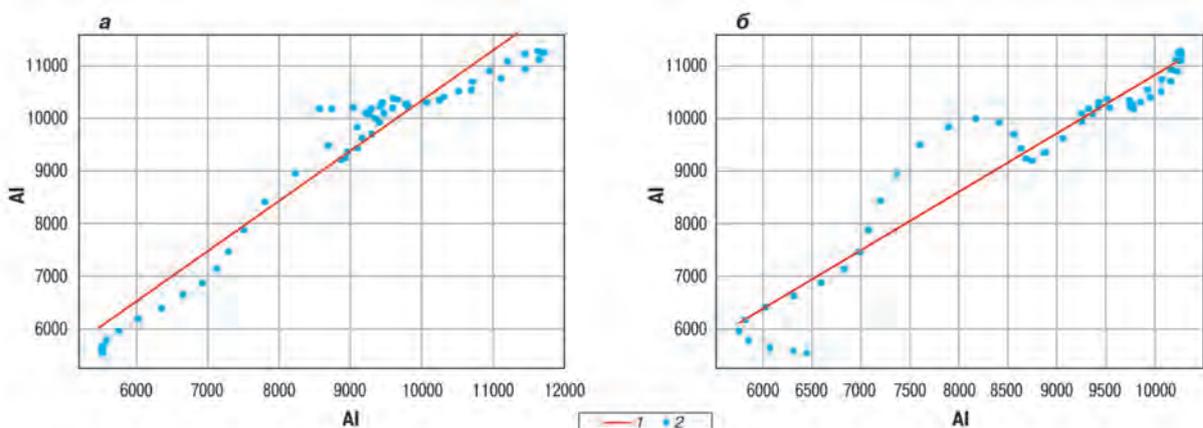
Оценка качества интерпретации сейсмических данных на настоящее время не формализована и

часто является субъективной [3]. Одним из наиболее известных и эффективных приемов поиска информативных характеристик волнового поля для прогноза ФЕС остается прямое сейсмическое моделирование. Другим способом прогноза упругих параметров разреза и его ФЕС до бурения является «слепой» тест – метод «выколотой» скважины. На рис. 2 показан пример сопоставления результатов инверсии, полученных разными компаниями. Из него видно, что использование высокочастотной априорной модели компанией Р вызывает неустойчивость решения.

Достоверность интерпретации можно оценить по результатам бурения скважин путем сопоставления фактических и расчетных параметров:

- структурных (положение кровли и подошвы, общая толщина пластов);
- литологических (эффективная толщина пластов);
- петрофизических (пористость).

Один из наиболее перспективных методов оценки качества интерпретации и одновременно геологической модели – это итеративное, циклическое выполнение сейсмической интерпретации, построение геологической и гидродинамических моделей, воспроизведение истории разработки. Это позволяет в процессе перехода от результатов сейсмической интерпретации к этапу построения геологической модели избежать потери информации. Рассмотрим такой итерационный процесс на при-



**Рис. 2. Сопоставление результатов инверсии, полученных компаниями J (а) и P (б) с использованием кросс-плотов фактических и рассчитанных импедансов AI в «слепой» скважине:**  
1 – линия регрессии; 2 – фактические данные

мере одного из месторождений Уватского региона. Работы выполнялись компанией CGG. Решалась задача прогноза ФЕС продуктивных пластов по результатам инверсионных преобразований сейсмической информации.

Для построения геологической модели использовались следующие исходные данные: 100 реализаций импеданса, структурные карты и карты изохрон, зависимость коэффициента пористости от импеданса, функциональная связь коэффициент пористости – коэффициент проницаемости ( $K_{II} - k_{пр}$ ), уровни водонефтяных контактов (ВНК). Исходными данными для создания фильтрационной модели являлись данные по 19 добывающим и 4 нагнетательным скважинам, включая данные инклинометрии, испытаний, по добыче, PVT-свойствам и

фазовым проницаемостям. На рис. 3 показана схема перехода от сейсмической модели к геологической. Было создано 100 реализаций трехмерного распределения литофаций, на их основе созданы кубы литологии (коллектор-неколлектор), восстановлены поля коэффициентов пористости, проницаемости и водонасыщенности.

Фильтрационные расчеты выявили две проблемы: недостаток нефти в продукции в модельных расчетах и систематическая нехватка энергии (во всех реализациях не выполняется добыча жидкости). Изменение геологических характеристик модели значительно улучшило сходимость расчетных и фактических показателей разработки (рис. 4). Анализ скважинных данных показал, что все выполненные изменения геологических характеристик моделей привели к улучшению одного показателя – накопленной добычи нефти, в то время как сходимость по забойному давлению даже ухудшилась.

В связи с этим пришлось вернуться к анализу сейсмических данных. Во-первых, была проведена переобработка с целью корректного восстановления амплитуд сейсмической записи и затем инверсии. Во-вторых, проанализированы распределения акустического импеданса AI. Из рис. 5 видно, что гистограммы распределений AI для различных литотипов имеют большие перекрытия. Это позволяет варьировать отсечки граничных значений AI для распределения литотипов в объеме резервуара.

Изменение отсечек и последующие гидродинамические расчеты позволили сделать следующие выводы.

1. Увеличение объема коллектора за счет смещения критического значения акустического импедан-

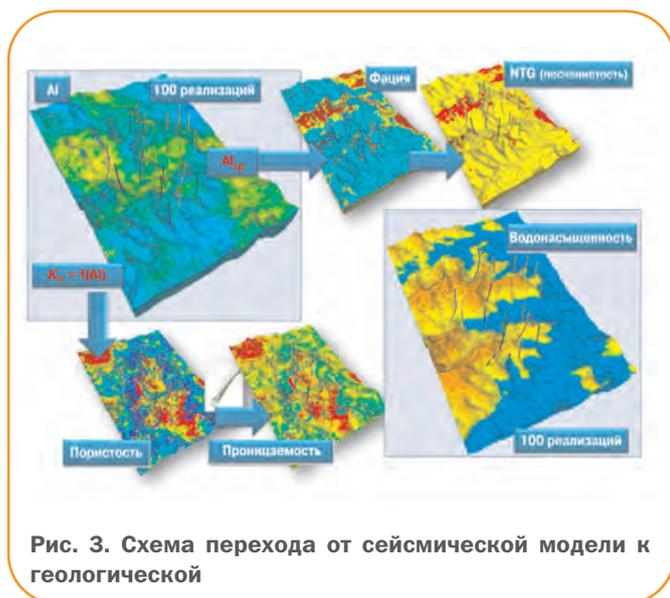


Рис. 3. Схема перехода от сейсмической модели к геологической

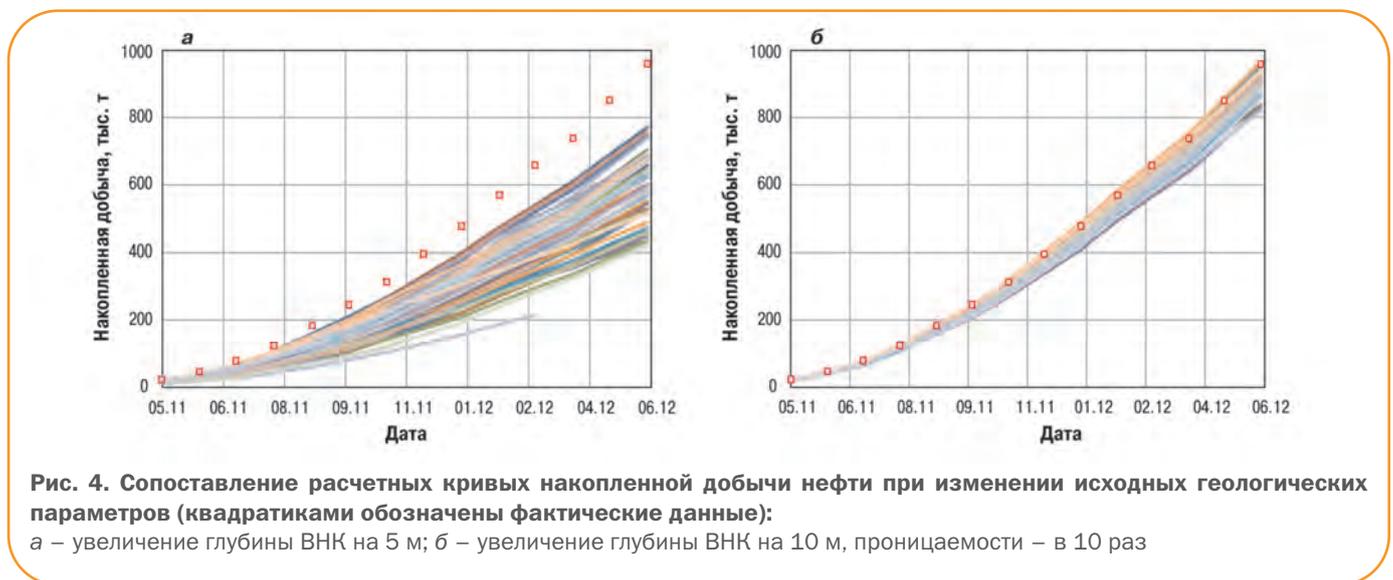
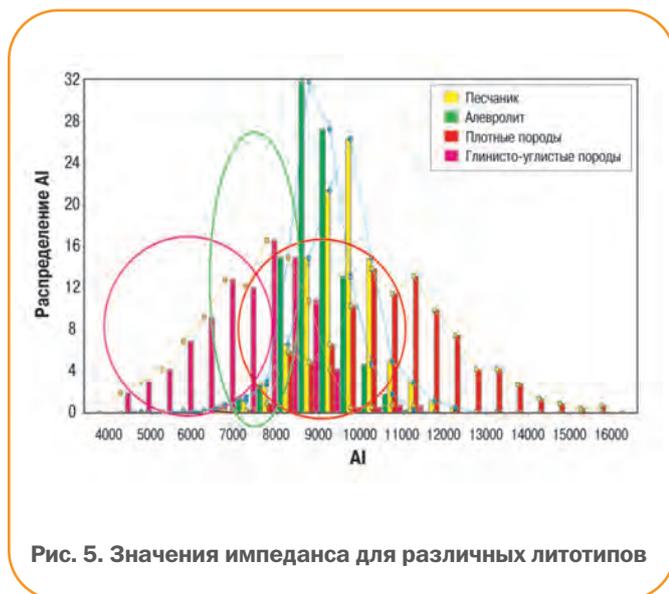


Рис. 4. Сопоставление расчетных кривых накопленной добычи нефти при изменении исходных геологических параметров (квадратиками обозначены фактические данные):

а – увеличение глубины ВНК на 5 м; б – увеличение глубины ВНК на 10 м, проницаемости – в 10 раз



са между песчаными и глинистыми породами приводит к улучшению показателей.

2. Дальнейшее увеличение доли коллектора за счет смещения границы углистых разностей не вызывает заметных изменений.

В результате удалось подобрать оптимальные величины отсечек по величине AI, проницаемости и положению ВНК для наилучшего воспроизведения истории разработки.

## Заключение

Повышение качества создания сейсмогеологических моделей требует определенных организационных мероприятий. Первоочередные из них – разработка стандартов и системы оценки качества создания сейсмогеологических моделей, постоянная экспертная поддержка в процессе построения моделей наиболее важных месторождений, экспертиза готовых моделей, обсуждение полученных результатов и выполненных экспертиз на научно-техническом со-

вете, тестирование сейсмогеологических моделей на основе истории разработки. Опыт выполнения аналогичных мероприятий в области геологического и гидродинамического моделирования в ТНК-ВР [4] показал, что они позволяют существенно повысить качество создания сейсмогеологических моделей.

## Список литературы

1. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. – М.: ИПЦ «МАСКА», 2008. – 272 с.
2. Огвоздин В.Ю. Управление качеством. Основы теории и практики. – М.: Дело и Сервис, 2002. – 160 с.
3. Хилтерман Ф.Д. Интерпретация амплитуд в сейсморазведке. – Тверь: Изд-во ГЕРС, 2010. – 249 с.
4. Повышение качества геолого-гидродинамического моделирования/ К.Е. Закревский, А.В. Аржиловский, А.С. Тимчук [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2012. – №10. – С. 44-48.

## References

1. Zakrevskiy K.E., Maysyuk D.M., Syrtlanov V.R., *Otsenka kachestva 3D modeley* (Assessment of the quality of 3D models), Moscow: MASKA Publ., 2008, 272 p.
2. Ogvozdin V.Yu., *Upravlenie kachestvom. Osnovy teorii i praktiki* (Quality management. Bases of the theory and practice), Moscow: Delo i Servis Publ., 2002, 160 p.
3. Hilterman F.J., *Seismic amplitude interpretation*, Distinguished instructor short course, Publ. of Society of Exploration Geophysicists, 2001, 236 p.
4. Zakrevskiy K.E., Arzhilovskiy A.V., Timchuk A.S. et al., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2012, no. 10, pp. 44-48.

# Дисперсионный анализ эффективности геолого-технических мероприятий на Самотлорском месторождении

Х.Ф. Азизов, д.ф.-м.н. (ТюмГНГУ),  
А.Н. Лопухов (ОАО «Самотлорнефтегаз»)

**Ключевые слова:** скважина, Самотлорское месторождение, геолого-технические мероприятия (ГТМ), оценка эффективности, дисперсионный анализ, критерий Фишера, теория риска.

**Key words:** well, Samotlorskoye oilfield, well bore intervention, assessment of efficiency, dispersion analysis, Fisher's ratio test, risk theory

**Адрес для связи:** ANLopuhov@rosneft.ru

## Введение

В настоящее время дисперсионный анализ успешно применяется в медицине, биологии, педагогике, психологии, производстве и является важнейшим инструментарием статистического анализа. Данный метод может успешно использоваться в задачах разработки месторождений нефти и газа как производственно-технологического процесса.

В работе [1] эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) анализируется методами статистических решений в двух постановках. В первой постановке – как оценка значимости среднего значения разностей дебитов до и после ГТМ для зависимой выборки, когда результаты наблюдений объединены в пары значений результативного признака. При такой организации эксперимента каждая разность дебитов определяет меру эффекта ГТМ как ошибку отдельного наблюдения, а средняя разность дебитов – как эффект эксперимента в целом.

Во второй постановке рассмотрена оценка значимости разности средних дебитов для двух независимых выборок (опытной – с ГТМ и контрольной – без ГТМ), взятых из одной нормальной совокупности. В этом случае мерой исследуемого эффекта является разность средних по выборкам значений признака (дебита), значимость которой определяется, как и в первой постановке, с помощью *t*-критерия Стьюдента.

Цель данной статьи – подтвердить или опровергнуть статистическим методом распространенное в последнее время мнение об абсолютной эффективности гидроразрыва пласта (ГРП) по сравнению с другими видами ГТМ [2, 3]. Для решения этой задачи рассматривается двухфакторный дисперсионный анализ эффективности разных видов ГТМ, включая

ГРП, в различных физико-геологических, технологических и организационных условиях. В качестве объекта исследования выбран пласт АВ<sup>1-2</sup> Усть-Вахской площади Самотлорского месторождения, а в качестве действующих факторов – четыре вида ГТМ (фактор В), а также четыре элемента (блока) разработки (фактор А). Единицами выборочной совокупности являются скважины с ГТМ, результативным признаком – средний дебит скважин за 6 мес после проведения ГТМ.

Выбор элемента разработки в качестве одного из влияющих на эффективность ГТМ факторов обусловлен тем, что он характеризуется набором физико-геологических и технологических параметров, каждый из которых можно рассматривать в качестве влияющего на результативный признак. Таковыми могут быть плотность сетки скважин, обводненность продукции, темп разработки, удельные остаточные запасы и др. Для характеристики элемента разработки можно также использовать некоторую безразмерную функцию влияния в виде среднего геометрического значения составляющих количественных факторов [4, 5]. Однако при дисперсионном анализе эффективности ГТМ причины блочной организации процесса заводнения или выделения объектов разработки не рассматриваются. На этом этапе важнее наличие, доступность и организация данных о ГТМ, проводимых на единицах исследуемой совокупности – скважинах. Группировка скважин по блокам является наиболее удачным способом классификации. Логика такого выбора основана на общесистемном принципе пространственного разделения целого на части, а также законах организации производства по цехам, предприятиям, территориям и др.

## Постановка задачи

В табл. 1 представлены данные о дебитах нефти (средние за 6 мес после ГТМ) 48 добывающих скважин из четырех блоков разработки пласта АВ<sup>1-2</sup> Усть-Вахской площади Самотлорского месторождения. Группировка единиц выборочной совокупности – скважин – проводилась по двум факторам (признакам): виду ГТМ (фактор В) и принадлежности скважин к различным блокам разработки (фактор А). Рассматривались три вида ГТМ: обработка призабойной зоны (ОПЗ), замена насоса на насос большего типоразмера (оптимизация) и ГРП. Оценивалась статистическая значимость влияния этих факторов на дебиты скважин как по отдельности, так и совместно (во взаимодействии). В качестве базовых значений сравнения в табл. 1 приведены также дебиты скважин без ГТМ из соответствующих блоков.

Таблица 1

Элемент разработки	Средний дебит за 6 мес $X_{ijl}$ , т/сут			
	без ГТМ (j=1)	ГРП (j=2)	ОПЗ (j=3)	Оптимизация (j=4)
01 - 01(i=1)	23,1	12,0	25,9	22,9
	10,0	22,6	21,3	16,8
	13,2	17,8	39,3	19,4
01 - 02(i=2)	10,6	24,2	10,9	22,4
	11,0	18,1	14,1	29,9
	24,1	44,9	30,5	18,3
01 - 05(i=3)	8,3	14,0	6,3	6,1
	10,8	14,0	4,8	11,9
	35,2	9,5	2,5	5,5
01 - 06(i=4)	37,9	22,0	16,3	21,0
	13,8	33,5	5,9	33,9
	46,6	18,6	20,3	51,2

**Примечание.**  $i$  – номер элемента (блока) разработки;  $j$  – номер вида ГТМ;  $l$  – номер скважины.

## Метод решения

Для решения поставленной задачи применяется двухфакторный дисперсионный анализ [6, 7], основанный на разложении общей вариации резульативного признака (в данном случае дебита скважин после ГТМ) по группировочным факторам, их взаимодействию и остаточному компоненту, определяемому неучтенными факторами. Для оценки различия групповых средних значений вычисляются фактические и табличные значения  $F$ -критерия Фишера для каждого фактора и их взаимодействия с учетом соответствующих степеней свободы. Значимость различий групповых значений средних определяется путем сравнения фактических и табличных значений  $F$ -критерия. Если различие групповых средних статистически значимо по критерию Фишера, то в дальнейшем их разности оценивают попарно с помощью  $t$ -критерия Стьюдента.

Основное тождество двухфакторного дисперсионного анализа имеет вид

$$W_0 = W_{\text{ГРП}} + W_{\text{ГРВ}} + W_{\text{АВ}} + W_{\text{ост}}, \quad (1)$$

где  $W_0$  – полная вариация всех наблюдений вокруг общего среднего;  $W_{\text{ГРП}}$ ,  $W_{\text{ГРВ}}$  – вариации факторов соответственно А и В,  $W_{\text{АВ}}$  – вариация взаимодействия факторов А и В;  $W_{\text{ост}}$  – остаточная вариация.

Величины, входящие в равенство (1), вычисляются по следующим формулам [6]:

$$W_0 = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^m \sum_{l=1}^n (X_{ijl} - \bar{X})^2 = 6284; \quad (2)$$

$$W_{\text{ГРП}} = mn \sum_{i=1}^k (\bar{X}_{i^{**}} - \bar{X})^2 = 1606; \quad (3)$$

$$W_{\text{ГРВ}} = kn \sum_{j=1}^m (\bar{X}_{*j^*} - \bar{X})^2 = 188,6;$$

$$W_{\text{АВ}} = n \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^m (X_{ij^*} - X_{i^{**}} - X_{*j^*} + \bar{X})^2 = 1587; \quad (4)$$

$$W_{\text{ост}} = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^m \sum_{l=1}^n (X_{ijl} - X_{ij^*})^2 = 2903; \quad (5)$$

$$\bar{X}_{ij^*} = \frac{1}{n} \sum_{l=1}^n X_{ijl}; \quad \bar{X}_{i^{**}} = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \bar{X}_{ij^*}; \quad (6)$$

$$\bar{X}_{*j^*} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \bar{X}_{ij^*}; \quad \bar{X}_0 = \frac{1}{kmn} \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^m \sum_{l=1}^n X_{ijl}, \quad (7)$$

где  $k = 4$  – число уровней фактора А;  $m = 4$  – число уровней фактора В,  $n = 3$  – число скважин в  $ij$ -й ячейке (одинаковое для всех ячеек);  $\bar{X}_{i^{**}}$  – среднее по уровню  $i$ -фактора А;  $\bar{X}_{*j^*}$  – среднее по уровню  $j$ -фактора В;  $\bar{X}_{ij^*}$  – среднее по ячейке с номером  $ij$ ;  $\bar{X}_0$  – общее среднее.

Далее степени свободы  $\nu$ , дисперсии  $MS$  и фактические значения критерия Фишера  $F_{\text{набл}}$  для соответствующих факторов вычисляются по формулам:

$$\begin{aligned} \nu_{\text{ГРП}} &= k - 1 = 3; \quad \nu_{\text{ГРВ}} = m - 1 = 3; \\ \nu_{\text{АВ}} &= km - k - m + 1 = 9; \\ \nu_{\text{ост}} &= kmn - km = 32; \quad \nu_0 = kmn - 1 = 47; \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} MS_{\text{А}} &= \frac{W_{\text{ГРП}}}{\nu_{\text{ГРП}}} = 535,3; \quad MS_{\text{В}} = \frac{W_{\text{ГРВ}}}{\nu_{\text{ГРВ}}} = 62,9; \\ MS_{\text{АВ}} &= \frac{W_{\text{АВ}}}{\nu_{\text{АВ}}} = 176,3; \quad MS_{\text{ост}} = \frac{W_{\text{ост}}}{\nu_{\text{ост}}} = 90,7; \\ MS_0 &= \frac{W_0}{\nu_0} = 133,7; \end{aligned} \quad (9)$$

$$F_{\text{наблА}} = \frac{MS_A}{MS_{\text{ост}}} = 5,901; F_{\text{наблВ}} = \frac{MS_B}{MS_{\text{ост}}} = 0,693;$$

$$F_{\text{наблАВ}} = \frac{MS_{AB}}{MS_{\text{ост}}} = 1,943. \quad (10)$$

Расчеты по формулам (1) – (10), выполнены в программном комплексе MathCad.

## Анализ полученных результатов.

Сравнение фактических значений критерия Фишера с табличными показывает, что на каждом из двух уровней доверительной вероятности (0,99 и 0,95) статистически значимым для дебитов является влияние только фактора А ( $F_{\text{наблА}} > F_{\text{табл}}$ ), т.е. блока разработки. Влияние вида ГТМ, а также взаимодействия факторов на результативный признак (дебиты) не является статистически значимым (фактические критерии Фишера меньше табличных). Следовательно, ГРП, как и другие виды ГТМ, существенного влияния на дебиты скважин в статистическом смысле не оказывает. Такой же вывод можно сделать из результатов однофакторного дисперсионного анализа, поочередно рассматривая каждый фактор А и В. Для подтверждения этого путем усреднения дебитов по единицам совокупности (скважинам) на каждой клетке  $ij$  табл. 1 составлена табл. 2.

Таблица 2

Элемент разработки	Средний дебит, т/сут			
	без ГТМ	ГРП	ОПЗ	Оптимизация
01-01	15,4	17,5	28,8	19,7
01-02	15,2	29,1	18,5	23,5
01-05	18,1	12,5	4,5	7,8
01-06	32,8	24,7	14,2	35,4

Результаты однофакторного дисперсионного анализа, выполненного на базе Microsoft Excel, при величине значимости 0,05 приведены в табл. 3. Из нее видно, фактический критерий Фишера ( $F = 3,619$ ) больше его табличного значения (3,49) на уровне значимости 0,05, и следовательно, влияние фактора А (блок разработки) на результативный признак (дебит) является статистически достоверным. При этом для критерия В фактический критерий  $F$  меньше табличного значения, и влияние вида ГТМ не является статистически достоверным.

Из рисунка следует, что наиболее производительным в среднем является блок 01-06, наименее – блок 01-05. Наибольший средний дебит нефти обеспечивает оптимизация, наименьший – ОПЗ.

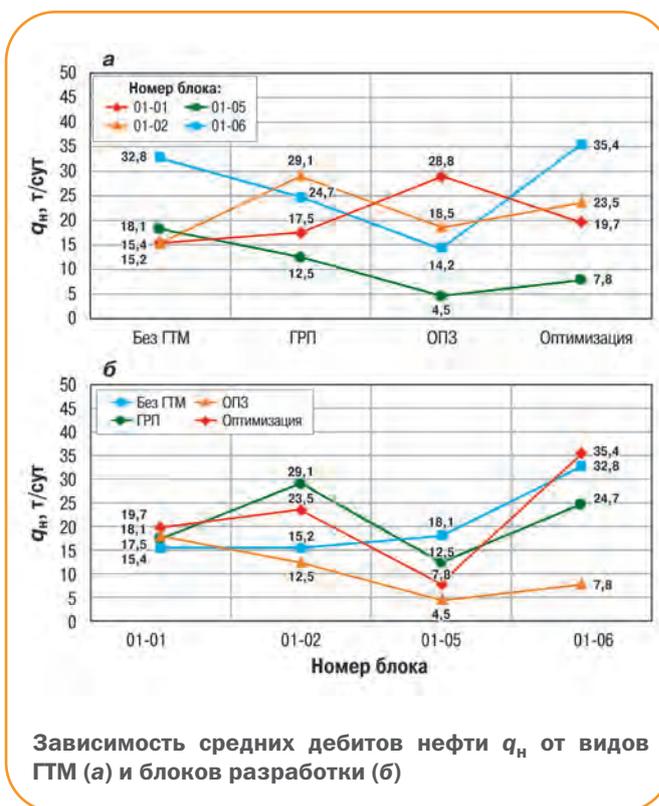
Однако можно ли считать средний дебит показателем эффективности для конкретного вида ГТМ?

Таблица 3

Источник вариации	Вариация	Степень свободы	Дисперсия	Отношение дисперсий	P	F
<b>по фактору А</b>						
Между группами	535,3	3	178,4	3,619	0,045	3,490
Внутри групп	591,7	12	49,3			
Итого	1127,074	15				
<b>по фактору В</b>						
Между группами	62,9	3	20,95	0,24	0,87	3,49
Внутри групп	1064,2	12	88,68			
Итого	1127,1	15				

Примечание.  $p$  – фактический уровень значимости.

Если да, то эффективность скважин с ГРП практически равна эффективности группы скважин, в которых ГТМ не проводились, а эффективность скважин с ОПЗ значительно меньше. Из рисунка, б видно, что разброс дебитов по блокам для ГТМ «оптимизация» также наибольший. Это свидетельствует о неустойчивости эффекта по различным блокам, т.е. максимальный средний дебит не может считаться надежным критерием для всех блоков. В теории риска наиболее эффективным считается та альтернатива действий, которая обладает не максимальным средним выигрышем, а наименьшим коэффи-



циентом вариации. Коэффициент вариации является мерой риска ненадежности предпринимаемого действия и равен отношению среднеквадратического отклонения к средней величине результата. Среднеквадратические отклонения и коэффициенты вариации для каждого вида ГТМ приведены в табл. 4. Из нее видно, что наибольшим риском обладает ГТМ «оптимизация», наименьшим – ГРП, а ОПЗ как по среднему дебиту, так и по степени риска наименее эффективны по сравнению с другими видами ГТМ. Однако последний анализ видов ГТМ с точки зрения риска никак не отвергает вывода о статистической недостоверности влияния вида ГТМ как фактора на результативный признак – дебиты скважин.

Таблица 4

Параметры	Без ГТМ	ГРП	ОПЗ	Оптимизация
Средний дебит, т/сут	20,38	20,93	16,51	21,61
Среднеквадратическое отклонение	7,264	6,399	8,726	9,85
Коэффициент вариации	0,357	0,305	0,529	0,456

## Выводы

1. Результаты двухфакторного дисперсионного анализа эффективности ГТМ, выполненных в скважинах Самотлорского месторождения, показывают, что влияние вида ГТМ как фактора-признака на дебиты скважин является статистически недостоверным, тогда как влияние элемента разработки (организация ГТМ по блокам и природно-физические условия блоков) статистически достоверно по критерию Фишера. Эти же выводы подтверждаются результатами однофакторного дисперсионного анализа.

2. Результаты анализа рисков ГТМ показывают, что, несмотря на максимально высокий средний дебит, «оптимизация» как вид ГТМ обладает большим по сравнению с ГРП риском. При этом средние дебиты скважин с ГРП существенно не отличаются от средних дебитов скважин без ГТМ. Однако по величине риска ГРП является наиболее эффективным (с наименьшей величиной риска) методом ГТМ. ОПЗ как вид ГТМ обладает наименьшей эффективностью.

3. Технологическая эффективность ГТМ подобно надежности систем не может измеряться одним критерием типа дебита или дополнительной добычи, необходимо использовать другие критерии, такие как уровень риска и «успешности», так же как надежность определяется критериями безотказности, долговечности и ремонтпригодности.

## Список литературы

1. Азизов Х.Ф., Лопухов А.Н. Статистический анализ технологической эффективности геолого-технических мероприятий на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 74-77.
2. Янин А.Н., Павлов М.С., Гильдерман А.А. Оценка эффективности гидроразрыва в водонефтяных зонах пласта // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С.64-68.
3. Иванов С.А., Расстегаев А.В., Галкин В.И. Анализ результатов применения ГРП (на примере Повховского месторождения нефти) // Нефтепромышленное дело. – 2010. – № 7. – С. 54-57.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Султанов Ч.А. Диакоптика процессов нефтеотдачи пластов. – Баку: Изд. Азербайджан, 1995. – 366 с.
5. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М.: Наука, 1976. – 279 с.
6. Теория вероятностей и математическая статистика/ В.С. Мхитарян, Е.В. Астафьева [и др.]. – М.: МФПА, 2011. – 328 с.
7. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2006. – 816 с.

## References

1. Azizov Kh.F., Lopukhov A.N., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2010, no. 6, pp. 74-77.
2. Yanin A.N., Pavlov M.S., Gil'derman A.A., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2012, no. 2, pp. 64-68.
3. Ivanov S.A., Rasstegaev A.V., Galkin V.I., *Neftepromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 54-57.
4. Mirzadzhanzade A.Kh., Sultanov Ch.A., *Diakoptika protsessov nefteotdachi plastov* (Diakoptics of oil recovery processes.), Baku: Azerbaydzhan Publ., 1995, 366 p.
5. Adler Yu.P., Markova E.V., Granovskiy Yu.V., *Planirovanie eksperimenta pri poiske optimal'nykh usloviy* (Planning an experiment in finding the optimal conditions), Moscow: Nauka Publ., 1976, 279 p.
6. Mkhitaryan V.S., Astaf'eva E.V. et al., *Teoriya veroyatnostey i matematicheskaya statistika* (Probability theory and mathematical statistics), Moscow: Publ. of MUIF, 2011, 328 p.
7. Kobzar' A.I., *Prikladnaya matematicheskaya statistika. Dlya inzhenerov i nauchnykh rabotnikov* (Applied mathematical statistics. For engineers and scientists), Moscow: FIZMATLIT Publ., 2006, 816 p.

# Современные технологии отбора и транспортировки керна как основа качественного его исследования

И.А. Вахрушева, Я.И. Гильманов, Д.К. Костин (ООО «ТННЦ»)

**Ключевые слова:** отбор керна, транспортировка, полноразмерный керн, качество керна, контроль.  
**Key words:** coring, core transportation, full diameter core, core quality, control.

**Адрес для связи:** iavakhrusheva@rosneft.ru

## Введение

В настоящее время обеспечить достаточный прирост запасов за счет ввода новых месторождений с традиционными коллекторами в России уже практически невозможно в связи с ограниченным числом благоприятных для разработки коллекторов. При этом в ОАО «НК «Роснефть» имеются значительные запасы углеводородного сырья в сложнопостроенных коллекторах, в том числе трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), сосредоточенные в рыхлых и низкоконсолидированных породах пластов ПК, низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых породах баженовской, абалакской, доманиковской и туронской свит, засоленных коллекторах Верхнечонского месторождения и др. Традиционные технологии отбора, первичной обработки и транспортировки керна из пород таких коллекторов не обеспечивают требуемого для исследований качества материала.

В оценке перспектив освоения и создании технологий выработки ТРИЗ все чаще совместно с ОАО «НК «Роснефть» участвуют зарубежные партнеры компании: Exxon Mobil, Statoil, BP и др. Успешность таких проектов в первую очередь зависит от качества получаемой геолого-геофизической информации, в частности от результатов лабораторных исследований керна и пластовых флюидов. Поэтому для исследований требуется керн в состоянии, обеспечивающем наибольшую достоверность получаемых результатов, что требует применения современных технологий его отбора и обработки, а также максимально быстрой и «бережной» транспортировки в лабораторию.

## Краткий обзор истории исследований керна

До начала XXI века наиболее популярной технологией отбора керна в России было применение керноотборных снарядов (КОС) с несъемными керноприемниками типа «Недра». Ключевая особенность таких КОС заключается в том, что отбор керна происходит в одинарную стальную керноприемную трубу многоразового использования, внутренняя часть которой постоянно промывается буровым раствором. Эти конструктивные особенности ограничивают применение КОС «Недра». Например, определение водонасыщенности прямым методом Закса возможно только в скважинах, пробуренных с использованием растворов на нефтяной (РНО) или углеводородной (РУО) основах с обязательным парафинированием образцов на поверхности. При бурении с применением растворов на водной основе (РВО) корректное определение водонасыщенности прямым методом невозможно. Кроме того, из-за постоянного контакта с буровым раствором керн загрязняется, меняется его естественная смачиваемость. Также на качество керна отрицательно влияет процесс извлечения керна из КОС «Недра»: наиболее часто выемка керна проводится на столе ротора или у приемных мостков, керн извлекается из подвешенной керноприемной трубы. Это приводит к его разрушению и нарушению естественного порядка укладки (рис. 1), что недопустимо.

Использование КОС «Недра» с точки зрения обеспечения полноты выноса кернового материала было эффективно при отборе керна из горных пород I и II категорий буримости (стандартный хорошо сце-



Рис. 1. Примеры некачественного извлечения кернового материала из КОС «Недра»

ментированный песчаник, монолитный карбонат). Для отбора керна из объектов, сложенных породами III и IV категорий, таких как нецементированный и слабощементированный песчаник, глинистый алевролит, кавернозно-трещиноватый известняк, засоленный песчаник, когда вынос керна с помощью КОС «Недра» варьировал от 1 до 36 %, потребовалось применение новых систем и технологий отбора керна.

Следующим этапом развития керноотборных систем стали КОС «Кембрий», «Силур», «Тенгиз». Эти снаряды, повторяя в основном конструктивную схему снаряда «Недра», отличаются от последнего увеличенным (до 100 мм) диаметром колонки керна. В результате их внедрения был повышен вынос керна, но качество извлекаемого материала не улучшилось в достаточной степени.

На следующем этапе с целью повышения эффективности отбора «сложного» керна был разработан КОС со съемными керноприемниками так называемой «двухтрубной» конструкции. Основной особенностью таких систем является наличие внутренней одноразовой керноприемной трубы из металла или стеклопластика, которая является защитным «чехлом» для отбираемого при бурении кернового материала не только в процессе его отбора, но и на временном цикле: отбор – приемка-укладка – транспортировка. На настоящий момент наиболее распространенными и используемыми практически всеми подрядными организациями России типами КОС



Рис. 2. Основные конструктивные особенности КОС Security DBS с примером качественного отобранного керна

являются отечественные системы КИМ и зарубежные КОС Security DBS и их аналоги.

Двухтрубные системы при этом можно условно разделить на две группы. К первой относятся КОС Security DBS и его аналоги. Это системы, в которых керн поступает во внутреннюю керноприемную трубу, заполненную тем же буровым раствором (рис. 2). Вторая группа представлена снарядами КИМ (НПП «СибБурмаш»), Gel Coring (компания Baker Hughes) и их аналогами, в которых внутренняя керноприемная труба заранее заполняется изолирующим агентом (маслом или гелем). Эту технологию принято называть «изолирующей»<sup>1</sup>. Подобные модификации КОС совместно с другими мероприятиями минимизируют влияние бурового раствора на керн, повышая его информативность в дальнейшем при проведении исследований.

Кроме того, существуют и другие специализированные типы КОС, разработанные в последнее время зарубежными компаниями, которые позволяют повысить качество отбора керна по сравнению с традиционными системами отбора (см. таблицу).

## Опыт работ ООО «ТННЦ» в области отбора и транспортировки керна

Анализ работ ООО «ТННЦ» по отбору и транспортировке кернового материала различных типов пород за период с 2005 по 2013 г. показал, что на качество отбираемого керна наиболее значимо влияют следующие негативные факторы:

- несоответствие применяемого при бурении и отборе керна оборудования (типы долота и керноотборного снаряда) конкретным геолого-техническим условиям объекта изучения;

<sup>1</sup> Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керна. - Тюмень: НПП «Сиббурмаш», 1999.

<sup>1</sup> Metodicheskoe rukovodstvo po otboru i analizu izolirovannogo kerna (Methodological guidance on sampling and analysis of insulated core), Tyumen': Publ. of Sibburmash, 1999.

Задача	Технология (производитель)	Особенность
Определение нефтеводонасыщенности прямым способом	Gel Coring (Baker Hughes)	Изолирование керна специальным гелем
	Sponge Coring (Baker Hughes)	Губчатый КОС (для трещиновато-кавернозных коллекторов)
	LIQUID TRAPPER (CORPRO)	Возможность сбора флюида из керна в специальные емкости
Обеспечение визуального осмотра керна на поверхности без выемки из тубуса	Laser Cut, Core View (Baker Hughes)	Специальные тубусы с заводскими боковыми спилами, позволяющими открывать трубу сверху и тем самым обеспечивать визуальный осмотр керна
	Half Moon Tube (CORPRO)	
Отбор ориентированного керна	The Orient-Pro™ (CORPRO)	Точное позиционирование керна по сторонам света
Снижение риска разрушения керна от его заклинивания	Thin Sleeve System™ (CORPRO)	Трехтрубная технология (дополнительная внутренняя гильза и специальный замок крепления исключают разрушение керна при раскручивании труб)
	Jam Buster (Baker Hughes)	Специальная система, исключающая заклинивание керна при отборе (трещиноватые коллекторы)

– несоблюдение технологических параметров (свойств бурового раствора, скорости проходки, нагрузки на долото, скорости подъема и др.) при отборе керна;

– невыполнение требований регламентирующих документов по выполнению работ с керном при его извлечении на поверхность;

– несоблюдение требований подготовки и последующей транспортировки керна.

В результате вынос кернового материала значительно снижается относительно интервала проходки, в керне имеются большое число трещин техногенного происхождения, увеличенная глинистая корка на стенках. Кроме того, при отборе изолированного керна поровое пространство загрязняется фильтратом бурового раствора и нарушается порядок укладки в ящики кернового материала. На рис. 3 представлен пример некачественно отобранного керна.



Рис. 3. Керн Западно-Тагульского месторождения

В 2010 г. специалистами ООО «ТННЦ» подготовлен документ «Разработка методических указаний Компании по отбору керна забойными снарядами на буровых трубах и его доставке в кернохранилище». В этой работе были систематизированы основные технологии отбора керна и даны рекомендации по их применению. В 2012 г. работы были продолже-

ны, в результате был подготовлен проект технического стандарта «Отбор, транспортировка и хранение керна», который предполагается внедрить в августе 2014 г. как локальный нормативный документ (ЛНД) ОАО «НК «Роснефть». Предлагаемый ЛНД должен стать обязательным приложением к договорам с подрядными организациями, выполняющими отбор и транспортировку керна.

Также одним из предложений по повышению качества отбираемого керна в компании является организация супервайзинга процессов отбора, укладки и транспортировки керна на скважине. Опыт показывает, что присутствие геологической службы заказчика при бурении с отбором керна заметно влияет на качество материала.

В 2014 г. в ООО «ТННЦ» начаты работы по созданию службы супервайзинга отбора керна. Первым направлением, в котором примут участие супервайзеры ООО «ТННЦ», будет проект по отбору керна из баженовских отложений на месторождениях ООО «РН - Юганскнефтегаз» в рамках совместного проекта с Exxon Mobil.

## Выводы

1. Применение современных технологий для отбора керна, проведения работ с керном на поверхности, бережная транспортировка позволят обеспечить компанию качественным керновым материалом из любых типов коллекторов.

2. Создание службы супервайзинга по отбору керна обеспечит увеличение качества отбираемого керна, снижение рисков получения недостоверных результатов, повышение заинтересованности подрядчиков по отбору керна в оказании качественных услуг.

# Опыт применения и анализ работы фильтра гидроциклонного картриджного на объектах ОАО «Самаранефтегаз»

**С.И. Стрункин, М.Г. Желтов, С.В. Пикалов, В.А. Широков, А.С. Нечаев, А.В. Новиков (ОАО «Самаранефтегаз»)**

**Ключевые слова:** скважина, фильтр, очистка воды, нефтепродукты.  
**Key words:** well, filter, water treatment, oil products..

**Адрес для связи:** SNG\_UPPD@samng.ru

## Введение

Использование нефтепромысловых сточных вод в системе поддержания пластового давления (ППД) при водонапорном режиме разработки месторождений – это важное техническое и природоохранное мероприятие, позволяющее осуществлять замкнутый цикл обратного водоснабжения по схеме пласт – добывающая скважина – система сбора и подготовки нефти и газа с блоком водоподготовки – система ППД.

Нефтепромысловые сточные воды представляют собой разбавленные дисперсные системы плотностью 1040–1180 кг/м<sup>3</sup>, дисперсионные среды которых – высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа (хлорид натрия, хлорид кальция). Дисперсные фазы сточных вод – капельки нефти и твердые взвеси. При извлечении из недр продукции скважин пластовая вода, находящаяся в эмульгированном состоянии, практически не содержит загрязнений: содержание примесей не превышает 10–20 мг/л. Однако после расслоения эмульсии на нефть и воду содержание диспергированных частиц в отделяемой воде сильно увеличивается: нефти – до 4–5 г/л, механических примесей – до 200 мг/л. В результате снижения межфазного натяжения на границе нефть – вода вследствие введения в систему реагента-деэмульгатора и турбулизации расслоенного потока интенсифицируется диспергирование нефти в воде, а также происходит отмыв шламовых отложений (продуктов коррозии, глинистых частиц) с внутренней поверхности трубопроводов. Кроме того, в аппаратах-водоотделителях накапливается промежуточный слой, состоящий из капель воды с неразрушенными бронирующими оболочками, агломератов твердых частиц, механических примесей,

асфальтосмолистых веществ и парафина, микрокристаллов солей и других загрязнителей.

По мере накопления часть промежуточного слоя сбрасывается с водой, и значительное количество загрязняющих примесей переходит в водную среду. В результате смешения вод различного химического состава происходит нарушение сульфатного равновесия, что также приводит к увеличению твердого осадка.

Наличие в сточной воде капелек нефти и механических примесей приводит к резкому снижению приемистости продуктивных и поглощающих пластов. Поэтому перед закачкой сточных вод в продуктивные и поглощающие пласты требуется их доочистка.

## Опыт ОАО «Самаранефтегаз» на примере КНС СУ-10

На объекте ОАО «Самаранефтегаз» применяется следующая схема подготовки нефти: водонефтяная эмульсия с Дмитриевского месторождения направляется на установку предварительного сброса воды для проведения частичного обезвоживания продукции. Пройдя ряд комплексных установок, состоящих из отстойников и сепараторов, выделенная пластовая жидкость объемом 3200 м<sup>3</sup>/сут с содержащимися в ней нефтепродуктами и механическими примесями направляется на кустовую насосную станцию (КНС) СУ-10.

КНС СУ-10, введенная в эксплуатацию в 2006 г. расположена в непосредственной близости от УПСВ-10. Особенностью данной станции является отсутствие центробежных секционных насосов (ЦНС), которыми оснащено большинство КНС, расположенных в Поволжском регионе. КНС СУ-10 оборудована семью «сухими» шурфами глубиной до 50 м (рис. 1).



Рис. 1. Общий вид КНС СУ-10 ОАО «Самаранефтегаз»

В каждый шурф спущены установки УЭЦНАКШ 6-1000 производительностью 1000 м<sup>3</sup>/сут. Приводом для насосов являются установленные вертикально наземные двигатели ВАО-4 мощностью 250 кВт с возможностью частотного регулирования. Насос, электродвигатель и трубопровод подачи воды соединяются с помощью входного модуля. При такой схеме работы обеспечение качества подготовки подтоварной воды (содержание нефтепродуктов и механических примесей – менее 50 мг/л) представляет собой важную производственную задачу, для решения которой необходимо применение новых методов нестандартной очистки подтоварной воды.

Суточный анализ пробы воды показал, что содержание нефтепродуктов и механических примесей составляет соответственно 20,3 мг/л и 37,8 мг/л. Это позволяет судить о несовершенстве работающей схемы, так как на аналогичных производственных объектах данный показатель находится в пределах 20–30 мг/л, а в ряде случаев не превышает 20 мг/л. Для качественной подготовки подтоварной воды перед закачкой ее в систему ППД, а также в поглощающие горизонты необходимо применять установки подготовки сточных вод.

Механическую очистку сточных вод от нефтепродуктов используют преимущественно как предварительный метод. Она обеспечивает удаление 60–65 % взвешенных веществ из бытовых сточных вод, а из некоторых производственных сточных вод – 90–95 %. Задачи механической очистки заключаются в подготовке воды к физико-химической и биологической очисткам. Стоимость механической очистки меньше, чем остальных методов.

Механическую очистку как самостоятельный метод применяют тогда, когда очищенная осветленная вода может использоваться в технологических процессах производства или сливаться в водоемы без нарушения их экологического состояния.

В рамках анализа представленного на российском рынке оборудования для решения аналогичных проблем был выполнен поиск технологий, отвечающих следующим критериям:

- пропускная способность – 3000–4000 м<sup>3</sup>/сут;
- рабочая среда – жидкость, газ;
- массовая концентрация механических примесей на входе – более 250 мг/л, на выходе – менее 50 мг/л;
- температура рабочей среды – от -50 до 50 °С;
- масса – не более 1000 кг;
- срок эксплуатации – 5 лет;
- возможность полной автоматизации цикла фильтрации;
- наименьшая стоимость.

Наиболее подходящим оборудованием для КНС СУ-10 оказался фильтр гидроциклонной картриджный ФГК-150-16-300 (рис. 2).

В 2012 г. для снижения содержания механических примесей и нефтепродуктов в пластовой воде в приемный трубопровод насосных установок был установлен фильтр ФГК-150-16-300, изготовленный ООО ЦК «Техинвест». Целью проведения испытания являлось улучшение качества подготовки рабочего агента для ППД, увеличение межремонтного периода (МРП) шурфных установок, а также снижение себестоимости добычи нефти.

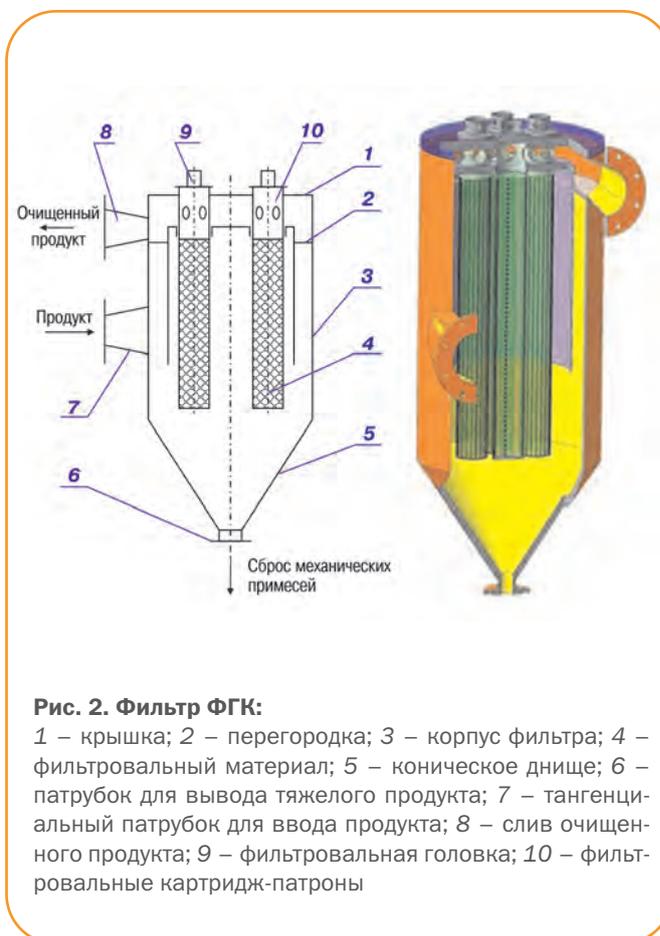


Рис. 2. Фильтр ФГК:

- 1 – крышка; 2 – перегородка; 3 – корпус фильтра; 4 – фильтровальный материал; 5 – коническое днище; 6 – патрубок для вывода тяжелого продукта; 7 – тангенциальный патрубок для ввода продукта; 8 – слив очищенного продукта; 9 – фильтровальная головка; 10 – фильтровальные картридж-патроны

## Фильтр гидроциклонный картриджный

Преимуществом данного устройства является удобство монтажа к трубопроводам и быстрота смены картриджей-патронов фильтровальных без разборки корпуса и присоединительных трубопроводов, а также возможность обратной промывки при загрязнении картриджей.

Фильтр выполнен в виде сосуда емкостью 200 л, в крышку которого вкручиваются семь картриджей, каждый из которых представляет собой конструкцию «труба в трубе», при этом каждая из труб перфорирована и обернута мелкозернистой сеткой. Входной и выходной патрубки фильтра выполнены по касательной линии к окружности корпуса, что способствует образованию циклона и осаждению крупных взвешенных частиц (рис. 3). При засорении картриджей конструкция обвязки фильтра позволяет промыть их обратным потоком воды со сливом в дренажную емкость через установленный внизу фильтра дренажный кран.

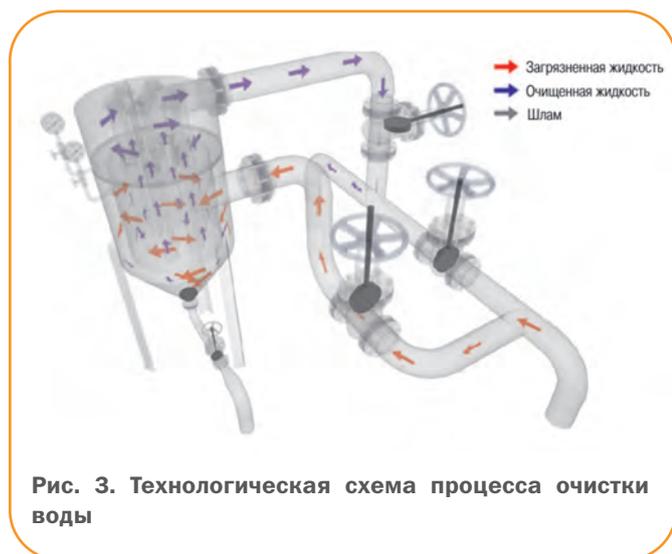


Рис. 3. Технологическая схема процесса очистки воды

Продукт подается в тангенциальный патрубок 7 (см. рис. 2) ввода продукта в корпус гидроциклона, при этом тяжелые частицы за счет центробежных сил прижимаются к внутренней поверхности корпуса 3 и конического днища 5, образуя тяжелый продукт, удаляемый из корпуса через патрубок разгрузочный тяжелого продукта 6. Предварительно очищенный продукт под давлением проходит через фильтровальный материал 4 картриджей-патронов фильтровальных 10 и через отверстия в головке 9 сливается из корпуса через патрубок 8. При наличии в продукте легких частиц с удельным весом меньшим, чем у очищенного продукта, в центральной части корпуса выполняется патрубок отвода этих частиц.

Средний объем пропускаемой через насос жидкости составляет 3000–3500 м<sup>3</sup>/сут. При проведении испытаний данного устройства были достигнуты следующие результаты:

- уменьшение числа технологических операций по очистке высокотемпературным агентом рабочих областей насосных агрегатов (до установки фильтра пропарка насосов парогенераторной передвижной установки (ППУ) с целью очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) осуществлялась с периодичностью 1 раз в месяц, после – 1 раз в 2 месяца);
- увеличение МРП насосных установок;
- соответствие качества подтоварной воды нормативным требованиям;
- снижение операционных затрат шурфных установок.

Среднее давление подтоварной воды до поступления в фильтр составляло 0,55 МПа, после фильтра – 0,48 МПа. При увеличении перепада давления проводились обратные промывки фильтра – в среднем 3 раза/сут. Если при проведении обратных промывок перепад давления не снижается, то необходимо провести демонтаж фильтрующего элемента и механическую очистку внутренних составляющих с помощью пара (рис. 4). При очистках видно, что АСПО налипают на наружную сетку картриджа, кроме того, отложения практически полностью заполняют межтрубное пространство фильтрующего элемента. Периодичность разборки фильтра и очистка ППУ картриджей от АСПО составляет 1 раз в 1,5 мес. На одну пропарку с разборкой и сборкой картриджей в среднем затрачивается 2 ч.



Рис. 4. Очистка фильтрующих элементов с помощью ППУ

Следует отметить, что по результатам лабораторных исследований содержание нефтепродуктов в воде на выходе из фильтра снизилось на 12 % (до фильтра – 20,3 мг/л, после – 17,9 мг/л), а содержание КВЧ – на 26 % (до фильтра – 37,8 мг/л, после – 27,7 мг/л) (рис. 5, 6).

В целом работу фильтра можно признать удовлетворительной, так как наличие АСПО на внутренних органах насосов существенно снизилось. Эксплуатацию фильтра решено продолжить.



Рис. 5. Содержание нефтепродуктов в закачиваемой воде до и после прохождения фильтра



Рис. 6. Содержание КВЧ в сбрасываемой воде до и после прохождения фильтра

Параметры	Тип фильтра					
	ФГК 80-16-90-20	ФГК 80-40-90-20	ФГК 100-16-180-20	ФГК 100-40-180-20	ФГК 150-16-300-20	ФГК 150-40-300-20
Пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч: для тестовой жидкости (вода 95 %, тонкодисперсный песок 2 %)	90		180		300	
для газа	3000		5000		7000	
Рабочая среда	Жидкость, газ, газовый конденсат					
Максимальная массовая концентрация механических примесей в очищаемой среде, мг/л (%): на входе	1000 (1,00)					
на выходе	50 (0,05)					
Наименьший размер частиц плотностью 2,6 · 10 <sup>3</sup> кг/см <sup>3</sup> , мкм	20					
Давление рабочей среды, МПа, в том числе на фильтре:						
незагрязненном	1,6	4,0	1,6	4,0	1,6	4,0
загрязненном	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Условный проход патрубка, мм:						
подводящего	80	80	100	100	150	150
отводящего	80	80	100	100	150	150
пескового	50	50	50	50	80	80
Максимальная температура рабочей среды, °С	300					
Срок эксплуатации, лет	8					
Габаритные размеры, мм:						
длина	625-720		625-730		740-870	
ширина	670-685		694-703		760-850	
высота	1320		1430		1690	
Масса, кг	340		410		750	

Потенциал применения фильтра гидроциклонного картриджного, выполненного в соответствии с заявленными характеристиками (см. таблицу), на нефтегазодобывающих объектах достаточно велик.

## Выводы

1. Применение фильтра гидроциклонного картриджного на КНС СУ-10 позволяет сократить содержание механических примесей и остаточных нефтепродуктов соответственно на 26 и 12 %. Применение фильтрующей установки эффективно в течение всего периода проведения испытаний с учетом периодической очистки фильтрующих элемен-

тов по мере роста перепада давления (ориентировочно 1 раз в 1 месяц).

2. За счет более высокой степени очистки подтоварной воды сократилось количество АСПО на рабочих колесах и направляющих аппаратах насосных установок, вследствие чего сократилось число технологических операций по очистке и пропарке рабочих органов насосов, МРП превысил 180 сут.

3. Критерии эффективности по проекту испытаний фильтра достигнуты в полном объеме, испытания можно признать успешными.

4. Конструкция фильтра представляет собой довольно простой механизм, что позволяет эксплуатировать его с минимальным привлечением персонала.

# Опыт применения гидроциклонного процессора удаления сероводорода и легких меркаптанов в ОАО «Самаранефтегаз»

**С.И. Стрункин, Н.Х. Гладкова,  
Е.П. Кузьмина, В.В. Матвеев, С.А. Каемов  
(ОАО «Самаранефтегаз»)**

**Ключевые слова:** нефть, сероводород, нейтрализатор, гидроциклонный процессор удаления сероводорода и меркаптанов, физический метод.

**Key words:** oil, hydrogen sulfide, scavenger, hydroclone processor of removal of hydrogen sulfide and mercaptans, physical method.

**Адрес для связи:** KuzminaEP@samng.ru

## Введение

В последнее время отечественными нефтегазодобывающими компаниями проводятся интенсивные исследования и внедрение технологий, направленных на промышленную очистку высокосернистой нефти от сероводорода и метил- и этилмеркаптанов.

В ОАО «НК «Роснефть» принято решение об обеспечении соответствия качества нефти, поступающей в систему трубопроводов ОАО «АК «Транснефть», требованиям ГОСТ Р 51858 (п. 4.5) по виду 2. С целью выполнения требований ГОСТ модернизированы площадочные объекты подготовки нефти, в том числе построены установки очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов.

Существующие методы очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов в промышленных условиях можно разделить на три основные группы [1]:

- химические (окисление, нейтрализация и др.);
- физические (сепарация, в том числе вакуумная, отдувка, ректификация и др.);
- комбинированные (совмещение физических и химических методов).

В настоящее время один из самых доступных способов очистки нефти — нейтрализация химическими реагентами. На рынке России представлено множество сертифицированных нейтрализаторов, таких как HCM производства ООО «Реатон» (г. Казань), Asulpher, Sulfanox, Alkiox-AS от ГК «Миррико» (г. Казань), НТН-50 производства ООО «Химинвест+» (г. Казань) и др. Однако химическая нейтрализация при содержании сероводорода, значительно

превышающем 100 ppm, требует больших затрат на приобретение реагента, поэтому в данном случае рекомендуется применять физические методы очистки на установках подготовки нефти (УПН) большой мощности.

## Очистка нефти на УПН «Якушкинская»

На УПН «Якушкинская» ОАО «Самаранефтегаз», осуществляющей подготовку нефти в небольших объемах, реализован физический метод, рекомендованный для установок с небольшими мощностями с использованием гидроциклонного процессора удаления сероводорода и легких меркаптанов (ГПУСМ).

УПН «Якушкинская» предназначена для разгазирования и обезвоживания пластовой нефти, добываемой из скважин Серноводского, Якушкинского, Орлянского, Обошинского, Ганино-Янгильского, Самсоновского, Юдинского месторождений, до кондиционной нефти по ГОСТ Р 51858-2002. Фактическая загрузка УПН по нефти составляет 0,185 млн. т/год. Характеристика нефти, поступающей на УПН «Якушкинская», приведена ниже.

Массовая доля серы, % .....	3,2
Плотность при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup> .....	885
Температура начала кипения, °С.....	38,6
Объемный выход фракций, %, при температуре:	
до 200 °С.....	18,3
до 300 °С.....	34,5
Массовая доля парафина, % .....	2,6

Массовая доля $H_2S$ до очистки, ppm .....	275
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов до очистки, ppm .....	26
Содержание, %:	
алканов .....	52,9
нафтенов .....	28,1
аренов .....	19

На УПН «Якушкинская» можно использовать не все марки нейтрализаторов: при применении некоторых реагентов зафиксировано их отрицательное влияние на ход и результат определения содержания хлористых солей в товарной нефти по стандартной методике ГОСТ 21534-76 (метод А); при высоких удельных расходах реагента зафиксировано накопление отложений продуктов реакции нейтрализатора с составляющими нефти на внутренних поверхностях трубопроводов и аппаратов. Нейтрализатор дозируется в нефть с высоким удельным расходом 500–1000 г/т.

## Результаты опытно-промышленных испытаний гидроциклонного процессора

Для обеспечения максимальной глубины сепарации легких компонентов нефти, включая сероводород, в 2012-2013 гг. на УПН «Якушкинская» проведены опытно-промышленные испытания (ОПИ) гидроциклонного процессора удаления сероводорода и меркаптанов производства ООО «АНК» (г. Уфа) [2].

Схема проведения ОПИ представлена на рис. 1. Нефть из отстойников последней ступени глубокого обезвоживания и обессоливания насосным агрегатом направляется в гидроциклонный процессор, затем после разгазирования в сепараторе – ГС (32 м<sup>3</sup>) она направляется в технологические резервуары - РВС. Для обеспечения подготовки нефти до второго вида (массовая доля сероводорода и легких меркаптанов не превышает 100 ppm) на установке используется нейтрализатор.

ГПУСМ состоит из герметичного корпуса (рис. 2), внутри которого по окружности расположены шесть отдельных секций гидроциклонов производительностью 10 м<sup>3</sup>/ч каждый. Для удобства обслуживания и проведения планово-предупредительных ремонтов предусмотрена разборная конструкция процессора. В ГПУСМ отсутствуют вращающиеся части и механизмы. Установка монтируется на верхнем патрубке сепаратора (возможна установка в люк-лаз).



Рис 1. Схема проведения опытно-промышленных испытаний ГПУСМ

Каждая секция ГПУСМ состоит из двух частей: цилиндрической и конической (рис. 3). В цилиндрическую часть нефть подается тангенциально под давлением. За счет тангенциально направленного ввода 1 происходит интенсивное закручивание нефтяного потока в каждой секции гидроциклонов. При этом скорость ввода нефти во внутреннюю часть достигает 35–40 м/с, в секции создается пленочный режим течения жидкости, а в центре вращения потока – вакуум до 245 мм рт. ст. В результате образуется газоздушный шнур, куда устремляются и где концентрируются наиболее легкие компоненты, находящиеся при данной температуре в газообразном состоянии (сероводород, метил-, этилмеркаптан, легкие углеводороды, углеводородный газ), которые затем удаляются с верхней части 3 и поступают в верхнюю часть сепаратора, на которой установлен ГПУСМ. Стабилизированная и освобожденная от значительной части кислых компонентов нефть через разгрузочные от-



Рис. 2. 3D модель установки ГПУСМ

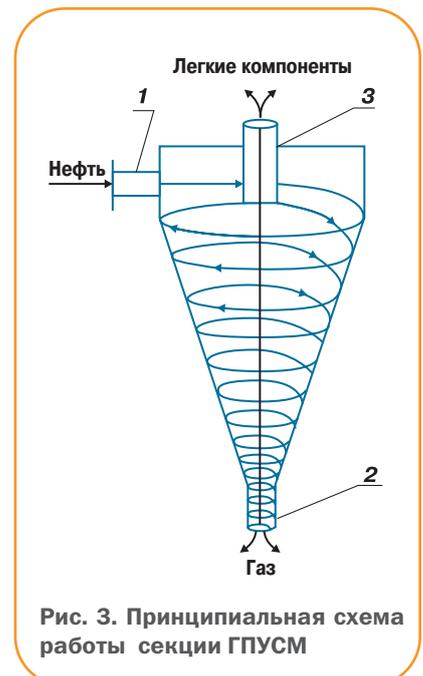


Рис. 3. Принципиальная схема работы секции ГПУСМ

верстия 2, так же как и отсепарированный газ, поступает в сепаратор.

ГПУСМ монтируется на верхнем патрубке сепаратора при соблюдении следующих условий: уровень нефти в сепараторе постоянен; давление на входе в ГПУСМ составляет 2,5–6,0 МПа; температура нефти не менее 40 °С.

За время работы гидроциклонного процессора удаления сероводорода и легких меркаптанов на УПН «Якушкинская» достигнуто снижение удельного расхода нейтрализатора с 857 до 601 г/т (на 30 %), соответственно затраты на приобретение нейтрализатора сероводорода для данного объекта сократились на 30 %.

### Заключение

Внедрение ГПУСМ планируется на УПН «Радаевская» и УПН «Покровская» ОАО «Самаранефтегаз», на которые поступает нефть с высоким содержанием сероводорода. Ожидается аналогичный эффект по снижению удельного расхода нейтрализатора и экономии средств.

### Список литературы

1. Пути решения проблемы очистки от сероводорода и метил-, этилмеркаптанов нефти ОАО «Самаранефтегаз»/ С.И. Стрункин, А.И. Щербинин, Н.Х. Гладкова [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 4. – С. 30-34.
2. Технология очистки нефти от сероводорода и легких меркаптанов/ М.Р. Теляшева, И.В. Сахаров, Ф.А. Арсланов, В.М. Андрианов// Матер. межд. науч.- практ. конф. «Нефтегазопереработка-2009». – Уфа, 2009. – С. 45-46.

### References

1. Strunkin S.I, Shcherbinin A.I., Gladkova N.Kh., Kuz'mina E.P., Sokova N.A., *Nauchno-tekhicheskiy vestnik* ОАО "NK "Rosneft", 2012, no. 4, pp. 30-34.
2. Telyasheva M.R., Sakharov I.V., Arslanov F.A., Andrianov V.M, *Proceedings of International scientific and practical conference "Neftegazopererabotka-2009"* (Oil and gas processing-2009), Ufa, 2009, pp. 45-46.



# Практическая методика разделения добычи жидкости и обводненности на многопластовых месторождениях Оренбургского региона

С.И. Корабельников, Д.Г. Афонин, к.т.н.,  
М.В. Семухин, д.т.н. (ООО «ТННЦ»)

**Ключевые слова:** перераспределение добычи жидкости, перераспределение обводненности, профиль притока, C/O-картаж, отбор от НИЗ.

**Key words:** fluid production allocation, Water cut production allocation, fluid profile flow, C/O-logging, selection of the initial recoverable reserves.

**Адреса для связи:** sikorabelnikov@rosneft.ru, dgafonin@rosneft.ru, mvsemukhin@rosneft.ru

## Введение

Месторождения Оренбургского региона отличаются многопластовостью. Осадочный чехол большей части месторождений представлен пермскими, каменноугольными и девонскими отложениями. При достаточно обширном распространении продуктивных залежей по площади не все пласты характеризуются большой плотностью запасов. Как следствие, выделение каждого пласта в самостоятельный объект разработки зачастую экономически не оправдано. Однако при этом не всегда можно вести качественный учет объемов добываемой жидкости и нефти из каждого пласта, так как либо отсутствует техническая возможность использовать оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации пластов, либо охват фонда совместных скважин промышленными исследованиями недостаточен. Поэтому при проектировании и анализе разработки возникают прецеденты некорректного разделения добычи жидкости и обводненности между объектами в совместных скважинах, искажается представление о текущем состоянии разработки и локализации остаточных запасов, возрастают неопределенности при выборе стратегии разработки и планировании геолого-технических мероприятий (ГТМ).

## Методики раздельного учета продукции скважин

Одним из инструментов, позволяющим сократить долю неопределенностей, связанных с разделением добычи, является создание единой гидродинамической модели, объединяющей все разрабатываемые пласты. Однако данный метод подра-

зумевает использование данных прямых замеров, которых часто не хватает. Согласно руководящему документу [1] для корректного учета добываемой продукции и регулирования разработки необходимо проводить исследования и инструментальные замеры с периодичностью раз в год с охватом не менее 50 % добывающего фонда скважин. Охват совместного фонда исследованиями должен составлять 100 %, но на практике он остается крайне низким.

Другие методики разделения добычи между пластами предлагают следующее.

1. Геохимический анализ поверхностных проб [2, 3] пластовых нефтей с целью определения концентрации различных химических элементов или физико-химических свойств, например, коэффициента светопоглощения. В данном случае проблемами являются недостаточное различие исследуемых физико-химических параметров нефти и их изменчивость по площади залежи.

2. Геофизические исследования скважин [2, 3], в частности дебитометрия и термометрия. Основными недостатками этой методики являются низкие чувствительность и точность приборов, а также необходимость остановки добывающей скважины.

3. Применение автономных геофизических приборов, устанавливаемых между пластами и над интервалом верхнего пласта [3]. К недостаткам метода относятся необходимость подъема насосного оборудования для регистрации данных, а также большая вероятность отказа и заклинивания прибора из-за различных отложений на корпусе и подвижных частях измерительных приборов.

4. Использование компоновки Y-tool (двухлифтовый подъемник) или двухрядной компоновки, разработанной компаниями Baker Hughes, OTIS, Camco и др. [4]. Оборудование позволяет доставлять на поверхность продукцию каждого из пластов по самостоятельному лифту, не смешивая. Ограничением применения таких устройств являются их высокая стоимость и низкая надежность, а также невозможность использования в скважинах с малыми диаметрами эксплуатационной колонны.

5. Решение уравнений материального баланса [4]. Недостатком данной методики является то, что для ее применения требуется набор достоверных данных прямых исследований, которых, как правило, не хватает.

## Практическая методика разделения добычи жидкости

Многочисленные аналитические методы разделения добычи жидкости на многопластовых месторождениях [2] помимо преимуществ имеют ряд недостатков: требуется большое количество данных, процесс характеризуется значительной трудоемкостью и невысокой оперативностью. Для решения указанных проблем были выработаны алгоритмы, позволяющие перераспределять добычу жидкости и нефти между пластами в условиях дефицита данных в период совместной эксплуатации. Предложенные алгоритмы были разработаны и опробованы на одном из месторождений Оренбургской области.

В основу метода легли использование пропорций при анализе фильтрационных свойств пластов и учет интервалов перфорации, т.е. определение коэффициента участия каждого объекта в добыче жидкости и нефти на основе данных исследований и результатов ГТМ в скважинах совместного фонда за всю историю эксплуатации.

Основные этапы методики разделения добычи жидкости и обводненности на многопластовых месторождениях представлены на рис. 1. Рассмотрим каждый из них подробнее.

**Поиск несоответствий.** В ходе исполнения технологических документов и технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти установлено, что обводненность по каждому из совместных пластов, как правило, принимается равной общей по скважине. Однако анализ проведенных на месторождении промыслово-геофизических исследований показал, что распределение дебитов жидкости по пластам некорректно и не соответствует их гидропроводности.

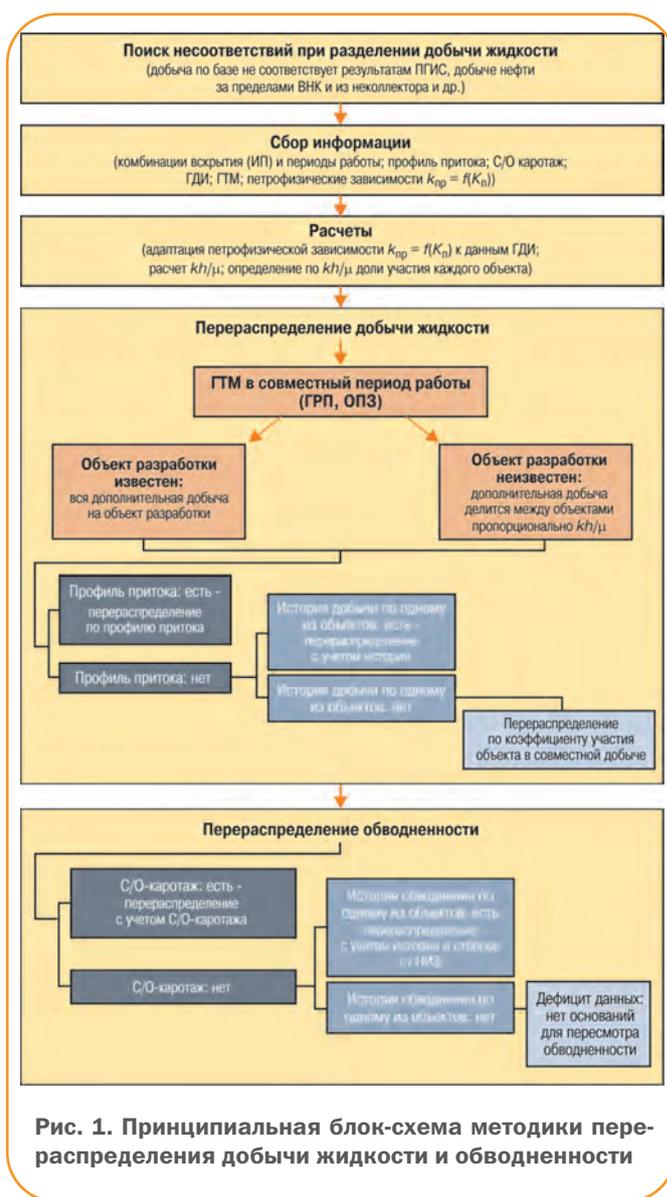


Рис. 1. Принципиальная блок-схема методики перераспределения добычи жидкости и обводненности

**Сбор информации.** Далее осуществлялись сбор и систематизация исходных данных по скважинам. Были определены все комбинации вскрытия и периоды работы различных объектов по всем совместным скважинам, собраны все исследования профиля притока, данные о текущей нефтенасыщенности (C/O-каротаж); даты и интервалы приобщения объектов, дострелов и изоляции пластов, а также информация о ГТМ, влияющих на профиль добычи. По объектам были собраны все данные о проведенных гидродинамических исследованиях (ГДИ), петрофизические зависимости проницаемости от пористости, определенные на керновом материале, и характеристики флюидов.

**Расчет исходных данных.** Для определения доли участия каждого объекта в добыче жидкости был выполнен ряд расчетов. Доля участия каждого объекта определялась из следующего уравнения:

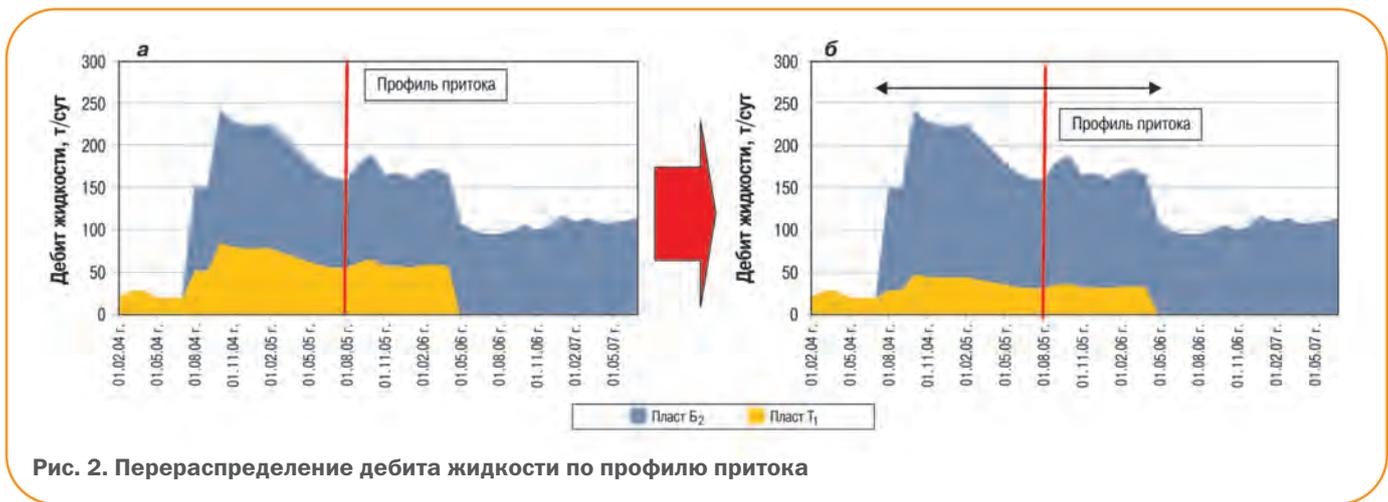


Рис. 2. Перераспределение дебита жидкости по профилю притока

$$\eta_i = \frac{k_{\text{пр}i} h_{\text{эф}i} / \mu_n}{\sum_{i=1}^n k_{\text{пр}i} h_{\text{эф}i} / \mu_n}, \quad (1)$$

где  $k_{\text{пр}i}$  – абсолютная проницаемость  $i$ -го пласта,  $10^{-3}$  мкм;  $h_{\text{эф}i}$  – эффективная перфорированная толщина  $i$ -го пласта, м;  $\mu_n$  – вязкость нефти, мПа·с.

Затем рассчитывается добыча жидкости по каждому объекту

$$q_i = q \eta_i, \quad (2)$$

где  $q$  – суммарная добыча жидкости по скважине;  $\eta_i$  – доля участия совместно разрабатываемого объекта.

Часто проницаемость, определенная по керновому материалу, не коррелируется с проницаемостью, определенной по данным ГДИ. Поэтому зависимость проницаемости от пористости берется с поправкой на результаты ГДИ по данному пласту.

Расчеты проводились в следующей последовательности.

1. Определение вскрытых перфорацией эффективных толщин в периоды совместной эксплуатации объектов.

2. Расчет средневзвешенной проницаемости вскрытого интервала (при необходимости на основе адаптированной зависимости проницаемости от пористости).

3. Определение доли участия каждого совместно разрабатываемого объекта в добыче жидкости.

**Распределение добычи жидкости по пластам.** После расчета коэффициента участия каждого объекта проводится перераспределение добычи жидкости. Для этого данные, используемые при перераспределении добычи, классифицируются по приоритету использования, который применяется при отсутствии определенной информации: приоритет 1 – исследования по профилю притока; приоритет 2 – история добычи

объекта до приобщения; приоритет 3 – коэффициент участия объекта в добыче жидкости.

При наличии данных по профилю притока доля участия каждого объекта распространяется на весь период совместной эксплуатации (рис. 2). В случае их отсутствия анализируется работа пласта до приобщения и после отключения одного из пластов (если это имело место), и коэффициент участия пласта в добыче жидкости корректируется с учетом истории добычи до и после приобщения. При росте добычи жидкости после приобщения принимается, что добыча по ранее разрабатываемому пласту осталась на прежнем уровне, и вся дополнительная добыча относится к приобщенному пласту. При этом определяется доля участия на момент приобщения, которая распространяется на весь период после приобщения. Если история работы одного из объектов до приобщения отсутствует, то перераспределение добываемой продукции осуществляется по формуле (2).

**Распределение обводненности.** После разделения добычи жидкости между объектами необходимо перераспределить обводненность. Для этого на первом этапе определяется приоритет использования данных: приоритет 1 – С/О-картаж; приоритет 2 – характер обводнения объекта до приобщения и после; приоритет 3 – изменение обводненности объекта в зависимости от отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

При наличии данных С/О-картажа обводненность вычислялась через коэффициент нефтенасыщенности, полученный в результате исследований, и функцию Баклея – Лаверетта.

$$f_{w,i}^{C/O} = \frac{S_{vi}}{S_{vi} + \frac{\mu_{vi}}{\mu_{ni}} \cdot S_{ni}}, \quad (3)$$

где  $S_{vi} = 1 - S_{ni}$  – водонасыщенность;  $\mu_{vi}$ ,  $\mu_{ni}$  – вязкость соответственно воды и нефти в пластовых

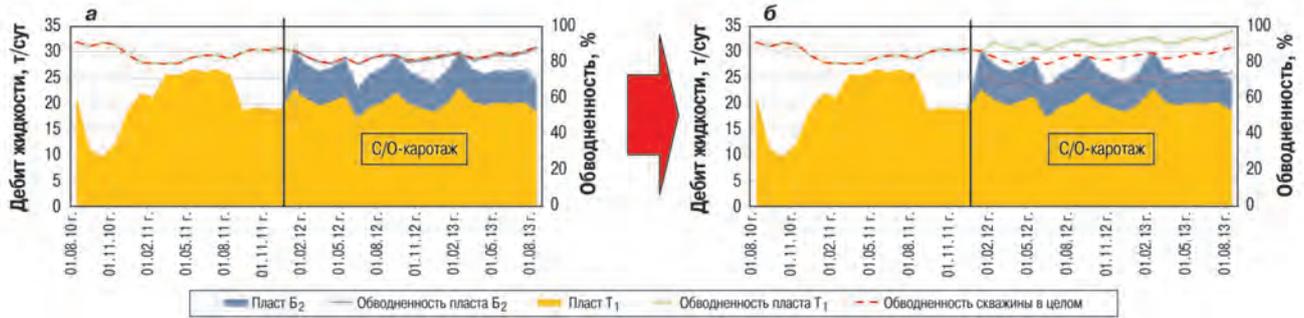


Рис. 3. Перераспределение обводненности по профилю обводнения

условиях для  $i$ -го пласта;  $S_{ni}$  – средневзвешанная по перфорированной толщине нефтенасыщенность, определенная по данным С/О-каротажа.

При этом принимаются следующие допущения: отсутствует массообмен между флюидами; флюиды несжимаемы; поток двухфазный. Полученные результаты распространяются на весь период совместной эксплуатации (рис. 3).

Очевидно, что данные С/О-каротажа по пластам не всегда совпадают с данными по обводненности в целом по скважине. Для приведения результатов исследования к фактическим данным по скважине в целом используется специально разработанный алгоритм, позволяющий перераспределить излишки воды между пластом с избыточной обводненностью и недостаточно обводненным, для того чтобы суммарная добыча соответствовала общей добыче жидкости по скважине:

Сначала для каждого пласта рассчитывается теоретическая добыча соответственно воды и нефти

$$q_{в,ti} = q_i \cdot f_{w,i}^{C/O}, \quad (4)$$

$$q_{н,ti} = q_i - q_{в,ti} \quad (5)$$

где  $q_i$  – добыча жидкости из  $i$ -го пласта.

Если теоретическая обводненность всей продукции скважины  $\sum q_{в,ti}/q$  меньше фактической, то пересчет обводненности выполняется следующим образом:

• для каждого  $i$ -го пласта в скважине определяется коэффициент теоретической добычи нефти

$$k_{ni} = \frac{q_{н,ti}}{\sum q_{н,ti}}; \quad (6)$$

• обводненность для каждого пласта рассчитывается по формуле

$$f_{w,i} = \frac{q_i - q_n \cdot k_{ni}}{q_i}, \quad (7)$$

где  $q_n$  – общая добыча нефти по скважине.

Если теоретическая обводненность всей продукции скважины больше фактической, то расчетная обводненность определяется следующим образом:

• для каждого  $i$ -го пласта в скважине определяется коэффициент теоретической добычи воды

$$k_{в,ti} = \frac{q_{в,ti}}{\sum q_{в,ti}}; \quad (8)$$

• обводненность для каждого пласта находится по формуле

$$f_{w,i} = \frac{q_i - (q_i - q_v \cdot k_{в,i})}{q_i}. \quad (9)$$

В случае, когда есть история скважины до приобщения пласта, считается, что изменение обводненности относится к новому пласту.

Если исследования не проводились, или два пласта вводились в разработку одновременно, то учитывалось, что обводненность пласта прямо пропорциональна суммарному отбору от НИЗ

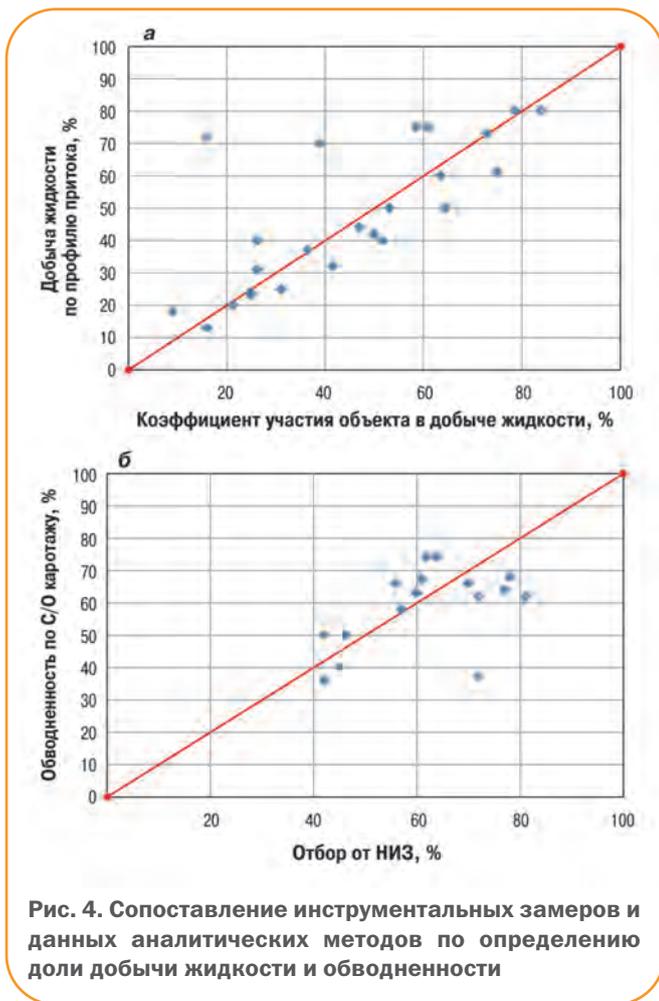
$$f_{v,i} = \frac{Q_i}{\text{НИЗ}_i}, \quad (10)$$

где  $f_{v,i}$  – прогнозная обводненность  $i$ -го пласта;  $Q_i$  – суммарный отбор нефти по  $i$ -му пласту;  $\text{НИЗ}_i$  – НИЗ  $i$ -го пласта.

После определения прогнозной обводненности по формуле (10) расчеты проводятся так же, как при наличии результатов С/О-каротажа.

## Результаты апробирования методики

Данная методика была опробована в 12 скважинах месторождения Оренбургской области, причем скважины подбирались так, чтобы в период совместной работы они были охвачены исследованиями профиля притока и С/О-каротажем. Как показала практика, результаты С/О-каротажа, проведенного во вновь пробуренных скважинах, характеризуются значительной погрешностью из-за наличия нерасформи-



рованных зон проникновения фильтрата бурового раствора, кроме того, часто исследование проводится только в одном из работающих пластов.

После подбора скважин-кандидатов сопоставлялись результаты, полученные аналитическим путем и путем инструментальных замеров (рис. 4).

Проведенные расчеты показали, что доля участия объекта, рассчитанная аналитическим методом, лучше коррелируется с инструментальными замерами в тех случаях, когда отсутствуют заколонные перетоки и совместно эксплуатируются схожие по типу коллекторы, причем в карбонатных коллекторах решающим параметром является трещиноватость.

## Выводы

1. Предложенная методика распределения добычи жидкости и нефти в многопластовых системах актуальна при наличии исходной информации низкого качества либо ее отсутствии. Таким образом, при дефиците исходных данных можно успешно использовать инструмент, позволяющий сократить долю неопределенностей при проектировании дальней-

шей разработки месторождения в целом и планировании ГТМ.

2. Данная методика была апробирована на реальном месторождении. Согласно проведенным расчетам уточнено представление о локализации остаточных запасов нефти по пластам, что позволило скорректировать адресную программу ГТМ и повысить удельную эффективность применяемых методов.

## Список литературы

1. РД 153-39.0-109-01. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М.: Министерство энергетики РФ, 2002. – 81 с.
2. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Министерство энергетики РФ, 2002. – 56 с.
3. Сорокин А.В. Разработка и исследование методов управления гидродинамическими режимами при эксплуатации двух пластов. Автореф. дисс. на соис. уч. ст. канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 26 с.
4. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Степанов С.В. Использование метода материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №5. – С. 56-60.

## References

1. RD 153-39.0-109-01, *Kompleksirovanie i etapnost' vypolneniya geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhicheskikh issledovaniy neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy* (Methodological guidelines for integration and phasing of geophysical, hydrodynamical and geochemical studies of oil and gas fields), Moscow: Publ. of Russian Ministry of Energy, 2002, 81 p.
2. RD 153-39.0-110-01, *Metodicheskie ukazaniya po geologo-promyslovomu analizu razrabotki neftyanykh i gazonefityanykh mestorozhdeniy* (Methodological guidelines for field-geological analysis of oil and gas deposits), Moscow: Publ. of Russian Ministry of Energy, 2002, 56 p.
3. Sorokin A.V., *Razrabotka i issledovanie metodov upravleniya gidrodinamicheskimi rezhimami pri ekspluatatsii dvukh plastov* (Development and research of management techniques with hydrodynamic regimes in the operation of the two layers): thesis of the candidate of technical sciences, Tyumen': TyumGNGU, 2008.
4. Altunin A.E., Semukhin M.V., Stepanov S.V., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2012, no. 5, pp. 56-60.

# Опыт переработки возобновляемого сырья в парафины для получения биотоплива

**В.В. Фадеев, к.х.н., Д.Н. Герасимов, А.В. Абрамова, к.х.н.,  
Р.А. Смолин, к.х.н., Н.Ю. Уварова (ООО «РН-ЦИР»)**

**Ключевые слова:** возобновляемое сырье, биотопливо, деоксигенирование, катализатор.  
**Key words:** renewable feedstocks, biofuel, deoxygenation, catalyst.

**Адрес для связи:** fadeevv@rn-rdc.ru

## Введение

Потребление дизельного и авиационного топлива в мире и России увеличивается, что связано с развитием промышленного производства, ростом объема грузо- и пассажироперевозок, расширением парка автомобилей и летательных аппаратов. В настоящее время подавляющее большинство выпускаемых видов топлива производится из минерального углеводородного сырья, разведанные запасы и современный уровень добычи которого покрывают возрастающие потребности.

Тем не менее в мире развиваются и внедряются технологии получения топлива из альтернативных источников сырья. Так, авиационное и дизельное топливо уже производятся из возобновляемых видов сырья, таких как растительные масла и животные жиры. Такое топливо принято называть биотопливом.

К 2050 г. в ЕС планируется использовать до 40 % керосина, полученного из альтернативных источников. Например, компания Lufthansa прогнозирует, что в 2020 г. каждый четвертый самолет будет летать на биотопливе. В планах ВВС США – перевод к 2016 г. 50 % самолетов на использование смесей топлива, получаемого из растительного масла (не употребляемого в пищу) или отходов животноводства, и традиционного реактивного топлива.

Несмотря на то, что в ближайшем будущем биотопливо полностью не заменит топливо, получаемое из нефтяного сырья, существуют причины для успешного развития этого направления.

1. Сокращение эмиссии  $\text{CO}_2$ . Производство биотоплива из возобновляемого сырья не приводит к росту содержания углекислого газа в атмосфере вследствие замкнутого углеродного цикла. По сравнению с топливом, получаемым из нефтяного сырья, значительно сокращаются выбросы  $\text{CO}_2$  [1].

2. Общее снижение вредных выбросов. Выбросы оксидов углерода, серы, несгоревших углеводородов и твердых частиц при использовании биотоплива ниже, чем при применении минерального топлива.

3. Улучшение экологических характеристик нефтяного топлива. Добавление к нему биотоплива может понизить содержание серы в товарном продукте.

4. Восполнение локального недостатка минеральных ресурсов, снижение зависимости от внешних поставок. Производство биотоплива целесообразно в регионах, в которых отсутствуют нефтеперерабатывающие комплексы, топливо доставляется из других регионов, климатические условия позволяют получать растительные масла и животные жиры.

5. Использование невостребованных природных ресурсов. Возможность вовлечения неэксплуатируемых сельскохозяйственных угодий для выращивания, производства сырья для биотоплива. Использование имеющихся природных источников биосырья суши, рек и океанов.

6. Восполнение прогнозируемого истощения минеральных углеводородных ресурсов в будущем.

При получении биотоплива в качестве сырья могут использоваться растительные и животные жиры и масла, например рапсовое, льняное, подсол-

нечное, сурепное, соевое, конопляное, оливковое, горчичное, пальмовое, арахисовое, касторовое, кокосовое масла, говяжий и бараний жир, свиное сало, китовый, молочный и рыбий жиры, фракции таллового масла, биомасса водорослей и др. Отходы растительного происхождения, масличные культуры с низкой долей потребления в пищевых целях также могут служить сырьем для получения биотоплива. Возможность получения биотоплива из растительных масел и жиров во многом обусловлена их химическим составом, представленным в основном триглицеридами жирных кислот с атомами углерода  $C_8-C_{24}$  и свободными жирными кислотами. Нефтяные керосиновые и дизельные фракции состоят преимущественно из углеводородов с такой же длиной цепи.

Долгое время биотопливо считалось неконкурентоспособным, так как уступало ископаемому топливу и по мощности производства, и по сложности внедрения. Однако постоянно развивающиеся технологии постепенно решают эти проблемы. Важной предпосылкой для перехода на жидкое биотопливо является его совместимость с конструкциями существующих двигателей и оборудования из-за близости состава с составом традиционного топлива.

Современные общие требования к качеству топлива в России и некоторых странах СНГ закреплены в техническом регламенте Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту». Более подробно нормы изложены в ГОСТах и технических условиях на отдельные виды продукции. Несмотря на старания производителей выпускать топливо из возобновляемого сырья, максимально приближенное по качественным характеристикам к традиционному, различия между нефтяным топливом и биотопливом существуют. Это обусловлено более сложным химическим составом нефтяных фракций, включающих в том числе ароматические и нафтеновые соединения, содержание которых в биотопливе, как правило, не велико. Это не позволяет биотопливу по некоторым показателям соответствовать нормам, принятым для нефтяных видов топлива, и ограничивает его использование. Например, в силу особенностей углеводородного состава плотность биотоплива может быть меньше, чем нефтяных, что может влиять (в случае авиакеросина) на взлетный вес и дальность полета заправляемого самолета. Для

преодоления возникших ограничений в использовании не нефтяного сырья в качестве компонентов топлив недавно был разработан и принят американский стандарт ASTM D7566-09 на авиационные турбинные топлива, содержащие синтетические углеводороды.

## Получение биотоплива

Существуют два основных направления получения биотоплива.

*С применением стадии переэтерификации триглицеридов растительных масел*

Направление основано на технологии, включающей стадии переэтерификации триглицеридов растительных масел со спиртами, преимущественно метанолом, в присутствии гомогенных щелочных или кислотных катализаторов с образованием метиловых эфиров жирных кислот (МЭЖК) и глицерина в качестве побочного продукта (рис. 1) [2].



Углеводородные радикалы R в составе метиловых эфиров жирных кислот растительных масел в основном являются непредельными, что обусловлено наличием двойных связей в углеводородной цепи жирной кислоты, образующей масла. Непредельные соединения, содержащиеся в биотопливе, приводят к снижению его окислительной и термической стабильности. Для улучшения этих характеристик дополнительно проводится гидрирование ненасыщенных соединений. Полученные таким образом эфиры можно использовать в качестве компонентов топлива. Однако в соответствии с ГОСТ Р 52368–2005 максимальный объем добавки МЭЖК к дизельному топливу не может превышать 7 %. Поэтому более целесообразно направлять эти эфиры на стадию декарбоксилирования для получения линейных n-алканов. В результате происходит удаление кислорода с образованием CO<sub>2</sub>. Образовавшиеся углеводородные продукты этой стадии

имеют на один атом углерода меньше, чем соответствующий МЭЖК.

Важными показателями, отражающими качество дизельного и авиационного топлива, являются низкотемпературные свойства, такие как предельная температура фильтруемости, температура помутнения, температура начала кристаллизации, которые определяются углеводородным составом. Нормальные парафиновые углеводороды обладают высокими температурами плавления или застывания и при их большом содержании низкотемпературные характеристики топлива ухудшаются.

Наличие в составе топлива изо-парафиновых углеводородов значительно улучшает низкотемпературные свойства. В связи с этим на нефтеперерабатывающих заводах n-парафиновые углеводороды или удаляют из состава топлива или направляют на стадию изомеризации для получения изо-парафинов, что является более целесообразным. При необходимости получения углеводородов с меньшей длиной цепи, например, для получения авиакеросина, такого как JP-8, дополнительно проводят гидрокрекинг линейных алканов или в качестве сырья используют соединения с длиной цепи углеводородной части в интервале  $C_9-C_{15}$  [3]. Недостатком этого способа получения биотоплива является образование глицерина как побочного продукта при расщеплении триглицеридов масла, который необходимо утилизировать. Количество образующегося глицерина приблизительно эквивалентно 10 % общего объема производства МЭЖК. Глицерин можно использовать для получения пропана, пропанола, пропандиола или их комбинаций.

### С применением стадии деоксигенирования/гидрирования сырья

Это направление получения биотоплива основано на технологии, включающей стадию деоксигенирования/гидрирования исходного сырья с получением линейных длинноцепочечных n-парафинов, которые затем направляют на гидроизомеризацию для получения топлива с требуемыми низкотемпературными свойствами [4]. Для производства топлива с более легким фракционным составом, например авиационного керосина, в технологию может быть включена дополнительная стадия селективного гидрокрекинга, или в качестве сырья следует использовать углеводороды с соответствующими длинами цепей остатков жирных кислот. При деоксигенировании в результате протекания реакций различных типов происходит деструкция молекул триглицери-

дов, сопровождаемая удалением атомов кислорода с образованием молекул  $CO_2$ ,  $CO$  и  $H_2O$ , а также с получением пропана. К настоящему времени нет единого понимания механизма процесса деоксигенирования триглицеридов жирных кислот, однако общие представления о протекающих реакциях могут быть отражены на упрощенной схеме (рис. 2).



В ходе реакций декарбоксилирования и декарбонилирования получаемые углеводороды имеют на один атом углерода меньше, чем в исходной жирной кислоте. Кроме того, образующаяся в ходе гидродеоксигенирования вода может способствовать гидролизу сложных эфиров с образованием глицерина и кислот и участвовать в реакциях равновесия «водяного газа», изменяя соотношение  $CO/CO_2$  образующихся в процессе деоксигенирования.

Топливо, полученное таким методом, называется green (зеленым), или биодизелем и биокеросином второго поколения. Технологии производства биотоплива разработаны ведущими мировыми компаниями, такими как UOP LLC (UOP-Honeywell)/Eni (Ecofining process), Neste Oil (NExBTL), BP, Conoco-Phillips, Petrobras, Dynamic Fuels, Axens и другими, а выпуск дизельного и авиационного биотоплива осуществляют ADM, Directfuels, Iowa Renewable Energy, Canadian Bioenergy Corporation, Algal Biomass Organisation.

В табл. 1 приведены характеристики дизельного топлива, полученного из нефтяного и возобновляемого сырья [5, 6].

Как следует из табл. 1, в green дизеле отсутствуют кислородсодержащие соединения, плотность его несколько ниже, чем дизельного топлива, полученного из нефтяного сырья, цетановое число выше, он обладает лучшими низкотемпературными свойствами.

Таблица 1

Показатель	Нефтяной дизель	Биодизель (МЭЖК)	Green дизель
Содержание кислорода, %	0	11	0
Плотность топлива, г/см <sup>3</sup>	0,83-0,85	0,883	0,78
Содержание серы, ppm	< 10	< 10	< 10
Теплотворность, МДж/кг	43	38	44
Изменение выбросов NO <sub>x</sub> , %	Нет	10	От 0 до -10
Массовое содержание полиароматических соединений, %	4	0	0
Температура помутнения, °С	-5	От -5 до 15	От -5 до -30
Цетановое число	40-55	50-65	70-90
Фракционный состав, 10-90 %, °С	200-300	340-355	265-320
Стабильность	Хорошая	Плохая	Хорошая

Для получения биотоплива в процессе деоксигенирования возобновляемого сырья могут применяться катализаторы гидрооблагораживания и гидрирования, такие как Ni, NiMo, CoMo на носителе, на основе благородных металлов (Pt, Pd на носителе, например,  $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), а также другие системы [7-12].

Полученные на стадии деоксигенирования n-парафиновые углеводороды направляют на стадию гидроизомеризации. Широко распространены катализаторы изомеризации, в состав которых входит один или несколько металлов VIII группы Периодической таблицы, преимущественно Pt или Pd, нанесенные на носитель. Носителями могут быть  $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, алюмосиликаты, сформованные со связующим различные формы алюмосиликатных, алюмосиликофосфатных цеолитов и др. В ООО «РН-ЦИР» разработаны технология и катализаторы получения синтетического авиационного топлива из n-алкановых углеводородов синтеза Фишера – Тропша [13].

Для получения биотоплива, в том числе и авиационного керосина, процесс деоксигенирования представляется более перспективным по сравнению с переэтерификацией триглицеридов растительных масел со спиртами по следующим причинам:

- в получаемых углеводородных продуктах процесса деоксигенирования отсутствуют кислородсодержащие соединения;
- для проведения деоксигенирования не требуются дополнительные реагенты (для процесса переэтерификации необходимо использовать спирты, например метанол);
- в процессе деоксигенирования не образуются побочные продукты, такие как глицерин, который необходимо отделять от целевых продуктов и утилизировать;
- метиловые эфиры жирных кислот, получаемые в процессе переэтерификации, необходимо подвер-

гать дальнейшей переработке для получения n-алканов, в процессе деоксигенирования продуктами являются n-алканы.

## Экспериментальная работа

Целью настоящей работы являлась экспериментальная оценка возможности проведения реакций деоксигенирования на катализаторах различных типов на примере рыжикового масла. Использование в качестве сырья рыжикового масла связано с тем, что культура рыжика посевного (лат. *Camelina sativa*) не требовательна к климатическим условиям, он может произрастать при умеренном климате, неприхотлив в процессе культивирования, является возделываемой масличной культурой, но может встречаться и как сорное растение. Технология выращивания рыжика и производства элитных семян разработана, например, в отделе технических и масличных культур в лаборатории селекции рыжика Пензенского научно-исследовательского института сельского хозяйства Российской академии сельскохозяйственных наук (ГНУ Пензенский НИИСХ). Многие регионы России характеризуются благоприятными условиями для культивирования рыжика и обладают значительными свободными земельными угодьями, не введенными в севооборот. Культура рыжика может занять эти площади, «обновить» почвы, обогатить их минеральными веществами, тем более что опыт ее возделывания в России существует [14, 15].

Таким образом, имеются хорошие предпосылки для производства рыжикового масла как сырья для получения экологически чистого биотоплива. Рыжик посевной незначительно используется в пищевой промышленности, а также в качестве сырья для фармацевтической промышленности и косметологии.

Эксперименты были проведены с использованием в качестве сырья рыжикового масла, жирно-кислотный состав которого по ТУ 9141-003-10513491-03 приведен в табл. 2.

Таблица 2

Жирная кислота	Число атомов углерода	Массовое отношение к сумме жирных кислот, %	Тип жирной кислоты
$\alpha$ -Линоленовая	18	35-39	Полиненасыщенная
Линолевая	18	14-22	Полиненасыщенная
Олеиновая	18	12-20	Мононенасыщенная
Эйкозеновая	20	12-16	Мононенасыщенная
Пальмитиновая	16	5-7	Насыщенная
Стеариновая	18	2-3	Насыщенная
Эруковая	22	2-4	Мононенасыщенная
Эйкозодиеновая	20	1-2	Полиненасыщенная

Исследования деоксигенирования рыжикового масла были проведены на двух образцах катализаторов. Катализатор 1 представлял собой синтезированный алюмосиликатный катализатор Pt/(SiO<sub>2</sub>+Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) с массовым содержанием платины 1 %. Носитель с массовым содержанием SiO<sub>2</sub>, равным 18 %, был получен из алюмосиликата SURAL-30 и псевдобемита Pural SB фирмы Sasol. Внесение платины осуществляли методом пропитки из раствора платинохлористоводородной кислоты H<sub>2</sub>PtCl<sub>6</sub>. Полученный катализатор сушили, прокаливали, после чего восстанавливали в токе водорода в реакторе непосредственно перед проведением испытаний.

В качестве катализатора 2 использовали промышленный алюмокобальтмолибденовый катализатор гидроочистки CoMo/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> с массовым содержанием CoO – 3 % и MoO<sub>3</sub> – 16 %. Катализатор 2 был предварительно сульфидирован в присутствии диметилдисульфида в токе водорода.

Испытания проводили на лабораторной каталитической установке проточного типа с неподвижным слоем катализатора. В стальной реактор загружали 10 см<sup>3</sup> катализатора между слоями кварца. Каталитические превращения рыжикового масла проводили при давлении 4 МПа в интервале температур 300–420 °С при объемной скорости подачи сырья 1 ч<sup>-1</sup> в токе водорода с соотношением H<sub>2</sub>:сырье 500:1 нл/л в течение 7 ч при каждой температуре для накопления необходимого количества продукта.

Анализ газообразных продуктов выполняли методом газожидкостной хроматографии на хроматографе Trace GC ULTRA фирмы Thermo Electron, снабженном пламенно-ионизационным детектором и детектором по теплопроводности, при одновременном разделении газов на различных колонках (метод RGA). Анализ жидких углеводородных продуктов проводили методом газожидкостной хроматографии по методике WAX-Analysis, разработанной в аналитической лаборатории ООО «РН-ЦИР».

## Результаты и их обсуждение

На рис. 3 приведены зависимости конверсии рыжикового масла от реакционной температуры на двух образцах катализаторов. В газообразных продуктах реакции присутствовали углеводородные газы CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, моно- и диоксид углерода. Жидкие продукты реакции состояли из смеси углеводородов и водной фазы.

Как видно из рис. 3, платиносодержащий катализатор 1 активнее катализатора 2. Так, на катализаторе 1 конверсия рыжикового масла, близкая к 100 %, на-

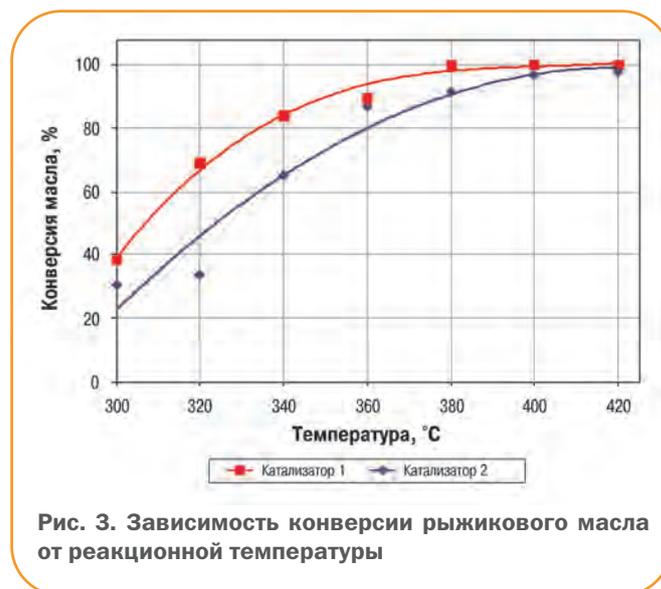


Рис. 3. Зависимость конверсии рыжикового масла от реакционной температуры

блюдается при температуре 380 °С, в то время как на катализаторе 2 – только при температуре 420 °С. На катализаторе 1 при полной конверсии сырья суммарный выход жидких продуктов составил 88–88,6 %, в том числе выход углеводородов 80–80,5 %, на катализаторе 2 – соответственно 95 и 80–86 %. Более высокая активность платинового катализатора по сравнению с алюмокобальтмолибденовым может быть связана с повышенной гидрирующей способностью платины [16].

Зависимости состава углеводородных продуктов C<sub>5+</sub>, полученных из рыжикового масла с использованием катализаторов 1 и 2, от температуры реакции показаны на рис. 4.

Углеводородный состав определяли хроматографическим методом (WAX-Analysis). Условно углеводороды были сгруппированы по длине цепи, в том числе по

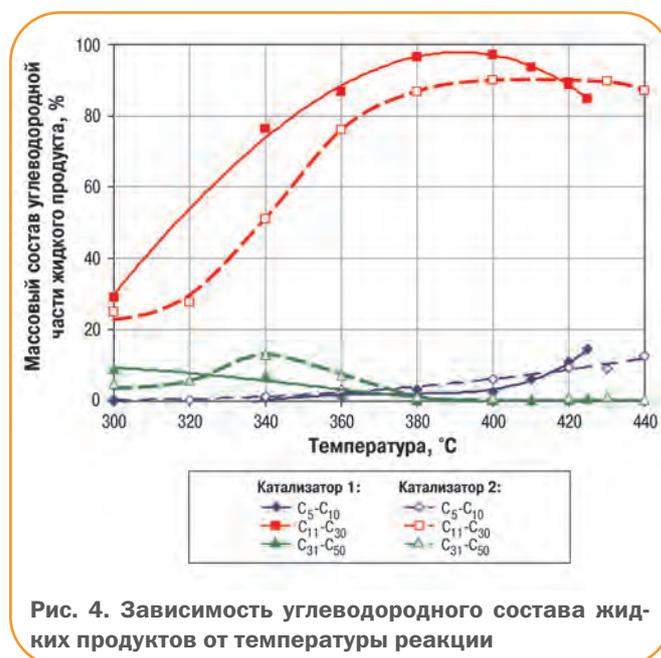


Рис. 4. Зависимость углеводородного состава жидких продуктов от температуры реакции

принципу соответствия тем или иным нефтяным топливным фракциям. Было установлено, что содержание углеводородов бензиновой фракции  $C_5-C_{10}$  в продуктах почти не зависит от типа катализатора, а в большей мере определяется температурой процесса. Как видно из рис. 4, углеводороды бензиновой фракции практически отсутствуют в продуктах реакции при температурах ниже  $340^\circ\text{C}$ . Их появление отмечается при более высоких температурах и содержание несколько возрастает с повышением температуры. В области температур  $380-400^\circ\text{C}$  при полной конверсии сырья содержание углеводородов  $C_5-C_{10}$  в составе жидких углеводородных продуктов составляет около 2–5 %.

Более тяжелые углеводороды были объединены в группу  $C_{11}-C_{30}$ , что несколько шире, чем традиционная дизельная фракция. Эта группа представлена кислотными остатками, образовавшимися при деструкции триглицеридов соответствующих жирных кислот. Преобладающая длина цепи этих углеводородов (см. табл. 2) находится в интервале  $C_{15}-C_{22}$ . Установлено, что содержание углеводородов  $C_{11}-C_{30}$  в составе продуктов в значительной степени зависит от температуры процесса и типа применяемого катализатора (см. рис. 4). В изученном температурном интервале наибольшее содержание этих продуктов (96–97 % при общем выходе жидких продуктов около 88 %) зафиксировано на платиносодержащем катализаторе 1 при температурах  $380-400^\circ\text{C}$ , соответствующих полной конверсии сырья. При дальнейшем повышении температуры содержание фракции  $C_{11}-C_{30}$  начинает снижаться. Это может быть связано с более интенсивным протеканием реакций крекинга образовавшихся алканов, что подтверждается увеличением содержания углеводородов бензи-



новой фракции  $C_5-C_{10}$ , снижением выхода жидких углеводородов и ростом газообразования.

Характер зависимости содержания углеводородов  $C_{11}-C_{30}$  от температуры в продуктах, полученных на катализаторе 2, подобен данным для катализатора 1, однако доля этой фракции меньше во всем исследованном температурном интервале. Наибольшее содержание углеводородов  $C_{11}-C_{30}$  (89,5 % при общем выходе жидких продуктов около 92–95 %) достигается при полной конверсии сырья. При повышении температуры содержание углеводородов фракции  $C_{11}-C_{30}$  начинает постепенно снижаться вследствие вторичного крекинга образовавшихся алканов.

На хроматограммах конденсированных продуктов, полученных в условиях низкой конверсии исходного сырья, на обоих катализаторах отмечается группа соединений с длинами углеводородных цепей  $C_{31}-C_{50}$  в максимальных количествах около 10 % (см. рис. 4). Образование подобных веществ может происходить вследствие частичного деоксигенирования молекул триглицеридов, в результате чего отщепляется один или два алкильных заместителя. В связи с тем, что в состав рыжикового масла входят соединения жирных кислот нескольких типов (см. табл. 2), имеющих различную длину углеводородной цепи, энергия отрыва разных групп  $-OC(O)R_n$  будет неодинакова. При низких температурах реакции отщепляются те радикалы, для отрыва которых требуется меньшая энергия. При этом, вероятно, образуются  $n$ -алканы с большей длиной цепи, а частично деоксигенированные молекулы триглицерида присоединяются к жидким углеводородным продуктам  $C_{31}-C_{50}$ . С ростом температуры процесса скорость распада молекул триглицеридов возрастает, и содержание высокомолекулярных углеводородов  $C_{31}-C_{50}$  в продуктах уменьшается.

Несмотря на то, что в состав растительных жиров входят преимущественно жирные кислоты с четным числом атомов углерода, в конечных продуктах в значительных количествах присутствуют алканы с нечетным числом атомов углерода. Их образование может быть связано с реакциями декарбоксилирования и декарбонилирования, сопровождающимися отрывом молекул  $CO_2$  или  $CO$ .

Присутствие в продуктах алканов с четным числом атомов углерода указывает на протекание реакций гидродеоксигенирования, в результате которых кислород при разложении эфиров выводится в виде  $H_2O$ , и длина углеводородной цепи кислотного остатка не уменьшается. С учетом того, что в

рыжиковом масле содержание жирных кислот с углеродным числом  $C_{18}$  наибольшее и может составлять 63–84 %, по соотношению углеводородов  $C_{17}/C_{18}$  в продуктах конверсии рыжикового масла можно оценить соотношение между реакциями декарбоксилирования+ декарбонилирования и гидродеоксигенирования (табл. 3).

Таблица 3

Температура, °C	Соотношение $C_{17}/C_{18}$ на катализаторе	
	1	2
380	2,8	0,19
400	2,8	0,23
430	2,6	0,35

Как следует из табл. 3, на платиновом катализаторе 1 преобладают реакции декарбоксилирования и декарбонилирования, а продуктов реакций гидродеоксигенирования значительно меньше. На катализаторе 2, напротив, протекают преимущественно реакции гидродеоксигенирования, не сопровождающиеся выделением оксидов углерода. Это позволяет целенаправленно использовать углерод биосырья, снижать эмиссию углекислого и угарного газа при производстве биотоплива.

В табл. 4 приведены данные по составу газов (без учета водорода), образующихся в ходе реакций деоксигенирования при достижении полной конверсии рыжикового масла. Как видно из полученных данных, на катализаторе 1 суммарное объемное содержание оксидов углерода в газовой фазе составляет 75,6 %, что подтверждает преимущественное протекание реакций декарбонилирования и декарбоксилирования в процессе деоксигенирования, причем, как следует из соотношения  $CO$  и  $CO_2$ , вклад реакций декарбонилирования примерно в 6 раз выше, чем декарбоксилирования. С учетом возможного протекания побочных реакций, когда  $CO$  может превращаться в  $CO_2$ , точно оценить соотношение между реакциями декарбонилирования и декарбоксилирования нельзя.

Таблица 4

Компонент	Объемное содержание газов, %, при использовании катализатора	
	1 ( $T=380$ °C)	2 ( $T=430$ °C)
$CO_2$	10,5	23,3
$CO$	65,1	15,1
$CH_4$	4,1	15,9
$C_2H_6+C_2H_4$	10,1	12,9
$C_3H_8$	10,2	32,8



## Заключение

В работе проведено исследование превращения рыжикового масла в процессе деоксигенирования на платиноалюмосиликатном и алюмокобальтмолибденовом катализаторах. Показано, что оба катализатора проявляют высокую активность, причем платиносодержащий катализатор более активен. На платиносодержащем катализаторе при полной конверсии рыжикового масла массовое содержание углеводородов фракции  $C_{11}-C_{30}$  в жидких продуктах составляет около 96–97 % при суммарном выходе жидких продуктов около 88 %, на  $CoMo/Al_2O_3$  катализаторе – соответственно около 89,5 и 92–95 %.

На платиносодержащем катализаторе в процессе деоксигенирования масла преобладают реакции декарбонилирования и декарбоксилирования с образованием  $CO$  и  $CO_2$ , что приводит к преимущественному получению в продуктах реакции алканов с числом атомов углерода на один меньше, чем в углеводородной цепи жирной кислоты в исходной молекуле триглицерида, причем вклад реакций декарбонилирования выше, чем реакций декарбоксилирования. Доля реакций гидродеоксигенирования без уменьшения длины углеводородной цепи  $n$ -алкана невысокая. При таком протекании процесса происходит частичная потеря углерода в виде  $CO$  и  $CO_2$ .

На CoMo-катализаторе преобладают реакции гидродеоксигенирования, вклад реакций декарбонилирования и декарбоксилирования невысок, что повышает эффективность переработки возобновляемого сырья в топливо за счет снижения образования нецелевых углеродсодержащих продуктов.

## Список литературы

1. Van Gerpen J. Biodiesel processing and production // Fuel Processing Technology. – 2005. – V. 86. – P. 1097–1107.
2. Bianchi D., Perego C. Biomass upgrading through acid–base catalysis // Chemical Engineering Journal. – 2010. – V. 161. – P. 314–322.
3. Overview on the production of paraffin based-biofuels via catalytic hydrodeoxygenation/ M. Mohammad, T.K. Hari, Z. Yaakob [et al.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2013. – V. 22. – P. 121–132.
4. Production of renewable diesel by hydroprocessing of soybean oil: effect of catalysts. / B. Veriansyah, J.Y. Han, S.K. Kim [et al.] // Fuel. – 2012. – V. 94. – P.578–585.
5. Malhotra R.K. Futuristic Fuels for Transport Sector. – www.p cra.org/english/transport/rkmalhotra.pdf
6. Opportunities for biorenewables / J. Holmgren, R. Marinangeli, T. Marker [et al.]. – www.hydrocarbonengineering.com
7. Patent US 2013/0012746A1. Production of paraffinic fuel from renewable feedstocks/ Luebke C.P., Frey S.J.
8. Patent WO 2009/120242A1. Production of aviation fuel from biorenewablefeedstocks / MCall M.J., Marker T.L., Marinangeli R.E., Kosal J.A.
9. Senol O.I, Viljava T.-R., Krause A.O.I. Hydrodeoxygenation of aliphatic esters on sulphided NiMo/ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> and CoMo/ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst: The effect of water // Catalysis Today. – 2005. – V. 106. – P.186–189.
10. Hydroconversion of sunflower oil on Pd/SAPO-31 catalyst/ O. Kikhtyanin, A. Rubanov, A. Ayupov, G. Echevsky // Fuel. – 2010. – V. 89. – P. 3085–3092.
11. Кинетика процесса гидроблагораживания триглицеридов жирных кислот рапсового масла в мягких условиях/ С.А. Селищева, М.Ю. Лебедев, С.И. Решетников [и др.] // Катализ в промышленности. – 2013. – № 5. – С. 73–80.
12. Development of new catalytic systems for upgraded bio-fuels production from bio-crude-oil and biodiesel/ V.A. Yakovlev, S.A. Khromova, O.V. Sherstyuk [et al.] // Catalysis Today. – 2009. – № 144. – P. 362–366.
13. Пат. № 2473664 РФ. Способ получения синтетических авиационных топлив из углеводов, полученных по методу Фишера-Тропша, и катализатор для его осуществления / Логинова А.Н., Свицерский С.А., Фадеев В.В. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «Объединенный центр исследований и разработок». – № 2011149347/04, заявл. 05.12.11; опубл. 27.01.13.

14. Саванкова Н. Авиатопливо получают из рыжика. – <http://www.aviaport.ru/digest/2013/02/15/249291.html>

15. II-я Международная конференция «Рыжик посевной – сырье для авиатоплива второго поколения» – старт глобального проекта производства авиационного биотоплива. – <http://penza.bezformata.ru/listnews/rizhik-posevnoj-sire-dlya/9558438/>

16. Розанов В.В., Крылов О.В. Спилlover водорода в гетерогенном катализе. // Успехи химии. – 1997. – Т. 66. – С. 117–129.

## References

1. Van Gerpen J., *Biodiesel processing and production*, Fuel Processing Technology, 2005, V. 86, pp. 1097–1107.
2. Bianchi D., Perego C., *Biomass upgrading through acid–base catalysis*, Chemical Engineering Journal, 2010, V. 161, pp. 314–322.
3. Mohammad M., Hari T. K., Yaakob Z. et al., *Overview on the production of paraffin based-biofuels via catalytic hydrodeoxygenation*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, V. 22, pp. 121–132.
4. Veriansyah B., Han J.Y., Kim S.K. et al., *Production of renewable diesel by hydroprocessing of soybean oil: effect of catalysts*, Fuel, 2012, V. 94, pp. 578–585.
5. Malhotra R.K., *Futuristic Fuels for Transport Sector*, URL: [www.p cra.org/english/transport/rkmalhotra.pdf](http://www.p cra.org/english/transport/rkmalhotra.pdf)
6. Holmgren J., Marinangeli R., Marker T. et al., *Opportunities for biorenewables*, URL:[www.hydrocarbonengineering.com](http://www.hydrocarbonengineering.com)
7. Patent US 2013/0012746A1, *Production of paraffinic fuel from renewable feedstocks*, Inventors: Luebke C.P., Frey S.J.
8. Patent WO 2009/120242A1. *Production of aviation fuel from biorenewablefeedstocks*, Inventors: MCall M.J., Marker T.L., Marinangeli R.E., Kosal J.A.
9. Senol O.I, Viljava T.-R., Krause A.O.I., *Hydrodeoxygenation of aliphatic esters on sulphided NiMo/ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> and CoMo/ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst: The effect of water*, Catalysis Today, 2005, V. 106, pp. 186–189.
10. Kikhtyanin O., Rubanov A., Ayupov A., Echevsky G., *Hydroconversion of sunflower oil on Pd/SAPO-31 catalyst*, Fuel, 2010, V. 89, pp. 3085–3092.
11. Selishcheva S.A., Lebedev M.Yu., Reshetnikov S.I. i dr., *Kataliz v promyshlennosti – Catalysis in Industry*, 2013, no. 5, pp. 73–80.
12. Yakovlev V.A., Khromova S.A., Sherstyuk O.V. et al., *Development of new catalytic systems for upgraded bio-fuels production from bio-crude-oil and biodiesel*, Catalysis Today, 2009, V. 144, pp. 362–366.
13. Patent no. 2473664, *Method of producing synthetic aviation fuel from hydrocarbons obtained via Fischer-Tropsch method and catalyst for realising said method*, Inventors: Loginova A.N., Sviderskiy S.A., Fadeev V.V. et al.
14. URL: <http://www.aviaport.ru/digest/2013/02/15/249291.html>
15. URL: <http://penza.bezformata.ru/listnews/rizhik-posevnoj-sire-dlya/9558438/>
16. Rozanov V.V., Krylov O.V., *Uspekhi khimii – Russian Chemical Reviews*, 1997, no. 66, pp. 117–129.

**Дисперсионный анализ эффективности геолого-технических мероприятий на Самотлорском месторождении**

**Х.Ф. Азизов (ТюмГНГУ),  
А.Н. Лопухов (ОАО «Самотлорнефтегаз»)**

Рассмотрен двухфакторный и однофакторный дисперсионный анализ различных видов геолого-технических мероприятий по блокам разработки Самотлорского месторождения. Проведен риск-анализ видов мероприятий.

**Dispersion analysis of effectiveness of wellbore intervention on Samotlor location**

**Kh.F. Azizov  
(Tyumen State Oil and Gas University, RF, Tyumen),  
A.N. Lopukhov  
(Samotlorneftegas OJSC, RF, Nizhnevartovsk)**

Two-factors and one-factor dispersion analysis of various types of wellbore intervention on Samotlor location development is reviewed in the article. Risk analysis of the wellbore intervention was carried out.

**Мониторинг разработки месторождений с использованием иерархии моделей в программном комплексе «РН-КИН»**

**В.А. Байков, С.А. Рабцевич, И.В. Костригин (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
А.В. Сергейчев (ОАО «НК «Роснефть»)**

Рассмотрены некоторые возможности программного комплекса «РН-КИН» в части мониторинга разработки месторождения. Программный комплекс содержит набор инструментов мониторинга разработки различной степени детализации, которые постоянно развиваются. Показаны примеры использования полученных расчетов для повышения эффективности проводимых геолого-технических мероприятий.

**Monitoring of field development using a hierarchy of models in software package RN-KIN**

**V.A. Baykov, S.A. Rabtsevich, I.V. Kostrigin  
(RN-UfaNIPIneft, RF, Ufa),  
A.V. Sergeichev  
(Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)**

The article highlights the main features of the complex for the field development monitoring. Software package contains tools for data mining and contains models of different complexity to support decision-making in oil-field development. Examples of interconnecting different data using 2D-models to improve the effectiveness of well activities are shown.

**Математическое моделирование и оптимизация солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах**

**Г.Т. Булгакова (Уфимский гос. авиационный технический университет),  
Р.Я. Харисов, А.Р. Шарифуллин (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
А.В. Пестриков (ОАО «НК «Роснефть»)**

Представлены возможности программного модуля «Симулятор БСКО», позволяющего оптимизировать процессы распределения и отклонения кислотных составов в неоднородных карбонатных коллекторах. Средства симулятора содержат широкий спектр инструментов, обеспечивающих целостный системный анализ процесса кислотной обработки карбонатов на качественно новом уровне, что позволяет значительно повысить экономическую эффективность проводимых кислотных обработок карбонатных коллекторов. Математическое моделирование следует рассматривать как основной инструмент оптимального проектирования дизайна БСКО скважин в карбонатных коллекторах.

**Mathematical modeling and optimizing the design of matrix treatments in carbonate reservoirs**

**G.T. Bulgakova  
(Ufa State Aviation Technical University, RF, Ufa),  
R.Ya. Kharisov, A.R. Sharifullin  
(RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa),  
A.V. Pestrikov  
(Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)**

The article presents the possibilities of specialized software "Simulator of extended selective acidizing (ESA)". The simulator allows optimizing the processes of distribution and acid deviations in heterogeneous carbonate reservoirs. The tools of the simulator include a wide range of aids that provide a comprehensive system analysis of carbonates acid treatments at a totally new level, which can significantly increase the economic efficiency of acid treatment in carbonate reservoirs. Mathematical modeling should be considered as the main tool for the optimal design of ESA wells in carbonate reservoirs.

**Современные технологии отбора и транспортировки керна как основа качественного его исследования**

**И.А. Вахрушева, Я.И. Гильманов, Д.К. Костин (ООО «ТННЦ»)**

В ОАО «НК «Роснефть»» керн отбирается из различных типов коллекторов, залегающих на глубинах от 400 м до 4,5 км. Качественный отбор керна является неотъемлемой частью процесса его изучения. Особенно актуальным становится вопрос качества отбора керна при изучении неконсолидированных, хрупких пород типа сланцев, а также кавернозно-трещиноватых пород. Не менее важным является правильная организация работ на поверхности и обеспечение качественной транспортировки керна до лабораторных центров исследований.

**Возможности современной геохимии при планировании и проведении геолого-разведочных работ**

**И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, С.В. Фадеева (ОАО «ТомскНИПИнефть»)**

Возможности современной геохимии в исследовании нефтей, газов и материнских пород с позиции знаний о генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа помогают снизить неопределенности в выборе новых объектов для разведки залежей углеводородов. Комплексное геохимическое исследование позволяет определить основные материнские породы, оценить масштабы генерации углеводородов и выявить миграционные потоки углеводородов, в зонах которых постановка геолого-разведочных работ будет наиболее эффективной. Кроме того, полученная информация является исходным блоком геохимических данных для выполнения бассейнового моделирования, которое является важнейшей составной частью при оценке перспектив нефтегазоносности территорий.

**Опыт применения уплотнения системы наблюдения совместно с методикой Slip-Sweep при проведении сейсморазведочных работ**

**В.И. Ефимов, В.П. Пацев (ОАО «Самаранефтегеофизика»)**

Рассмотрены преимущества уплотненной системы наблюдения. Увеличение производительности сейсморазведочных работ достигается применением методики Slip-Sweep. Уплотнение системы наблюдения должно сопровождаться уплотнением базы пункта притма и пункта взрыва до точечного. Уровни виброизлучения и зарегистрированного сигнала зависят от поверхностного фактора. Методом Slip-Sweep с уплотнением пунктов возбуждения выполнено в условиях Самарского региона 1500 км<sup>2</sup>. Результаты работ рассматриваются как эффективные с точки зрения качества и производительности сейсморазведочных работ. Уплотнение си-

**Modern technologies of coring and core transportation as basement for good quality core analysis**

**I.A. Vakhrusheva, Ya.I. Gilmanov, D.K. Kostin (TNNC LLC, RF, Tyumen)**

Cores from various types of reservoirs are collected in the Rosneft fields at depths of 400 m to 4.5 km. Coring quality is an integral part of the core analysis process and it becomes particularly relevant when studying unconsolidated rocks, fragile rocks such as shales and vuggy-fractured rocks. Equally important is proper organization of handling the core after its retrieval at the wellsite, as well as providing good quality of core transportation to a laboratory research center.

**Possibilities of modern geochemistry in planning and conducting exploration work**

**I.V. Goncharov, V.V. Samoilenko, N.V. Oblasov, S.V. Fadeeva (TomskNIPIneft JSC, RF, Tomsk)**

Possibilities of modern geochemistry in the study of oil, gas and source rocks from a position of knowledge generation, migration and accumulation of oil and gas can help reduce uncertainty in selecting new areas for exploration of hydrocarbon deposits. Comprehensive geochemical study to determine the main source rocks, assess the extent of hydrocarbon generation and reveal migration paths, in areas which will be staged exploration work is most effective. In addition, the information received is the original block of geochemical data to perform basin modeling, which is an important part in assessing the hydrocarbon potential areas.

**Experience of using the high-density observing system jointly with Slip-Sweep technique during seismic works**

**V.I. Efimov, V.P. Pacev (Samaraneftegeofisika OJSC, RF, Samara)**

The consolidated shooting spread advantages will be considered in this paper. Increasing productivity of survey efficiency can be achieved by application of Slip-Sweep technique. High-density spread should be accompanied by achievement consolidation of receiver and shotpoint locations to point size. Levels of vibration and obtained signal depend on surface conditions. Area, the size which is equal to 1500 км<sup>2</sup>, was shot by Slip-Sweep technology with consolidation of source point locations in Samara region. From quality and productivity points of view results of this technology considered as effective. High-density acquisition allows to increase

стем наблюдения позволяет увеличить результативность сейсморазведочных работ в условиях слабых сигналов, высокого уровня техногенных помех, в сложных поверхностных условиях. Применение уплотнения системы наблюдения позволяет расширить спектр регистрируемой сейсмозаписи, повысить помехоустойчивость системы наблюдения, увеличить достоверность геологических построений.

#### **Метод автоматического формирования оптимальной схемы инфраструктуры поверхностного обустройства**

**Р.Р. Ильясов, Л.А. Свечников, М.Р. Каримов (ООО «РН-УфаниПинефть»), М.З. Кравец, А.Н. Солодов, И.О. Пороло (ООО «СамараниПинефть»)**

Предложен подход к автоматизации процесса прокладки каналов коммуникаций на основе заданного набора кустовых площадок с учетом топографии местности. Приведены описание задачи и эффективный метод ее решения, основанный на использовании эвристических алгоритмов. Представленные метод и алгоритм получили практическую реализацию в виде программного модуля в составе корпоративного ПО «РН-КИН» ОАО «НК «Роснефть». Даны результаты апробации алгоритма на примере моделей реальных месторождений компании, подтверждающие высокую эффективность предлагаемых решений.

#### **Повышение качества создания сейсмогеологических моделей**

**Д.Г. Кирнос, К.Е. Закревский (ОАО «НК «Роснефть»)**

Одна из наиболее значимых проблем при создании адекватных геологических моделей - неполнота исходной информации, а также то, что наиболее полная проверка реалистичности полученной модели возможна только на завершающем этапе работ путем воспроизведения истории разработки. Качество геологической (и гидродинамической) модели является производным от качества выполнения работ и полноты информации на всех этапах интеграции разнородных данных в финальную модель: полевых работ, обработки, интерпретации, геологического моделирования. Планирование и контроль качества выполнения работ на всех этапах обеспечивают снижение рисков и неопределенности модели, ее адекватность реальной геологии резервуара. Одним из способов повышения качества финальной модели – итеративное выполнение работ, когда, исходя из результатов работ на завершающих этапах, происходят возврат и корректировка информации на более ранних стадиях.

seismic survey efficiency at conditions of low signal, high level of cultural noise, difficult surface conditions. Application of high-density spreads allows to extend obtained seismic signal spectrum, to increase noise immunity of shooting spread and accuracy of structural interpretation.

#### **Automatic optimal surface infrastructure generation algorithm**

**R.R. Ilyasov, L.A. Svechnikov, M.R. Karimov (RN-UfaNIPineft LLC, RF, Ufa), M.Z. Kravets, A.N. Solodov, I.O. Porolo (SamaraNIPineft LLC, RF, Samara)**

This article presents some approaches to the automatic communication canal building, which could be used to optimize effectiveness of the surface infrastructure construction. It describes the tasks, and proposes effective solution method, based on the heuristic algorithms. Algorithms, based on the proposed method, have been implemented as software modules for corporate software RN-KIN. The final part of the paper describes the results of the algorithm approbation based on the Rosneft Oil Company actual oilfield data. It confirms high efficiency of the proposed methods and algorithms in comparison with the traditional approach.

#### **Improving quality seismic and geological modeling**

**D.G. Kirnos, K.E. Zakrevskiy (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)**

One of the key issues of the process of creation of adequate geological models is incomplete initial information, as well as the fact that the most complete scan of the realism of the resulting model is possible only at the final stage of works by simulating the history of development(history matching). The quality of geological( hydrodynamic) model is derived from the quality and completeness of the information at all stages of integration of heterogeneous data (survey, processing, interpretation, modeling) in the final model. Planning and control of quality of works at all stages reduces the risks and uncertainties of the model, the model adequacy real geology of the reservoir. One of the ways to improve the quality of the final models is an iterative execution of works, when, on the basis of the results of works in the final stages, going back and updating information in the earlier stages.

**Практическая методика разделения добычи жидкости и обводненности на многопластовых месторождениях Оренбургского региона**  
**С.И. Корабельников, Д.Г. Афонин, М.В. Семухин (ООО «ТННЦ»)**

Представлена практическая методика перераспределения добычи жидкости и обводненности между объектами разработки в условиях дефицита промысловых данных в периоды совместной эксплуатации, апробированная на примере реального месторождения.

**Methodology for dividing oil and water volumes by each reservoir during multizone-field commingled production in Orenburg region**  
**S.I. Korabelnikov, D.G. Afonin, M.V. Semukhin (TNNC LLC, RF, Tyumen)**

One of interesting thing of Orenburg region's fields is production few reservoirs by single well. Production of each reservoir as separate formation is not economically. But usually it is difficult to do qualitative measurement of produced oil and water volumes because of technological aspects or rare data of well survey. The question of correct separating of oil and water produced volumes by formation is very actual. In article methodology of oil and water volumes separating by formation is presented in example of real field when there is just rare well information.

**Гидродинамические и промысловые исследования скважин (от планирования до анализа выполнения и визуализации)**  
**Е.В. Костригин, А.Я. Давлетбаев, Р.И. Абдуллин (ООО «РН-Уфанипнефть»),**  
**Э.Р. Назаргалин (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)**

Рассмотрены возможности программных модулей корпоративного программного комплекса «РН-КИН» по автоматическому режиму планирования опорной сетки гидродинамических исследований скважин и мониторинга достижения качества и успешности исследований.

**Well tests and oil field tests (from planning to monitoring and visualization)**  
**E.V. Kostrogina, A.Ya. Davtelbaev, R.I. Abdullin (RN-Ufanipneft LLC, RF, Ufa),**  
**E.R. Nazargalin (RN-Yuganskneftegas LLC, RF, Nefteyugansk)**

This article describes capabilities of corporate software package RN-KIN modules which allow automatic well backbone scheduling and allow both the test quality and test success monitoring.

**Программный комплекс «РН-КИН»: история создания**  
**И.В. Костригин (ООО «РН-Уфанипнефть»),**  
**Т.Г. Загуренко, И.Ф. Хатмуллин (ООО «Уфимский НТЦ»)**

В статье описывается история создания и внедрения в ОАО НК «Роснефть» корпоративного программного комплекса «РН-КИН».

**History of the creation and deploying of software package RN-KIN**  
**I.V. Kostrogina (RN-Ufanipneft LLC, RF, Ufa),**  
**T.G. Zagurenko, I.F. Khatmullin (UNTC LLC, RF, Ufa)**  
The article describes the history of the creation and deploying of software package RN-KIN in Rosneft Oil Company.

**Выбор системы разработки месторождений с использованием программного комплекса «РН-КИН»**  
**С.А. Рабцевич, А.В. Колонских, Р.Х. Мустафин, И.В. Костригин (ООО «РН-Уфанипнефть»)**

Рассмотрены основные возможности программного комплекса «РН-КИН» в части выбора системы разработки для разбуривания новых зон. Программный комплекс содержит инструментарий для выбора систем разработки с оценкой экономического эффекта. Иерархическая система оптимизации проектного решения скважина – элемент разработки – блок месторождения позволяет оперативно осуществлять выбор системы разработки для участков месторождения с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Предложенный подход реализован для проектирования системы разработки Горшковской площади Приобского месторождения.

**Designing of oilfield development using software package RN-KIN**  
**S.A. Rabtsevich, A.V. Kolonskih, R.H. Mustafin, I.V. Kostrogina (RN-Ufanipneft LLC, RF, Ufa)**

The article highlights the main stages in the oilfield development design and its implementation in corporate software RN-KIN. Software package contains tools for oilfield development desing with economic impact assessment. Hierarchical system optimization design solution well – element design – block field allows to perform rapid calculations for different oilfields. The proposed approach has been implemented for the oilfield design in Gorzkowski area on Priobskoye field .

## Модуль «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам».

История и перспективы развития

**М.В. Сахибгареева, А.В. Мальцев**

**(ООО «РН-Уфанипинефть»),**

**Е.В. Тяжев (ОАО «НК «Роснефть»)**

Показаны история и перспективы разработки модуля «Оценка объемов углеводородов по международным стандартам», входящего в состав программного комплекса «РН-КИН». Представлены основные возможности модуля для проведения технической оценки запасов по классификациям SPE-PRMS и SEC для международного аудита запасов интегрированных нефтегазовых компаний. Главная особенность модуля - интегрированный подход к оценке геологических и извлекаемых запасов углеводородов, который включает анализ разработки месторождения, выделение категорий, расчет геологических и извлекаемых запасов, построение профилей добычи. Созданный модуль ПК «РН-КИН» предназначен для проведения собственной оценки запасов углеводородов по западным классификациям и подготовки качественных обосновывающих инженерных материалов для независимых аудиторов, а также повышения эффективности управления запасами.

## Опыт применения гидроциклонного процессора удаления сероводорода и легких меркаптанов в ОАО «Самаранефтегаз»

**С.И. Стрункин, Н.Х. Гладкова, Е.П. Кузьмина, В.В. Матвеев, С.А. Каемов (ОАО «Самаранефтегаз»)**

Рассмотрен опыт применения гидроциклонного процессора удаления сероводорода и легких меркаптанов производства компании ООО «АНК» (г. Уфа). Цель применения – уменьшение расхода нейтрализатора в результате снижения содержания сероводорода в нефти. Достигнуто сокращение расхода нейтрализатора на 30 %.

## Опыт применения и анализ работы фильтра гидроциклонного картриджного на объектах ОАО «Самаранефтегаз»

**С.И. Стрункин, М.Г. Желтов, С.В. Пикалов, В.А. Широков, А.С. Нечаев, А.В. Новиков (ОАО «Самаранефтегаз»)**

Проведены испытания фильтра гидроциклонного картриджного, предназначенного для очистки жидкостей, газа и газового конденсата от механических примесей с целью защиты компонентов технологической системы от механического износа и загрязнений. По результатам испытаний даны рекомендации по конструкции фильтра и критериям подбора объекта для увеличения сроков службы насосных агрегатов, а также сделаны выводы о возможности существенной экономии на капитальном ремонте оборудования.

## Module "Estimation of volumes of hydrocarbons according to international standards".

History and perspectives

**M.V. Sakhibgareeva, A.V. Maltsev**

**(RN-UfaniPineft LLC, RF, Ufa),**

**E.V. Tyazhev (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)**

The article reports about the history and prospects of development of program module "Estimation of amounts of hydrocarbons according to international standards", which is included in the petroleum software RN-KIN from Rosneft Company. It contains the main functions of the module for the technical estimation of reserves according to classifications SPE-PRMS and SEC for an international reserves audit of integrated oil and gas companies. The key feature of the module is integrated solution for performance analyses, mapping the technical estimation of reserves according to classifications SPE-PRMS and SEC for an international reserves audit of integrated oil and gas companies. The created module of RN-KIN software is useful to preparation of qualitative engineering materials for independent auditors, as well as for increasing the efficiency of reserves management.

## Experience of use of the hydroclone processor of removal of hydrogen sulfide and light mercaptans in Samaraneftgas JSC

**S.I. Strunkin, N.H. Gladkova, E.P. Kuzmina, V.M. Matveev, S.A. Kaemov (Samaraneftgas JSC, RF, Samara)**

This article presents experience of use of the hydroclone processor of removal of hydrogen sulfide and light mercaptans productions of the ANK JSC company (Ufa). The application purpose is reduction of a consumption of scavengers as a result of decrease in the content of hydrogen sulfide in oil. Reduction of a consumption of scavengers for 30% is reached.

## Practical experience and operation analysis of cartridge-type hydro-cyclone filter at the objects of Samaraneftgas JSC

**S.I. Strunkin, M.G. Zheltov, S.V. Pikalov, V.A. Shirokov, A.S. Nechaev, A.V. Novikov (Samaraneftgas JSC, RF, Samara)**

The paper presents the results of cartridge-type hydro-cyclone filter tests to treat the fluids, gas and gas condensate against any solids so as to protect the process equipment components against mechanical wear and contamination. Basing upon the results of tests performed the authors make a series of conclusions and provide their recommendations on filter design and criteria used to select the field objects and to increase the service life of pumping units as well as to reduce severely the costs of equipment work-over.

**Опыт переработки возобновляемого сырья в парафины для получения биотоплив**  
**В.В. Фадеев, Д.Н. Герасимов, А.В. Абрамова, Р.А. Смолин, Н.Ю. Уварова (ООО «РН-ЦИР»)**

Рассмотрены основные предпосылки развития технологий получения биотоплив и различные пути их получения из возобновляемого сырья. Показано, что перспективным направлением является получение биотоплив с использованием процессов деоксигенирования и гидроизомеризации. Проведено экспериментальное исследование процесса деоксигенирования рыжикового масла с использованием катализаторов разных типов. Прослежено влияние природы катализатора на характер протекания процесса.

**Повышение эффективности петрофизического сопровождения сейсмического моделирования на месторождениях Оренбургского региона**  
**Н.Н. Чикина, О.П. Волков (ООО «ТННЦ»), А.А. Бовыкин (ОАО «НК «Роснефть»), С. Кларнер (Klarenco)**

Для выполнения инверсии по результатам сейсморазведки 3D и достоверного прогноза фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве необходимо иметь надежные данные о скоростях продольных, поперечных волн и плотности. Значительное увеличение количества скважин, в которых проведен специальный, современный комплекс ГИС на месторождениях Оренбургской области позволило повысить качество количественной интерпретации сейсмических данных и установить взаимосвязь подсчетных петрофизических параметров – таких как: литология, пористость, нефтенасыщенность и эффективная толщина с упругими модулями и другими сейсмическими атрибутами и в результате – осуществить прогноз коллекторских свойств.

**Разработка единой методики оценки емкостных свойств пластов месторождений Восточного Ставрополя**

**А.А. Чумичева, С.И. Харченко (ООО «НК-«Роснефть-НТЦ», Краснодар)**

Большинство месторождений Восточного Ставрополя находятся на завершающей стадии разработки и практически полностью разбурены по эксплуатационной сетке скважин. Установлена интерпретационная связь между большим объемом скважин «старого» фонда (пробурены в XX веке с ограниченным комплексом геофизических исследований скважин, слабо охарактеризованы представительным керном), где массовым методом для оценки пористости является ПС, и материалами геофизических исследований новых скважин, где показания ПС практически непригодны для количественных оценок. Такой подход дает более корректную оценку подсчетных параметров и повышает эффективность планирования геолого-технических мероприятий для юрских отложений Восточного Ставрополя.

**Renewable feedstocks refining to biofuels**  
**V.V. Fadeev, D.N. Gerasimov, A.V. Abramova, R.A. Smolin, N.Yu. Uvarova (United research and development centre LLC (RN-RD Centre LLC), RF, Moscow)**

Main prerequisites for biofuels technologies development and different options of renewable feedstocks refining to biofuels were reviewed. It's demonstrated, that deoxygenation followed by hydroisomerization is an advantageous way to produce biofuels. Deoxygenation of cameline oil using different catalyst was carried out. Influence of catalyst composition on the process performance was observed.

**Improved performance of petrophysical support for seismic modeling of Orenburg fields**  
**N.N. Chikina, O.P. Volkov (TNNC LLC, RF, Tyumen), A.A. Bovykin (Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow), S. Klarner (Klarenco LLC, RF, Moscow)**

3D seismic inversion and reliable prediction of poroperm properties in interwell space require confident data on P/S-wave velocities and densities. Significant increase in the number of wells with a special modern suite of logs in Orenburg fields allowed improvement of the quality of quantitative interpretation of seismic data and determination of interrelations between volumetric petrophysical parameters (lithology, porosity, oil saturation, and net thickness) and elastic moduli, and other seismic attributes, resulting in the prediction of reservoir properties.

**Development of a unified methodology of evaluation and capacitive properties of the deposits of the East of Stavropol territory**  
**A.A. Chumicheva, S.I. Kharchenko (NK Rosneft-NTC LLC, RF, Krasnodar)**

Most deposits in Eastern Stavropol are in the final stages of development and almost completely drilled production wells grid. In this paper we establish the connection between the interpretive large volume wells "old" fund (drilled in the last century, with a limited set of well logging, poorly characterized representative core samples), where the mass method for the evaluation of porosity is PS and new wells logging data where readings PS became practically unusable for quantitative assessments. This approach gives a more correct assessment of calculation parameters and increases the efficiency of planning for geological and technical measures for Jurassic deposits of the Eastern Stavropol region.