

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

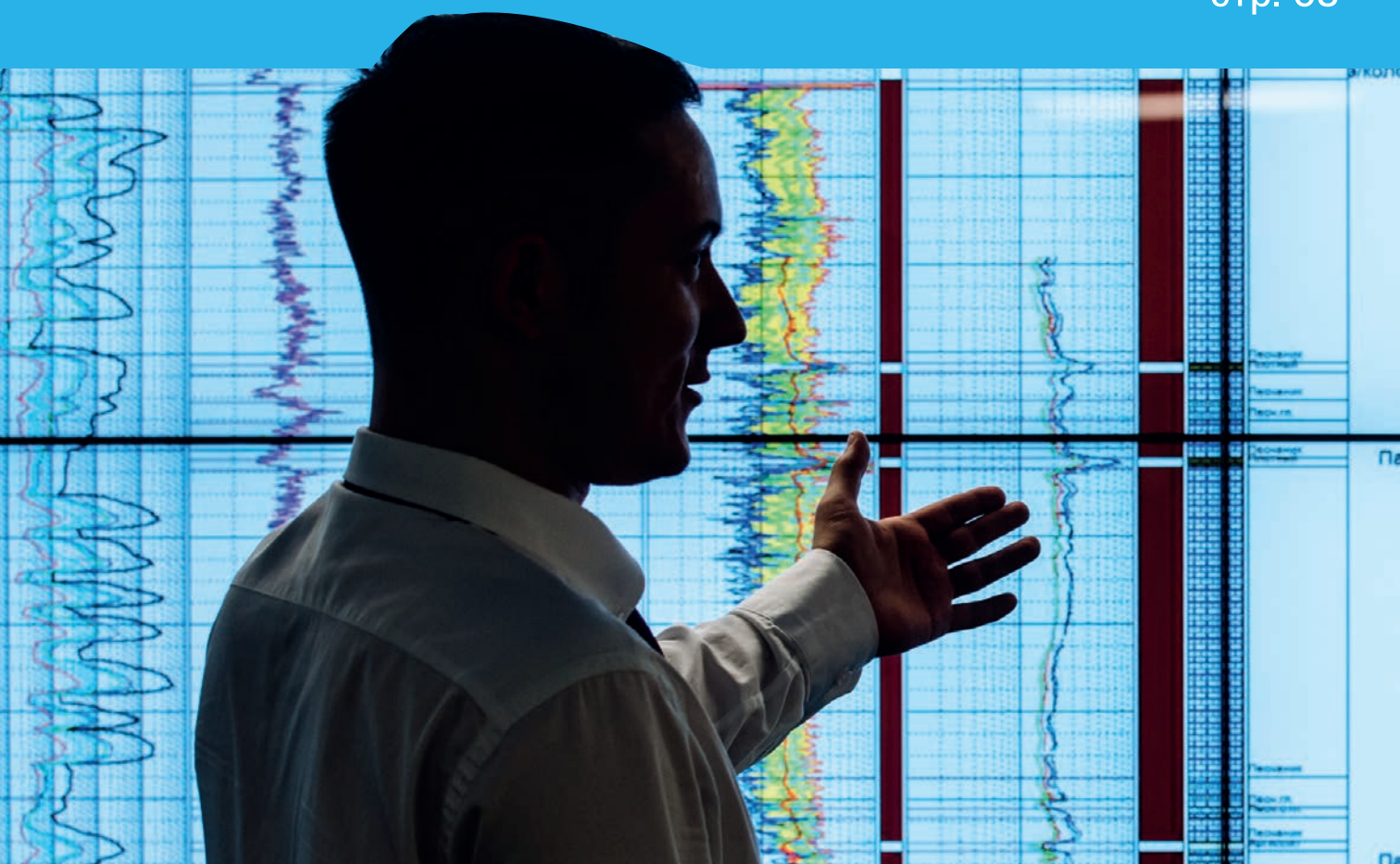
13
Стр. Интеграция технологий
структурного и бассейнового
моделирования для анализа
углеводородных систем
сложных тектонических
регионов

46
Стр. Оценка эффективности
и достаточности программы
геолого-разведочных работ
на основе экономической
ценности информации

60
Стр. Проактивный
блочно-факторный анализ
разработки месторождений

Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации

стр. 68







ПРОЕКТ! Уважаемые коллеги!

Вы держите в руках первый номер научного-технического журнала «Газпром нефть», который получил название «PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти».

Научные исследования, изобретения и инновации сегодня играют все более важную роль. Наша индустрия стала высокотехнологичным производством, в котором применяются все передовые достижения науки. Именно за счет новых технологий нефть добывается из тех пластов, которые недавно считались непригодными для разработки. Мы научились строить скважины, всего несколько лет назад казавшиеся уникальными. Инновации помогают более эффективно управлять процессами нефтедобычи и анализировать огромные объемы данных, находя новые способы разработки месторождений. Мы хорошо понимаем, что рост научного потенциала сегодня – это залог успешного, стабильного развития не только нашей компании, но и всей страны.

Не секрет, что для формирования тесных связей между наукой и производством необходимо, чтобы информация о новых проектах, подходах и потребностях бизнеса была доступна широкому кругу специалистов. Только так можно распространять новые идеи, рассказывать о задачах и технологических вызовах, с которыми мы сталкиваемся. Чтобы внести дополнительный вклад в формирование инновационной атмосферы нашей индустрии мы и решили издавать свой научно-технический журнал.

«Газпром нефть» разработала Технологическую стратегию, реализация которой позволит найти ответы на технологические вызовы, стоящие сегодня перед нами. Именно прорывные решения и новые открытия помогут нам достичь стратегических целей. Уверен, что наш журнал будет дополнительным источником развития научного знания, поможет сохранить ценную информацию о полученном компанией уникальном опыте, позволит отраслевым экспертам больше узнать о наших проектах и задачах, чтобы предложить свои решения и идеи.

Не сомневаюсь, что технологическое развитие нефтегазового сектора будет только ускоряться, а впереди нас ждет еще много открытий и побед. Надеюсь, что наш новый журнал станет достойной площадкой для научных дискуссий по актуальным вопросам геологоразведки и добычи нефти и газа.

Председатель Правления ПАО «Газпром нефть»
Александр Дюков

5

Новости компании

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

13

Комиссаров Д.К., Мельникова И.А., Беленькая И.Ю.
Интеграция технологий структурного и бассейнового моделирования для анализа углеводородных систем сложных тектонических регионов
Komissarov D., Melnikova I., Belenkaya I.
Integration of structural and basin modeling technologies to explore petroleum systems in regions with complex tectonics

21

Екименко А.В., Главнов Н.Г., Перминов Д.Е.
Оценка неопределенности структурных построений при проектировании добывающих скважин
Ekimenko A.V., Glavnov N.G., Perminov D.E.
Uncertainty estimation of structural model for production wells planning

27

Кубышта И.И., Павловский Ю.В., Емельянов П.П.
Эффективность технологий инверсии сейсморазведки 3D как основа построения и уточнения сейсмогеологической модели вендских отложений месторождения Восточной Сибири
I.I.
Efficient 3D seismic inversion technologies as a basis for creating and updating geoseismic model of the Vendian deposits (in terms of Eastern Siberia oil-and-gas fields)

38

Морозов Н.В., Беленькая И.Ю., Жуков В.В.
3D моделирование углеводородных систем баженовской свиты: детализация прогноза физико-химических свойств углеводородов
Morozov N.V., Belenkaya I.Y., Zhukov V.V.
3D modeling of Bagenov fm. hydrocarbon system: details of physicochemical properties of hydrocarbons prognosis

46

Сизых А.В., Вашевник А.М., Гончаров А.С., Белозеров Б.В., Нехаев С.А., Осмоналиева О.Т., Пислегин М.Н., Шакирзянов Л.Н.
Оценка эффективности и достаточности программы геолого-разведочных работ на основе экономической ценности информации
Sizykh A.V., Vashevnik A.M., Goncharov A.S., Belozеров B.V., Nekhaev S.A., Osmonalievа O.T., Pislegin M.N.
Estimating Efficiency of Exploration Program based on Value of Information Approach

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

53

**Мельников С.И., Гуляев Д.Н., Бородин А.А.,
Шевко Н.А., Хузин Р.А.**

Гидродинамический мониторинг как ключевой элемент эффективной
разработки на примере месторождения Бадра

Melnikov S., Gulyaev D., Shevko N., Khuzin R., Borodkin A.

Permanent production monitoring is a key element
of successful Badra oil field development

**Ситников А.Н., Пустовских А.А., Маргарит А.С.,
Ахметов А.В., Колупаев Д.Ю., Ищук Д.А.,
Шакиров М.А.**

Проактивный блочно-факторный анализ разработки месторождений

**Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Margarit A.S., Akhmetov A.V.,
Kolupaev D.Y., Ishchuk D.A., Shakirov M.A.**

Proactive analysis in the field development monitoring

60

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Брусиловский А.И., Ющенко Т.С.

Научно обоснованный инженерный метод определения
компонентного состава и PVT свойств пластовых углеводородных смесей
при неполной исходной информации

Brusilovskiy A.I., Yushchenko T.S.

Two-phase deposits: Methodology approach to the identification
of composition and pVT properties of reservoir hydrocarbon fluids
using limited initial information

68

Тепляков Н.Ф., Шульгин Е.В., Пислегин М.Н.

Использование вероятностного подхода к оценке затрат
на обустройство месторождений при подготовке инвестиционных
проектов разработки активов на стадии геолого-разведочных работ

Teplakov N.F., Shulgin E.V., Pislegin M.N.

The use of probabilistic approach to estimate field development costs
in preparation of investment project of assets development
on geological exploration stage

75

ПРОНЕФТЬ.

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ

ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Издается с 2016 года

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Адрес редакции:

**190000, Россия, Санкт-Петербург,
наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д**

Тел.: **+7 (812) 313-69-24**

Редакция:

В.В. Яковлев – главный редактор

М.М. Хасанов – ответственный
редактор

Э.Р. Керимова – ответственный
секретарь редакции

Д.А. Ребров

Е.С. Ерохина

Сдано в набор 12.08.2016.

Подписано в печать 30.09.2016

Формат 64х90, 1/8. Бумага мелованная

Печать офсетная. Тираж 500 экз.

Заказ № 1.

Отпечатано в типографии «КЕМ»

129626, г. Москва, Графский пер., д. 9, стр. 2

Цена свободная.

Перепечатка статей возможна только
с письменного разрешения редакции.

© Дизайн, научное редактирование
статей и prepress ЗАО «Издательство
«НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2016

115998, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1
www.oil-industry.ru

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

ГЛАВНЫЙ
РЕДАКТОР



Первый заместитель
Генерального директора
ПАО «Газпром нефть»
В.В. Яковлев

ОТВЕТСТВЕННЫЙ
РЕДАКТОР



Директор Дирекции
по технологиям
ПАО «Газпром нефть»
М.М. Хасанов



Директор Дирекции
по добыче
ПАО «Газпром нефть»
А.В. Жагрин



Директор Дирекции
по крупным проектам
ПАО «Газпром нефть»
Д.А. Сугаипов



Директор Дирекции
по ГРП и РРБ
ПАО «Газпром нефть»
А.А. Вашкевич



Директор Дирекции
по газу и энергетике
ПАО «Газпром нефть»
А.В. Гладченко



Начальник Департамента
геологии и разработки
ПАО «Газпром нефть»
А.В. Билинчук



Начальник Департамента
по бурению и внутри-
скважинным работам
ПАО «Газпром нефть»
И.Ф. Рустамов



Начальник Департамента
добычи нефти и газа
ПАО «Газпром нефть»
А.А. Шушаков



Технический директор
ООО «Газпромнефть-
Развитие»
В.П. Батрашкин



Заместитель
Генерального директора
по капитальному
строительству
ООО «Газпромнефть-
Развитие»
М.И. Сайфутдинов



Заместитель
Генерального директора
по технике и технологиям
добычи нефти
ООО «Газпромнефть НТЦ»
А.Г. Сулейманов



Заместитель
Генерального директора
по геологии и разработке
ООО «Газпромнефть НТЦ»
А.Н. Ситников



Заместитель
Генерального директора
по геологоразведочным
работам и развитию
ресурсной базы
ООО «Газпромнефть НТЦ»
А.С. Бочков



Заместитель
Генерального директора
по концептуальному
инжинирингу
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Ю.В. Максимов



Департамент
новых технологий
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Д.О. Прокофьев



Начальник Департамента
по бурению и внутрисква-
жинным работам
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Г.Д. Садецкий

НАЧАЛ РАБОТУ САЙТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ЦЕНТРА «ГАЗПРОМ НЕФТИ»



Начал работу интернет-сайт Научно-технического центра (НТЦ) «Газпром нефти». На сайте размещена справочная информация об основных направлениях деятельности Центра.

Научно-технический центр — координатор реализации Технологической стратегии «Газпром нефти». Информацию о ее задачах, направлениях и проектах можно найти на сайте Центра. Для объяснения технических терминов на сайте запущен специальный нефтегазовый словарь. НТЦ обладает высоким научным потенциалом: сотрудники НТЦ преподают в специализированных вузах, имеют научные степени и выпускают научные статьи.

<http://www.ntc.gazprom-neft.ru>

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПЕРВОЙ В РОССИИ ПРИМЕНИЛА ПОЛНЫЙ ЦИКЛ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ

На Пальяновской площади Красноленинского месторождения «Газпромнефть-Хантос» (дочерняя компания «Газпром нефти») завершила строительство скважины с горизонтальным участком в 1 тыс. метров для освоения нетрадиционных запасов — баженовской свиты. В высокотехнологичной скважине проведен 9-стадийный гидравлический разрыв пласта (ГРП), получен фонтанирующий приток безводной нефти из продуктивного горизонта, расположенного на глубине 2,3 тыс. метров. Дебит составляет более 45 тонн нефти в сутки.

В рамках проекта по освоению нетрадиционных запасов в Ханты-Мансийском автономном округе «Газпром нефть» первой в России реализовала весь цикл технологических решений, применяемых в мировой нефтегазовой отрасли для разработки сланцевой нефти. В частности, было выполнено закрепление горизонтального участка скважины эластичным цементом с последующим проведением многостадийного ГРП (МГРП) с высокими скоростями закачки технологической жидкости. Эластичный цемент, в отличие от обычного, устойчив к многократному воздействию при переменных нагрузках во время МГРП и позволяет обеспечить надежную изоляцию создаваемых трещин друг от друга. Сочетание хорошей изоляции и высоких скоростей закачки ГРП дает возможность создавать интенсивную сеть трещин по всей длине горизонтального ствола, тем самым увеличивая объем углеводородов, вовлекаемых в разработку.

Именно использование аналогичных технологий обеспечивает эффективность освоения сланцевых залежей за рубежом. Результаты применения подобного комплекса операций в баженовской свите, для которой пока не определено эффективных способов промышленной разработки, доказывают возможность полномасштабного освоения этих ресурсов в будущем.

Планирование и мониторинг новой технологической операции выполнялись специалистами Научно-технического центра «Газпром нефти» («Газпромнефть НТЦ»). Все технические решения обосновывались при помощи созданных в НТЦ геологической и геомеханической моделей пласта, построенных на основе большого объема фактических данных о свойствах залежи. Бурение скважины также проводилось под круглосуточным контролем специалистов Центра сопровождения бурения «Газпром нефти» и подразделений, отвечающих за реализацию проекта.

Всего 2015-2016 годах на Пальяновской площади успешно пробурены две горизонтальные скважины в баженовском горизонте. Благодаря эффективной работе всех вовлеченных служб эффективность проходки (прохождение скважины в целевом продуктивном горизонте) составила более 90%. На скважинах опробованы самые современные технологии ГРП. ■



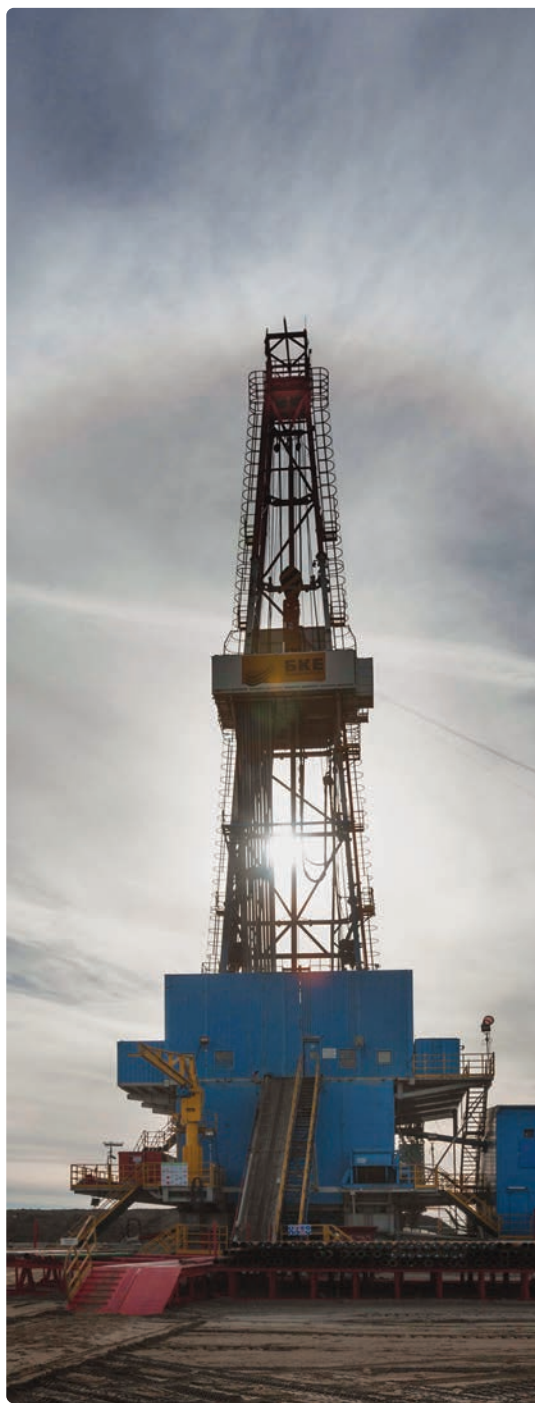
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВПЕРВЫЕ В РОССИИ ПРОВЕЛА 30-СТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

«Газпромнефть-Хантос», дочерняя компания «Газпром нефти», завершил 30-стадийный гидроразрыв пласта (ГРП) на Южно-Приобском месторождении в ХМАО. Операция с такими характеристиками проводится в российской нефтегазовой отрасли впервые. Ее выполнение стало возможным благодаря применению новых технологий и позволит повысить эффективность освоения активов компании. До сих пор максимальным значением для «Газпром нефти» было проведение 18 стадий гидроразрыва в одном стволе горизонтальной скважины. Эта операция была выполнена в марте 2016 года также на Южно-Приобском месторождении «Газпромнефть-Хантоса».

30-стадийный ГРП проведен в рекордном для Южно-Приобского месторождения горизонтальном участке скважины, длиной 1,5 тыс. м при общей протяженности скважины более чем в 4,6 тыс. м. Глубина залегания нефтяного пласта превышает 2,6 тыс. м. Изоляция интервалов, в которых ГРП уже завершен, достигается путем использования многоразового пакера (устройство для герметизации отдельных зон скважины), спускаемого на гибкой насосно-компрессорной трубе. Для проведения 30 стадий гидроразрыва пласта было использовано 1,2 тыс. тонн проппанта. Также особенностью скважины стало цементирование горизонтального ствола по всей его протяженности, что позволило повысить эффективность управления трещинами из-за их разобщения цементным кольцом.

Ожидаемый эксплуатационный потенциал новой скважины составляет не менее 130 тонн нефти в сутки, что на 20% превышает прогнозные показатели добычи после проведения ГРП с меньшим количеством стадий. Благодаря применению «бесшаровой» технологии гидроразрыва пласта компания получает возможность не только ускорить запуск скважины, но и в течение всего срока ее эксплуатации проводить геофизические исследования, а также мероприятия по повторному ГРП.

«Газпром нефть» неразрывно связывает долгосрочное развитие с поиском эффективных технологий добычи. Повышение коэффициента извлечения нефти и вовлечение в разработку запасов, освоение которых ранее было нерентабельным, — это важные составляющие Технологической стратегии компании, реализация которой уже сегодня позволяет нам применять передовые методы увеличения нефтеотдачи, которые в дальнейшем мы сможем использовать на наших других активах», — сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев. ■



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» В СОСТАВЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОНСОРЦИУМА РАЗРАБОТАЛА НОВУЮ ТЕХНОЛОГИЮ ИЗУЧЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ

Научно-технический центр «Газпром нефти» в составе консорциума ведущих российских институтов* завершил адаптацию уникальной технологии анализа керна (образца породы) к пластам баженовской свиты. Это позволило выявить новые свойства материнских пород нетрадиционных запасов и повысить точность прогнозирования нефтеносности. Исследования проведены в рамках федеральной программы комплексного исследования баженовской свиты.

Новая технология измерения тепловых свойств породы существенно расширила комплекс исследований физических и фильтрационных свойств керна. Ее применение показало, что теплофизические свойства бажена коррелируют с содержанием органического вещества, а следовательно, имея данные тепловых измерений, можно точнее прогнозировать распределение углеводородов в пласте баженовской свиты.

Во время исследований изучались образцы породы, собранные в течение последних лет на месторождениях «Газпром нефти», где изучались залежи баженовской свиты. Благодаря проведенным испытаниям новой технологии в «Газпром нефти» создана уникальная по объему и точности библиотека теплофизических свойств баженовской свиты, не имеющая аналогов в мире. Сейчас специалисты Научно-технического центра компании в сотрудничестве с коллегами по консорциуму проводят анализ собранных данных для более эффективного прогнозирования запасов бажена.

Разработка нетрадиционных запасов, в том числе баженовской свиты — одна из стратегических задач «Газпром нефти». В рамках принятой в компании Технологической стратегии, «Газпром нефть» создает и адаптирует новые технологии для повышения эффективности работы с нетрадиционными запасами. В составе консорциума Научно-технический центр «Газпром нефти» участвует в федеральной программе по исследованию баженовской свиты. Помимо работы с керном, партнеры проводят испытания новых технологий ГРП, исследуют альтернативные методы повышения нефтеотдачи, создают геологические, гидродинамические и геомеханические компьютерные трехмерные модели залежей, а также готовят методические рекомендации по технологиям оценки запасов и их разработки.

«Газпром нефть» реализует два пилотных проекта по изучению баженовской свиты в ХМАО: на Пальяновской площади Красноленинского месторождения и Южно-Приобском месторождении. В конце 2015 года «Газпром нефть» начала первый проект по изучению баженовской свиты в ЯНАО. ■



СПРАВКА

* В состав консорциума по изучению баженовской свиты входят Инжиниринговый центр Московского физико-технического института (МФТИ), Геологический факультет МГУ, РГУ нефти и газа им. Губкина, Сколковский институт науки и технологий (Сколтех). Научно-технический центр «Газпром нефти» выступает индустриальным партнером консорциума, компания также участвует в софинансировании программы исследований.

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЕТ В «СКОЛКОВО» ЦЕНТР НИОКР



На фото (слева-направо): Президент фонда «Сколково» Виктор Вексельберг и Председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков

В рамках Петербургского международного экономического форума (ПМЭФ) «Газпром нефть» и фонд «Сколково» заключили соглашение о создании НИОКР*-центра компании в Инновационном центре «Сколково». Документ подписали Председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков и Президент фонда «Сколково» Виктор Вексельберг. Центр начнет работу в 2016 году. Инвестиции в проект до 2019 года превысят 180 млн руб.

НИОКР-центр «Газпром нефти» в «Сколково» займется разработкой и внедрением программного обеспечения для автоматизации бизнес-процессов в нефтегазовой отрасли. Научно-исследовательская работа будет направлена на создание инновационных энергосберегающих и стратегических компьютерных технологий для повышения эффективности ключевых направлений деятельности нефтяных компаний. Новое подразделение войдет в состав дочернего предприятия «Газпром нефти» – «Информационно-технологической сервисной компании» (ИТСК).

«Информационные технологии играют важнейшую роль в повышении эффективности бизнес-процессов, особенно когда речь идет о крупных многопрофильных компаниях нефтегазового сектора. Последовательно реализуя ряд ИТ-проектов по автоматизации ключевых процессов в сфере добычи и переработки нефти, инвестируя средства в разработку собственных программных продуктов, их внедрение и последующую коммерциализацию, мы рассчитываем занять лидирующие позиции среди российских нефтегазовых компаний с точки зрения использования современных технологий», – отметил Председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюков. ■

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И IBM НАМЕРЕНЫ СОТРУДНИЧАТЬ В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ



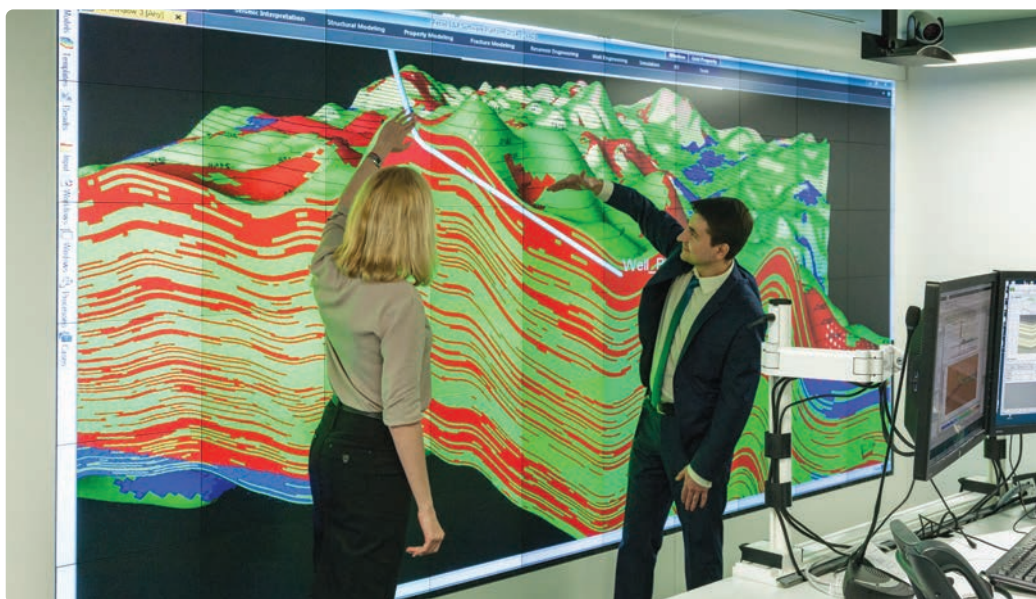
В рамках Петербургского международного экономического форума «Газпром нефть» и IBM подписали меморандум о взаимодействии в области применения информационных технологий для разведки и добычи нефти. В документе определены принципы и направления технологического сотрудничества, а также планы реализации совместных проектов двух компаний по разработке новых технологий для оптимизации и автоматизации процессов добычи нефти. Меморандум подписали первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев и вице-президент IBM Джон Брантли.

«Газпром нефть» расширяет сотрудничество с IBM в рамках технологической программы «Электронная разработка активов» (ЭРА)*, которая направлена на создание новых IT-инструментов и программного обеспечения для оптимизации процессов геологоразведки, проектирования, разработки и эксплуатации месторождений.

Компании будут вести совместную работу над созданием методов оптимизации различных процессов нефтедобычи с помощью технологий когнитивного анализа данных (поиск закономерностей в неструктурированных данных), машинного обучения (алгорит-

мы, обучающиеся по мере обработки данных), высокопроизводительных вычислений (обработка больших объемов данных). Применение этих технологий позволяет найти новые способы повышения эффективности разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) и снижения затрат. В качестве пилотного был выбран проект по оптимизации процесса заводнения на зрелых месторождениях «Газпром нефти» с целью роста КИН и сокращения объемов закачки.

«Цифровые технологии меняют всю нашу жизнь, в том числе — подходы нефтяных компаний к выбору вариантов разработки и эксплуатации месторождений. Новейшие способы работы с информацией позволяют повысить эффективность использования собираемых на месторождениях данных, принимать на их основе более проработанные и взвешенные решения. Именно на это нацелено одно из направлений нашей Технологической стратегии — оптимизировать разработку активов при помощи современных информационных технологий», — сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев. ■



СПРАВКА

* Реализация программы ЭРА началась в 2012 году, в 2014 ЭРА вошла в Технологическую стратегию «Газпром нефти» и сейчас включает порядка 30 проектов. За основу при создании ЭРА разработчики взяли базу собственных IT-разработок дочерних добывающих предприятий «Газпром нефти». Изучение потенциала и перспектив развития цифровых информационных систем позволило определить точки роста будущего комплекса разработки активов и выявить наиболее проблемные области. По расчетам, внедрение ЭРА позволит увеличить добычу нефти за счет алгоритмов оптимизации, сократить объем энергозатрат на 12%, увеличить срок службы скважинного оборудования на 15%, а также снизить расходы на бурение скважин.

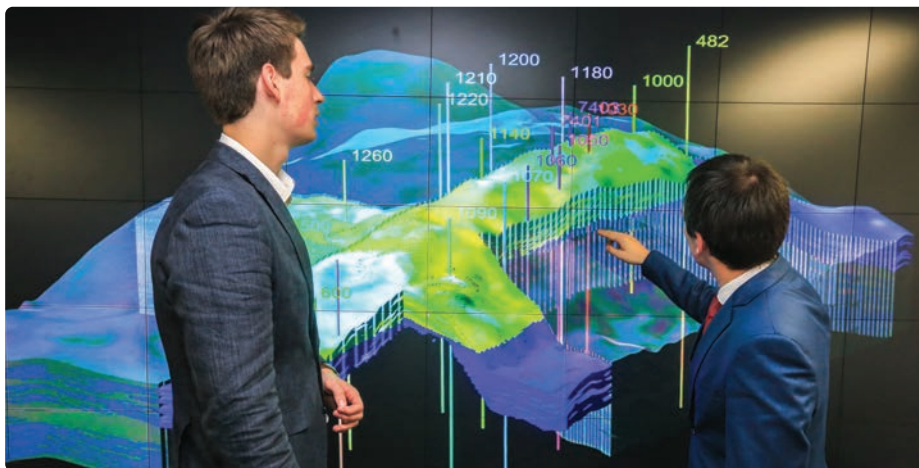
Технологическая стратегия «Газпром нефти» — единый документ, охватывающий все технологические проекты компании в Блоке разведки и добычи. Применение новых технологий внесет весомый вклад в достижение стратегических целей компании по добыче 100 млн тонн углеводородов в год к 2020 году и поддержание этого уровня до 2025 года. Все технологические вызовы, стоящие перед «Газпром нефтью», были разделены на 9 приоритетных направлений, которые включают конкретные проекты с определенными сроками реализации и ожидаемыми результатами.

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И ЯНДЕКС.ТЕРРА БУДУТ СОТРУДНИЧАТЬ В СОЗДАНИИ ПРОГРАММ ДЛЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Научно-технический центр «Газпром нефти» и Яндекс.Терра (ООО «Сейсмотек») подписали меморандум об объединении усилий по развитию отечественных IT-технологий и программного обеспечения, применяемого для обработки и интерпретации сейсморазведочных данных. Продукты, созданные в ходе сотрудничества, будут адаптированы для анализа сейсмогеологических условий различных регионов России.

В рамках партнерства планируется совместная обработка сейсмических данных, полученных на производственных активах «Газпром нефти», проведение семинаров для сотрудников Научно-технического центра «Газпром нефти». Кроме того, будут изучаться вопросы интеграции программы ГеоМэйт*, собственной IT-разработки «Газпромнефть НТЦ», в создаваемое программное обеспечение.

Руководитель дирекции по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор Научно-технического центра Марс Хасанов отметил: «У нас уже есть опыт создания собственного программного обеспечения, которое с успехом заменило импортные аналоги. Наши программные продукты, разрабатываемые в рамках Технологической стратегии, не только активно используются в компании, но и постоянно совершенствуются. Сотрудничество с Яндекс.Террой позволит расширить наши возможности по созданию новых IT-продуктов и продолжить реализацию проекта «Электронная разработка активов»**.



СПРАВКА

* ГеоМэйт — собственный программный продукт «Газпром нефти», позволяющий анализировать и аккумулировать геологическую информацию со всех месторождений компании. Информационная платформа учитывает влияние более 200 геологических параметров. ГеоМэйт объединил порядка 80% проводимых операций по анализу геолого-геофизической информации: сейсмических данных, карт, результатов исследований скважин, керна и т.д. Доступ к единой информационной среде дает возможность оперативно изучать все необходимые показатели для построения моделей месторождений, выявления и детализации перспективных зон и пластов. В новой версии системы, разрабатываемой в настоящее время, планируется существенное расширение возможностей системы, что позволит геологам оптимизировать работу по исследованию керна, автоматизировать механизмы анализа горных пород, а также строить типовые 3D-геологические модели.

УДК 550.8.072

© Д.К. Комиссаров, И.А. Мельникова, И.Ю. Беленькая, 2016

ИНТЕГРАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ СТРУКТУРНОГО И БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ АНАЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ СЛОЖНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РЕГИОНОВ

Д.К. Комиссаров, И.А. Мельникова, И.Ю. Беленькая
(Научно-Технический Центр «Газпром нефти»)

Адреса для связи: Komissarov.DK@gazpromneft-ntc.ru, Melnikova.InA@gazpromneft-ntc.ru,
Belenkaya.IYu@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: бассейновое моделирование, углеводородные (УВ) системы, складчато-надвиговые зоны, балансировка геологических разрезов, палинспастические реконструкции

Integration of structural and basin modeling technologies to explore petroleum systems in regions with complex tectonics

D.K. Komissarov, I.A. Melnikova, I.Yu. Belenkaya (LLC Gazpromneft STC)

Generally the common basin modeling workflow includes seismo-geological, sedimentological and petroleum systems models development. The integration of structural modeling and palinspastic reconstruction is required if significant lateral displacement exists in the basin (in case of extensional and compressional tectonic regimes). The article is concerned with the difference between petroleum basins with simple and complex tectonic structure as well as challenges which modern basin modeling technologies with integration of structural reconstruction allows to solve. Some examples of Gazpromneft STC projects are provided.

Keywords: basin modeling, petroleum systems modeling, complex tectonic, thrust and fold belt, balancing, reconstructions.

Введение

Технологии бассейнового моделирования являются неотъемлемой частью геолого-разведочных работ, проводимых всеми крупными нефтегазовыми компаниями мира. Моделирование углеводородных (УВ) систем бассейна выполняется с целью качественного и количественного определения УВ потенциала осадочного бассейна, выделения в его пределах перспективных зон нефтегазоаккумуляции и локальных объектов, а также оценки геологических рисков.

Современные технологии бассейнового моделирования позволяют прогнозировать наличие месторождений УВ в сложных тектонических регионах, в частности, в складчато-надвиговых зонах, которые характеризуются высоким УВ потенциалом. На это указывают многочисленные открытия месторождений нефти и газа, в том числе гигантских – группа месторождений Эль Фуриал в Венесуэле с запасами нефти 26 млрд баррелей и газа 50 трлн

кубических футов (J.Y.D. Chatellier et al., 2009 г.). Расчет такой УВ системы требует интеграции в классический алгоритм моделирования предварительных структурных построений с использованием специализированного программного обеспечения.

В статье на примерах собственного опыта бассейнового моделирования рассматриваются алгоритмы его выполнения с акцентом на моделирование регионов со сложным строением.

Алгоритмы построения бассейновой модели

Классический алгоритм построения бассейновой модели включает создание сейсмогеологической модели, заполнение структурного каркаса литологическими разностями (по результатам седиментационного моделирования/литолого-фациального анализа) и создание углеводородных систем с учетом геохимических характеристик осадочного разреза модели.

В некоторых случаях исследуемые объекты характеризуются очень сложным геологическим и структурно-тектоническим строением, что отражается в неоднозначности сейсмической интерпретации. Интеграция в указанную цепочку процессов балансировки и палинспастических реконструкций позволяет повысить точность качественного и количественного прогнозов месторождений УВ (рис. 1). Балансировка и восстановление разреза дают возможность проверить корректность сейсмической интерпретации, определить толщины эродированных отложений и величины сокращения (растяжения) разреза в ходе складко- и разломообразования, выявить поверхности срыва (детачменты), по которым происходило движение тектонических блоков. Для решения задач бассейнового моделирования важным моментом, определяющим последовательность выполнения проекта, является геологическое строение исследуемого

региона (структурный профиль разреза, характер разрывных нарушений).

Использование балансировки и палинспастических реконструкций необходимо, если в результате тектонических напряжений исследуемого бассейна происходит существенное латеральное перемещение структурных блоков, которое определяет формирование и сохранность месторождений УВ. Дополнительные структурные построения с восстановлением палеогеометрии осадочного разреза применяются для бассейнов, сформированных в различных геологических обстановках (сжатия или растяжения): рифтовые бассейны, аккреционные призмы, складчато-надвиговые пояса, предгорные и межгорные прогибы. Приведение разреза в положение, предшествующее складчато-надвиговым дислокациям или процессам растяжения, позволяет выполнить реконструкцию структурной эволюции региона (рис. 2).

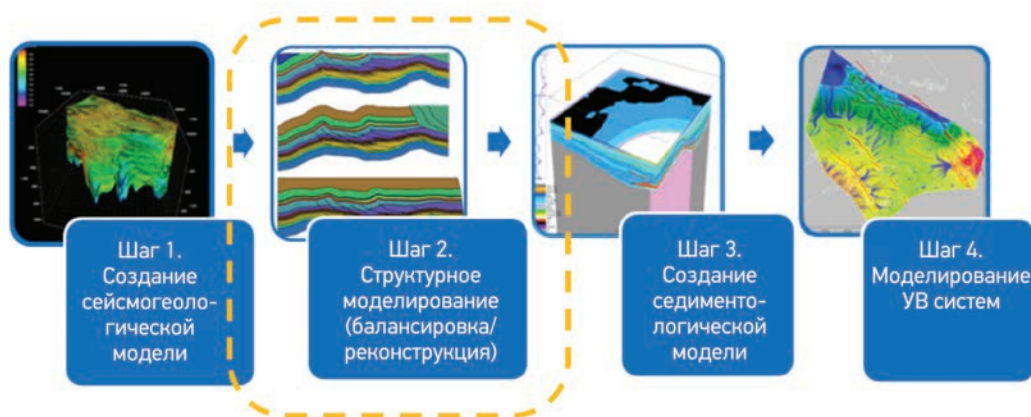


Рис. 1. Алгоритм построения бассейновой модели региона со сложным тектоническим строением

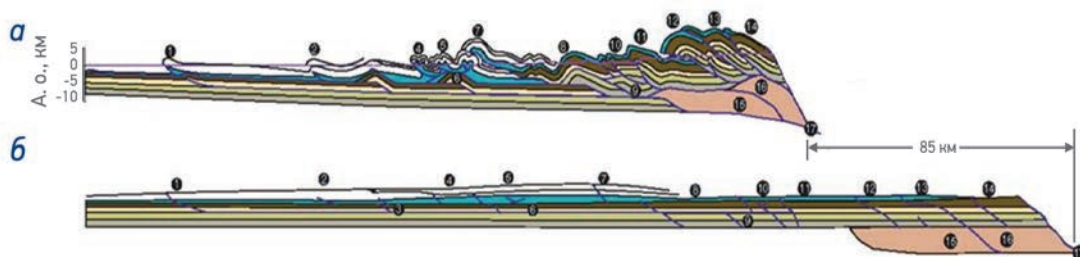


Рис. 2. Пример сбалансированного (а) и реставрированного (б) разрезов (N. McQuarrie, 2004 г.)

Результаты моделирования углеводородных систем бассейнов с простым и сложным тектоническим строением

При построении бассейновой модели осадочные бассейны разделяются на две условные категории: с простым тектоническим строением без существенной латеральной кинематической компоненты и со сложным тектоническим строением. В ООО «Газпромнефть НТЦ» накоплен опыт моделирования УВ систем осадочных бассейнов различной сложности. Большинство выполненных проектов относится к первой категории сложности структурно-геологического строения: Южно-Карский бассейн, Енисей-Хатангский прогиб, Тимано-Печорский бассейн и др. Однако в последнее время активно развивается направление моделирования УВ систем в регионах с проявлением складчато-надвиговой тектоники: складчатый пояс Загроса, регион Предуралья, Восточная Сибирь.

Южно-Карская впадина является северной частью эпипалеозойской Западно-Сибирской внутриконтинентальной плиты и представляет собой бассейн надрифтовой депрессии. Осадочный чехол представлен отложениями триаса, юры, мела, палеогена и четвертичного возраста. В основании залегает синрифтовый комплекс, образованный в перми-триасе [1]. Наибольшее влияние на формирование антиклинальных ловушек оказали процессы, проявившиеся в неоме и в конце позднего мела – раннем кайнозое [2–5]. Все элементы УВ систем (нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), коллекторы, флюидопоры) стратиграфически приурочены к юрско-меловому пострифтовому комплексу.

Разрез Енисей-Хатангского регионального прогиба сложен комплексами, сформированными в условиях пассивной окраины (палеозой), передового прогиба (герцинский орогенез), континентального рифтинга (поздняя пермь – ранний триас), пострифтового погружения. Элементы УВ систем выделены в стратиграфическом разрезе

от среднего триаса до мела включительно. Этот интервал соответствует этапу пострифтового погружения. Формирование разреза морской части Тимано-Печорского бассейна происходило в режиме континентального рифтогенеза в раннем палеозое и пассивной окраины в позднем палеозое – кайнозое. Регион испытал влияние герцинского и киммерийского орогенеза, определившего развитие УВ систем. Нефтегазоносность бассейна определяется активными палеозойскими УВ системами [6, 7]. Существование в истории развития этих бассейнов определенных геодинамических режимов, влияние на геологический разрез региональных и глобальных тектонических процессов обусловили отсутствие пологих надвигов или высокоамплитудных сбросов, в том числе листрических, которые повлияли бы на эволюцию данных систем (рис. 3).

Примером сложноструктурного бассейна является передовой прогиб складчато-надвиговой системы Загрос. Работы выполнялись специалистами ООО «Газпромнефть НТЦ» и экспертами по структурному моделированию французской компании Beicip Franlab, имеющими опыт моделирования в этом регионе. При экспресс-оценке перспектив нефтегазоносности южной части Иракского Курдистана было протестировано несколько новых инструментов моделирования, позволяющих выполнять оценку УВ системы в сложноскладчатых областях в различных пространственных масштабах: мульти 1D, профиль 2D и 3D. Разрез осадочного чехла южной части Иракского Курдистана характеризуется наличием интенсивных разрывных нарушений надвиговой кинематики, вызывающих повторение разреза по вертикали (рис. 4, 5). Значительные деформации горизонтов с крутыми углами падения определяют хаотичный характер волновой картины по сейсмическим данным, что влияет на качество геологической интерпретации и повышает неопределенность модели. Для контроля качества сейсмической интерпретации необходимо проведение балансировки и палинспастических реконструкций.

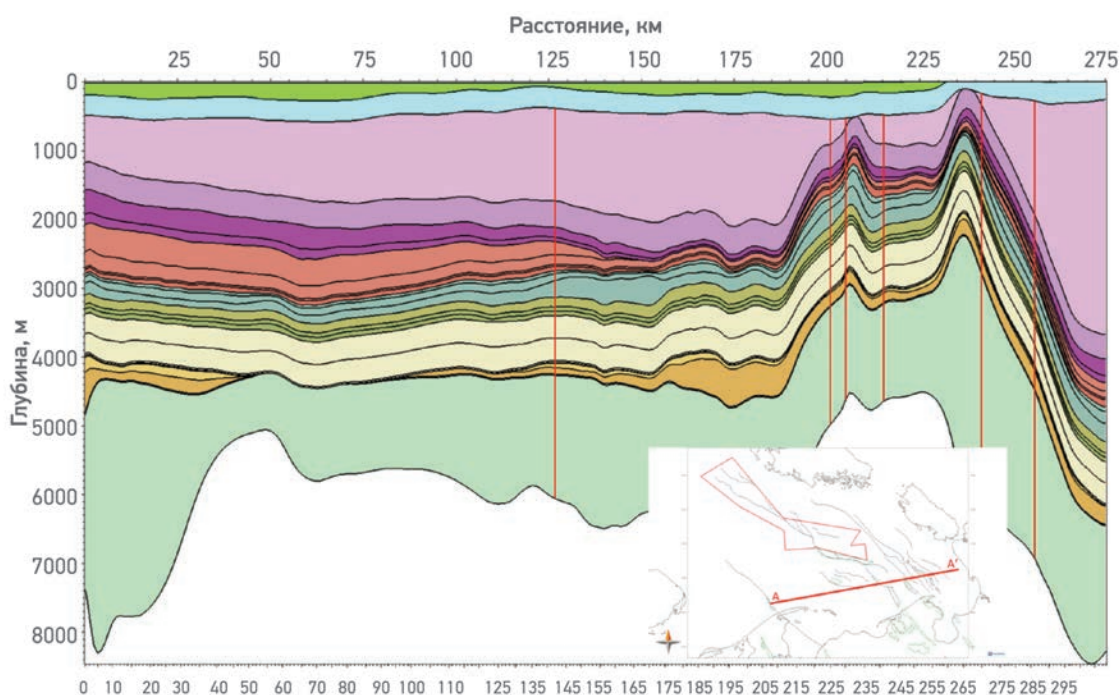


Рис. 3. Интерпретация сейсмогеологического профиля Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, южная часть Печорского моря

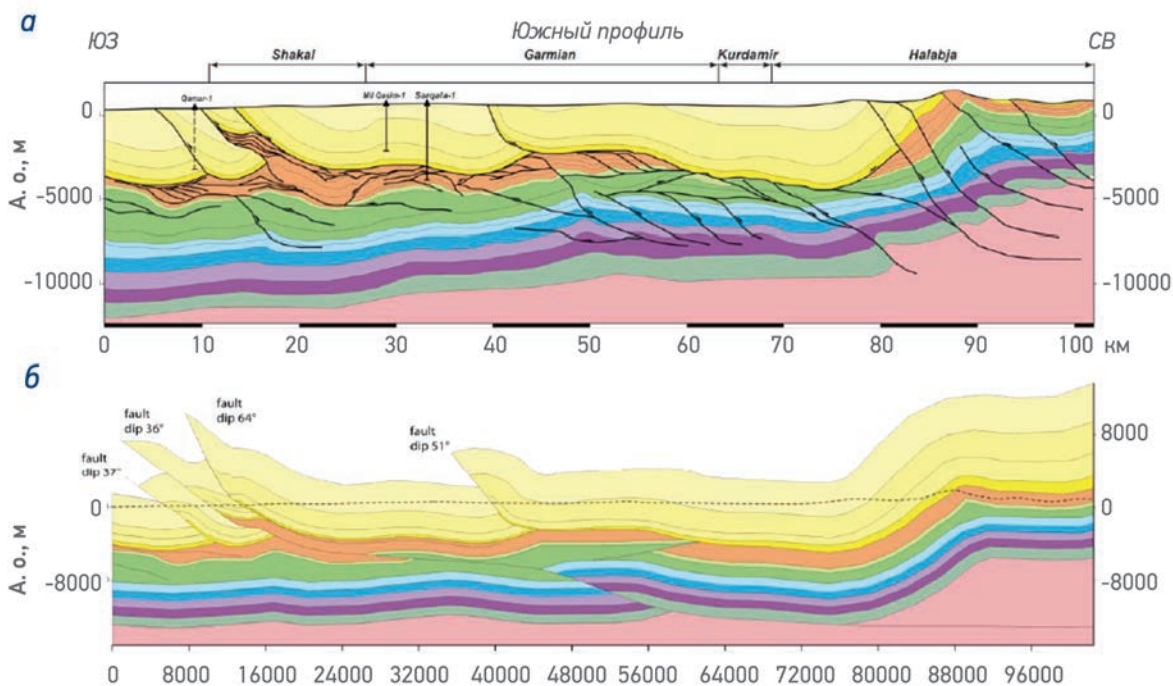


Рис. 4. Интерпретированный (а) и сбалансированный (б) разрезы

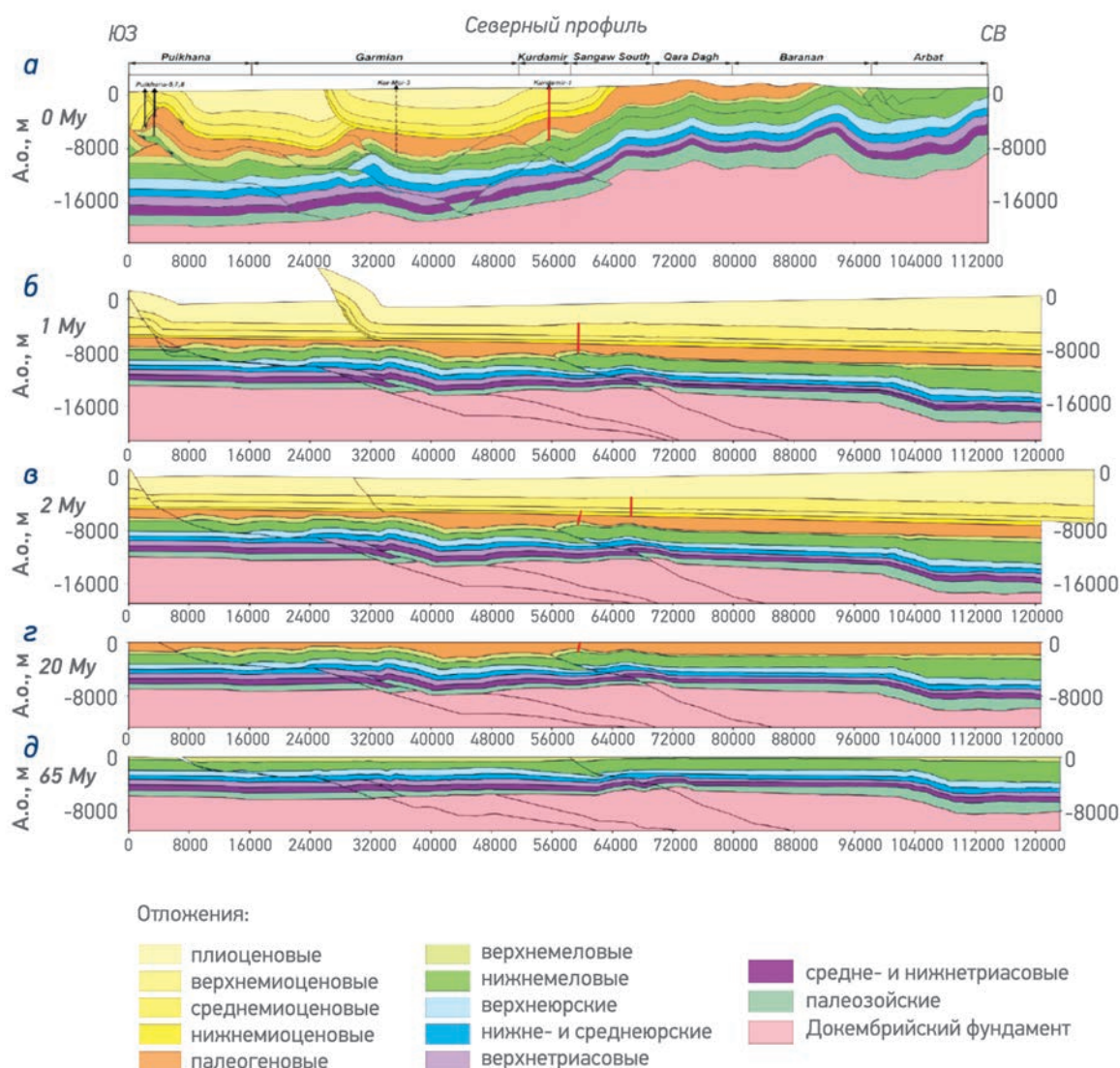


Рис. 5. Палеорекострукции на примере разреза южной части Иракского Курдистана

Модель эволюции осадочного чехла южной части Иракского Курдистана основывается на том, что главное влияние на формирование современного структурного облика и качество заполняющих ловушки УВ оказали тектонические деформации основной фазы столкновения (коллизии) литосферных плит (в миоцене – плиоцене) [8]. Разрез характеризуется наличием рампов

(взбросо-надвиговая кинематика) и связанных с ними антиклинальных структур, а также структур типа выдавленных блоков, отражающих режим транспрессии (сочетания сдвига и сжатия).

Балансировка разрезов осадочного чехла южной части Иракского Курдистана с увязкой на литолого-геохимические характеристики (данные по отражательной способности витринита

Ro, %) позволяет оценить толщину размытых отложений, учет которой особенно важен при моделировании эволюции УВ систем. В результате этого была упрощена геометрия поднадвиговой (домиоценовой) части разреза для того, чтобы избежать неопределенностей, связанных с интерпретацией сильно дифрагированной волновой картины в этой области (см. рис. 5). Окончательный разрез характеризуется двумя типами деформаций: «тонкокожей» и «толстокожей» – и связанными с ними геометрически упрощенными рамповыми структурами. При тонкокожих деформациях в разрывную тектонику вовлекается определенная часть осадочного чехла. Эти деформации испытывает часть разреза, которая залегает над отложениями формации L.Fars, выполняющими роль поверхности срыва. В толстокожие деформации вовлечены породы кристаллического фундамента и домиоценовой части чехла [9].

В ходе продолжения работ исследования в основном выполнялись в более дислоцированных частях района, включающих аллохтонный комплекс пород мезозойского возраста. В комплексе с низким качеством сейсмических данных и низкой калибровочной базой данных это осложнило выполнение сейсмической интерпретации и балансировки разреза. Результирующий разрез в отличие от рассмотренных выше характеризуется значительным упрощением разрывных нарушений и наличием только тонкокожих деформаций без вовлечения в них блоков кристаллического фундамента (рис. 6).

Балансировка и палинспастические реконструкции разрезов позволили проверить корректность сейсмической интерпретации, оценить толщины эродированных отложений, упростить и скорректировать геометрию разрезов для реконструкций отдельных этапов структурной эволюции и моделирования УВ систем, а также

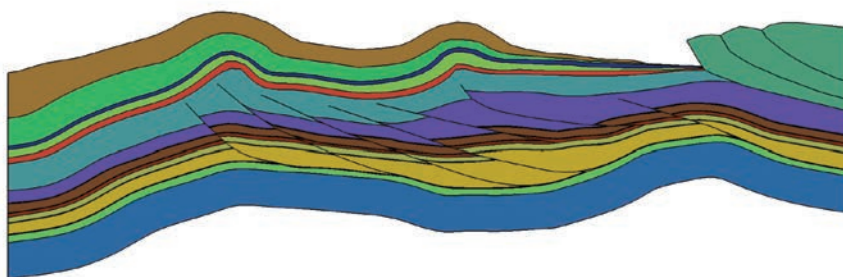


Рис. 6. Сбалансированный разрез с упрощениями (ПО Dynel, Schlumberger)

Провинция в складчато-надвиговых зонах	Ресурсы			
	углеводородов, млрд баррелей	нефти, млрд баррелей	газа, трлн кубических футов	конденсата, млрд баррелей
Zagros fold belt	189,5	121,6	399,4	1,4
Timan–Pechora basin	20	13,2	36,6	0,7
San Joaquin basin	16,6	13,8	12,5	0,7
Middle Caspian basin	14,4	9,6	28,7	0,1
East Venezuela thrustbelts	8,3	7,1	7,3	0
Canadian Foothills belt	7,7	1	40	0
Llanos basin	7,3	5,4	10,3	0,2
Oriente basin	6,9	6,6	1,6	0
Neuquen basin	6,2	2,4	20,7	0,3
Santa Cruz–Tarija basin	4,1	0,3	18,8	0,6

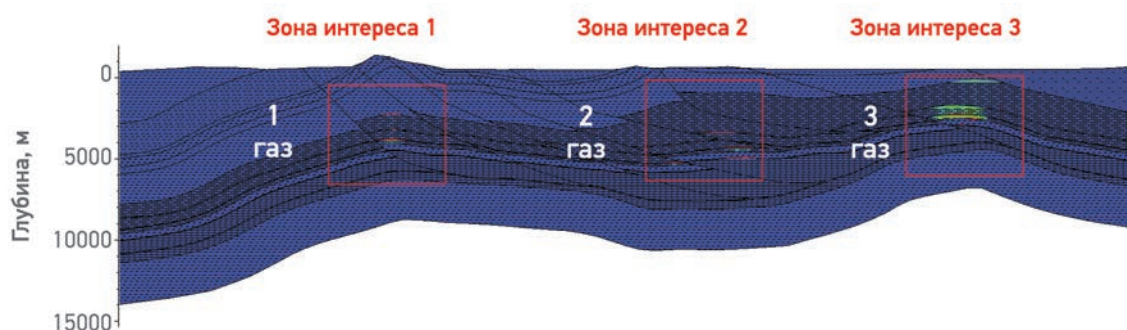


Рис. 7. Результаты 2D моделирования углеводородных систем в южной части Иракского Курдистана (ПО Petromod, Schlumberger)

предложить сценарии геологического развития рассматриваемой территории.

Следующим этапом было моделирование УВ системы региона (рис. 7) и оценка неопределенностей, связанных в том числе с размытыми толщинами. По результатам моделирования выделены зоны возможной аккумуляции УВ, выполнен прогноз фазового состояния флюидов. Для верификации модели проведена калибровка по фактическим данным – поверхностным нефтепроявлениям и геохимическим данным об органическом веществе.

Заключение

Недавние открытия месторождений в складчато-надвиговых регионах, в том числе гигантских (группа месторождений Эль Фурриал) и более мелких (складчато-надвиговой пояс Загрос и др.) повысили интерес нефтяных компаний к активизации геолого-разведочных работ в подоб-

ных регионах. По данным Американской Геологической Службы (USGS) [10] складчатые зоны по всему миру характеризуются высоким ресурсным потенциалом (см. таблицу).

Исследование УВ потенциала складчато-надвиговых поясов невозможно без применения балансовки и палинспастических реконструкций. В настоящее время накоплен большой опыт интеграции технологий структурного моделирования и моделирования УВ систем в регионах со сложным тектоническим строением [1–13]. С одной стороны, данный этап технологической цепи моделирования сложноструктурных бассейнов позволяет контролировать надежность сейсмической интерпретации и с большей уверенностью принимать предложенную геологическую концепцию. С другой стороны, результаты работ на этом этапе являются основой для моделирования УВ систем сложнопостроенного разреза с использованием специализированного программного обеспечения.

Список литературы

1. Никишин В.А., Малышев Н.А., Обметко В.В. Строение и история формирования пермско-триасовой системы рифтов Южно-Карского осадочного бассейна. В сб. Современное состояние наук о Земле//Материалы международной конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Хаина, г. Москва, 1–4 февраля 2011 г. – М.: МГУ имени М.В. Ломоносова, 2011. – С. 1326–1329.

References

1. Nikishin V.A., Malyshev N.A., Obmetko V.V., *Stroenie i istoriya formirovaniya permsko-triasovoy sistemy riftov Yuzhno-Karskogo osadochnogo basseyna* (The structure and history of formation of the Permian-Triassic rift system of the South Kara sedimentary basin), Collected papers "Sovremennoe sostoyanie nauk o Zemle" (The current state of Earth sciences), Proceedings of International conference dedicated to the memory of Khain V.E., Moscow, 1-4 February 2011, Moscow: Publ. of Lomonosov Moscow State University, 2011, pp. 1326–1329.

2. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. – Т. 2. – М.: Наука, 1990. – 327 с.
3. Парфенов Л.М., Кузьмин М.И. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с.
4. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). – Москва: Научный мир, 2001. – 606 с.
5. S.S. Drachev, N.A. Malyshev, A.M. Nikishin Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview, in B.A. Vinning, S.C. Pickering, eds., *Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers – Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference/Geological Society London*. – 2010. – V. 7. – P. 591–619. – DOI: 10.1144/0070591.
6. Oil families and their potential sources in the northeastern Timan Pechora basin, Russia/M.A. Abrams, A.M. Apanel, O. Timoshenko, N.N. Kosenkova//American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1999. – V. 83. – № 4. – P. 553–577.
7. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна/Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева [и др.]. – СПб: ВНИГРИ, 2008. – 164 с.
8. The Petroleum Geology of Iraq/A.A.M. Aqrabi, J. Goff, A.D. Horbury, F.N. Sadooni//Scientific Press Ltd., PO Box 21, Beaconsfield, Bucks, HP9 1NS, UK, 2010.
9. Pfiffner Adrian Thick-skinned and thin-skinned styles of continental contraction//Geological Society of America 414. P. 153–177. – DOI: 10.1130/2006.2414(09). – 2012.
10. Nemcok M., Schamel S., Gayer R. Thrustbelts. Structural Architecture//Thermal Regimes and Petroleum Systems. – 2009.
11. McQuarrie N. Crustal scale geometry of the Zagros fold-thrust belt, Iran/Journal of structural geology. – 2004.
12. Schneider F. Basin Modeling in Complex Area: Examples from Eastern Venezuelan and Canadian Foothills, 2003.
13. The Monagas fold-Thrust Belt of the Eastern Venezuela. Part I/M. Parra [at all.]/Structural and thermal modeling. – 2011.
2. Zonenshayn L.P., Kuz'min M.I., Natapov L.M., *Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR* (Lithospheric plate tectonics of the USSR territory), Part 2, Moscow: Nauka Publ., 1990, 327 p.
3. Parfenov L.M., Kuz'min M.I., *Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii Respubliki Sakha (Yakutiya)* (Tectonics, geodynamics and metallogeny of the Republic of Sakha (Yakutia)), Moscow: MAIK Nauka/Interperiodika Publ., 2001, 571 p.
4. Khain V.E., *Tektonika kontinentov i okeanov (god 2000)* (Tectonics of continents and oceans (year 2000)), Moscow: Nauchnyy mir Publ., 2001, 606 p.
5. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M., *Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview*, in B.A. Vinning, S.C. Pickering, eds., *Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers – Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference: Geological Society London*, 2010, V. 7, pp. 591–619, DOI: 10.1144/0070591.
6. Abrams M.A., Apanel A.M., Timoshenko O., Kosenkova N.N., *Oil families and their potential sources in the northeastern Timan Pechora basin, Russia*, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1999, V. 83, no. 4, pp. 553–577.
7. Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F. et al., *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyana* (Organic geochemistry of the Timan Pechora basin), S. Petersburg: Publ. of VNIGRI, 2008, 164 p.
8. Aqrabi A.A.M., Goff J., Horbury A.D., Sadooni F.N., *The petroleum geology of Iraq*, Scientific Press Ltd., 2010.
9. Pfiffner A., *Thick-skinned and thin-skinned styles of continental contraction*, Geological Society of America 414, pp. 153–177, DOI: 10.1130/2006.2414(09).
10. Nemcok M., Schamel S., Gayer R., *Thrustbelts. Structural Architecture*, Thermal Regimes and Petroleum Systems, 2009.
11. McQuarrie N., *Crustal scale geometry of the Zagros fold-thrust belt, Iran*, Journal of Structural Geology, 2004.
12. Schneider F., *Basin modeling in complex area: Examples from Eastern Venezuelan and Canadian Foothills*, 2003.
13. Parra M. et al., *The Monagas fold - Thrust Belt of the Eastern Venezuela*, Part I, Structural and thermal modeling, 2011.

УДК 550.882

© А.В. Екименко, Н.Г. Главнов, Д.Е. Перминов, 2016

ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

А.В. Екименко, Н.Г. Главнов, Д.Е. Перминов
(Научно-Технический Центр «Газпром нефти»)

Адреса для связи: Ekimenko.AV@gazpromneft-ntc.ru, Glavnov.NG@gazpromneft-ntc.ru
Perminov.DE@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: оценка неопределенности, структурная модель, кроссвалидация

Uncertainty estimation of structural model for production wells planning

A.V. Ekimenko, N.G. Glavnov, D.E. Perminov (Gazpromneft NTC Ltd)

The article shows the need to complement the well rating assessment of the seismic structural models uncertainty. The paper presents an example of uncertainty estimation of structural models in the process of planning new wells. Implemented of the seismic model error estimation using modifications of the cross-validation method. Discussed the limitations and solutions of cross-validation in the "complete cross-validation" modification. The implemented approach has been tested on the planned wells in the Novogodnee and Vyngapurovskoe oil fields.

Key words: uncertainty estimation, structural model, cross-validation

В активе ПАО «Газпромнефть» имеется достаточное число «старых» месторождений, эксплуатация которых началась в 80–90-х годах XX века. На таких месторождениях в разработку вовлекаются запасы пластов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и залежи малого размера. В настоящее время благодаря современным технологиям бурения и добычи нефти выработка таких запасов становится рентабельной. Очевидно, что при их освоении увеличиваются риски, в том числе и геологические. Важно выработать количественные оценки таких рисков. В данной работе осуществлена попытка выработать количественные критерии оценки неопределенности структурной модели, построенной по сейсмическим данным.

При проектировании добывающих скважин выбор кандидатов для первоочередного бурения осуществляется на основе рейтинга бурения [1], ранжирование в котором выполняется по ключевому параметру – начальному дебиту нефти q_n , рассчитываемому на основе известных ФЕС пласта и геометрических параметров сетки скважин. Рейтинг позволяет определять очередность бурения новых скважин для наиболее эффективно-го вовлечения запасов нефти в разработку.

Одним из параметров, определяющих q_n , является нефтенасыщенная толщина (ННТ). Поскольку большая часть залежей на месторождениях Западной Сибири связана с локальными поднятиями (хотя часто имеются литологические и тектонические экраны), то ННТ существенно зависит от положения кровли коллектора. Именно этот параметр определяется сейсмическими данными, используемыми для построения геологической модели месторождения. Как правило, в распоряжении геолога имеется единственный вариант структурной поверхности, предоставляемый в рамках сейсмического отчета по данной территории. Этот вариант и закладывается в расчет кровли резервуара и ННТ. Однако проектные скважины на месторождении могут располагаться в зонах с разным качеством сейсмического материала, под которым понимается и зашумленность волнового поля, и искажение времен прихода волн. Указанное обстоятельство может привести к ситуации, когда проектная скважина имеет высокое место в рейтинге по параметру q_n , однако участок бурения обладает высоким риском неподтверждения морфологии резервуара. Оценка риска важна еще и потому, что большая часть залежей характеризуется невысокими ННТ. В

таких условиях риск ошибиться даже на 1–2 м может привести к значительному изменению площади нефтеносности и сокращению объемов бурения.

Представляется целесообразным дополнить сведения о проектных скважинах уровнем достоверности сейсмических данных. В настоящее время такие уровни достоверности указываются «экспертно» и во многом зависят от человеческого фактора. Часто такие экспертные оценки представляют собой мнение лишь одного специалиста, работающего с данными, тогда как экспертная оценка подразумевает участие группы экспертов (как независимых, так и работающих коллективно) [2].

Сейсмические отчеты, в рамках которых строятся структурные карты, имеют раздел по оценке точности. Как правило, последняя представляет собой оценку среднего квадратического отклонения контрольных скважин от прогнозной сейсмической поверхности и является единственным значением на весь пласт. Для ранжирования скважин по степени риска необходимо иметь оценку, переменную по площади и рассчитанную для каждой проектной скважины (или для проектного куста).

Для того чтобы оценить неопределенность, можно использовать карты остатков (ошибок),

получаемые при построении структурных поверхностей в рамках модели средней скорости или моделей линейной регрессии. Следует отметить, что именно такие модели используются в подавляющем большинстве сейсмических отчетов. Эти карты могут дополняться картами перекрестной проверки (кроссвалидации).

На примере одного из месторождений Ноябрьского региона этот подход можно продемонстрировать следующим образом. Используя модель средней скорости, ошибки построений можно определить исходя из следующих рассуждений: средняя скорость в точке каждой скважины $v_k = v_0 + e_{vk}$ (v_0 – сумма скорости; e_{vk} – добавка). Значение v_k определяется по известной глубине пласта и значению времени прихода отраженной волны (с карты изохрон), v_0 – скорость, минимизирующая ошибки прогнозных и истинных глубин $\Theta(v_0) = \sum (h_k - v_0 t_{0k}/2)^2 \Rightarrow \min$, т.е. $\hat{v}_0 = 2 \sum_{k=1}^K h_k t_{0k} / \sum_{k=1}^K t_{0k}^2$ (h_k – глубина пласта в k -й скважине; t_{0k} – время прихода волны для k -й скважины). Используя постоянную среднюю скорость $\hat{v}_0$, можно получить прогнозные значения глубин h_{v0} и вычислить разницу с истинными значениями h_k . Карта ошибок в определении глубин приведена на рис. 1, а.

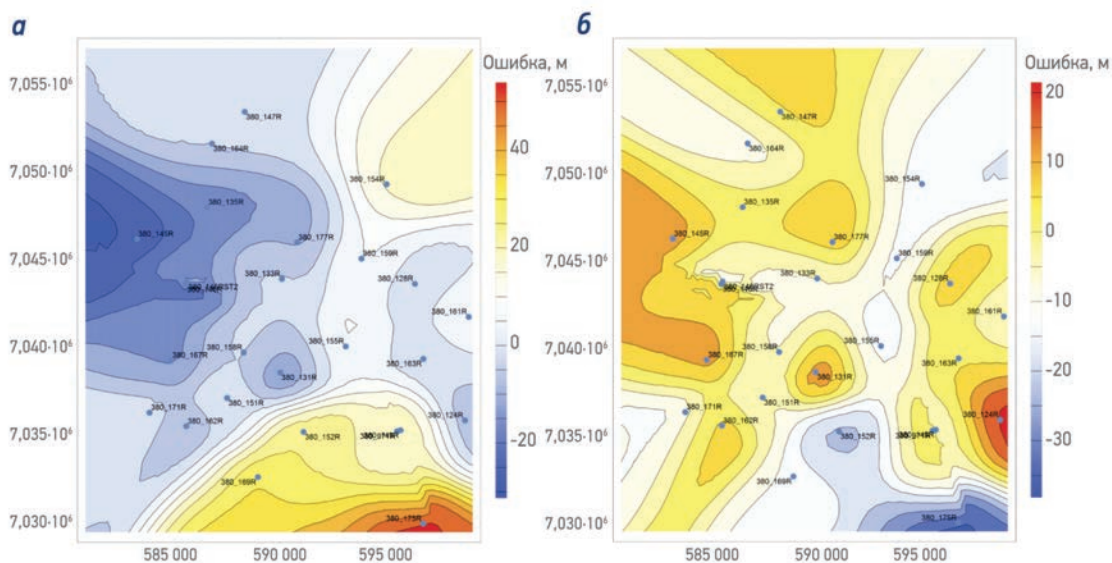


Рис 1. Карты ошибок в определении глубин $\Delta h = h_k - h_{v0}$ при использовании модели средней скорости (а) и ошибок перекрестной проверки (б), построенные по данным, полученным на Новогоднем месторождении

Средняя квадратическая ошибка в приведенном примере составляет 16,6 м, однако она характеризует всю площадь в целом, тогда как по карте видно, что центральная и восточная части площади характеризуются малыми невязками (менее 10 м), а на юго-востоке и западе ошибки колеблются от 30 до 50 м и отражают, насколько хорошо модель постоянной средней скорости описывает геологический разрез.

Построенную карту ошибок можно дополнить картой ошибок скользящего контроля (рис. 1, б). Для ее получения весь набор скважин (X^L) разбивается на две выборки – обучающую и контрольную: $X^L = X_n^m \cup X_n^k$, где X_n^m – обучающая выборка из m элементов; X_n^k – контрольная выборка, состоящая из $k = L - m$ элементов; $n = 1, \dots, N$ – номер разбиения; L – длина всей выборки (общее число скважин). Теперь при $k = 1$ (контрольная выборка состоит из одной скважины), выполняется скользящий контроль (контрольная скважина каждый раз новая), и в каждой точке, где есть скважина, вычисляется ошибка (см. рис. 1, б).

Получив значения этих карт в точках проектных скважин, можно ранжировать скважины по степени риска. Аналогичные карты можно построить при использовании регрессии время – глубина и других моделей скоростей. Наборы таких карт могут характеризовать неопределенность на участках проектных кустов. Однако такие карты позволяют получить лишь единственное значение ошибки в конкретной точке площади. Поэтому еще одним способом, предлагаемым в данной статье, является оценка неопределенности структурных построений с использованием перебора карт скоростей, построенных по всем возможным сочетаниям опорных скважин.

Применительно к сейсмическим данным этот подход описывается следующим образом.

На исследуемой площади пробурено несколько скважин и выполнены сейсмические исследования. Необходимо оценить ошибку прогнозирования в точках проектных скважин. Структурную карту можно получить умножением карты изохрон на карту скоростей, которая в свою очередь

получена интерполяцией значений средней скорости v_k по площади. Сейсмические измерения могут содержать ошибки, а принятая модель скоростей – не полностью описывать геологический разрез, поэтому для оценки неоднородности скоростей по площади необходимо построить карты не по всем, а лишь по части скважин, остальные использовать для контроля. Для реализации полного контроля следует сначала строить карты скоростей по одной скважине, затем по двум и далее, перебирая все варианты.

Этот способ является одной из разновидностей перекрестной проверки – полным скользящим контролем [3]. Такой подход позволяет оценить степень разброса возможных прогнозных оценок глубины поверхности. Разброс и есть мера неопределенности в проектной точке. Если в предыдущем примере использовано $k = 1$, то в данном случае предлагается использовать все варианты $k = 1, \dots, L$, т.е. $N = C_L^k$ – все существующие сочетания элементов.

Как показывают тесты, без существенных потерь времени это возможно менее, чем для 10 скважин, при большем числе скважин (на Новогоднем месторождении имеется 26 опорных скважин, которые дают более 67 млн сочетаний) вычисления занимают очень много времени (выборочные расчеты по одному из месторождений Ноябрьского региона для случайных 100000 сочетаний заняли 30 мин). Сократить число сочетаний можно несколькими способами: использовать заданное число случайных разбиений, использовать только сочетания с определенным числом элементов, сократить число опорных скважин (выбрав только скважины близкие к району проектного куста). Выбор относительно небольшого числа скважин избавляет от необходимости определения оптимального размера обучающей и контрольной выборок. Построив таким образом набор карт скоростей, получают набор структурных поверхностей. Тогда в каждой точке площади, в том числе и в точках проектных скважин, можно оценить разброс прогнозных глубин.

Несмотря на то что методы кроссвалидации разработаны достаточно давно [3], подход, предлагаемый в данной работе, имеет ограниченное распространение. Однако, по мнению авторов, при использовании определенных критериев для сокращения времени счета этот подход может давать дополнительные оценки качества сейсмической модели.

В настоящее время описанные подходы реализованы в виде набора функций и процедур в системе компьютерной математики и обеспечивают:

- ввод необходимой информации (карты времен, отбивки опорных скважин, координаты проектных скважин),
- интерактивный выбор интересующих скважин на карте,
- разбиение выборки на группы и расчет карт скоростей,
- расчет гистограмм прогнозных глубин в точках расположения проектных скважин.

Апробация подхода выполнена на участках, отличающихся качеством сейсмических данных.

Первый участок. Основным объектом разработки является пласт Ю₁¹. Пласт представлен мелководно-морскими отложениями, мощность пласта варьирует от 5 до 15 м. Проектный куст расположен между тремя разведочными скважинами. Времена прихода волн очень тесно коррелируют с глубинами пласта (коэффициент детерминации $R^2 = 0,93$). Это приводит к тому, что оценка неопределенности (среднее квадратическое отклонение) составляет 3,8 м (рис. 2, а), что говорит о малых рисках неподтверждения прогнозных отметок.

Второй участок. Как и на первом участке анализировались данные по

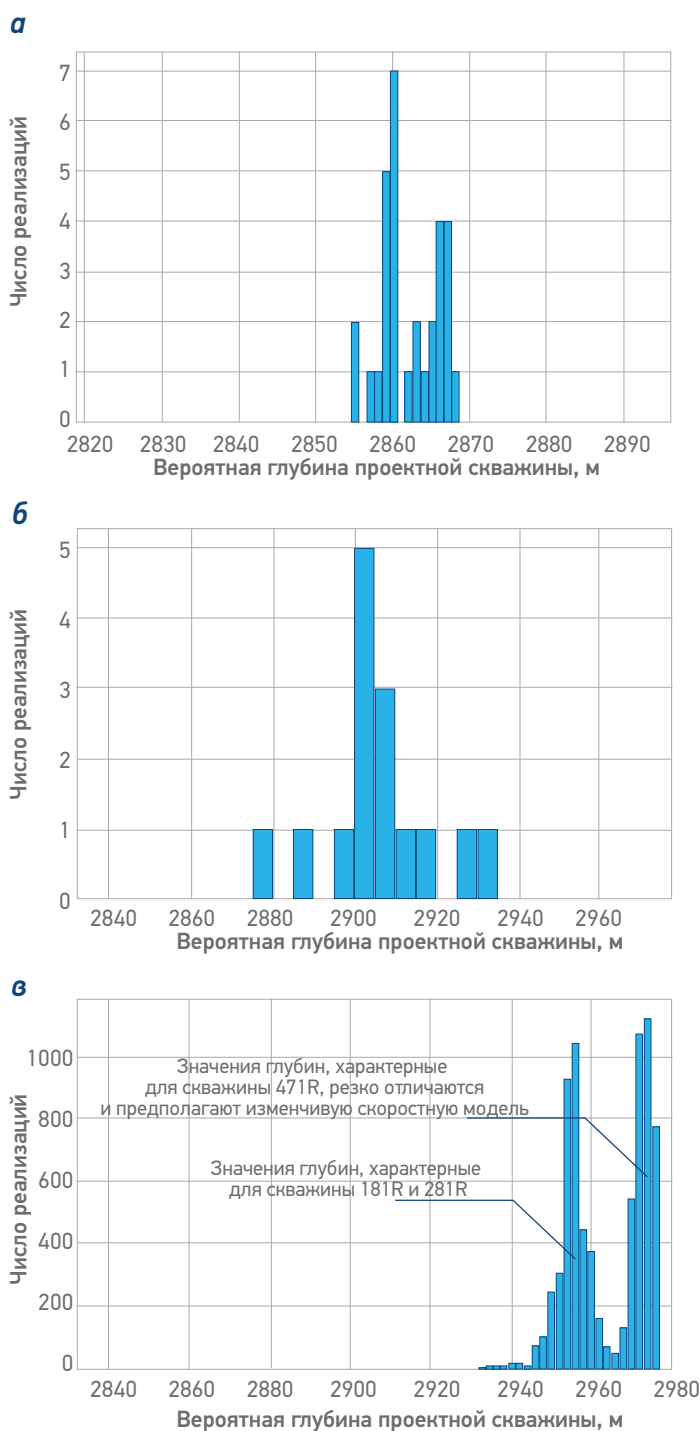


Рис. 2. Гистограммы вероятных глубин в точках расположения проектных скважин на кустах 46 (а), 601 (б) и 221 (в)

пласту Ю₁¹. Для данного участка неопределенность структурных построений составляет 14 м (см. рис. 2, б). Причинами этого могут быть недостаточно хороший контроль разведочных скважин, а также аномалии скоростей: корреляция глубин и времен на этом участке меньше, чем для первого примера ($R^2 = 0,8$). Однако для использования величины риска в рейтинге бурения необходима количественная оценка. Выполненные расчеты позволили получить оценку неопределенности, выраженную в метрах и приемлемую для использования в сводной таблице рейтинга бурения.

Бурение с двух рассмотренных кустовых площадок только планируется, тогда, как на третьем участке имеются результаты по скважинам, которые находятся в бурении. Участок расположен в краевой зоне сейсмической съемки.

Сопоставление глубин пласта Ю₁¹ опорных скважин с временами прихода отраженной волны характеризуется низкой корреляцией ($R^2 = 0,68$). Первоначально предполагалась разработка этой залежи с использованием двух горизонтальных скважин. Однако, детальное рассмотрение этого участка на этапе планирования эксплуатационного бурения показало высокий уровень неопределенности. Как видно из рис. 2, значения стандартного отклонения для приведенного примера достигают 10,8 м.

Распределения прогнозных глубин на гистограммах в некоторых случаях характеризуются двумя максимумами, что может свидетельствовать о резком изменении скоростей в одной или нескольких опорных скважинах. В данном случае предполагается значительное влияние скв. 471Р, которая сама показывает высокую неопределен-

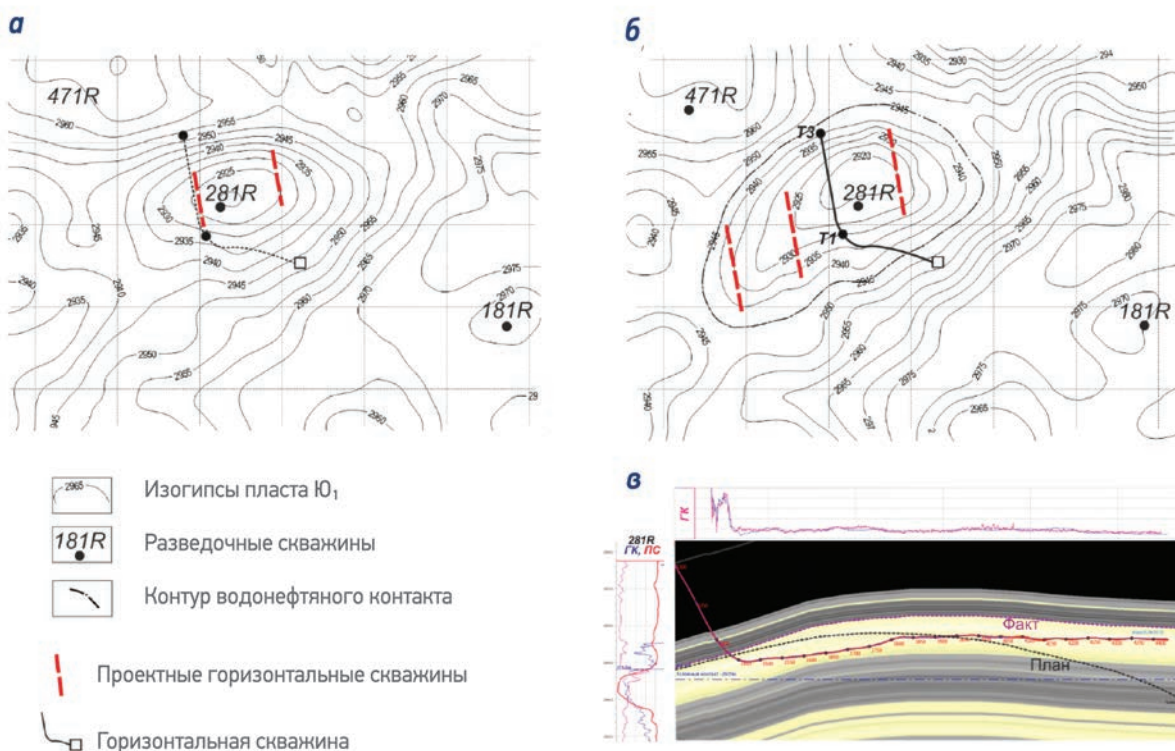


Рис. 3. Структурные карты по отражающему горизонту Ю₁: исходная (а); после бурения горизонтальной скважины (б); схема проводки первой горизонтальной скважины (в)

ность. Исходя из этих рассуждений, в районе проектных скважин куста 221 возможно существенное изменение структурного плана – более пологий северный склон.

Выполненные оценки показали возможность размещения четырех горизонтальных скважин при оптимистичном сценарии развития структуры. Для снижения рисков и уточнения геологического строения резервуара траектория первой горизонтальной скважины была заложена таким образом, чтобы в случае неподтверждения структурного плана получить информацию о наиболее северной части залежи. По результатам фактической проводки наименьшие ошибки получены на начальном участке траектории, на конечном участке траектории (точка Т3) расхождение между плановой и фактической поверхностью составило 15 м (рис. 3).

Несмотря на невозможность перестроения структурной поверхности до начала бурения, знание уровня неопределенности позволило заранее выработать стратегию разбуривания залежи при пессимистичном и оптимистичном исходах проводки первой скважины.

Описанные подходы не требуют большого объема геолого-геофизических материалов – используется только карта изохрон и геологические отбивки, что позволяет вычислять оценки погрешности весьма оперативно. Как правило, именно эта информация легко доступна и не требует создания громоздких интерпретационных проектов. Если на каких-либо проектных кустах такая оценка показывает высокую неопределенность, то это может быть предпосылкой для пересмотра скоростной модели, перестроения структурных карт, более тщательного анализа сейсмических данных и уточнения стратегии вовлечения запасов.

Таким образом, в данной работе показана необходимость дополнения рейтинга бурения оценками неопределенности сейсмической структурной модели и предложено использование дополнительных модификаций метода перекрестной проверки. Описанный подход апробирован на участках (кустах) месторождений Ноябрьского региона и позволяет получать дополнительные оценки для ранжирования скважин по степени риска.

Список литературы

1. *Формирование геологического рейтинга бурения скважин – основа планирования комплексного проекта развития актива*/ А.В. Билинчук, А.Н. Ситников, Р.Н. Асмандияров [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 10–12.
2. Орлов А.И. Экспертные оценки// Заводская лаборатория. – 1996. – Т. 62. – № 1. – С. 54–60.
3. Kohavi R. A study of cross-validation and bootstrap for accuracy estimation and model selection. In: IJCAI'95 Proceedings of the 14th international joint conference on Artificial intelligence – Vol. 2. – USA, San Francisco: Morgan Kaufmann Publishers Inc. – P. 1137–1143.

Reference

1. Bilinchuk A.V., Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N. et al., *The geological well drilling rating as the basis for the comprehensive asset development planning* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2015, no. 12, pp. 10–12.
2. Orlov A.I., *Expert assessment* (In Russ.), Zavodskaya laboratoriya = Industrial Laboratory, 1996, V. 62, no. 1, pp. 54–60.
3. Kohavi R., *A study of cross-validation and bootstrap for accuracy estimation and model selection*, Proceedings of 14th International Joint Conference on Artificial Intelligence, Quebec, Canada, 1995, pp. 1137–1145.

УДК 550.834.017

© И.И. Кубышта, Ю.В. Павловский, П.П. Емельянов, 2016

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЙ ИНВЕРСИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D КАК ОСНОВА ПОСТРОЕНИЯ И УТОЧНЕНИЯ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

И.И. Кубышта, Ю.В. Павловский, П.П. Емельянов
(Научно-Технический Центр «Газпром нефти»)

Адрес для связи: kubyshta.ii@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: Восточная Сибирь, сейсморазведка 3D, терригенные вендские отложения, детерминистическая акустическая и синхронная инверсии, стохастическая синхронная инверсия, прогноз коллекторов

Efficient 3D seismic inversion technologies as a basis for creating and updating geoseismic model of the Vendian deposits (in terms of Eastern Siberia oil-and-gas fields)

I.I.

A variety of modern inversion techniques (including the results of deterministic acoustic and simultaneous and stochastic simultaneous (geostatistic) inversions) are represented in the focus of its potential for use to forecast «sweet-spots» in vendian terrigenous deposits with an accurate reservoir properties estimation. Forecast was verified by two new wells. The data is a property of LLC Gazpromneft-Angara license block in Eastern Siberia.

Key words: East Siberia, 3D seismic survey, terrigenous Vendian deposits, deterministic acoustic and simultaneous inversions, stochastic simultaneous inversion, reservoir forecast

Введение

Последние достижения в области интерпретации данных сейсморазведки связаны с инверсионными преобразованиями. Эти данные можно изучать и интерпретировать без применения инверсии, что часто не позволяет получить адекватное представление о строении пласта, а при определенных условиях может приводить к получению недостоверного результата. Благодаря эффективности, относительной простоте и быстрой реализуемости сейсмической инверсии в настоящее время большинство нефте- и газодобывающих компаний применяют технологии инверсии с целью увеличения информативности данных сейсморазведки и повышения надежности прогнозов – достоверности оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, в том числе с вероятностной оценкой получаемых прогнозов (по квантилям P10, P50, P90). Существует множество различных тех-

нологий инверсии, выбор определенной из них непосредственно зависит от количества и качества геолого-геофизической информации, а также от поставленных задач и свойств пород изучаемого разреза.

В статье впервые для месторождения Восточной Сибири описан полный цикл работ по инверсии, начиная с наиболее простой – акустической, и заканчивая самой сложной в настоящее время – геостатистической. Выполнено сравнение результатов различных методов инверсионных преобразований сейсмических данных и дана оценка их возможностей прогнозирования перспективных объектов и количественного прогноза ФЕС терригенных венд-нижнекембрийских отложений.

Сейсмическая инверсия

Десятки лет специалисты в области сейсморазведки и интерпретации изучают динамические характеристики волнового поля и по результатам ста-

стистического анализа прогнозируют ФЕС пластов. Технологии выявления статистических связей активно развиваются, наиболее широко из них используются методы компонентного и факторного анализа, статистические методы классификации, многомерный регрессионный анализ, модели искусственных нейронных сетей и др. Все они основаны на установлении связи между сейсмическим атрибутом (атрибутами) и ФЕС пласта, например, коэффициентом пористости K_p , определенным по данным каротажа. Показателем качества найденной связи является коэффициент корреляции R [1]. Если $R < R_{\min} = 0,7$ ($R^2 \leq 0,5$), то прогнозирование нецелесообразно, если $R > R_{\min} = 0,7$ ($R^2 \geq 0,5$), то прогнозирование имеет смысл. При этом теснота найденной связи и, как следствие, точность прогнозов зависят от числа скважин N , входящих в статистическую совокупность. При значительном числе скважин ($N > 30$) вероятность наличия связи в благоприятных условиях возможна при $0,6 < R < 0,7$ [1]. При высокой латеральной изменчивости свойств пласта (литологическое замещение, выклинивание), сложном блоковом строении месторождения или минимальном числе пробуренных скважин методы статистического анализа неприменимы из-за недостатка исходных данных. Одним из эффективных инструментов интерпретации в таких условиях являются технологии инверсии данных сейсморазведки 3D в кубы упругих параметров (акустического и сдвигового импеданса, плотности, скорости продольных и поперечных волн и их производных), связь которых с ФЕС может быть установлена при лабораторных исследованиях керн или петрофизической интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС).

Под сейсмической инверсией традиционно принято понимать решение обратной динамической задачи сейсморазведки, т.е. восстановление распределения упругих параметров геологической среды по зарегистрированному волновому полю. Среди технологий инверсионных преобразований можно выделить ряд крупных блоков. По типу используемых сейсмических данных разделяются инверсии данных до или после суммирования. Другой крупный блок составляют алгоритмы, со-

храняющие разрешение сейсмических данных или позволяющие приблизиться к разрешению каротажных диаграмм. Кроме того, задачу инверсии сейсмических данных можно рассматривать как детерминистическую или геостатистическую (стохастическую). Результатом детерминистической инверсии является единственная модель упругих свойств, которая удовлетворяет сейсмическим данным и априорным ограничениям, результат стохастической – множество равновероятных реализаций распределения упругих и дискретных свойств среды.

В статье последовательно рассмотрены результаты акустической детерминистической инверсии полнократного сейсмического куба, детерминистической и геостатистической синхронной инверсий набора частично-кратных сейсмических данных. Оценены возможности и ограничения каждого метода в геологических условиях Непского свода Непско-Ботубобинской антеклизы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Постановка задачи

Сейсмогеологические условия проведения полевых работ крайне сложные. Рассматриваемая территория характеризуется резко расчлененным рельефом, верхняя часть разреза осложнена областями распространения многолетнемерзлых пород, интрузивных образований в виде траппов долеритов, располагающихся на различных стратиграфических уровнях. При относительно неглубоком залегании кристаллического фундамента (абсолютная глубина кровли не превышает – 1800 м) разрез осадочного чехла в целом слагают «высокоскоростные» породы: карбонаты, доломиты, ангидриты, соли. Лишь в основании осадочного чехла залегают относительно «низкоскоростные» терригенные отложения венд-раннекембрийского возраста, общей толщиной не более 70–80 м, с которыми связан основной перспективный для обнаружения залежей углеводородов резервуар (песчаные пласты $ВЧ_{13}$ и $ВЧ_{10}$), эффективные толщины которого не превышают 10–15 м. Пласты $ВЧ_{13}$ и $ВЧ_{10}$ разделены аргиллито-алевролитовой перемычкой толщиной 4–14 м. Горизонт перекрывается регио-

нально выдержанной пачкой аргиллитов толщиной от 3–4 м и до 30 м, которая служит крышкой для залежей углеводородов. Горизонт залегает на коре выветривания пород фундамента. Прогнозирование улучшенных коллекторских свойств в таких условиях является нетривиальной задачей.

На месторождении выполнена широкоазимутальная вибрационная съемка МОГТ 3D, основные параметры которой следующие: система наблюдений – центрально-симметричная, номинальная кратность – 100, расстояние между линиями приема и взрыва – 200 м, между пунктами взрыва – 50 м, между пунктами приема – 25 м, группирование 12 сейсмоприемников типа GS-20DX на канал на базе 25 м, минимальное удаление источника от приемника – 28 м, максимальное – 2802 м, шаг дискретизации – 2 мс. На площади на момент начала реализации проекта были пробурены восемь разведочных скважин, только в двух из них имелись записи методов ГИС, в том числе необходимые для моделирования упругих свойств, данные широкополосного акустического и плотностного каротажей, позволившие восстановить недостающие кривые упругих параметров в скважинах, пробуренных до 90-х годов XX века. Используемые приемы традиционной динамической интерпретации, такие как регрессионный атрибутный, сейсμοфациальный, AVO (Amplitude Variation with Offset) анализ и спектральная декомпозиция, не позволили уверенно прогнозировать распространение зон улучшенных коллекторских свойств в межскважинном пространстве. Петрофизическое обоснование возможности прогноза коллекторов по значениям упругих параметров показало достаточно уверенное разделение коллекторов пласта B_{13} в параметризации плотность – отношение скорости продольных волн v_p к скорости поперечных волн v_s . В наиболее распространенной и часто реализуемой параметризации упругий импеданс – отношение v_p/v_s разделение также возможно, но с большей областью перекрытия. Таким образом, для прогноза предполагаемых зон улучшенных коллекторских свойств следует решить задачу реализации синхронной AVO/AVA-инверсии (Amplitude Variation with Offset/Angel – изучение изменений

амплитуды отраженной волны в зависимости от удаления/угла падения) частично-кратных сумм.

Акустическая детерминистическая инверсия

Разнообразие алгоритмов инверсии сейсмических данных позволяет выбрать оптимальные для конкретных сейсмогеологических условий. Традиционно наименее требовательная к априорному объему скважинной информации акустическая инверсия является своеобразной «лакмусовой бумажкой». При высоком качестве восстановления сейсмических данных рекомендуется использовать детерминистические алгоритмы синхронной инверсии, при их успешной реализации – переходить на геостатистическую инверсию.

Первая задача акустической инверсии полнократных сейсмических данных заключается в восстановлении вертикального распределения акустического импеданса по трассе нормального падения однократно отраженных продольных волн в каждой точке поверхности. Основное преимущество акустической инверсии состоит в ее вычислительной простоте, так как требуется минимальная специальная подготовка сейсмических данных. Главными проблемами, возникающими при ее выполнении, являются оценка формы сейсмического импульса и добавление в решение низкочастотной составляющей (до 12–14 Гц), традиционно отсутствующей в данных сейсморазведки. Для решения второй задачи, актуальной для всех видов детерминистических инверсий, используется низкочастотная трендовая модель акустического импеданса, построенная по скважинным данным. Число скважин, находящихся в пределах сейсмической съемки 3D, равномерность их расположения, качество записанного и/или восстановленного каротажа играют немаловажную роль при построении низкочастотной модели. При выполнении акустической инверсии сейсмических данных проекта потребовалось провести минимальную дообработку полнократного сейсмического куба (нормировку амплитуд в «широком окне»), оценить сейсмический импульс детерминистическим способом в скважинах.

Получаемый в результате акустической инверсии куб акустической жесткости (акустического импеданса) является вполне информативным как на качественном уровне, существенно облегчая интерпретацию литофациальных и стратиграфических границ, так и на количественном: куб акустического импеданса можно использовать при прогнозе ФЕС пластов [2, 3]. В текущем проекте для терригенного пласта B_{13} установлена тесная связь между его пористостью и значениями акустического импеданса, на основе которой был выполнен прогноз пористости. Стандартно куб акустического импеданса используется в основном для уточнения корреляции отражающего горизонта от кровли кристаллического фундамента, который на динамическом временном разрезе представлен сложным интерференционным низкочастотным отражением.

Кроме того, была предпринята попытка качественной оценки зон коллекторов с наилучшими параметрами: выполнен body-checking по отсечке импеданса $10\ 500\ \text{м/с}\cdot\text{г/см}^3$. При этом не стоит забывать, что в интервале терригенных вендских пластов B_{10} и B_{13} коллекторы отделяются от некол-

лекторов со значительной зоной перекрытия граничных значений акустического импеданса: значения акустического импеданса для коллекторов составляют до $11\ 500\ \text{м/с}\cdot\text{г/см}^3$, неколлекторы - от $9\ 500\ \text{м/с}\cdot\text{г/см}^3$ (рис. 1). Такой, с одной стороны, формальный подход не правомочен для количественного прогноза ФЕС (в первую очередь эффективных толщин), но, с другой – позволяет легко и быстро «увидеть», возможно, наиболее перспективные участки на площади (рис. 2).

В связи с жесткими сроками реализации программы геолого-разведочных работ (ГРП) на данной площади, не дожидаясь результатов синхронной детерминистической AVO/AVA-инверсии, в выделенный по кубу акустического импеданса перспективный объект была рекомендована скв. 5, результаты бурения и испытания которой позволяют дать независимую оценку всех выполненных видов инверсии. Для контроля качества акустической инверсии необходимо определить корректность восстановления акустического импеданса – результата инверсии путем сравнения с кривой акустического импеданса, полученного по данным

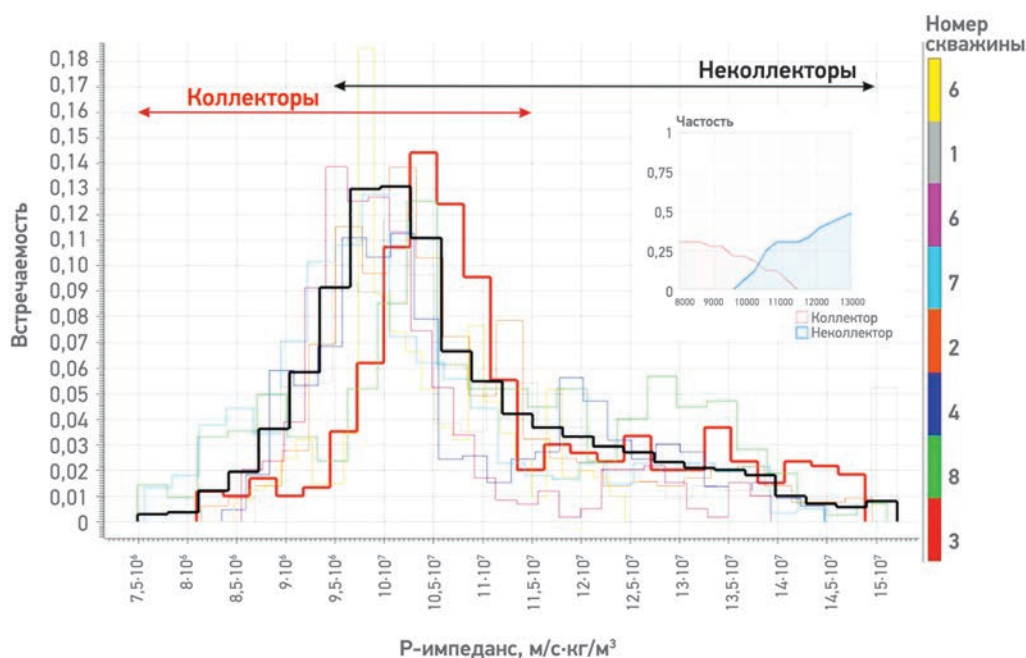


Рис. 1. Разделение на коллектор/неколлектор в поле акустического импеданса терригенных пластов вендских отложений

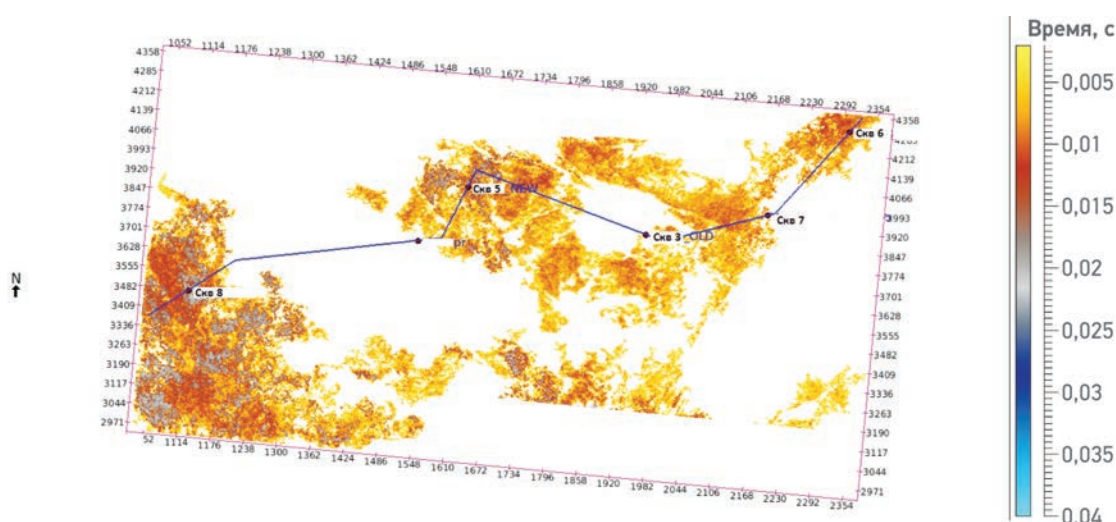


Рис. 2. Схема временной толщины прогнозных коллекторов в интервале терригенного венда, полученная из куба акустического импеданса (результат акустической инверсии)

каротажа, выполненного в скважине. В интервале целевых пластов – от кровли подсолевого комплекса до фундамента – коэффициент корреляции между кривыми составляет 0,872 (кривые приведены в сейсмическом диапазоне частот – до 80 Гц), что свидетельствует о высоком качестве куба акустического импеданса.

Синхронная (упругая) AVO/AVA-инверсия

Алгоритм синхронной AVO/AVA-инверсии принципиально отличается от акустической тем, что одновременно используется несколько угловых или ограниченных по выносу (оффсетных) суммарных сейсмических наборов для восстановления распределения импедансов продольных и поперечных волн, их отношения, v_p/v_s , плотности и их производных. Использование набора просуммированных в различных диапазонах сейсмических данных позволяет перейти от акустического варианта, соответствующего нормальному падению отраженных волн, к упругому, учитывающему зависимость коэффициента отражения от угла подхода прямой волны и трех независимых упругих параметров: скорости продольных, поперечных волн и плотности.

Набор входных сейсмических данных требует более тщательной подготовки, для каждой суммы по скважинным данным необходимо оценить сейс-

мический импульс, низкочастотные модели строятся для каждого упругого параметра. Синхронная инверсия предъявляет более высокие требования, чем акустическая к необходимому набору скважинных данных. Обязательным условием ее выполнения является наличие в скважинах записей широкополосного акустического каротажа дополнительно к акустическому и ГГК-п каротажам в значительном интервале глубин, охватывающем не только целевой интервал.

Трехмерная система полевых наблюдений, использованная на участке, обеспечила получение сейсмических данных высокой кратности (номинальная кратность равна 100). Высокая кратность и значительные удаления источника от приемника (максимальное удаление составляет 2802 м) позволили сформировать начальный набор из 10 частично-кратных сумм. Для выполнения синхронной инверсии в параметризации плотность – отношение v_p/v_s требуется минимум 5–7 информативных частичных сумм.

Сейсмогеологическое строение разреза исследуемой площади крайне сложное. Высокоскоростной разрез, наличие ярких акустических границ и неоднородностей в верхней части разреза, расчлененный рельеф и широко развитая речная сеть негативно влияют на формирование суммарного поля

отраженных волн. Скоростная характеристика разреза определяет максимальные углы падения отраженных волн на целевые границы. В разрезе присутствуют контрастные по акустической жесткости слои, преломление лучей на границах которых следует учитывать. Оценка угловых или офсетных диапазонов при выборе необходимого набора частичных сумм выполнена по сейсмограмме общей глубинной точки (ОГТ) с финальной стадии обработки вблизи скважины, охарактеризованной записями акустического широкополосного и плотностного каротажей. В качестве скоростной модели использован скоростной закон, определенный при вертикальном сейсмическом профилировании (ВСП). В этом случае оценка показала наличие углов падения/отражения в целевом интервале до $40\text{--}42^\circ$. При использовании в качестве скоростного закона скоростей суммирования, применяемых при миграции сейсмических данных и служащих основой для «нарезки» угловых сумм, оценка дает более низкие значения углов – до $30\text{--}35^\circ$. В связи с этим возникает необходимость проведение синхронной AVO-инверсии с набором офсетных сумм, который обуславливает дополнительное построение скоростной модели, обеспечивающей максимально возможную согласованность временных сейсмических данных и данных ГИС в глубинном масштабе. Развита орогидрографическая сеть в пределах съемки 3D приводит к пропускам в системе наблюдений (из-за невозможности отработки в водоохранных зонах), в результате на ближних удалениях (вплоть до 600 м) частично отсутствуют сейсмические данные.

Сейсмические данные должны быть представлены по площади равномерно, поэтому офсетные диапазоны для первых трех и последних двух сумм были пересмотрены. Необходимыми при подготовке сейсмических данных к синхронной инверсии также являются процедуры нормировки и выравнивания. Последнее заключается в устранении эффекта растяжки сейсмического импульса на больших удалениях, не связанного с геологией. В результате интерпретационного постпроцессинга был сформирован набор из семи офсетных сумм, для которых определен набор соответствующих сейсмических импульсов. Каче-

ство выполнения синхронной инверсии контролируется различными способами: сопоставлением полученных в точках скважин псевдокривых упругих параметров с записанными (отфильтрованными в сейсмическом диапазоне частот); анализом полученных разрезов упругих свойств; сравнением реального сейсмического поля, восстановленного в результате инверсии и их разницы; анализом автоматически рассчитанных карт качества. Средний для восьми скважин коэффициент корреляции кривой упругого импеданса в целевом интервале составляет 0,889, плотности – 0,763, отношения v_p/v_s – 0,691. По каротажным диаграммам новой скв. 5 можно независимо оценить корректность восстановления упругих параметров: импедансов продольных и поперечных волн, их отношения v_p/v_s и плотности. В интервале целевых пластов – от кровли подсолевого комплекса до фундамента – коэффициент корреляции между кривыми составляет соответственно 0,81; 0,733; 0,592 и 0,617 (кривые приведены в сейсмическом диапазоне частот до 80 Гц).

Получаемые в результате синхронной инверсии кубы независимых упругих параметров позволяют выполнить более точный по сравнению с акустической инверсией количественный прогноз ФЕС и качественный прогноз распространения литотипов, определенных по скважинным данным (например, литотипа «коллектор»). При прогнозе эффективных толщин целевого пласта B_{13} использовались временные толщины литотипа «коллектор», полученные при выделении связанных объемов по отсечкам в поле двух упругих параметров: плотности и отношения v_p/v_s . По проверочной скв. 5 получено занижение прогнозных толщин относительно фактических: соответственно 3,9 и 8,9 м. Столь значительное расхождение связано с объективным ограничением прогностической способности детерминистической синхронной инверсии: коллектор толщиной как 5, так и 10 м может выделяться в качестве перспективного объекта временной толщиной 7 мс. Толщина выделяемого по сейсмическим данным перспективного объекта зависит от их качества, свойств коллектора и вмещающих пород. Другой объективной сложностью является

определение интервальной скорости в коллекторе для перевода временных толщин в глубинные.

Достоверность прогноза ФЕС целевого пласта, в первую очередь эффективных толщин, позволяет повысить технология геостатистической инверсии.

Технологии геостатистической инверсии

Традиционное геостатистическое моделирование основано на скважинных данных и априорных представлениях о седиментационной модели резервуара. Синхронная сейсмическая инверсия позволяет объединить сейсмические и скважинные данные для описания объемного распределения коллекторских свойств продуктивных пластов, но вертикальная разрешенность полученного результата ограничена сейсмической полосой частот, в то время как объемная модель резервуара в идеале должна обладать разрешенностью скважинных данных. Алгоритм синхронной геостатистической инверсии позволяет максимально приблизиться к решению данной задачи. Для этого геолого-статистическая модель строится на стратиграфической сетке методами геостатистического моделирования, а сейсмические данные являются дополнительным источником информации.

Метод геостатистической инверсии, предложенный А. Хаасом и О. Дюрбулом [4], основан на расчете для каждой реализации волнового поля, соответствующего полученной в процессе статистического моделирования геологической модели. Сравнивая модельное волновое поле с наблюдаемым, осуществляют отбраковку реализаций, не удовлетворяющих значениям невязок. Описав в виде функции плотности вероятности (Probability Density Function – PDF) все источники информации о резервуаре с использованием алгоритма моделирования и отбора вариантов решения (цепи Маркова – Монте-Карло), можно получить множество моделей свойств (упругих и дискретных), согласованных с сейсмическими данными [5].

Геостатистическая инверсия имеет следующие принципиальные отличия от детерминистических алгоритмов.

1. Решение осуществляется на стратиграфической сетке, вертикальный шаг которой определяет

вертикальное разрешение прогноза. Объективными ограничениями являются вычислительные мощности и априорная информация об ожидаемых вертикальных размерах слоев и прослоев.

2. Представления о пространственной выдержанности свойств изучаемых отложений описываются многомерными вариограммами.

3. Взаимосвязи между петрофизическими и упругими свойствами описываются многомерными функциями плотности вероятности.

4. Полученное решение – распределение моделируемых литотипов и упругих свойств – согласуется с наблюдаемым волновым полем. Синтетический сейсмический куб моделируется в рамках сверточной модели трассы, разница между рассчитанным и наблюдаемым полем регулируется PDF, отвечающим допустимому уровню шума. При работе с частично-кратными суммами взаимосвязь между изменением амплитуд с удалением и упругими параметрами среды (v_p , v_s , плотностью) описывается уравнением Нотта-Цепритца, PDF создается для каждой суммы.

5. Априорная геологическая информация о резервуаре (литологические закономерности, уровни углеводородных контактов и др.) может учитываться в решении в виде трендов.

PDF, описывающие доступную информацию о резервуаре, комбинируются с использованием стратегии Байеса таким образом, чтобы для каждого моделируемого параметра получить апостериорное распределение, согласованное с априорным. Далее с использованием стохастических алгоритмов получают множественные реализации кубов упругих параметров и дискретных свойств (литотипов), которые удовлетворяют всем заданным условиям и дискретизированы так же, как и стратиграфическая сетка, в которой происходит поиск оптимального решения [5]. Результатами геостатистической инверсии являются множественные равновероятностные высокоразрешенные реализации кубов дискретных (литотипы) и упругих (импедансы, плотность, отношение v_p/v_s и др.) свойств. Для дискретных свойств рассчитываются кубы вероятности для каждого литотипа, которые позволяют не только прогнозировать эффективные толщины коллектора, но и вы-

полнить оценку неопределенности прогноза по квантилям P10, P50, P90.

Были выбраны следующие основные технические параметры геостатистической инверсии данного проекта. Шаг вертикальной дискретизации стратиграфической модели задан равным 0,25 мс, как оптимальный, позволяющий передать все основные прослои-коллекторы. Горизонтальный шаг выбран равным двукратному расстоянию между ин-лайнми и кросслайнми, составляет соответственно 25 и 50 м. По данным ГИС для терригенного интервала было выделено несколько литологических разностей, в пространстве упругих свойств достаточно уверенное разделение имеют только литотипы песчаный коллектор и неколлектор, каждый из которых описан своим PDF. Радиус вертикальных вариограмм оценивался по скважинным данным, масштабируемым к шагу дискретизации стратиграфической каркасной модели, радиус горизонтальных вариограмм был выбран с учетом размеров геологических тел, полученных по результатам детерминистической инверсии. Сейсмические данные при геостатистической инверсии используются как «очень жесткий тренд», ограничивающий множество возможных вариаций модели заданными параметрами: уровнем шума – разницей между наблюдаемым сейсмическим полем и синтетическим, рассчитанным для каждой реализации. Параметр уровень шума определен по результатам синхронной детерминистической инверсии.

Процедуры контроля качества являются неотъемлемой частью инверсии на каждом этапе работы. Часть выполняемых процедур стандартна и для детерминистической, и для стохастической инверсий. При работе с геостатистической инверсией применяются дополнительные методы оценки качества:

- контроль согласованности статистических моделей используемых литотипов со скважинными данными;
- восстановление процентных соотношений между литотипами в изучаемом пласте;
- сопоставление результатов геостатистической инверсии (прогнозных литотипов и упругих свойств) со скважинными данными;

– контроль стабильности реализаций, т.е. повторяемости деталей разреза от одной реализации к другой.

Для данного проекта был выполнен расчет 30 реализаций геостатистической инверсии. Не существует правила, определяющего минимальное число реализаций. Бесполезным также может оказаться расчет большого числа реализаций (более 100–200). Решение геостатистической инверсии ограничено большим числом условий (PDF упругих и дискретных свойств, пропорциями, сейсмическими критериями), поэтому получаемые реализации могут отличаться одна от другой в деталях. При существенных различиях рекомендуется вернуться на начальный этап работ и перепроверить заданные условия.

Для определения упругих свойств удобно пользоваться кубом средней оценки параметра. На рис. 3 приведено сопоставление разрезов акустического импеданса (среднего по геостатистической инверсии) с результатом синхронной детерминистической инверсии. Очевиден прирост вертикальной разрешенности и информативности вертикальных сечений кубов упругих параметров – результатов геостатистической инверсии.

На данном проекте интерпретация результатов геостатистической инверсии для каждого пласта состояла в выделении перспективных объектов (геологических тел), оценке эффективной толщины коллекторов и стандартного отклонения эффективной толщины. На рис. 4 приведен разрез куба литотипов по линии скв. 9–8–5–2–1–6. От реализации к реализации тонкие прослои коллекторов незначительно меняются, средняя оценка позволяет выполнить объективный прогноз для обоих пластов раздельно. На рис. 5 сопоставлены прогнозные карты временных толщин коллекторов: выполнена средняя оценка по 30 реализациям. На нижнюю карту (см. рис. 5, б) наложены линиями черного цвета перспективные объекты, выделенные по данным синхронной детерминистической инверсии. Видно, что эти объекты приобретают большую детальность и однозначность. Кроме того, выделяются новые геологические тела малой толщины.

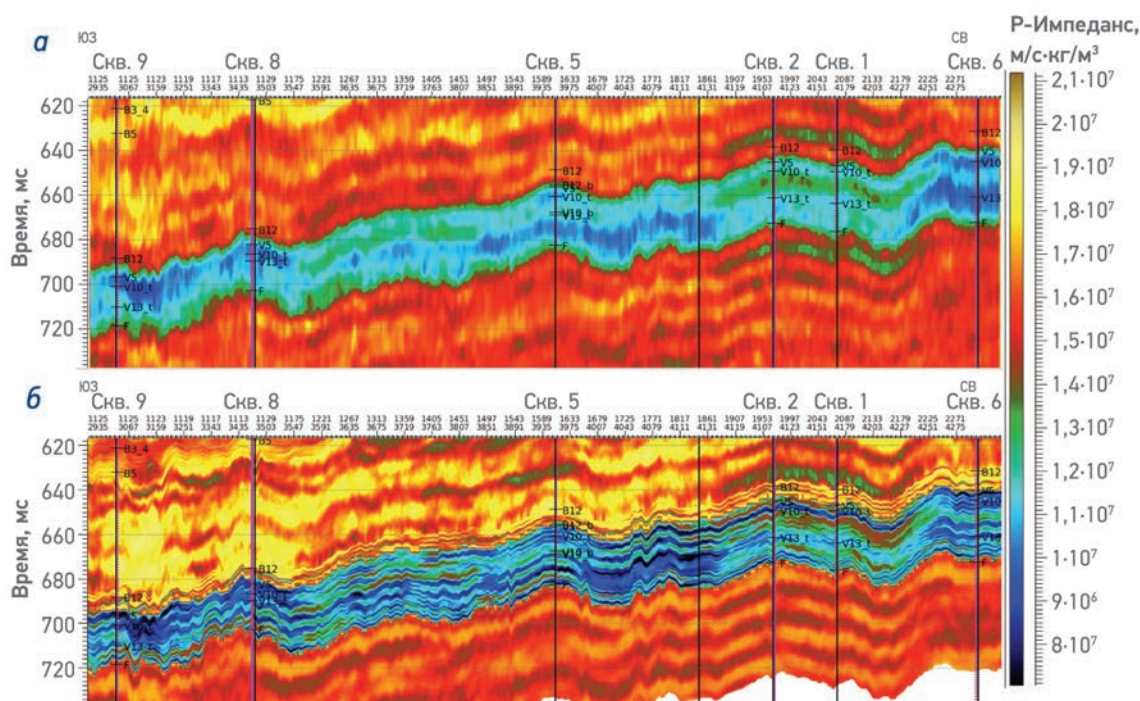


Рис. 3. Сравнение разрезов акустического импеданса в интервале терригенного венда по линии скв. 9–8–5–2–1–6: результаты синхронной детерминистической (а) и геостатистической (б) инверсий

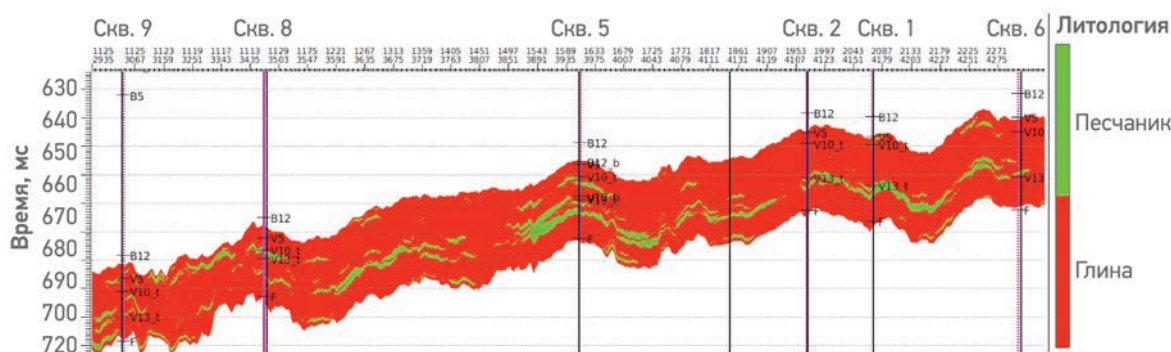


Рис. 4. Разрез куба литотипов терригенных пластов V_{10} и V_{13} по линии скв. 9–8–5–2–1–6 (единичная реализация № 20)

Переход от временных толщин к эффективным выполнен через интервальные скорости в коллекторах, оцененные по данным акустического каротажа в скважинах изучаемой площади. Абсолютные значения стандартного отклонения составляют около половины прогнозной толщины, что обусловлено незначительной толщиной коллекторов терригенного венда.

Получаемые в результате геостатистической инверсии оценки неопределенности прогноза эффективных толщин и объема коллекторов по квантилям P_{10} , P_{50} и P_{90} могут быть учтены при определении прогнозных запасов. Все расчеты выполнены объемным методом, насыщение прогнозных геологических тел принималось по аналогии с тектоническими блоками, охарактеризованными ре-

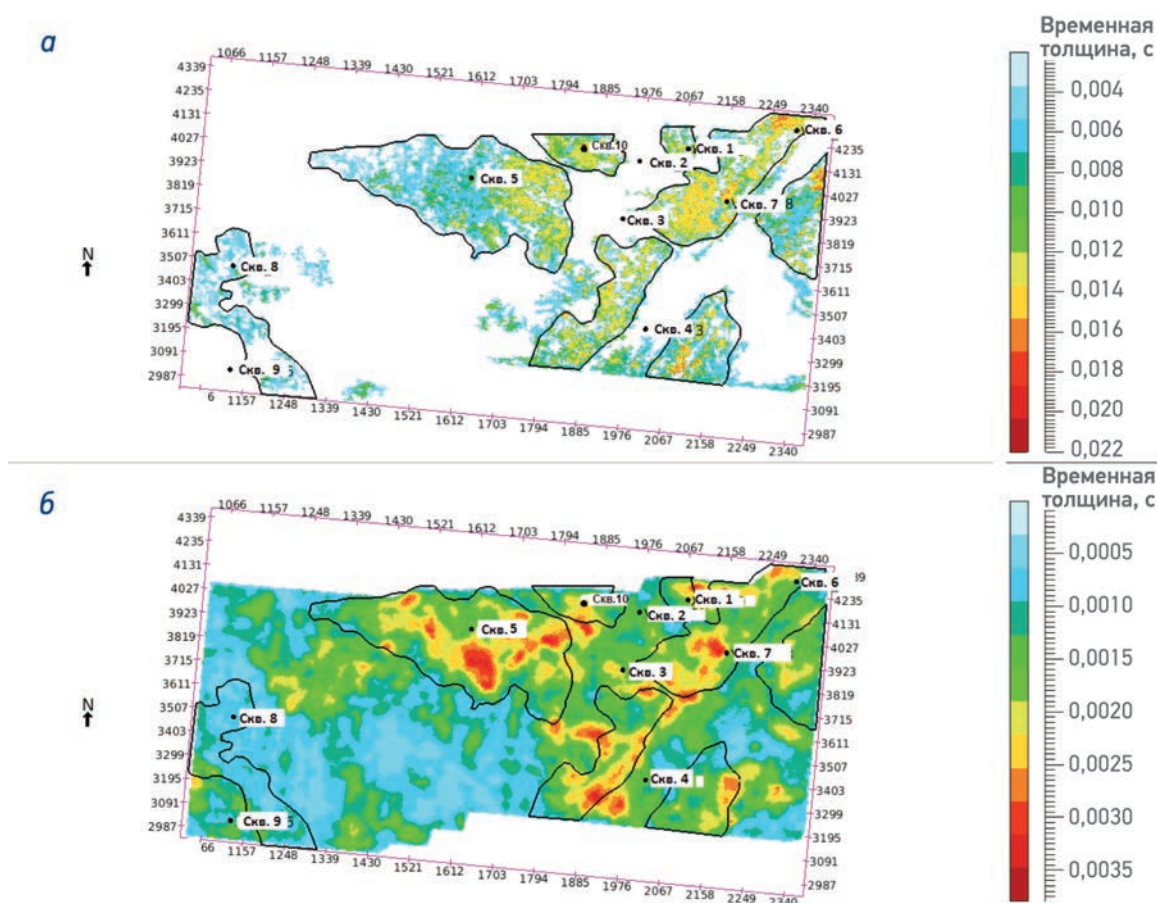


Рис. 5. Сопоставление карт временных толщин литотипа песчаный коллектор пласта V_{13} :
 — прогноз синхронной детерминистической (а) и геостатистической (б) инверсий

результатами бурения и испытания скважин. Разница оцененных запасов между вариантом Р50 и находящимися на государственном балансе (ГБ) по нефти составляет 48 %, по газу – 41 %, для варианта Р10 с оценкой ГБ по нефти – 70 %, по газу – -38 %, для варианта Р90 по нефти – 28 %, по газу – 44 %.

Наиболее интересны результаты геостатистической инверсии в сравнении с данными по новым скважинам. Так в скв. 5 по результатам интерпретации материалов ГИС эффективная толщина пласта V_{13} равна 8,9 м, прогнозная по результатам геостатистической инверсии – 6,2 м, стандартное отклонение равно $\pm 3,3$ м. Фактические эффективные толщины соответствуют «положительной» прогнозной оценке – от 6,2 до 9,5 м. При испытании пласта по-

лучен приток газа дебитом 53,9 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ и пластовой воды дебитом 33,9 $\text{м}^3/\text{сут}$.

После завершения проекта была пробурена скв. 10 (см. рис. 5, б). Прогнозная по результатам геостатистической инверсии эффективная толщина пласта V_{13} в скв. 10 составляет 7,8 м, стандартное отклонение равно $\pm 4,1$ м. По факту бурения в целевом пласте был вскрыт коллектор толщиной 2,7 м, залегающий на выветрелых, разуплотненных гранито-гнейсах толщиной 12 м. При испытании получен приток пластовой воды дебитом 3,2 $\text{м}^3/\text{сут}$. Высокая ошибка сейсмического прогноза явилась следствием неучтенного геологического риска, связанного с распространением увеличенных толщин коры выветривания пород фундамента.

Выводы

1. Впервые для месторождения в Восточной Сибири последовательно выполнены все виды сейсмической инверсии, начиная с наиболее простой – акустической, и заканчивая одной из самых сложных – геостатистической;

2. Показано сравнение результатов различных методов инверсионных преобразований сейсмических данных и дана оценка их возможностей прогнозирования перспективных объектов и количественного прогноза ФЕС терригенных венд-нижнекембрийских отложений. Прогнозные результаты подтверждены данными по новым скважинам.

3. Акустическая детерминистическая инверсия является наиболее «простой» и быстро реализуемой из всего набора инверсионных технологий, позволяет существенно уточнить стратиграфическую модель, в благоприятных случаях – выполнить экспресс-анализ зон улучшенных коллекторских свойств терригенных пластов, обладающий высокой степенью неоднозначности выделения коллекторов в пространстве одного упругого параметра – акустического импеданса. Количественный прогноз ФЕС, как правило, существенно затруднен.

4. Синхронная детерминистическая инверсия дает возможность получать кубы трех независимых упругих параметров и более уверенно прогно-

зировать наличие коллекторов. Вертикальная разрешенность кубов упругих параметров ограничена частотным диапазоном сейсмических данных. В благоприятных условиях возможен количественный прогноз ФЕС, ошибка прогноза оценивается только в скважинах.

5. При прогнозировании зон улучшенных коллекторских свойств в сейсмогеологических условиях Восточной Сибири наиболее эффективна синхронная геостатистическая инверсия, позволяющая выйти за пределы зарегистрированного частотного диапазона сейсмических данных и получить детальные высокоразрешенные модели, максимально приближенные к детальности материалов ГИС.

6. Геостатистическая синхронная инверсия наиболее требовательна как к количеству, так и к качеству входных данных, для ее выполнения необходимы значительные вычислительные и временные ресурсы.

7. Множество равновероятных реализаций геостатистической инверсии позволяет оценить неопределенность прогноза. Использование оценки неопределенности прогноза эффективных толщин и объема коллекторов по множеству реализаций геостатистической инверсии дает возможность выполнить вероятностную оценку запасов и ресурсов углеводородов по квантилям P10, P50, P90.

Список литературы

1. Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. – М.: ОАО «ЦГЭ», 2006. – 40 с.
2. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 1//Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3–16.
3. Сейсмическая инверсия: читая между строк/Ф. Барклай, А. Бруун, К.Б. Расмуссен, Х.К. Альфаро//Нефтегазовое обозрение. – 2008. – весна. – С. 50–75.
4. Haas A., Dubrule O. Geostatistic inversion – a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data//First Break. – 1994. – V. 12. – № 11. – P. 561–569.
5. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 2//Технологии сейсморазведки. – 2011. – № 1. – С. 5–15.

Reference

1. Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh seysmorazvedki dlya podscheta zapasov uglevodorodov (Guidelines on the use of seismic data to assess hydrocarbon reserves), Authors: Leviant V.B., Khromova I.Yu. et al., Moscow: Publ. of Rosnedra, 2010, 250 p.
2. Ampilov Yu.P., Barkov A.Yu., Yakovlev I.V., *Almost everything about seismic inversion*, Part 1 (In Russ), Tekhnologii seysmorazvedki, 2009, no. 4, pp. 3–16.
3. Barclay F., Bruun A., Alfaro J., Cooke A., Cooke D., Godfrey R., Volterrani S., Roberts R., *Seismic Inversion: Reading between the Lines*, Oilfield Review, 2008, Spring, pp. 42–63.
4. Haas A., Dubrule O., *Geostatistic inversion – a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data*, First Break, 1994, V. 12, no. 11, pp. 561–569.
5. Yakovlev I.V., Ampilov Yu.P., Filippova K.E., *Almost everything about seismic inversion*, Part 2 (In Russ), Tekhnologii seysmorazvedki, 2011, no. 1, pp. 5–15.

УДК

© Н.В. Морозов, И.Ю. Беленькая, В.В. Жуков, 2016

3D МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ: ДЕТАЛИЗАЦИЯ ПРОГНОЗА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Н.В. Морозов, И.Ю. Беленькая, В.В. Жуков
(Научно-Технический Центр «Газпром нефть»)

Адреса для связи: Morozov.NV@gazpromneft-ntc.ru

Belenkaya.IYu@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: баженовская свита (БС), моделирование углеводородной (УВ) системы, органическое вещество (ОВ), зрелость ОВ, битумоид, кероген, плотность нефти и газа, газосодержание, адсорбция, органическая пористость, первичный крекинг ОВ, вторичный крекинг УВ

3D modeling of Bagenov fm. hydrocarbon system: details of physicochemical properties of hydrocarbons prognosis

N.V. Morozov, I.Y. Belenkaya, V.V. Zhukov (LLC Gazpromneft-STC)

Bazhenov fm. is one of the most important issues in the development of a new resource base to "Gazpromneft". Since recently several projects related to the oil and gas of Bazhenov fm. potential on the different scale (regional, zonal and local levels) are under development in the Company. In the framework of the regional assessment project of the Bazhenov fm. sediments (PBE) the area ranking according to the unconventional petroleum potential was carried out in 2012. The prolongation of the project in 2015 resulted in the formation of 3D petroleum system model which is unique in terms of cover area, model size and amount of input data. The model allowed for the evaluation and area ranking to be performed in the quantified manner. A detail prognosis of petroleum physicochemical properties for Bazhenov fm. was made combining petroleum system modeling methods and geochemical and physical data. Despite of long exploration history, huge petroleum potential of Bazhenov fm. and direct oil and gas manifestations a detailed assessment of the prospects was not conducted so far.

A complete set of data was integrated into the model including experimental data. Primary and secondary cracking and HC migration modeling was modelled. Based on the result a number of maps was build describing petroleum potential and petroleum reserves. Gas and oil physicochemical properties depend on the OM maturity level. Using the density of oil and HC gas and gas saturation prognosis throughout the model Bazhen fm was evaluated. One of the main results of the work was the proposal of additional search parameter for assessing the prospects of the Bazhenov fm.

Keyword: Bazhenov fm., hydrocarbon system modeling, organic matter, organic maturity, bitumens, kerogen, the density of oil and gas, gas content, adsorption, organic porosity, primary cracking, secondary cracking.

Введение

Баженовская свита (БС) является нетрадиционным источником нефти и газа. Ее отложения характеризуются широким распространением, отсутствием покрывки и ловушки, линейного водонефтяного контакта (ВНК) между углеводородами (УВ) и водой. Другая особенность нетрадиционных источников УВ – непрерывное накопление УВ, способность удерживать их, низкая матричная проницаемость и содержание большого количества гетероатомных УВ [1].

Являясь главным источником УВ на территории Западной Сибири, БС находится в одном ряду с такими сланцевыми формациями, как Баккен, Ниобара, Барнет, Денвер, Сан-Хоакин (США), Шуиксиджу и др. [2].

Несмотря на схожие характеристики с мировыми аналогами, БС можно выделить в особый класс уникальных объектов. Она залегает почти на всей территории Западной Сибири на площади 1 млн км². Большая площадь обеспечивает формирование зон с большим ресурсным потенциалом как нефти (на юге), так и газа (на севере).

Технологическая стратегия разработки нетрадиционных источников УВ развивается по двум направлениям. С первым связаны поиск высокопродуктивных зон и последующее бурение вертикальных скважин. Это направление развивалось как советскими, так и российскими геологами. Высокопродуктивными можно считать территории Салымского мегавала и Красноленинского свода, где за все время добыто не более 5 млн т нефти. При потенциале баженовской свиты около 317 млн т нефти это крайне низкий результат. Второе направление – освоение сланцевых формаций с помощью бурения горизонтальных скважин, проведения многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) с созданием густой сети трещин [3].

В рамках данной работы выполнено комплексное исследование с целью прогноза перспективных зон для каждого из направлений.

Методика работ

При проведении 3D бассейнового моделирования площадь модели составила 1 млн км², по вертикали она состояла из 12 основных структурных горизонтов с общим числом ячеек 15,9 млн. Было собрано и проанализировано большое количество геолого-геофизической информации (450 скважин) и геохимических данных (100 скважин), позволивших качественно и количественно охарактеризовать физико-химические свойства сгенерированных УВ, количественно – ресурсный потенциал и запасы нефти и газа с учетом определяемых параметров.

В процессе моделирования УВ системы баженовской свиты были решены задачи восстановления истории генерации нефтематеринских отложений, определения истории прогресса, времени и масштабов генерации УВ, а также выявления направления эмиграции и области скопления УВ и объемов УВ, не покинувших материнскую толщу в результате эмиграции.

Подсчет ресурсного потенциала проводился путем оценки максимального объема пустотного пространства пород с включением в систему параметра органической пористости.

Бассейновое моделирование было выполнено с учетом мирового опыта моделирования нетрадиционных УВ систем. Прогноз физико-химических свойств УВ проводился путем уточнения и введения многокомпонентной системы первичного крекинга керогена и схем вторичного крекинга УВ.

Специфика моделирования заключается в оценке объемов генерации УВ, не покинувших материнскую толщу в результате миграции. Особое внимание уделялось учету особенностей свиты и рассчитанных для данного типа органического вещества (ОВ) кинетических схем первичного крекинга.

Для количественной и качественной оценки остаточных УВ в материнской толще моделирование проводилось с учетом: адсорбции УВ, реакции крекинга ОВ и нефтей, органической пористости и ее влияния на ресурсный потенциал баженовской свиты.

Характеристика УВ системы баженовской свиты

Баженовская свита – это уникальный геологический объект, сформированный в период трансгрессии морского бассейна, когда он покрывал территорию площадью 1,785 млн км², включая 0,79 млн км² сублитеральных и 0,955 млн км² батальных фаций [4].

Развитая повсеместно на всей территории Западной Сибири и только в краевых частях замещающаяся на марьяновскую, яновстановскую и даниловскую свиты БС представлена породами глинисто-кремнисто-карбонатного состава плитчатой, частично массивной текстуры, битуминозными с большим количеством ихтиофауны. Общая толщина свиты в среднем составляет 30 м. Ее возраст по многочисленным остаткам фауны определяется как волжский-ранневаланжинский.

По результатам петрофизических исследований пористость отложений не превышает 10–12 % (средняя 5 %) при среднем значении проницаемости $0,04 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Нефти БС относятся к классу особо легких, маловязких, малосернистых, среднепарафинистых

и малоасфальтенистых. Газосодержание флюидов, насыщающих БС, в среднем составляет $107 \text{ м}^3/\text{м}^3$ для легких нефтей и более $600 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – для конденсатов.

Баженовская свита представлена ОВ 2 типа, содержание ОВ – от 4 до 15 % (среднее 10 %), что в совокупности с высокой степенью его реализованности и позволило сгенерировать большое количество УВ. Большая часть свиты на всей территории Западной Сибири находится в зоне катагенеза МК₁, характеризую главную зону генерации нефти. Начальный генерационный потенциал по фактическим данным составляет 650–750 мг УВ/г породы.

Результаты

Ресурсный потенциал. На основании моделирования УВ баженовской свиты, была проведена оценка ресурсного потенциала. В него вошли все типы УВ, сосредоточенные в БС, включая газы, свободную нефть и адсорбированные УВ.

Ханты-Мансийский автономный округ является одним из самых перспективных регионов, его общий ресурсный потенциал составляет 559 млрд т УВ, средняя плотность ресурсов составляет $1,8 \text{ млн т УВ}/\text{км}^2$. Ресурсный потенциал Ямало-Ненецкого автономного округа равен 291 млрд т УВ, плотность ресурсов $1,6 \text{ млн т УВ}/\text{км}^2$. Тюменская и Томская области имеют более низкие суммарные ресурсы соответственно 90 и 62 млрд т УВ, с плотностью соответственно $1,8$ и $0,6 \text{ млн т УВ}/\text{км}^2$.

Геологические запасы. Основываясь на ресурсной оценке, был осуществлен перевод ресурсов баженовской свиты в запасы. Вариант расчета включает оценку геологических запасов путем вычитания из ресурсов УВ всех газовых и адсорбированных компонентов, позволивших оценить количество свободных УВ.

По результатам подсчетов геологические запасы газа и нефти составляют в среднем 12 % общего ресурсного потенциала и равны 173 млрд т нефти и $106,6 \text{ трлн м}^3$ газа.

Ханты-Мансийский автономный округ также является лидером по количеству запасов на 1 км^2 , плотность запасов нефти составляет до 900 тыс. т, газа – до $500 \text{ млн м}^3/\text{км}^2$.

В связи с тем, что вся северная часть баженовской свиты находится в газовом окне, территория Ямало-Ненецкого автономного округа характеризуется большими геологическими запасами газа – до 1000 млн м^3 и меньшими – нефти – до 500 тыс. т на 1 км^2 .

На территории Томской области плотность распределения геологических запасов нефти и газа составляет соответственно до 300 тыс. т и 300 млн м^3 на 1 км^2 .

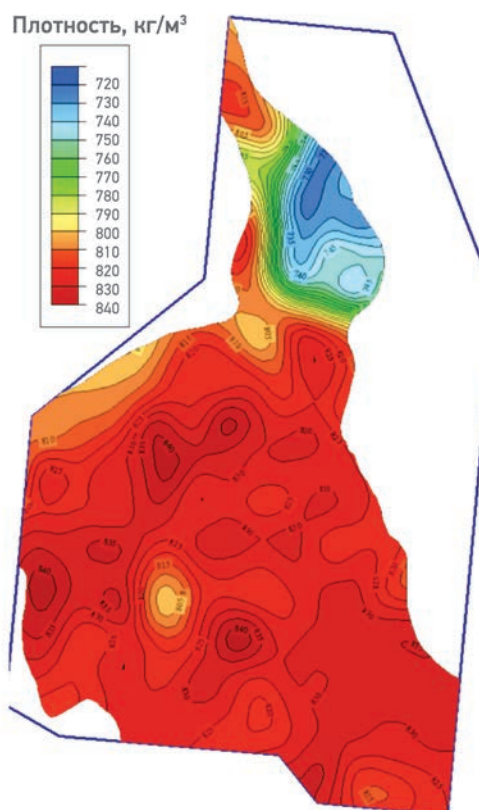


Рис. 1. Карта плотности нефти в баженовской свите

На территории Тюменской области геологические запасы по плотности сравнимы с запасами ХМАО, плотность распределения нефти – 600 тыс. т, газа – до 400 млн м³ на 1 км².

Фазовый состав УВ. Введенная в систему расчета многокомпонентная схема кинетики первичного крекинга керогена позволила провести количественный расчет концентрации метана, конденсата, нефти и битумоидов, находящихся в баженовской свите. Результаты подтвердили влияние процессов вторичного крекинга и их значительного влияния на УВ систему, что позволило более чем на 30 % увеличить

количество УВ относительно изначально сгенерированных.

Учет многокомпонентной системы УВ дал возможность спрогнозировать физико-химические параметры, такие как плотность нефти и газа, газосодержание (рис. 1–3).

По результатам проведенной работы можно заключить, что УВ система баженовской свиты в первую очередь контролируется факторами зрелости ОВ и величиной современного теплового потока. Отложения, развитые почти на всей территории Западной Сибири, можно ранжировать по фазовому состоянию системы. Так,

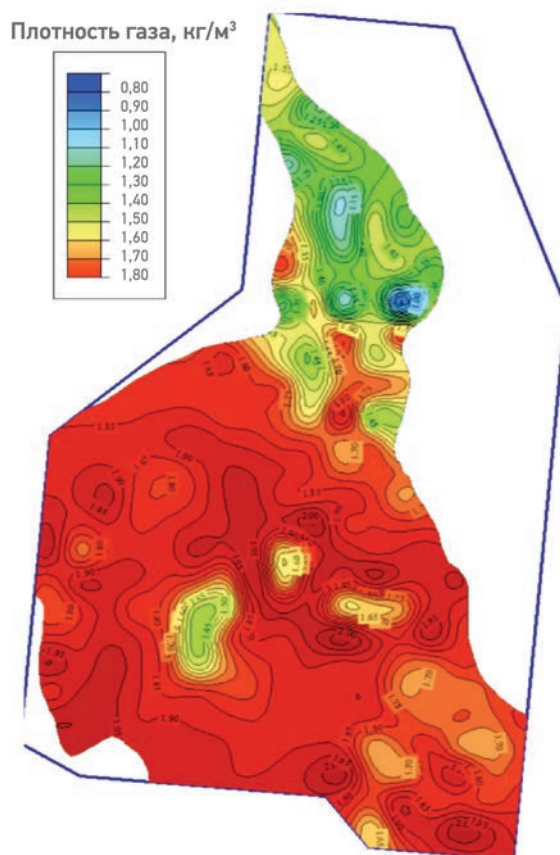


Рис. 2. Карта плотности газа в баженовской свите

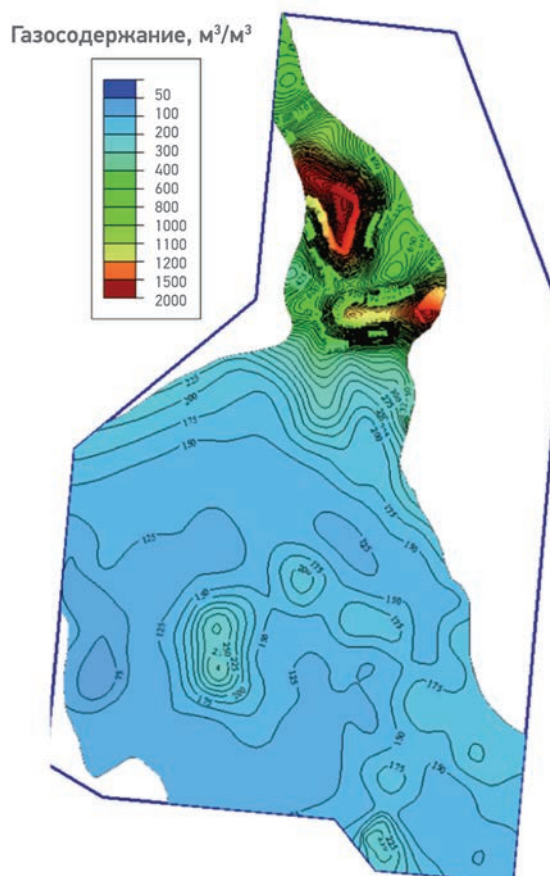


Рис. 3. Карта газосодержания в баженовской свите

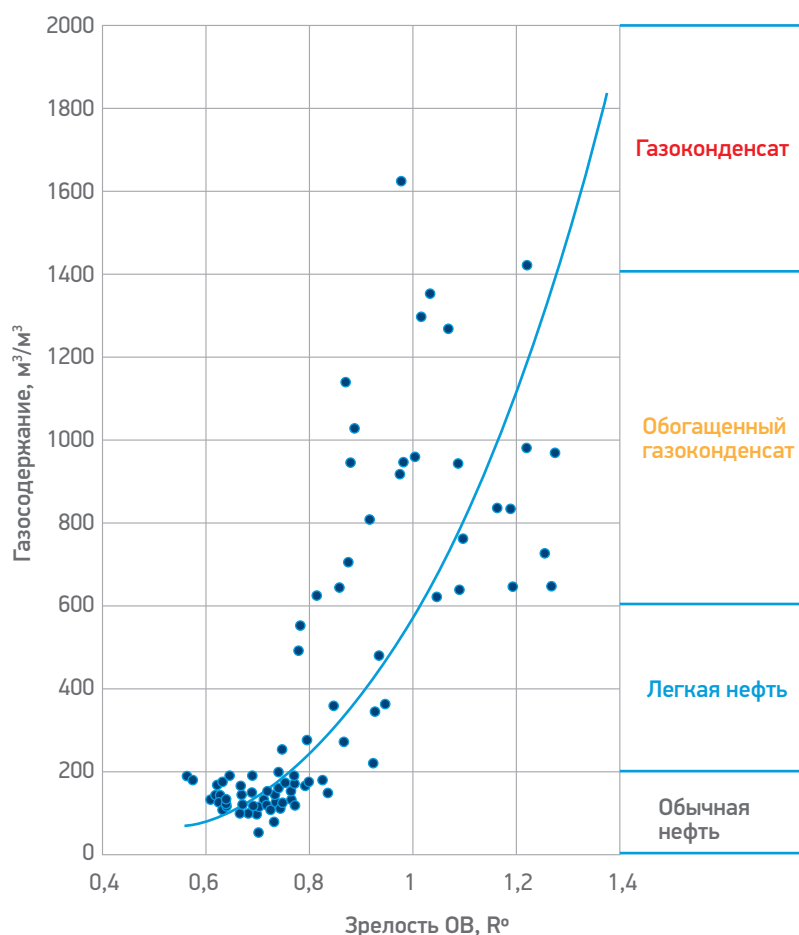


Рис. 4. Зависимость газосодержания от зрелости ОВ

области, где БС имеет зрелость $ПК_3$ – $МК_1$, характеризуются системой обычной нефти, $МК_2$ – $МК_3$ – системой легкой нефти, $МК_3$ – $МК_4$ – системой обогащенного конденсата, $МК_4$ – $АК_1$ – конденсатной системой. На рис. 4 приведена зависимость газосодержания от зрелости ОВ.

Обсуждение результатов

Геотермический режим Западно-Сибирского бассейна. На территории Западной Сибири, начиная с пермо-трассового времени (240–210 млн лет назад), выделяется один из основных этапов формирования бассейна [5]. Он характеризовался проявлением рифтогенных процессов на всей

территории осадочного бассейна, связывая формирование мезозойско-кайнозойского плитного комплекса и современной термической истории развития бассейна.

При моделировании было принято, что на всем времени формирования УВ системы баженновской свиты (150–0 млн лет) величина теплового потока закономерно снижалась, в среднем на 8 МВт/м² на всей территории Западно-Сибирского бассейна (рис. 5).

Помимо факторов плотности теплового потока, на тепловой режим бассейна повлияли температура на поверхности и распространение многолетнемерзлых пород.

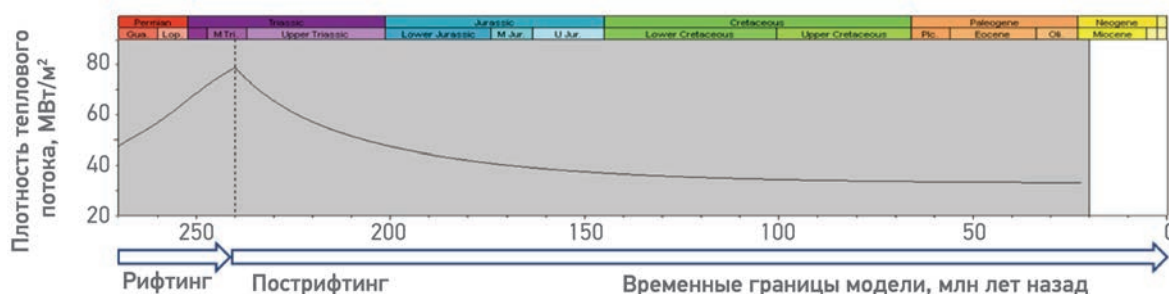


Рис. 5. Пример изменения плотности теплового потока на территории Западно-Ярудейской мега-впадины (Фроловская нефтегазоносная область)

Основываясь на данных В.И. Исаева [6], начиная с 17,3 млн лет назад происходило похолодание с наступлением интенсивного оледенения в четвертичное время, что привело к образованию многолетнемерзлых пород (в северной части бассейна до 800 м) [7].

Особенности нетрадиционной УВ системы

Крекинг ОБ и УВ. УВ система БС является нетрадиционной, она содержит большое количество высокомолекулярных соединений (битумоидов), которые играют ключевую роль в формировании нефтегазоносного потенциала. Имея большую молекулярную массу, они влияют на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, закупоривая пустотное пространство породы [8]. В результате нефти становятся более плотными и вязкими (рис. 6).

Количество УВ, в том числе высокомолекулярных компонентов, зависит от типа ОБ, его энергии активации и степени катагенетической преобразованности.

Образование УВ из керогена называется «первичным крекингом». В зависимости от кинетики ОБ скорости образования нефти, а потом и газов будут зависеть от состава и типа керогена. Первоначальными продуктами генерации будут высокомолекулярные соединения, кото-

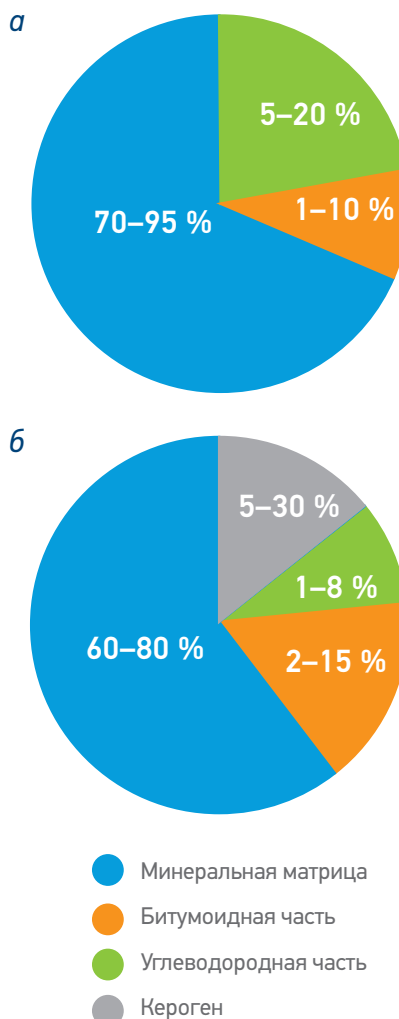


Рис. 6. Особенности углеводородного состава традиционных (а) и нетрадиционных (б) систем

рые в процессе созревания ОБ замещаются легкими, а потом и газообразными УВ.

Выделяют процессы «вторичного крекинга», начинающиеся при температуре 150–200 °С. Данные процессы свойственны УВ, конечным продуктом распада которых станут газ и кокс (рис. 7).

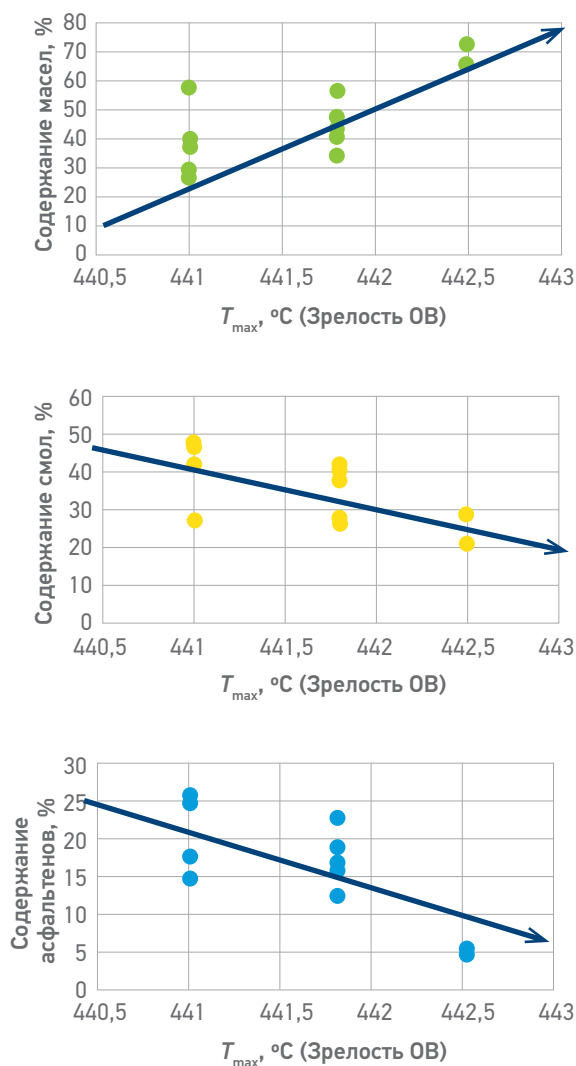


Рис. 7. Изменение группового состава битумоидов с увеличением зрелости ОБ

Органическая пористость. В процессе крекинга керогена в ОБ формируется пустотное пространство, которое называют «органической пористостью». Модель материального баланса между количеством сгенерированных УВ и первичной массой керогена позволила оценить данный параметр, максимально достигающий 17 % общего объема ОБ.

Максимальное УВ насыщение в органических порках может достигать 100 % [9]. При большом исходном содержании ОБ вклад органической пористости в общее поровое пространство в баженовской свите может быть существенным. В последнее время изучению органической пористости уделяют повышенное внимание. По некоторым данным она может достигать 50 % объема ОБ, создавая дополнительное пространство, вмещающее свободные УВ, а также дополнительную поверхность адсорбции УВ.

Адсорбция УВ. Помимо процессов крекинга и образования органической пористости в керогене, потенциал и общее количество геологических запасов будут зависеть от процесса адсорбции УВ органическим веществом. Адсорбция свойственна всем минеральным компонентам пород, но по сравнению с керогеном величина их адсорбции в 40 раз меньше [10].

Полученная эмпирическим путем величина адсорбции для пород баженовской свиты не превышает 20–25 мг УВ/г ОБ. Результаты сопоставимы с данными, полученными по американским сланцам [11], для которых величина адсорбции составляет 10–20 мг УВ/г ОБ, для газа адсорбция – 8 мг УВ/г ОБ.

Выводы

1. В рамках выполненных работ собрана база геологических, геохимических и геофизических данных для проведения моделирования УВ системы баженовской свиты на территории Западной Сибири.

2. В результате моделирования оценены ресурсы и геологические запасы, рассчитаны

плотности нефти и газа, газосодержание, отранжирована территория по фазовому состоянию флюидов в баженовской свите.

3. Получена количественная оценка влияния адсорбции УВ, реакции крекинга ОВ и нефти, органической пористости.

4. Моделирование УВ системы БС позволило выполнить прогноз оцениваемых свойств, оценить ресурсный потенциал БС, распространить физико-

химические свойства УВ флюидов по площади территории исследования.

5. Физико-химические параметры нефти и газа позволили охарактеризовать подвижность флюидов. Уточнена закономерность изменения свойств с увеличением зрелости ОВ. Оценено количественное влияние вторичного крекинга УВ, увеличившее количество УВ более чем на 30 % общего объема сгенерированных УВ.

Список литературы

1. Schmoker J.W. Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations//National assessment of United States oil and gas resources. – 1995.
2. The Geology and Geochemistry of the Parshall Field Area, Mountrail County, North Dakota in RMAG's The Bakken Three Forks Petroleum System in the Williston Basin/D.M. Jarvie, J.C. Robert, S.J. Michael, E.L. Jay// – 2011.
3. Алексеев А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на верхнем Салыме//Роктех. – 2014. – № – С.
4. Конторович А.Э. Органическая геохимия мезозойских нефтей и газов месторождений Сибири. – М.: Недра, 1974. –
5. Atlas of Paleotectonic and Paleogeological-Landscape Maps of Hydrocarbon Provinces of Siberia/V.P. Devyatov, N.V. Grigoryev, F.G. Gurari [at al.]/SNIIG-GIMS, Petroconsultants. – 1995.
6. Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумарова А.А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений//Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 93-101.
7. Ершов Э.Д. Геокриологическая карта СССР, масштаб 1:2 500 000//М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 1991.
8. Костенко О.В. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн)//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – С.
9. Curtis M.E. Investigating the Microstructure of Gas Shales by FIB/SEM Tomography & STEM Imaging//SPE144370. – 2011.
10. Schettler P.D., Parmely Jr.R., Juniata C. Contributions to Total Storage Capacity in Devonian Shale//SPE 23422. –
11. Sandvik E.I., Young W.A., Curry D.J. Expulsion from hydrocarbon sources: the role of organic adsorption, in Advances in Organic Geochemistry//Organic Geochemistry. – 1991. – V. 19. – № 1–3. – P. 77–87.

Reference

1. Schmoker J.W., *Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations*, National assessment of United States oil and gas resources, 1995.
2. Jarvie D.M., Robert J.C., Michael S.J., Jay E.L., *The geology and geochemistry of the Parshall field area, Mountrail County, North Dakota in RMAG's The Bakken Three Forks petroleum system in the Williston Basin*, 2011.
3. Alekseev A.D., *The Bazhenov formation: in search of big shale oil in Upper Salym*, ROGTEC, 2014, no. 9, pp. 15-27.
4. Kontorovich A.E., *Organicheskaya geokhimiya mezozoysskikh neftey i gazov mestorozhdeniy Sibiri* (Organic geochemistry of Mesozoic oil-and-gas bearing deposits in Siberia), Moscow: Nedra Publ., 1974.
5. Devyatov V.P., Grigoryev N.V., Gurari F.G. at al., *Atlas of paleotectonic and paleogeological-landscape maps of hydrocarbon provinces of Siberia*, SNIIGGIMS, Petroconsultants, 1995.
6. Isaev V.I., Rylova T.B., Gumarova A.A., *PALEOCLIMATE of Western Siberia and implementation of generative potential of oil source deposits* (In Russ.), Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2014, V. 324, no. 1, pp. 93-101.
7. Ershov E.D., 11. *Geokriologicheskaya karta SSSR (masshtab 1:2500000)* (Geocryological map of the USSR, Scale 1:2,500,000), Moscow: Publ. of Lomonosov Moscow State University, 1991.
8. Kostenko O.V., *Blocking nature of distribution of high-molecular compounds of bitumoid in pore system of Bazhenov formation* (West Siberian basin) (In Russ.), Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2014, V. 9, no. 1.
9. Curtis M.E., *Investigating the microstructure of gas shales by FIB/SEM tomography & STEM imaging*, SPE 144370, 2011.
10. Schettler P.D. Jr., Parmely C.R., *Contributions to total storage capacity in Devonian shale*, SPE 23422, 1991.
11. Sandvik E.I., Young W.A., Surry D.J., *Expulsion from hydrocarbon sources: the role of organic adsorption*, in Advances in Organic Geochemistry, Organic Geochemistry, 1991, V. 19, no. 1–3, pp. 77–87.

УДК 550.8.02:658.012.2

© Коллектив авторов, 2016

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ И ДОСТАТОЧНОСТИ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ОСНОВЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕННОСТИ ИНФОРМАЦИИ

А.В. Сизых, А.М. Вашеvник, к.ф.-м.н., А.С. Гончаров,
Б.В. Белозеров, С.А. Нехаев, к.э.н., О.Т. Осмоналиева,
М.Н. Пислегин (Научно-Технический Центр «Газпром нефти»),
Л.Н. Шакирзянов («Газпромнефть-Ангара»)

Адрес для связи: Sizykh.AV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: геологические неопределенности, геологическая модель, ценность информации, геологоразведка, планирование геолого-разведочных работ (ГРП)

Estimating Efficiency of Exploration Program based on Value of Information Approach

A.V. Sizykh, A.M. Vashevnik, A.S. Goncharov, B.V. Belozеров, S.A. Nekhaev, O.T. Osmonalieva,
M.N. Pislegin (LLC Gazpromneft NTC), L.N. Shakhirzyanov (Gazpromneft-Angara)

Currently oil companies are focusing more on hard-to-develop oil fields with high geological uncertainties. To develop these fields efficiently we need a sophisticated geological risk management and advanced techniques for exploration program optimization. However, having many different uncertainties poses a big challenge as it is almost impossible to completely eliminate uncertainty. In this paper we show how to build a tool to estimate economic benefit of exploration program as well as to find an optimal time to stop exploration and start development. This tool was build based of VOI (value of information) approach which calculate economic benefit of geological information.

One of the first pieces of research about value of information was [Howard, 1966]. In this paper VOI was defined as the difference between expect value of target function when the information is available and when it is not. Net VOI is equal to VOI minus cost of obtaining the information. VOI approach has been used successfully for a long time in oil industry. One example is [Barros et al, 2015] paper. VOI was calculated to improve wells management. Authors found optimal time to obtain information before making field development decision. There is a good overview of VOI application in oil industry in [Bratvold et al, 2009]. In this paper we used VOI approach to optimize exploration program for an Eastern Siberia oil field. We built VOI maps showing economic benefit of building exploration well in each possible location. The benefit is calculated based on stochastic geological model. This approach is designed for finding best exploration wells location and for finding optimal number of exploration wells.

Key words: uncertainty, geological model, value of information, VOI, exploration program

Введение

Чонская группа месторождений включает три месторождения на одноименных лицензионных участках: Вакунайское, Тымпучиканское и Игнялинское. Месторождения располагаются в Восточной Сибири и приурочены к Непскому своду. Их особенностью является большое число геологических неопределенностей, таких как структурная неопределенность, положение и проницаемость разломов, ограничивающих залежи, уровни контактов флюидов, эффективные толщины и др. В рамках работы по проекту проведена масштабная оценка геологических неопределенностей. Для их

снятия необходима реализация программы геолого-разведочных работ (ГРП). Однако в условиях большого числа рисков не всегда ясно, куда конкретно необходимо направить мероприятия, в частности, бурение поисково-разведочных скважин. Кроме того, существует проблема достаточности программы ГРП: неизвестно, в какой момент исследования необходимо закончить и начать разработку месторождения. Для ответа на эти вопросы используется комбинированный подход к учету геологических неопределенностей и экономической оценки. Общая схема работ включает:

а) формирование геологической модели и генерацию реализаций;

- б) расчет вероятностного распределения запасов;
- в) моделирование результатов реализации программы ГРП;
- г) многовариантный расчет профилей добычи и NPV;
- д) определение ценности информации.

Оценка геологических неопределенностей

На первом этапе работ необходимо подготовить геологические данные, которые послужат основой всех экономических расчетов. Для этого используется многовариантная 3D геологическая модель, позволяющая не только получить реалистичное трехмерное представление о строении продуктивных пластов, распространении продуктивных зон и свойствах, но и учесть в оценке различные геологические параметры: точность структурных построений по результатам обработки и интерпретации материалов сейсморазведочных работ; неопределенность размеров, формы и ориентации песчаных тел; уровни контактов флюидов; распространение фильтрационно-емкостных свойств в пласте и др. Параметры неопределенности выбираются случайным образом из заданных входных распределений, которые формируются на основании геологических представлений об объекте исследования. При этом результатом расчетов является набор реализаций геологической модели, формирующий распределение геологических запасов нефти.

Прокси модель разработки и экономики

Располагая набором реализаций геологических моделей, можно для каждой из них рассчитать профиль добычи и соответствующий чистый дисконтированный доход (NPV). Далее необходимо рассмотреть два случая: отсутствие информации и наличия полной информации. При отсутствии информации инвестор выберет вариант разработки, который будет максимизировать NPV в среднем варианте реализации геологической модели, т.е. примет решение в пользу системы разработки, обеспечивающей максимальную

ожидаемую стоимостную оценку проекта (expected monetary value – EMV). При наличии полной информации для каждого варианта геологии можно выбирать оптимальный вариант разработки, при котором максимизируется NPV при данном варианте геологии. В этом случае EMV будет выше, чем при выборе одного среднего варианта для всех реализаций геологии. Разница в показателе EMV между двумя этими случаями называется «ценность качественной информации» (Value of Perfect Information – VOPI).

Аналогично мероприятия программы ГРП обеспечивают определенный уровень информации, пусть и неполный, как для случая, описанного выше. Разница между EMV проекта с учетом информации и EMV проекта без информации будет являться ценностью информации (VOI).

На втором этапе для каждой реализации геологической модели рассчитываются профиль добычи нефти по прокси модели и NPV. Как показано в работе [1], для выбора инвестиционных решений разработки нефтяного месторождения необходимо оптимизировать технологические решения, темпы ввода месторождения и инфраструктурные ограничения. Для каждой возможной реализации геологической модели по построенному суммарному профилю добычи рассчитывается NPV проекта для каждого возможного инвестиционного решения (число скважин, инвестиции в инфраструктуру).

На основе рассчитанных NPV можно выбрать инвестиционное решение, которое даст наилучший экономический результат в среднем по всем реализациям. Этот результат является EMV при отсутствии информации. EMV при наличии полной информации определяется как среднее значение NPV по всем реализациям при выборе оптимального инвестиционного решения для каждой реализации.

Для программы ГРП можно рассчитать EMV при оптимальном инвестиционном решении, полученном по итогам реализации программы ГРП, и определить стоимость информации VOI как разницу между EMV после выполнения программы ГРП и EMV без учета информации.

Моделирование данных, полученных в результате реализации программы ГРП

Для разработки программы ГРП используются дискретные исходы, показывающие результат бурения и позволяющие разделить все исходные реализации геологической модели на несколько групп. Эту методику легко продемонстрировать на примере бурения скважины для уточнения размера зоны нефтеносности (рис. 1).

Залежь вскрыта одной скважиной, из которой получена чистая нефть. Главной неопределенностью является уровень водонефтяного контакта (ВНК). Следующая скважина, планируемая для уточнения ВНК, теоретически может вскрыть одну из зон насыщения: ЧВЗ, ВНЗ, ЧНЗ. От этого зависит размер залежи. С учетом остальных неопределенностей (например, песчаности или пористости пласта) запасы будут распределяться на меньшей площади по сравнению с начальной, а средние запасы по каждому из исходов будут

различаться в большую или меньшую сторону относительно начальных.

В этой ситуации вероятности исходов будут определяться как отношения числа реализаций геологических моделей, в которых наступил данный исход, к общему числу реализаций.

Таким образом, чем больше скважина позволит снизить неопределенность по запасам в каждом из исходов, тем более эффективной будет эта скважина с точки зрения ценности полученной информации. Рассмотренные в работе исходы по скважинам включают эффективные толщины, вскрытые скважиной, зоны насыщения и наличие залежи нефти за разломами, выделенными по данным сейсморазведки.

Построение карт VOI и EVOI

«Сужение» ожидаемого распределения запасов позволяет оптимизировать сетку добывающих скважин, а также решения в области инфраструктуры и таким образом получить экономическую вы-

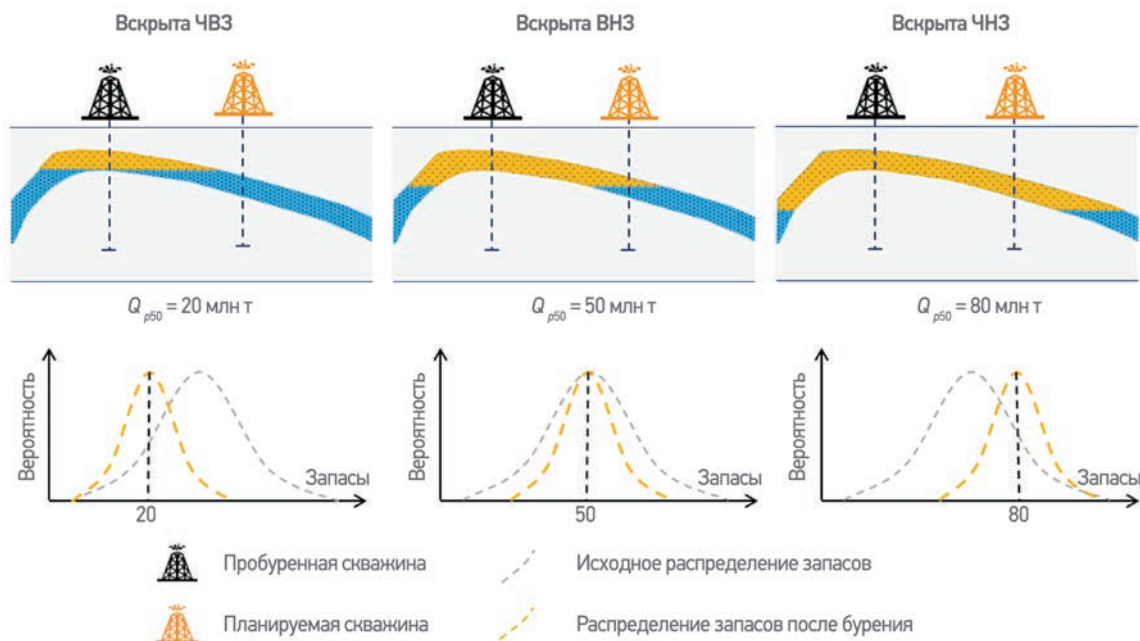


Рис. 1. Моделирование результатов бурения разведочной скважины с целью определения зоны насыщения:

ЧВЗ, ВНЗ, ЧНЗ – соответственно чисто водяная, водонефтяная и чисто нефтяная зона;
Q_{p50} – добыча по сценарию p50

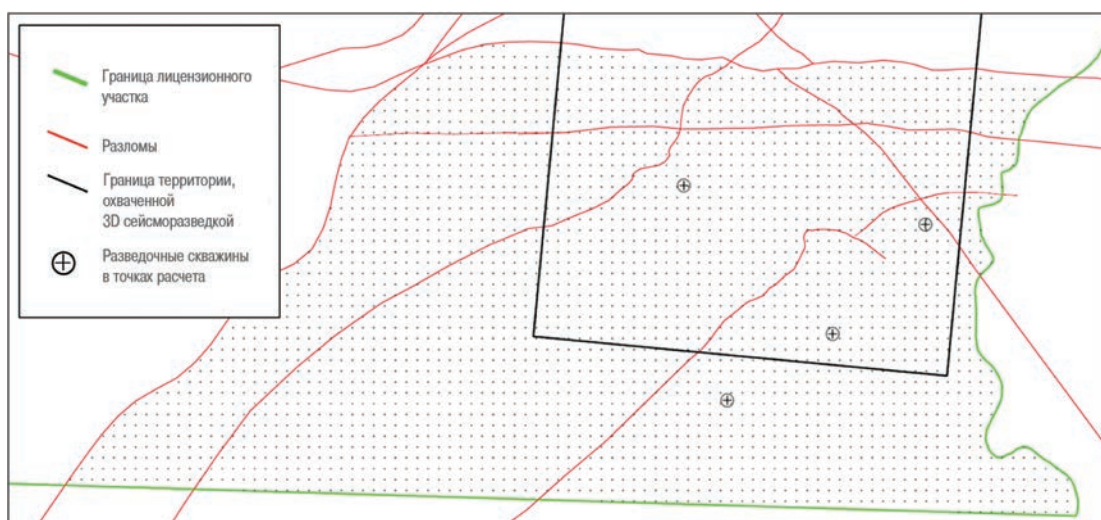


Рис. 2. Территория исследования с точками расчета ценности информации

году от бурения разведочной скважины. После определения распределения запасов по смоделированным исходам бурения, рассчитывается VOI.

Для оценки местоположения наиболее эффективной скважины выполняются расчеты на основе регулярной сетки разведочных скважин (рис. 2), показывающей возможное положение в точках расчета ценности информации. Исследуемая территория представляет собой залежь терригенного пласта B_{13} , вскрытую четырьмя скважинами и ограниченную по разломам на севере и западе.

После проведения расчетов с использованием полученной сетки значений VOI выполняется построение карты, демонстрирующей экономический эффект от бурения скважины в каждой точке

территории (рис. 3). Цветовая шкала карты показывает прибыль, которая будет получена по результатам бурения разведочной скважины. Значения прибыли ниже капитальных вложений в строительство разведочной скважины отмечены белым цветом.

Полученная карта VOI отражает все геологические предпосылки и особенности, заложенные в 3D модель. Так, из сравнения результатов со структурной картой по кровле пласта видно, что в наивысших точках территории ценность информации минимальна, так как вероятность вскрыть ВНК в них крайне мала, а данные о вскрытых эффективных толщинах малоинформативны и не позволяют уточнить распределение запасов.

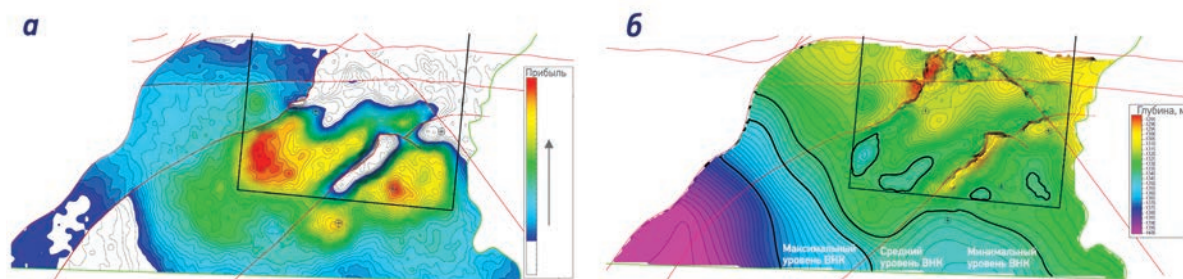


Рис. 3. Карта VOI (а), структурная карта по кровле пласта (б):
здесь и далее условные обозначения те же, что на рис. 2

Из рис. 3 также видно, что за разломами, разграничивающими залежь и участки, вскрытые скважинами, ценность информации повышается в результате уточнения границы залежи. В некоторых пробуренных скважинах ценность информации не нулевая, но испытания скважин не дают четкой информации о насыщении на глубине (испытание проведено в слишком большом интервале или получен приток фильтрата бурового раствора без установления насыщения). Это свидетельствует о том, что при переиспытании указанных скважин в нужном интервале, может быть получена важная информация об уровне контакта флюидов.

Область карты с наибольшими величинами VOI приурочена к минимальным уровням ВНК в области 3D сейсморазведки (остальная часть территории покрыта 2D сейсмическими профилями). Это связано с тем, что в области 3D сейсморазведки точность определения структуры значительно выше, следовательно, вероятность вскрыть ВНК и снизить неопределенность по запасам также выше. Таким образом, построение карты VOI позволяет выбрать наиболее эффективную для бурения скважину. С целью оценки экономической эффективности бурения следующих скважин программу ГРП можно представить

в виде дерева решений (рис. 4): бурение первой скважины дает некоторое число исходов, которые разделяют исходное распределение запасов, например, на две группы. Для каждой группы можно построить карту VOI и таким образом выбрать наиболее эффективную скважину. Если ценность информации по скважине превышает капитальные вложения в ее строительство и временные издержки, связанные с ее бурением и обработкой результатов, то скважина является экономически эффективной и рекомендуется к бурению. Если таких скважин нет, то дальнейшее бурение экономически не оправдано и необходимо принимать решение о разработке месторождения или отказываться от нее.

Для анализируемой залежи были построены карты VOI, соответствующие исходам бурения первой скважины, положение которой определено на предыдущем шаге. Согласно выделенным критериям после бурения первой скважины возможны шесть исходов, соответствующих трем зонам насыщения (ЧНЗ, ВНЗ, ЧВЗ) и высоким/низким эффективным толщинам. Для каждого исхода была построена карта VOI, на которой приведено положение наиболее эффективной скважины после получения информации по первой скважине (рис. 5).

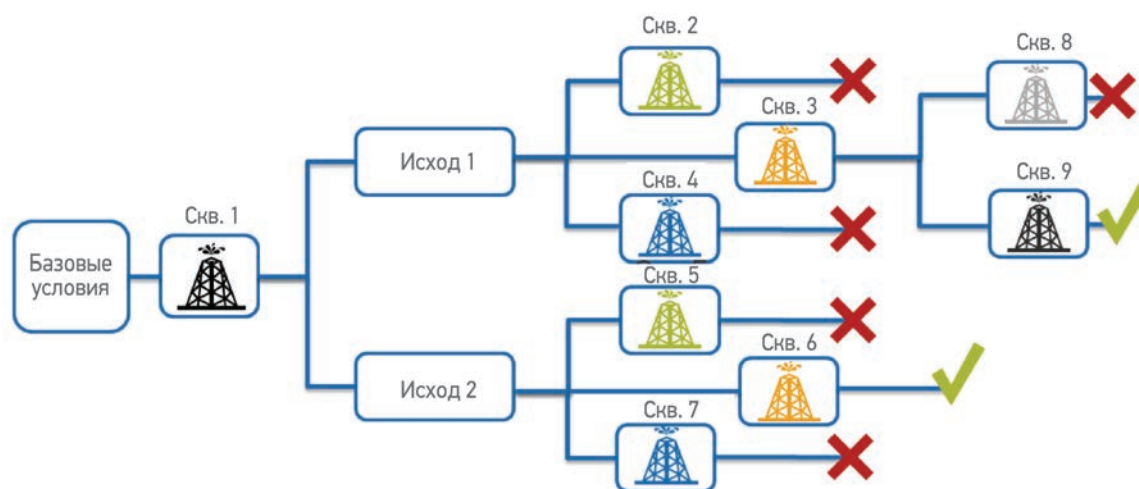


Рис. 4. Сценарий разработки программы ГРП (цвета скважин соответствуют вариантам при разных исходах реализации программы)

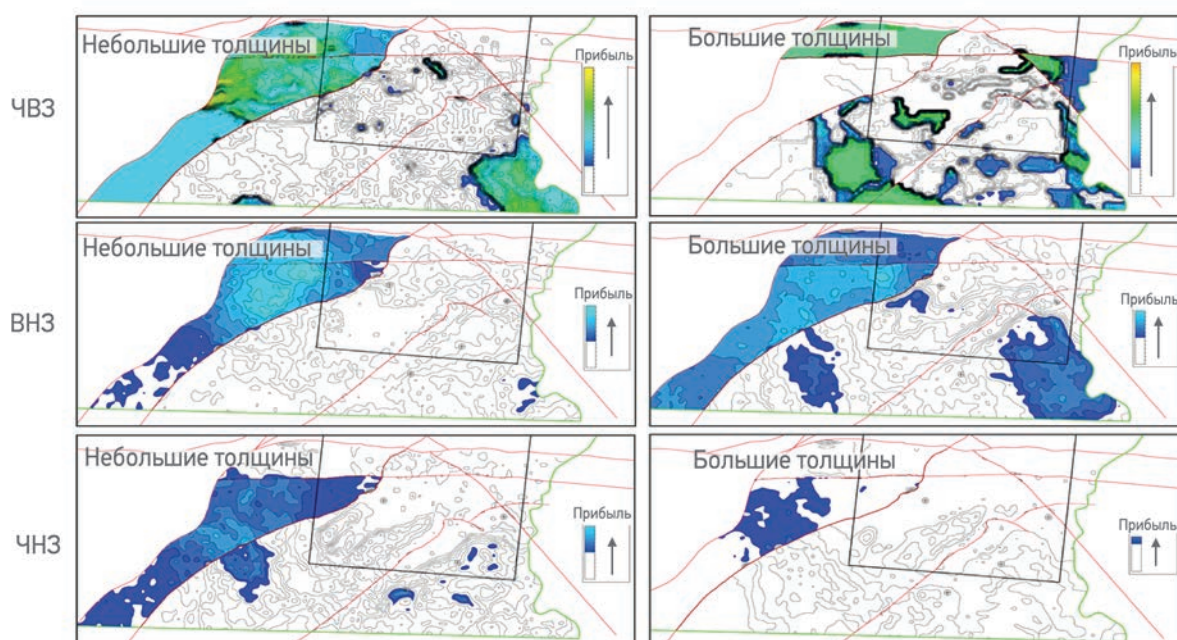


Рис. 5. Карты VOI после бурения первой скважины

Большинство карт демонстрирует наибольшую ценность информации в западной части территории, за разломом. Это связано с тем, что после получения информации об уровне ВНК основными неопределенностями становятся проницаемость разлома и границы залежи.

В том случае, когда необходимо определить положение второй скважины до получения результатов бурения первой, шесть карт VOI мож-

но объединить в одну, перемножая каждую из карт на среднюю вероятность исхода, соответствующего карте, и суммируя результат произведения по шести картам. В итоге получается карта ожидаемой стоимости информации (expected value of information – EVOI), по которой можно определить оптимальное положение второй скважины (рис. 6). В данном случае на карте EVOI отмечаются повышенные значения в

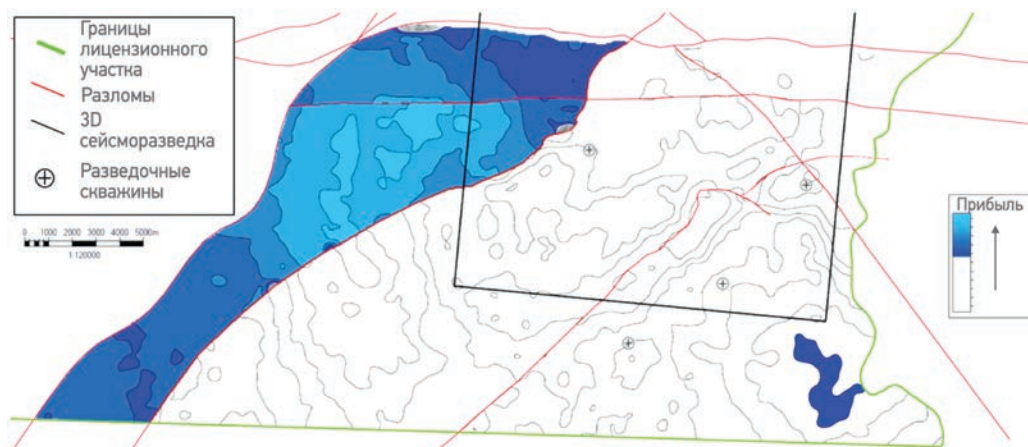


Рис. 6. Карта EVOI

юго-восточной и западной частях территории. Наиболее высокие значения определяют положение второй разведочной скважины. Этот расчет целесообразно проводить, пока стоимость информации не станет ниже стоимости получения информации, т.е. пока чистая стоимость информации не станет отрицательной.

Выводы

1. На основе многовариантной геологической модели можно оценить экономический эффект от бурения разведочных скважин, определить оптимальное положение скважины, а также оценить достаточность исследований.

2. Применение методики имеет большие перспективы: рассчитать ценность информации можно практически для любых исследований, включая 3D сейсморазведку, переиспытание скважин, проведение опытно-промышленных работ и др. В то время как само понятие ценности информации известно довольно давно [2], использование этого параметра для составления рейтинга разведочных скважин с учетом всех геологических неопределенностей и 3D модели представлено впервые.

Список литературы

1. Howard, R.A. Information value theory//IEEE Transactions on Systems Science and Cybernetics (SSC-2). – 1966. – Vol. 2. – Issue 1. P. 22-26.
2. Bratvold R.B., Bickel E.J., Lohne H.P. Value of information: the past, present, and future//SPE 110378-PA. – 2009.

Reference

1. Howard R.A., *Information value theory*, IEEE Transactions on Systems Science and Cybernetics (SSC-2), 1996, pp. 22-26.
2. Bratvold R.B., Bickel E.J., Lohne H.P., *Value of information: the past, present, and future*, SPE 110378-MS, 2009, DOI:10.2118/110378-MS

УДК 622.276.1/4(4/9)

© Коллектив авторов, 2016

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ КАК КЛЮЧЕВОЙ ЭЛЕМЕНТ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БАДРА

С.И. Мельников, Д.Н. Гуляев, А.А. Бородкин
(Научно-Технический Центр «Газпром нефти»),
Н.А. Шевко, Р.А. Хузин (Gazpromneft-Badra B.V.)

Адрес для связи: Melnikov.SI@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин (ГДИС), солянокислотная обработка (СКО), прогнозирование

Permanent production monitoring is a key element of successful Badra oil field development

Melnikov S., Gulyaev D. (Gazpromneft STC); Shevko N., Khuzin R. (Gazpromneft-Badra B.V., Republic of Iraq, Baghdad), Borodkin A. (Gazpromneft STC).

Paper present a case study of successful implementation of integrated well-testing and production logging in a complex carbonate reservoir during exploration and production. Reservoir model was tuned to match well-testing and production logging. Due to that actual production data shown pretty good match with preliminary made production forecast. Integrated well-testing and production logging give information to improve development scheme and optimize acid treatment. Additional well-testing program of producers is prepared to decrease shut-in time without decrease well-test quality.

Key words: well-testing, acid treatment, production forecasting

Введение

Иракское месторождение Бадра расположено в тектонически активном районе предгорья Загрос и характеризуется сложным геологическим строением с высокой изменчивостью коллекторских свойств карбонатных пластов. Добывающие скважины вскрывают до пяти продуктивных пластов в интервале глубин 4400–4850 м. Проницаемость пластов по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) изменяется в пределах $(3-15) \cdot 10^{-3}$ мкм², по данным керна – $(1-250) \cdot 10^{-3}$ мкм², нефтенасыщенные толщины достигают 120 м.

Особенности месторождения обусловили необходимость разработки специальной программы гидродинамических и потокометрических исследований скважин как на стадии разведки с целью составления надежной петрофизической и фильтрационной моделей залежи, так и на ста-

дии эксплуатации месторождения для оптимизации стимуляции скважин при освоении, выполнении мониторинга и регулирования системы разработки залежи.

Программа проведения работ в разведочных скважинах

Продуктивные пласты формации Мауддуд как единого объекта разработки месторождения Бадра характеризуются значительной неоднородностью по разрезу. С учетом того, что получение притока при освоении скважин без кислотных обработок маловероятно для большинства прослоев, проектирование освоения и тестирование скважин выполнялись поинтервальным способом с целью достоверного изучения параметров каждого прослоя, характера притока и свойств флюида. Поинтервальное освоение и испытание разведочных скважин осуществлялись с

использованием компоновки временного заканчивания скважин (DST) по следующей методике:

- спуск компоновки DST с перфораторами на трубах и автономными термоманометрами;
- перфорация и закачка кислоты в объект испытания с применением многоступенчатых кислотных систем и потокоотклонителей (дайверторов) кислоты для выравнивания профилей приемистости;
- очистка скважины от продуктов реакции и испытание на различных штуцерах с последующей регистрацией кривой восстановления давления (КВД);
- извлечение временной компоновки, изоляция объекта пробкой и повторение процедуры для вышележащего интервала.

По окончании испытания последнего объекта установленные цементные пробки разбуривались, спускалась финальная компоновка заканчивания с установкой перманентных пакеров. Проводилась заключительная солянокислотная обработка (СКО) всех испытанных объектов с последующей очисткой скважин и записью забойных расхода, давления и температуры прибором РЛТ. Полученные данные позволили определить поинтервальные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта, интервалы притока при совместной и раздельной работе, пластовые и забойные давления при различных режимах эксплуатации скважин.

На стадии разведки месторождения в 2010–2014 гг. наряду с 3D сейсморазведкой, геофизическими исследованиями скважин (ГИС), анализом керн и флюидов был выполнен комплекс гидродинамических (ГДИ) и промыслово-геофизических (ПГИ) исследований двух разведочных скважин, в которых селективно освоены и исследованы 3–6 интервалов формаций Мауддуд, Румэйла и Мишриф.

Рассмотрим результаты ГДИС на примере одной из разведочных скважин. При исследовании использовалась технология регистрации кривой стабилизации и восстановления забойного давления с помощью глубинного манометра компо-

новки DST. Количественная интерпретация материалов записей датчиков давления, совместно с данными об изменении дебита скважины выполнялась с использованием программного комплекса Saphir компании Карра Engineering. На рис. 1 представлены результаты ГДИС нижнего и верхнего объектов формации Мауддуд.

Результаты интерпретации данных ГДИС подтвердили прогноз по ГИС: проницаемость верхнего объекта – $3,9 \cdot 10^{-3}$ мкм², проводимость $140 \cdot 10^{-3}$ мкм²м, скин-фактор – -3,8, при этом средний дебит составил 830 м³/сут при депрессии 20 МПа, проницаемость нижнего объекта – $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², проводимость $8,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²м, скин-фактор – -4,5, средний дебит был равен 170 м³/сут при депрессии 30 МПа.

Следующим этапом исследований стало совместное испытание двух пластов с проведением повторной СКО и комплекса ПГИ. Полученные результаты позволили определить интегральные параметры многопластовой системы: средняя проницаемость двух пластов – $3,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², проводимость – $160,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²м, скин-фактор – -4,5, дебит составил 1170 м³/сут при депрессии 20 МПа. Высокое пластовое давление (около 50 МПа) обеспечивало депрессию около 20 МПа без снижения давления на забое ниже давления насыщения. Высокий дебит свидетельствует о высокой информативности стандартных методов оценки притока – состава (в том числе механической расходомерии). Планшет с результатами интерпретации данных ПГИ приведен на рис. 2.

Расходомерия и термометрия в рассматриваемом примере дополняют друг друга. Выше пласта 2 (см. рис. 2) дебит настолько велик, что градиент температуры между пластами близок к нулю. В этой области термометрия (см. рис. 2, окно VI) не информативна для оценки дебита, но эффективен расходомер (см. рис. 2, окна IX–XI). В пределах пластов 6 и 7 скорость потока в стволе настолько мала, что не фиксируется расходомером, но может быть оценена по результатам термометрии. Результаты количественной оценки дебита по комплексу методов представлены в окнах VI и XII на рис. 2.

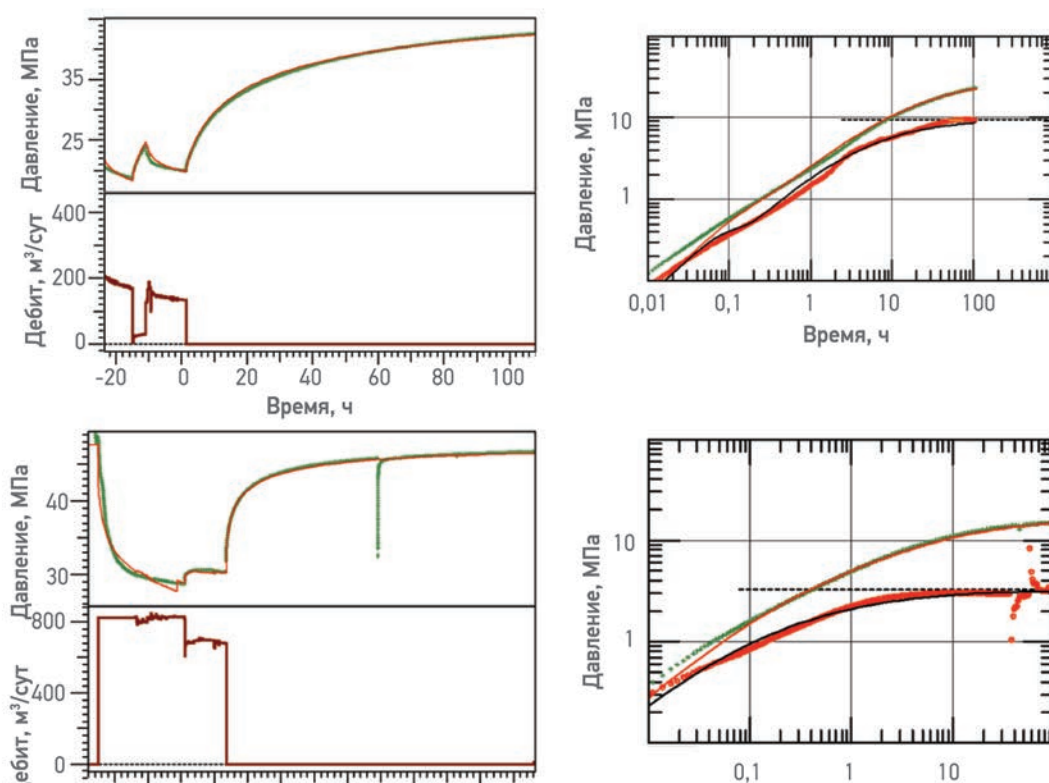


Рис. 1. Динамика дебита и давления (а, в), а также давления в логарифмических координатах (б, г) при испытании нижнего (а, б) и верхнего (в, г) пластов

Результаты стимуляции скважин после их освоения

У всех прослоев как рассмотренной, так и других скважин достигнуты значительные отрицательные значения скин-фактора, варьирующиеся от -3,8 до -5,5, что позволяет достигать больших коэффициентов продуктивности скважин, несмотря на сравнительно невысокие фильтрационные параметры пластов.

Эффективность стимуляции скважин солянокислотными составами с потокоотклоняющими агентами обусловлена прежде всего высокими давлениями (до 52 МПа на устье), близкими к давлению гидроразрыва пласта (95–

100 МПа), расходом (9–15 баррелей/мин) и объемом закачки 15%-ной соляной кислоты (3,5–5 м³/м толщины). Характерных признаков кислотного гидроразрыва пласта уверенно не выявлено, однако такие режимы обработки способствуют образованию неоднородных каналов растворения, уходящих в глубь пласта до 150 м.

Особенностями продуктивных пластов месторождения Бадра являются большой этаж нефтеносности (до 450 м) и ухудшение проницаемости от центра формации к кровле и подошве. В связи с этим первый опыт одновременно с освоением кислотной обработки продуктивного пласта в скважине, законченной открытым стволом со щелевым

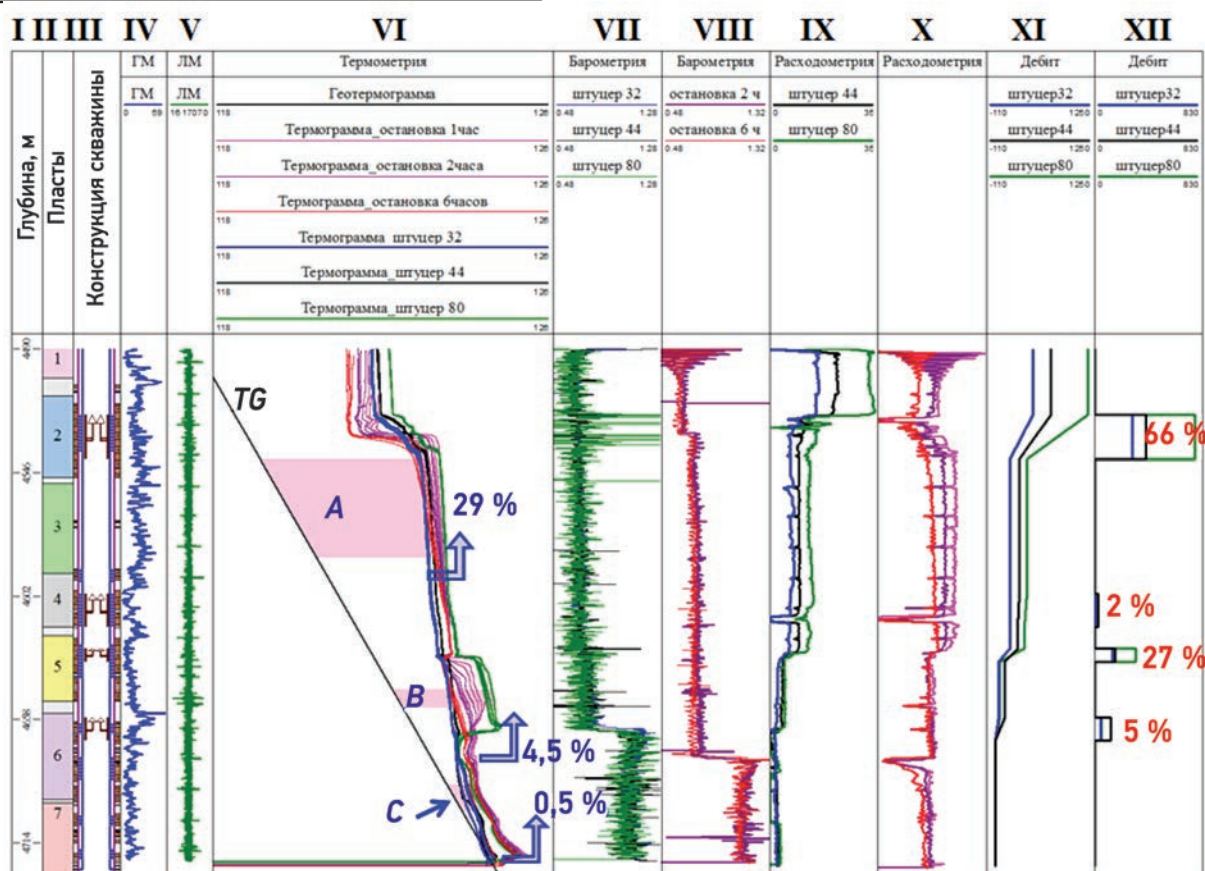


Рис. 2. Планшет с результатами интерпретации данных ПГИ:

I – колонка глубин; II – вскрытые совместно пласты; III – конструкция скважины со схемой движения флюида по стволу; IV – диаграмма гамма-метода (ГМ); V – диаграмма локатора муфт (ЛМ); VI – диаграмма термометрии; VII, VIII – плотность заполнителя ствола соответственно в действующей и остановленной скважине по барометрии; IX, X – скорость потока соответственно в действующей и остановленной скважине по расходомерии; XI, XII – распределение дебитов по объектам по расходомерии; TG – условная геотермограмма; A, B, C – интервалы вне работающих пластов, выбранные для оценки дебитов по результатам термометрии

хвостовиком, показал ее низкую эффективность по разрезу. Последующая глубинная расходомерия позволила определить причины, а также на основе моделирования СКО в программе StimPro понять механизм проникновения кислоты по разрезу и глубине пласта. Основным недостатком такой обработки является то, что закачиваемая кислота реагирует только с верхней частью пласта, не достигая нижней даже при увеличении ее объемов. Несмотря на

применение потокоотклонителей, кислота поступает преимущественно только в верхнюю часть, в которой скин-фактор снизился в первую очередь. При проведении последующих СКО подобный опыт был учтен и применены интервальные кислотные ванны с использованием гибкой НКТ, устанавливаемые преимущественно в нижней части пласта для выравнивания профиля поглощения. Далее проводилась полномасштабная многостадийная СКО 15%-

ной HCl удельным объемом 5 м³/м перфорации. Подобный подход позволил повысить продуктивность скважин после освоения. После ввода скважины в эксплуатацию выполнялась забойная расходомерия прибором PLT в динамических и статическом режимах для определения поинтервальных характеристик. Результаты показали улучшение качества обработки и близость к результатам, полученным при селективных операциях. В настоящее время таким способом обработаны три добывающие скважины, значения скин-фактора по пластам составляют 4,2–4,7, плановые дебиты превышены на 10–15 % и равны 8–12 тыс. баррелей/сут.

Стремясь улучшить полученные результаты, не увеличивая стоимость и время освоения, и получить высокую степень выработки запасов пластов на разных участках месторождения Бадра, специалисты провели анализ технологий, доступных на рынке Ирака, для поинтервальных СКО с применением компоновки, предназначенной для заканчивания скважины. Запланировано использование двухпакерной установки для временной изоляции обрабатываемого интервала. Преимущество подобной системы состоит в том, что каждый интервал

обрабатывается кислотой независимо от приемистости других интервалов, и все интервалы могут быть последовательно обработаны за одну спускоподъемную операцию, что экономит время работы бурового станка, используемого для спуска двухпакерной установки.

Комплекс исследований в добывающих скважинах

Поскольку первичная информация о поинтервальных обработках продуктивных пластов была получена в разведочных скважинах и определены основные продуктивные пласты-интервалы, из-за высокой продолжительности и стоимости поинтервальных испытаний продуктивные пласты в добывающих скважинах исследуются как один объект после спуска компоновки для заканчивания скважины. Таким образом, по всем новым и ежегодно действующим скважинам запланирован комплекс исследований, который включает одновременное выполнение ГДИС и ПГИ за одну спускоподъемную операцию. При этом время исследований сокращается с 8,5 до 1,5 сут без снижения качества исследований. Схема исследований скважины приведена на рис. 3.

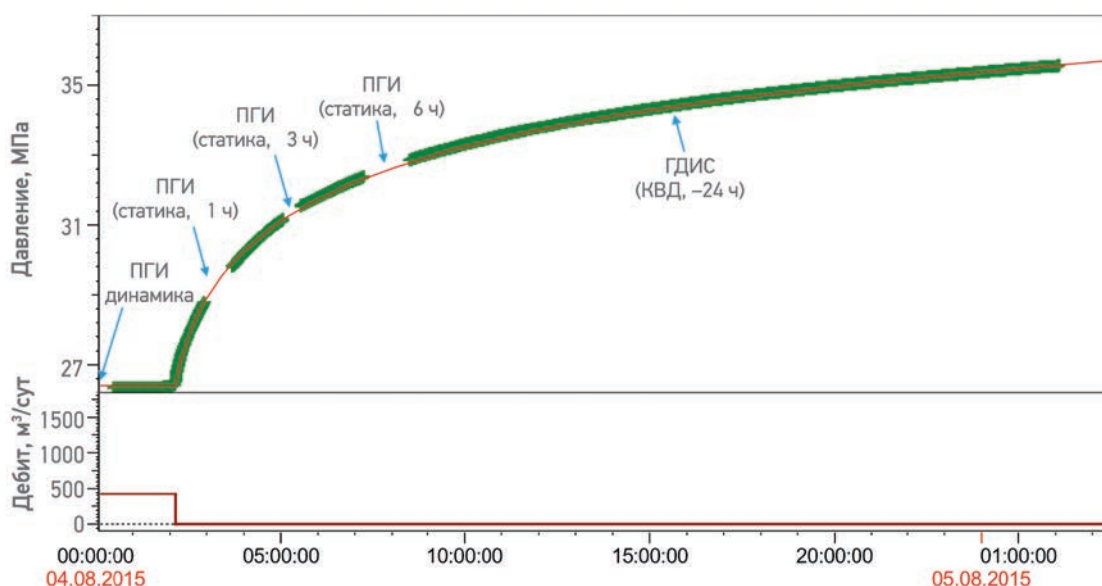


Рис. 3. Результаты проведения комплекса ГДИ и ПГИ в добывающих скважинах

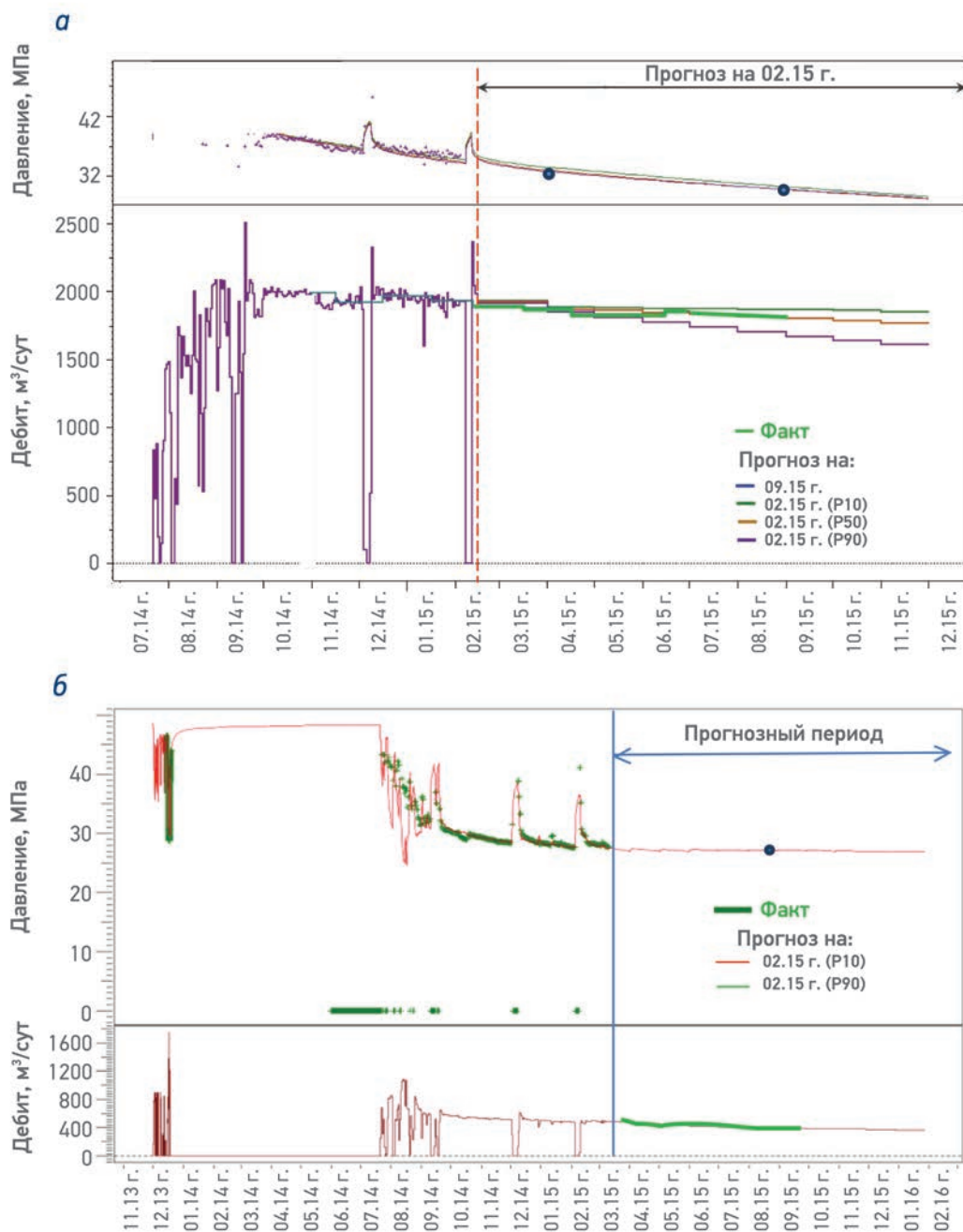


Рис. 4. Сопоставление прогнозной добычи на 2015 г. с фактической по скв. БД5 (а) и БД4 (б) (P10, P50, P90 – сценарии разработки)

Мониторинг разработки и прогнозирование показателей эксплуатации скважин

Промыслово-геофизический мониторинг как добывающих, так и разведочных скважин позволяет выполнять точный прогноз добычи по каждой скважине. Промыслово-геофизический контроль разработки дает возможность контролировать энергетическое состояние пласта, выявлять наличие интерференции скважин, оценивать динамику скин-фактора и др. Подобная информация является также базовой для подбора оптимальных технологических параметров эксплуатации скважин и планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Поскольку скважины месторождения Бадра эксплуатируются фонтанным способом, тестирование их на различных режимах позволило настроить модель течения в стволе жидкости и пересчитать устьевые давления в забойные в достаточном для промышленного использования диапазоне скоростей течения и забойных давлений. Повторные исследования, выполненные в скважинах через год после начала эксплуатации, показали расхождение рассчитанных и измеренных значений забойного давления менее 1,5 %.

В скважинах, которые вводились в эксплуатацию в 2015 г., был выполнен повторный комплекс ГДИ и ПГИ, что позволило оценить изменение пластового давления и скин-фактора.

Наглядной иллюстрацией надежности прогнозов на основе таких детальных исследований, несмотря на наличие неопределенности свойств удаленных зон пластов, может служить сравнение прогнозных и фактических показателей работы скважин (рис. 4), введенных в эксплуатацию более года назад, штуцеры и режимы которых не менялись, кроме кратковременных остановок на регламентные работы. Отклонение дебитов и забойных давлений не превышает ± 3 %.

Заключение

Таким образом, на основе детальных исследований, выполненных в разведочных скважинах, предложен оптимальный комплекс промысловых, гидродинамических и промыслово-геофизических исследований добывающих скважин месторождения Бадра, который наряду с постоянным мониторингом параметров работы скважин позволяет:

- получить достоверные данные для проектирования ГТМ в скважинах;
- выполнить оценку эффективности первоначальных и повторных СКО каждого интервала пласта;
- постоянно поддерживать высокую эффективность гидродинамической модели;
- выполнить надежное прогнозирование показателей эксплуатации скважин при планировании добычи месторождения, включая оценку оптимальных технологических режимов их работы.

УДК 622.276.1/4

© Коллектив авторов, 2016

ПРОАКТИВНЫЙ БЛОЧНО-ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.С. Маргарит,
А.В. Ахметов (Научно-Технический Центр «Газпром нефти»),
Д.Ю. Колупаев, Д.А. Ищук, М.А. Шакиров
(ООО «Газпромнефть-Хантос»)

Адреса для связи: Margarit.AS@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: мониторинг разработки, блочный анализ, факторный анализ, материальный баланс, характеристика вытеснения

Proactive analysis in the field development monitoring

Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Margarit A.S., Akhmetov A.V. (LLC "Gazpromneft STC")
Kolupaev D.Y., Ishchuk D.A., Shakirov M.A. (LLC "Gazpromneft-Hantos")

The paper presents the approach to monitoring, analysis and management efficiency of oil fields development – proactive block analysis. Powered methodological substantiation implemented as a software module algorithms, scope and results of test calculations.

Key words: Monitoring oilfield, block analysis, factor analysis, material balance, curve fractional flow.

Введение

Основная стратегическая задача, которая в настоящее время стоит перед нефтяными компаниями – повышение эффективности бизнеса в условиях истощения запасов в традиционных регионах добычи. В связи с этим недостаточно только реагировать на уже произошедшее событие, повлекшее снижение добычи нефти. Необходимо внедрение проактивного подхода, обеспечивающего переход от диагностики причин потерь добычи нефти к анализу и управлению добычей.

Для прогноза эксплуатационных показателей можно использовать различные модели:

- статистические (кривые Арпса и Фетковича, многомерные линейные регрессии, спектральные и вейвлет методы и др.);
- феноменологические (CRM, M-ARX и др.);
- физико-математические.

Решению этой задачи в разрезе одиночного элемента разработки или участка пласта с набо-

ром скважин посвящено большое число публикаций [1–13]. В зависимости от предпосылок и исходных условий их авторы рассматривают одну модель или проводят сравнительный анализ нескольких моделей. Несмотря на детальный разбор алгоритмов и наличие в большинстве случаев достаточно подробного описания области их применения, практически во всех работах, за исключением [13], отсутствуют результаты исследований, позволяющие оценить прогнозную способность моделей на базе промысловых данных.

Основываясь на обобщении результатов исследований и собственном опыте, авторы данной работы пришли к выводу, что оптимальный выбор вида и размерности модели определяются следующими ключевыми критериями: наличием подвижной водяной и газовой фазы, осложняющих геологических факторов, чувствительностью к полноте и качеству исходных данных, возможностью автоматизации расче-

тов. Руководствуясь указанными критериями и структурой ресурсной базы компании «Газпром нефть» по текущим активам в качестве приоритетной была выбрана модель дифференциального материального баланса.

В статье рассматривается базовый инструментарий блочного и факторного анализов, приводятся алгоритм и методологическое содержание проактивного подхода, на основе которого разработан инструмент повышения эффективности управления базовой добычей.

Базовый инструментарий блочного и факторного анализов

Целью блочного анализа является системное регулирование разработки месторождения комплексом геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленное на решение следующих основных задач:

- снижение темпов падения базовой добычи нефти вследствие недостаточной компенсации отборов закачкой;
- достижение и поддержание пластового давления (ППД);
- увеличение темпов отбора остаточных извлекаемых запасов;
- достижение максимального коэффициента извлечения нефти (КИН) при минимальном накопленном водонефтяном факторе;
- сокращение непроизводительной закачки.

Для выполнения блочного анализа необходимо разделение объекта разработки на элементы заводнения – участки пласта, желательны гидродинамически замкнутые, заданные для упрощения анализа процесса заводнения. Принципиальная схема мониторинга эффективности заводнения с помощью блочного анализа приведена на рис. 1.

Количественная оценка влияния различных технологических показателей эксплуатации скважин на фактическую добычу (по скважине, ячейке заводнения или в целом по пласту), а также выявление и распределение причин недостижения плановых показателей выполняются посредством факторного анализа.



Рис. 1. Упрощенная схема использования блочного анализа

Методологическое содержание проактивного блочного анализа

Сделать инструмент блочного анализа проактивным позволил учет геолого-физических параметров залежи и динамики показателей разработки месторождения путем адаптации моделей материального баланса и характеристики вытеснения. В итоге после кардинальной доработки алгоритмов последовательность решения задачи выглядит следующим образом.

1. Адаптация PVT-параметров.

Адаптация выполняется путем автоматического подбора относительной плотности растворенного газа (как правило, параметра, определенного с наибольшей неопределенностью), обеспечивающей выполнение двух условий: объемный коэффициент нефти и воды, как и сжимаемость

нефти и воды, по PVT-корреляции равны заданному значению (при начальных термобарических условиях). Вид PVT-корреляций выбирается исходя из начального газосодержания нефти.

2. Определение времени задержки реакции скважин (добычи жидкости) на изменение закачки.

При прогнозе дебита жидкости учитывается время задержки реакции на изменение закачки, которое зависит от пьезопроводности пласта и среднего расстояния в элементе заводнения между добывающими и нагнетательными скважинами. Время задержки реакции определяется в два шага: аналитическое приближение и уточняющий корреляционный анализ суммарных по ячейке эксплуатационных показателей.

3. Адаптация модели материального баланса.

В модели материального баланса пластовое давление на каждый хронологический шаг рассчитывается по уравнению материального баланса

$$N_p \cdot B_o^i = N \cdot B_o^{i-1} \cdot \Delta p \cdot c_e + W_e + (W_{inj} - W_p) \cdot B_w, \quad (1)$$

N_p – накопленная добыча нефти, м³; B_o^i , B_w – текущий объемный коэффициент соответственно нефти и воды, м³/м³; N – балансовые запасы нефти, м³; B_o^{i-1} – объемный коэффициент нефти на предыдущем шаге, м³/м³; Δp – изменение пластового давления относительно предыдущего, 0,1 МПа; W_e – приток воды из-за контура, м³; W_{inj} , W_p – накопленная соответственно закачка и добыча воды, м³.

При этом на каждом шаге решаются уравнения фильтрации, уточняются PVT-зависимости, текущая нефтенасыщенность, объем порового пространства и набор второстепенных параметров, также зависящих от пластового давления. Поэтому сходимость достигается путем итеративного решения системы уравнений.

Для адаптации модели материального баланса используется один из методов безусловной оптимизации вещественной функции нескольких переменных без использования градиентов целевой функции. Совмещение модельных и фактических данных достигается изменением коэф-

фициента эффективной закачки и объема притока воды из-за контура с учетом среднего текущего пластового давления в элементе.

Функционал невязки рассчитывается по формуле

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (Q_i^m - Q_i^f)^2}, \quad (2)$$

где Q_i^f , Q_i^m – соответственно фактическая и модельная добыча жидкости в ячейке, м³/мес.

Для валидации разработанных алгоритмов была выполнена серия расчетов по элементам разработки, охваченным повторяющимися гидродинамическими исследованиями скважин (ГДИС). Результаты ретроспективного анализа по одному из участков Шингинского месторождения приведены на рис. 2.

Относительная погрешность пластового давления при прогнозе длительностью 11 мес не превышает 15 % в данном случае и 17 % в среднем по выборке.

4. Адаптация модели характеристики вытеснения по фактическим данным.

Модельная характеристика вытеснения описывает процесс вытеснения нефти в слоисто-неоднородном пласте и является функцией коэффициента вытеснения, коэффициента вариации, соотношения подвижности, текущей и начальной обводненности.

В процессе адаптации минимизируется функционал невязки

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (K_i^m - K_i^f)^2}, \quad (3)$$

где K_i^f , K_i^m – соответственно фактический и модельный КИН.

Пример адаптации характеристики вытеснения приведен на рис. 3.

5. Ретроспективный анализ характеристики вытеснения.

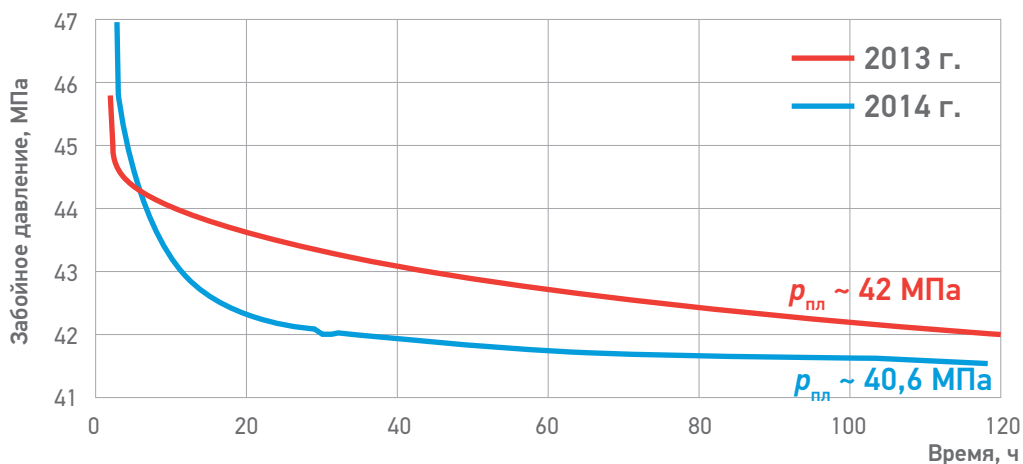
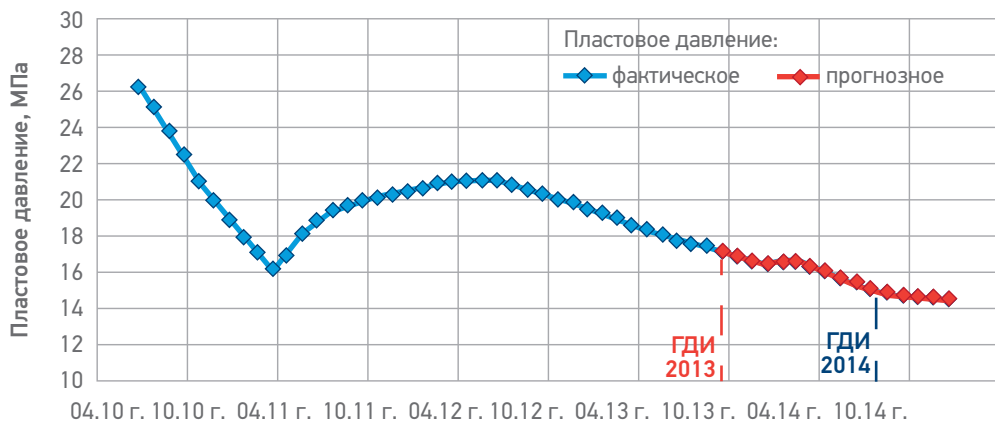


Рис. 2. Сравнение прогнозных (модельных) и фактических (по ГДИС) значений пластового $p_{пл}$ (а) и забойного $p_{заб}$ (б) давления

Этот анализ необходим для исследования характера роста обводненности: диагностики прорыва закачиваемой воды по техногенным трещинам, формирования конусов воды, технических проблем в скважинах и количественной оценки потерь добычи нефти вследствие увеличения обводненности опережающим темпом.

В ходе анализа прогнозируется добыча нефти на заданный период при фиксированных добыче жидкости и закачке. Отклонение фактических значений на характеристике вытеснения от про-

гнозных позволяет своевременно выявить аномальный рост обводненности и принять меры по устранению его причин.

6. Прогноз показателей разработки.

Прогноз данных показателей выполняется при фиксированной (на последний месяц) закачке с учетом времени задержки реакции добычи на изменение закачки.

Прогноз добычи жидкости и пластового давления выполняется путем совместного решения уравнений материального баланса и фильтрации на стационарном режиме с учетом PVT-зависимостей.

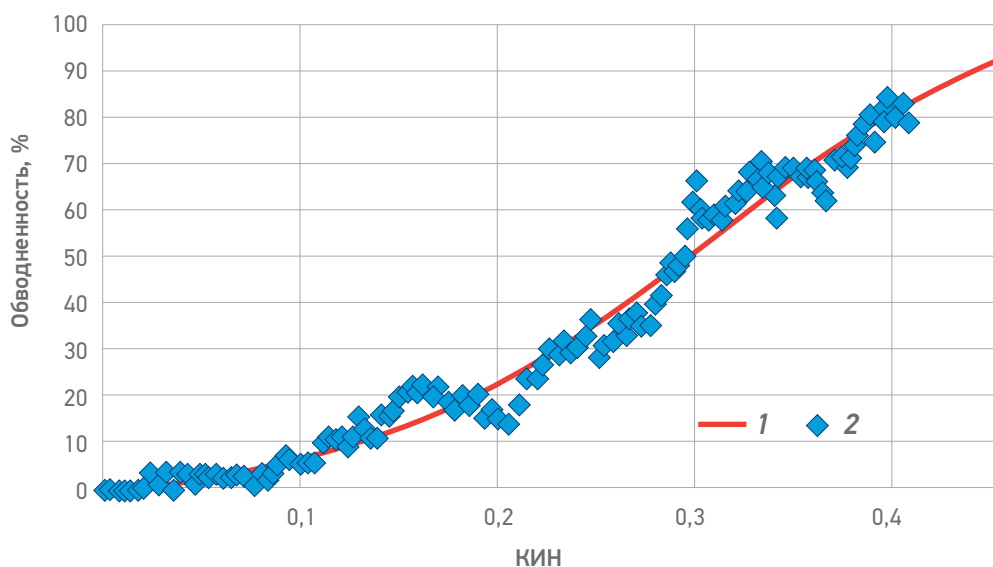


Рис. 3. Модельная (1) и фактическая (2) характеристики вытеснения

Изменение подвижности в процессе разработки учитывается уточнением эффективной вязкости на каждом временном шаге. Прогноз обводненности и добычи нефти осуществляется по прогнозной характеристике вытеснения. Ключевым параметром, определяемым по модели вытеснения, является также величина извлекаемых запасов нефти (при 98 и 100%-ной обводненности).

Благодаря проведенным консультациям с профильными специалистами компании существенно расширен опциональный функционал: сценарное моделирование (переводы добывающих скважин под закачку), разделение потерь добычи нефти на группы скважин (с установившимся и не установившимся режимами фильтрации), учет скважин с ГТМ и др.

7. Расчет целевой закачки и компенсации.

Целевой уровень закачки и текущей компенсации определяется из условия предотвращения в ходе дальнейшей эксплуатации потерь добычи нефти вследствие снижения пластового давления.

При недокомпенсации дополнительно рассчитывается величина необходимого увеличения среднесуточной закачки по элементу. Опирируя

этим значением, можно оперативно принять решение о методе воздействия: например, регулировании приемистости нагнетательных скважин.

При текущем уровне закачки, превышающем целевой, и текущем расчетном пластовом давлении, превышающем начальное, по ячейке выдается рекомендация о необходимости уменьшить приемистость нагнетательных скважин с целью предотвращения «перекачивания» участка залежи.

8. Детализированный факторный анализ.

Потери добычи нефти рассчитываются по следующим факторам:

- пластовому давлению, рассчитанному по модели материального баланса;
- забойному давлению;
- коэффициенту продуктивности;
- обводненности (естественной и опережающей);
- коэффициенту эксплуатации;
- среднему действующему фонду скважин.

Потери нефти ΔQ_n из-за снижения добычи жидкости разделяются на потери по коэффициенту продуктивности, пластовому и забойному давлению согласно следующим формулам:

$$\Delta Q_{нКпр} = (K_{пр2} - K_{пр1}) \times$$

$$\times \left(\frac{p_{пл2} + p_{пл1}}{2} - \frac{p_{заб2} + p_{заб1}}{2} \right) \left(1 - \frac{w_1 + w_2}{2 \cdot 100} \right), \quad (4)$$

$$\Delta Q_{нр_{пл}} = \frac{K_{пр2} + K_{пр1}}{2} \times$$

$$\times (p_{пл2} - p_{пл1}) \left(1 - \frac{w_1 + w_2}{2 \cdot 100} \right), \quad (5)$$

$$\Delta Q_{нр_{заб}} = -\frac{K_{пр2} + K_{пр1}}{2} (p_{заб2} - p_{заб1}) \times$$

$$\times \left(1 - \frac{w_1 + w_2}{2 \cdot 100} \right), \quad (6)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности;
 W – обводненность; индексы 1 и 2 соответствуют
 времени t_1 и t_2 . Потери добычи нефти по причине
 роста обводненности разделяются на потери по

естественному обводнению и обводнению опережающим темпом, рассчитанному по результатам ретроспективного анализа.

На этапах 1, 3 и 4 предусмотрена возможность полной автоматизации последовательности операций.

Примеры рекомендаций по результатам проактивного блочного анализа (ПБА)

Пример диагностики потерь добычи нефти из-за снижения пластового давления приведен на рис. 4.

Результаты расчетов свидетельствуют о недостаточной компенсации отборов закачкой, несмотря на значительную текущую компенсацию: 142 % при целевом уровне 158 %. Непроизводительная закачка, вероятно, обусловлена крайевым расположением ячейки и погрешностями расчета коэффициентов участия в разработке, так как расчетное среднее пластовое давление в элементе согласуется с результатами ГДИ трех добывающих скважин.

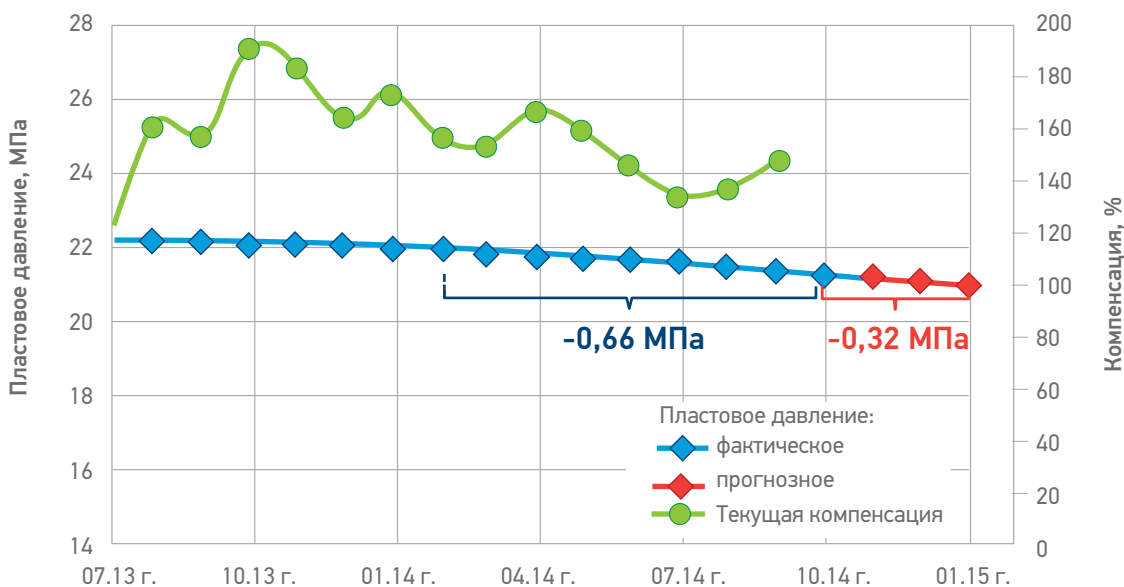


Рис. 4. Результаты ПБА по элементу заводнения одного из эксплуатационных объектов ООО «Газпромнефть-Хантос»

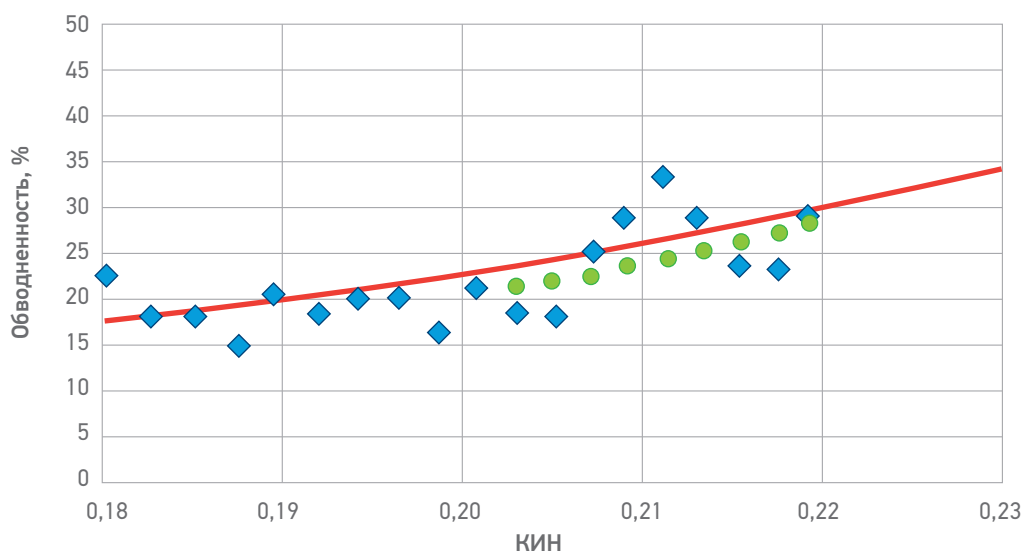


Рис. 5. Результаты проактивного блочно-факторного анализа по элементу заводнения одного из эксплуатационных объектов ООО «Газпромнефть-Хантос»

Несмотря на рост добычи жидкости и нефти в последние 8 мес вследствие проведения ГТМ по снижению забойного давления в добывающих скважинах, результаты расчетов свидетельствуют о фактическом снижении пластового давления (на 0,66 МПа за 8 мес) и сохранении негативного тренда на прогноз (на 0,32 МПа за 3 мес). По результатам ПБА даны рекомендации по увеличению закачки до целевого уровня. Пример диагностики потерь добычи нефти из-за опережающего обводнения скважинной продукции приведен на рис. 5.

По результатам ретроспективного ПБА выявлен негативный характер изменения обводненности. Оперативная диагностика и проведение мероприятий по выравниванию профилей приемистости в группе скважин позволили снизить темп роста обводненности, что дало возможность предотвратить большую часть потерь нефти.

Выводы

1. Разработанная методология прогноза динамики показателей разработки позволяет перейти от реактивного анализа к проактивному по большинству текущих активов компании.

2. Реализованные алгоритмы способствуют решению ряда важнейших задач по управлению базовой добычей: минимизировать потери добычи нефти вследствие снижения пластового давления, диагностировать рост обводненности опережающими темпами и повысить энергоэффективность путем снижения непроизводительной закачки.

3. Внедрение ПБА в тестовом режиме на объектах ООО «Газпромнефть-Хантос» в 2015 г. позволило заметно повысить эффективность и оперативность подготовки программ мероприятий в базовом фонде скважин. Основной объем рекомендаций касается мероприятия по выравниванию профилей приемистости и управлению заводнением, в том числе переводов добывающих скважин под закачку.

4. Результаты тестовой эксплуатации свидетельствуют о перспективности совершенствования разработанного инструмента повышения эффективности управления базовой добычей до уровня программного обеспечения и последующего его внедрения в промышленную эксплуатацию в блоке разведки и добычи.

Список литературы

1. Ojo K.P., Tiab D., Osisanya S.O. Dynamic Material Balance Equation and Solution Technique Using Production and PVT Data//Petroleum Society of Canada. – 2006. – March 1. – DOI:10.2118/06-03-03.
2. Rezapour A., Ortega A., Ershaghi I. Reservoir Waterflooding System Identification and Model Validation with Injection/Production Rate Fluctuations//Society of Petroleum Engineers. – 2015. – April 27. – DOI:10.2118/174052-MS.
3. Ling K., He J. Theoretical Bases of Arps Empirical Decline Curves//Society of Petroleum Engineers. – 2012. – January 1. – DOI:10.2118/161767-MS.
4. Decline Curve Analysis Using Type Curves—Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to Field Cases/ L.E. Doublet, P.K. Pande, T.J. McCollum, T.A. Blasingame//Society of Petroleum Engineers. – 1994. – January 1. – DOI:10.2118/28688-MS.
5. Izgec O., Sayarpour M., Shook G.M. Optimizing Volumetric Sweep Efficiency in Waterfloods by Integrating Streamlines, Design of Experiments, and Hydrocarbon Curves//Society of Petroleum Engineers. – 2010. – January 1. – DOI:10.2118/132609-MS.
6. Grinestaff G.H. Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation//Society of Petroleum Engineers. – 1999. – January 1. DOI:10.2118/54616-MS.
7. Thiele, M.R., Batycky R.P., Fenwick D.H. Streamline Simulation for Modern Reservoir-Engineering Workflows. Society of Petroleum Engineers. – 2010. – January 1. – DOI:10.2118/118608-JPT.
8. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a Fully Coupled Two-phase Flow Based Capacitance Resistance Model (CRM)//Society of Petroleum Engineers. – 2014. – April 12. DOI:10.2118/169485-MS.
9. Streamlines for the Target Injection Calculation in Complex Field Conditions/ A. Gladkov, D. Kondakov, R. Gareev [et al.]//Society of Petroleum Engineers. – 2013. – October 15. – DOI:10.2118/166874-MS.
10. A Multivariate Autoregressive Model for Characterizing Producer-producer Relationships in Waterfloods from Injection/Production Rate Fluctuations/ K.-H. Lee, A. Ortega, N. Jafroodi, I. Ershaghi//Society of Petroleum Engineers. – 2010. – January 1. – DOI:10.2118/132625-MS
11. El-Khatib N.A. Waterflooding Performance in Inclined Communicating Stratified Reservoirs//Society of Petroleum Engineers. – 2010. – January 1. – DOI:10.2118/126344-MS
12. Galeev D., Dadalko R., Potapov A. Criteria and Techniques of Waterflooding Adjustment for Brownfield (Russian)//Society of Petroleum Engineers. – 2014. – October 14. – DOI:10.2118/171150-RU
13. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a Fully Coupled Two-phase Flow Based Capacitance Resistance Model (CRM)//Society of Petroleum Engineers. – 2014. – April 12. – DOI:10.2118/169485-MS

Reference

1. Ojo K.P., Tiab D., Osisanya S.O., *Dynamic material balance equation and solution technique using production and PVT data*, Petroleum Society of Canada, 2006, March 1, DOI:10.2118/06-03-03.
2. Rezapour A., Ortega A., Ershaghi I., *Reservoir waterflooding system identification and model validation with injection / Production rate fluctuations*, SPE 174052-MS, 2015, DOI:10.2118/174052-MS.
3. Ling K., He J., *Theoretical bases of Arps empirical decline curves*, SPE 161767-MS, 2012, January 1, DOI:10.2118/161767-MS.
4. Doublet L.E., Pande P.K., McCollum T.J., Blasingame T.A., *Decline curve analysis using type curves – analysis of oil well production data using material balance time: application to field cases*, SPE 28688-MS, 1994, DOI:10.2118/28688-MS.
5. Izgec O., Sayarpour M., Shook G. M., *Optimizing volumetric sweep efficiency in waterfloods by integrating streamlines, design of experiments, and hydrocarbon curves*, SPE 132609-MS, 2010, DOI:10.2118/132609-MS.
6. Grinestaff G.H., *Waterflood pattern allocations: Quantifying the injector to producer relationship with streamline simulation*, SPE 54616-MS, 1999, DOI:10.2118/54616-MS.
7. Thiele, M.R., Batycky R.P., Fenwick D.H., *Streamline simulation for modern reservoir-engineering workflows*, SPE 118608-JPT, 2010, DOI:10.2118/118608-JPT.
8. Cao F., Luo H., Lake L.W., *Development of a fully coupled two-phase flow based capacitance resistance model (CRM)*, SPE 169485-MS, 2014, DOI:10.2118/169485-MS.
9. Gladkov A., Kondakov D., Gareev R. et al., *Streamlines for the target injection calculation in complex field conditions* (In Russ.), SPE 166874-MS, 2013, DOI:10.2118/166874-MS.
10. Lee K.-H., Ortega A., Jafroodi N., Ershaghi I., *A multivariate autoregressive model for characterizing producer-producer relationships in waterfloods from injection/Production rate fluctuations*, SPE 132625-MS, 2010, DOI:10.2118/132625-MS
11. El-Khatib N.A., *Waterflooding performance in inclined communicating stratified reservoirs*, SPE 126344-MS, 2010, DOI:10.2118/126344-MS
12. Galeev D., Dadalko R., Potapov A., *Criteria and techniques of waterflooding adjustment for brownfield* (In Russ.), SPE 171150-RU, 2014, DOI:10.2118/171150-RU
13. Cao F., Luo H., Lake L.W., *Development of a fully coupled two-phase flow based capacitance resistance model (CRM)*, SPE 169485-MS, 2014, DOI:10.2118/169485-MS.

УДК 622.276.031.011.43

© А.И. Брусиловский, Т.С. Ющенко, 2016

НАУЧНО ОБОСНОВАННЫЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И PVT СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ ПРИ НЕПОЛНОЙ ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ

А.И. Брусиловский, д.т.н.

(Научно-Технический Центр «Газпром нефти»),

Т.С. Ющенко (Московский физико-технический институт
(государственный университет))

Адрес для связи: Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.ru .

Ключевые слова: PVT-модель, двухфазная залежь, идентификация компонентного состава, пластовая нефть, газоконденсатная смесь, уравнение состояния

Two-phase deposits: Methodology approach to the identification of composition and pVT properties of reservoir hydrocarbon fluids using limited initial information

Brusilovskiy A.I. (LLC "Gazpromneft STC", RF, Moscow),

Yushchenko T.S. (Moscow Institute of Physics & Technology (State University), RF, Moscow)

The paper describes a scientific and methodical approach to the restoration of reservoir oil composition and pVT-properties according to data on the composition of dissolved gas and the gas factor on the stages of the field separation system and the density of the stock tank oil. Based on the identified composition of the reservoir oil, the PVT-model that adequately reproduces the results of laboratory and field studies is created. The composition of the free gas cap is identified as a result of vapor/liquid equilibrium mathematical simulation using equation of state. The created pVT-models of formation oil and gas condensate mixture can be used in the design and monitoring of reservoir development using modern hydrodynamic simulators based on Black Oil or/and compositional approach. The application of the suggested method is illustrated for the real deposit.

Key words: pVT model, two-phase deposit, mixture composition, identification, reservoir oil, gas condensate mixture, equation of state

Введение

В инженерной практике актуальной является задача создания PVT-моделей, адекватно воспроизводящих свойства пластовых углеводородных смесей. Эти модели используются при проектировании и мониторинге процесса разработки с применением современных гидродинамических симуляторов, основанных как на моделях нефти типа Black oil, так и композиционных. Использование композиционных моделей особенно актуально при прогнозировании разработки месторождений с реализацией газовых методов повышения углеводородоотдачи пластов.

Исходной информацией для построения термодинамических моделей пластовых углеводородных смесей являются результаты промысловых и лабораторных исследований их представитель-

ных проб. Для создания PVT-моделей, основанных на использовании уравнений состояния и фундаментальных принципов термодинамики многокомпонентных систем при расчете фазового равновесия, требуется знание компонентного состава пластовой смеси.

На практике приходится сталкиваться с отсутствием данных о компонентном составе пластовой нефти, а в случае газоконденсатнефтяных залежей – с отсутствием сведений о составе и свойствах газа газовой шапки, в том числе о потенциальном содержании стабильного конденсата (C_{5+}).

Целью работы являются описание научно-методического подхода к идентификации компонентного состава пластовой нефти и свободного газа газовой шапки, а также воспроизведение основных PVT свойств пластовой нефти и оценка

свойств газовой шапки двухфазной залежи при ограниченной исходной информации.

Идентификация состава пластовой нефти

Обычно компонентный состав пластовой нефти известен из технических отчетов, содержащих результаты лабораторных исследований PVT свойств. Он определяется численной рекомбинацией компонентного состава растворенного газа и сепарированной нефти. Такой расчет может быть проведен с использованием результатов однократного разгазирования (стандартной сепарации) либо ступенчатой сепарации. Для него необходима информация как о компонентном составе растворенного газа и сепарированной нефти, так и о газовом факторе на ступенях сепарации и молярной массе сепарированной нефти. При отсутствии сведений о молекулярной массе ее величина может быть оценена с помощью корреляций [1] или по таблице Катца и Фирузабади, расширенной Витсоном [2].

Формула для расчета состава пластовой нефти в общем случае выглядит следующим образом:

$$z_i = \frac{\sum_{s=1}^k y_i^s \Gamma^s \frac{T_{ct}}{T^s} + x_i \frac{v_m}{M_{cн}} 10^6}{\sum_{s=1}^k \Gamma^s \frac{T_{ct}}{T^s} + \frac{v_m}{M_{cн}} 10^6}, \quad (1)$$

где z_i , x_i – мольная доля i -го компонента соответственно в пластовой и сепарированной нефти; y_i^s – мольная доля i -го компонента в составе газа сепарации на s -й ступени сепарации; T^s , Γ^s – соответственно температура (К) и газовый фактор ($\text{м}^3/\text{т}$) на s -й ступени сепарации; $M_{cн}$ – молярная масса сепарированной нефти, $\text{кг}/\text{кмоль}$; $T_{ct293} = 293 \text{ К}$ – температура при стандартных условиях; $v_m = 0,02404 \text{ м}^3$ – молярный объем газа при стандартных условиях; k – число ступеней сепарации.

В формуле (1) учитывается, что объем газа на ступени сепарации измерен при температуре на этой ступени.

Для определения состава пластовой нефти по данным однократного разгазирования (стандартной сепарации) из формулы (1) получаем следующее выражение:

$$z_i = \frac{y_i \Gamma + x_i \frac{v_m}{M_{cн}} 10^6}{\Gamma + \frac{v_m}{M_{cн}} 10^6}, \quad (2)$$

где Γ – газосодержание пластовой нефти, полученное при однократном разгазировании, $\text{м}^3/\text{т}$, y_i – мольная доля i -го компонента газа сепарации при однократном разгазировании.

При отсутствии данных о газосодержании пластовой нефти его величина может быть оценена по одной из корреляций, используемых в инженерной практике [3]. При этом, поскольку рассматривается двухфазная залежь, пластовая нефть предполагается предельно насыщенной (давление насыщения равно пластовому).

Рассмотрим случай восстановления состава пластовой нефти при отсутствии данных о компонентном составе сепарированной нефти.

Сепарированная нефть находится в термодинамическом равновесии с газом последней ступени сепарации (рабочие давление p и температура T соответствуют стандартным условиям: соответственно 0,1013 МПа и 20 °С). Поскольку рабочее давление на ступени равно атмосферному, распределение компонентов между паровой и жидкой фазами подчиняется закону Рауля [4]

$$y_i p = x_i p_{si}(T), \quad (3)$$

где p_{si} – давление насыщенного пара чистого i -го компонента при рабочей температуре.

Давление насыщенных паров i -го компонента смеси можно рассчитать по формуле Вильсона [5]. В этом случае мольная доля i -го компонента сепарированной нефти определяется по уравнению

$$x_i = y_i \frac{p}{p_{ci} \exp \left[5,373(1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{ci}}{T} \right) \right]}, \quad (4)$$

где p_{ci} , T_{ci} , ω_i – соответственно критическое давление (МПа), критическая температура (К) и ацентрический фактор i -го компонента.

Обычно в газе сепарации содержатся углеводородные компоненты до гексанов (C_6) включи-

тельно и отсутствуют более тяжелые углеводородные компоненты (C_{7+}). Поэтому в сепарированной нефти можно рассчитать мольные доли всех неуглеводородных и углеводородных компонентов до C_6 по формуле (4), а мольная доля остатка (C_{7+}) определяется исходя из того, что сумма мольных долей всех компонентов фазы равняется 1.

Проверка метода идентификации состава дегазированной нефти

Проиллюстрируем возможность применения предложенного метода определения компонентного состава сепарированной нефти по данным о

компонентном составе газа последней ступени сепарации. Для этого сравним результаты расчета компонентного состава сепарированной нефти по формуле (4) с лабораторными данными о компонентном составе сепарированной нефти, полученными хроматографическим методом, для месторождений ОАО «Газпром нефть» (табл. 1). Сравнение данных лабораторных исследований и рассчитанных по формуле (4) (см. табл. 1) показывает, что предложенный метод определения компонентного состава сепарированной нефти может использоваться на практике при отсутствии результатов лабораторных исследований.

Таблица 1

Компонент	Мольное содержание компонента, %		Отклонение расчетных данных от экспериментальных, %
	в газе сепарации последней ступени (эксперимент)	в сепарированной нефти	
Смесь № 1			
N ₂	0,000	0,000/0,000	0,000
CO ₂	0,081	0,001/0,000	0,001
C ₁	17,267	0,057/0,089	0,032
C ₂	45,280	1,203/1,507	0,304
C ₃	29,687	3,575/3,776	0,201
iC ₄	1,786	0,602/0,568	0,034
nC ₄	2,775	1,355/1,310	0,045
iC ₅	0,631	0,918/0,784	0,134
nC ₅	0,985	1,693/1,665	0,028
C ₆	0,837	4,637/4,725	0,088
C ₇₊	0,670	85,959/85,576	0,383
Смесь № 2			
N ₂	0,000	0,000/0,000	0,000
CO ₂	1,044	0,019/0,000	0,019
C ₁	4,621	0,015/0,038	0,023
C ₂	31,628	0,840/1,036	0,196
C ₃	47,370	5,704/5,950	0,246
iC ₄	4,431	1,494/1,392	0,102
nC ₄	7,353	3,591/3,466	0,135
iC ₅	0,910	1,324/1,139	0,185
nC ₅	1,470	2,526/2,515	0,011
C ₆	0,878	4,864/5,104	0,240
C ₇₊	0,295	79,623/79,360	0,263

Примечание. В числителе приведены расчетные значения параметра, в знаменателе – экспериментальные.

Пример идентификации компонентного состава пластовой нефти при неполной исходной информации

В качестве примера рассмотрим применение описанного выше метода для идентификации компонентного состава пластовой нефти одного из газоконденсатонефтяных месторождений. По результатам двухступенчатой сепарации пластовой нефти при известных термобарических условиях на ступенях определяются компонентный состав выделившегося газа и газовый фактор на каждой ступени сепарации, а также плотность сепарированной нефти (табл. 2).

Вначале по формуле (4) рассчитывается компонентный состав сепарированной нефти x_i с использованием данных о компонентном составе газа, выделившегося на второй ступени сепарации y_{i2} . При этом необходимые свойства чистых компонент, входящих в состав газа сепарации, известны и приведены в работе [6] или специализированных программных комплексах. Далее определяется

молярная масса сепарированной нефти по данным о ее плотности и с использованием таблицы Катца и Фирузабади или корреляции. После этого вычисляется молярная масса остатка по правилу аддитивности

$$M_{C_{7+}} = \frac{M_{с.н} - \sum_{i=1}^{N-1} x_i M_i}{x_{C_{7+}}}, \quad (5)$$

где M_i – молярная масса i -го компонента; $x_{C_{7+}}$ – молярная доля остатка (C_{7+}); N – число компонентов смеси.

На основе данных о молярной массе фракции C_{7+} можно оценить ее критические свойства с использованием корреляций, например, Кеслера – Ли [7]. Затем по формуле (1) с использованием данных о молярной массе сепарированной нефти, а также газовом факторе, температуре и компонентном составе выделившегося газа на ступенях сепарации с помощью численной рекомбинации определяется состав пластовой нефти (см. табл. 2).

Таблица 2

Показатели	Растворенный газ ступени сепарации		Нефть	
	первой y_{i1} ($p_1 = 2,1$ МПа, $T_1 = 40$ °С)	второй y_{i2} ($p_2 = 0,1013$ МПа, $T_2 = 20$ °С)	сепарированная x_i	пластовая z_i
Содержание, %:				
N ₂	4,96	1,15	0,00	3,74
CO ₂	40,20	49,48	0,88	32,48
C ₁	47,70	17,46	0,06	36,28
C ₂	2,77	18,24	0,48	3,06
C ₃	2,54	7,50	0,9	2,45
iC_4	0,33	1,02	0,34	0,37
nC_4	0,86	3,08	1,50	1,10
iC_5	0,20	0,64	0,93	0,37
nC_5	0,26	0,80	1,37	0,52
C ₆	0,18	0,63	3,49	0,89
C ₇₊	0,00	0,00	90,03	18,74
Газовый фактор, м ³ /м ³	314,5	21,1	0,0	335,6
Молярная масса, кг/кмоль	29,86	37,65	224,6	70,8
Плотность, кг/м ³	1,26	1,59	844,2	604,0

*Рассчитана с использованием таблицы Катца и Фирузабади.

Воспроизведение PVT свойств пластовой нефти

На основе идентифицированного компонентного состава пластовой нефти была создана ее PVT-модель, которая настраивалась на воспроизведение результатов экспериментальных исследований. Для корректного воспроизведения результатов дифференциального разгазирования пластовой нефти фракция C_{7+} была разделена на пять псевдокомпонентов с помощью метода гамма-распределения [2]. Основой для адаптации PVT-модели являлась поэтапная процедура, описанная в работе [8]. С ее использованием можно с высокой точностью воспроизвести значения подсчетных параметров (газосодержания и объемного коэффициента пластовой нефти, плотности сепарированной нефти), а также давления насыщения и вязкости нефти при пластовой температуре.

После настройки пятнадцатикомпонентной модели пластовой нефти для практического использования при композиционном моделировании процесса разработки была проведена группировка компонентов (CO_2 , C_1+N_2 , C_2-C_4 , C_5-C_{10} , C_{11+}). Компонент CO_2 не группировался с другими, так как предполагалась его закачка в пласт для повышения углеводородоотдачи. В результате для проектирования разработки была получена пятикомпонентная модель. Как видно из табл. 3,

погрешность расчета не превысила 5 % для основных PVT свойств системы.

Свободный газ (газовая шапка)

Для оценки компонентного состава газа газовой шапки использованы фундаментальные физические положения о том, что на газонефтяном контакте (ГНК) пластовая нефть и свободный газ находятся в термодинамическом равновесии, поэтому давление насыщения нефти и давление начала ретроградной конденсации пластового газа равны пластовому.

В качестве искомого состава свободного газа приняты результаты расчета равновесной газовой фазы при определении давления насыщения нефти при пластовой температуре с использованием ее пятнадцатикомпонентной PVT-модели. Получено следующее мольное содержание компонентов пластового газа, %: $N_2 - 5,39$; $CO_2 - 36,42$; $C_1 - 47,04$; $C_2 - 2,98$; $C_3 - 2,08$; $iC_4 - 0,28$; $nC_4 - 0,79$; $iC_5 - 0,24$; $nC_5 - 0,33$; $C_6 - 0,50$; $C_7-C_{10} - 2,11$; $C_{11}-C_{14} - 1,15$; $C_{15}-C_{22} - 0,55$; $C_{23}-C_{32} - 0,11$; $C_{33+} - 0,03$. На рис. 1 представлены фазовые диаграммы газа газовой шапки и пластовой нефти. Точка пересечения фазовых диаграмм соответствует пластовым термобарическим условиям. Приведенный состав равновесного газа позволил с помощью термодинамической модели оценить основные параметры пластовой газоконденсатной системы (свободного газа), приведенные ниже.

Таблица 3

Параметр	Эксперимент	Расчет	Отклонение расчетных данных от экспериментальных, %
Газосодержание, m^3/m^3	$\frac{335,6}{417,6}$	$\frac{332,7}{427,2}$	$\frac{0,86}{2,30}$
Объемный коэффициент	$\frac{2,060}{2,525}$	$\frac{2,060}{2,447}$	$\frac{0,00}{3,09}$
Плотность дегазированной нефти, kg/m^3	$\frac{844,2}{854,2}$	$\frac{844,2}{860,9}$	$\frac{0,00}{0,78}$
Плотность растворенного газа, kg/m^3	$\frac{1,281}{1,397}$	$\frac{1,292}{1,382}$	$\frac{0,86}{1,07}$
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, $mPa \cdot c$	0,483	0,483	0,00

Примечание. 1. Пластовая температура в эксперименте и расчете составляла $144,4^\circ C$, пластовое давление – $37,02$ МПа и было равно давлению насыщения. 2. В числителе приведены параметры при двухступенчатой сепарации, в знаменателе – при дифференциальном разгазировании при пластовой температуре.

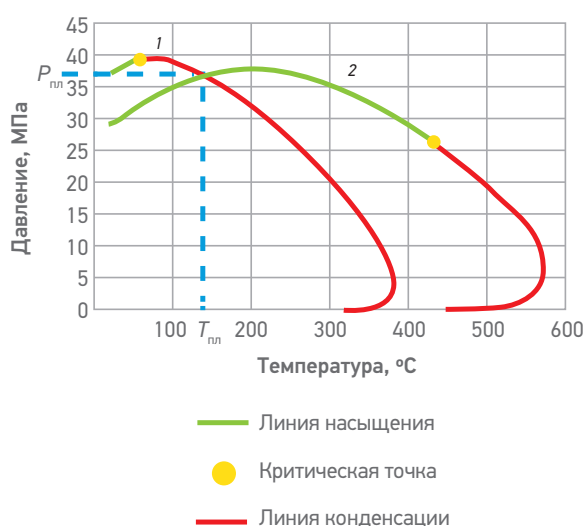


Рис.1 Фазовые диаграммы свободного газа (1) и пластовой нефти (2)

Давление начала ретроградной конденсации, МПа.....	37,02
Z-фактор в пластовых условиях	0,992
Потенциальное содержание стабильного конденсата (C_{5+}), г/м ³ сухого газа.....	316,9
Конденсатогазовый фактор при $p = 4,1$ МПа и $T = 30$ °C, см ³ /м ³	378,3
Плотность стабильного конденсата, кг/м ³	799,5
Молярная масса стабильного конденсата, кг/кмоль.....	146,9

На основе применения созданной PVT-модели газоконденсатной смеси газовой шапки двухфазной залежи при моделировании процесса истощения при постоянном объеме (CVD-тест) были получены зависимости некоторых параметров газа газовой шапки от давления (рис. 2).

Для использования PVT-модели пластовой газоконденсатной смеси газовой шапки двухфазной залежи при композиционном моделировании была проведена следующая группировка компонентов: N_2 - C_1 , CO_2 , C_2 - C_4 , C_5 - C_{10} , C_{11} - C_{14} , C_{15} - C_{32} ,

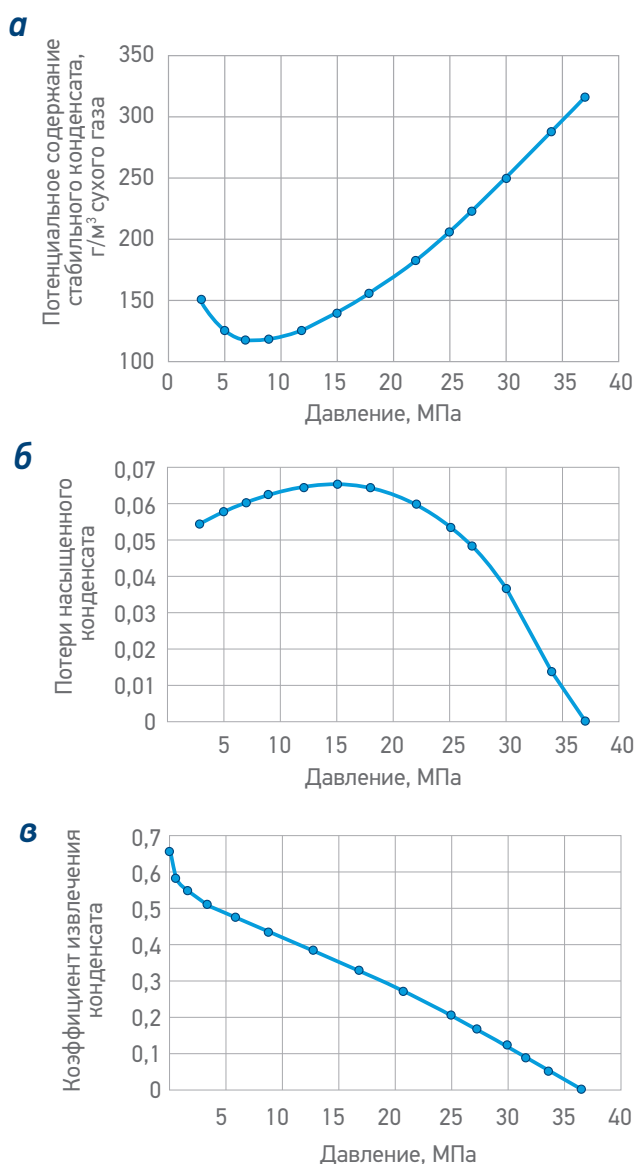


Рис. 2. Зависимость потенциального содержания стабильного конденсата (C_{5+}) в пластовом газе газовой шапки (а), потерь насыщенного конденсата по результатам PVT-моделирования (б) и коэффициента извлечения конденсата (в) от давления

C_{33+} . Полученная семикомпонентная PVT-модель была адаптирована к результатам расчета пятнадцатикомпонентной PVT-модели с использованием алгоритма, приведенного в работе [9].

Выводы

1. Предложенный метод позволяет при ограниченной исходной информации о PVT свойствах пластовой нефти двухфазной залежи восстанавливать ее компонентный состав и построить адекватную PVT-модель.

2. На основе термодинамического моделирования с использованием адекватной модели пластовой нефти двухфазной залежи можно идентифицировать компонентный состав и оценить PVT свойства свободного газа.

3. PVT-модели пластовой нефти и свободного газа могут применяться для гидродинамического моделирования процесса разработки с использованием как композиционной модели, так и модели типа Black oil.

4. Разработанный метод основан на фундаментальных положениях термодинамики многокомпонентных систем и может служить надежной теоретической основой не только для проектирования и мониторинга разработки залежей, но и определения параметров пластовых углеводородных флюидов при неполной исходной информации.

Список литературы

1. *Schneider D.F.* Select the Right Hydrocarbon Molecular Weight Correlation// Stratus Engineering. Inc. PMB 339. – 1998. – 20 p.
2. *Whitson C.H., Brule M.R.* Phase behavior// SPE. – 2000.
3. Методика расчета газосодержания пластовой нефти при давлении ниже давления насыщения / М.М. Хасанов, А.И. Брусиловский, Р.А. Хабибулин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №12. – С. 56–59.
4. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
5. *Wilson G.M.* A Modified Redlich – Kwong equation of state, Application to general physical data calculation// Meeting, Cleveland. – 1969. – 15 p. AIChE Natl.
6. *Pedersen K.S., Christensen P.L.* Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. – New York: CRC Press, 2007. – 407 p.
7. *Rodriguez I., Hamouda A.A.* An approach for characterization and lumping of plus fractions of heavy oil// SPE 117446. – 2006.
8. *Брусиловский А.И., Нугаева А.Н., Хватова И.Е.* Рациональный подход к формированию моделей пластовых нефтей для гидродинамических расчетов при проектировании и мониторинге разработки месторождений // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 4. – С. 48–56.
9. *Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.* Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 56–60.

Reference

1. *Schneider D.F.*, *Select the right hydrocarbon molecular weight correlation*, Stratus Engineering, 1998, Inc. PMB 339, 20 p.
2. *Whitson C.H., Brule M.R.*, *Phase Behavior*, SPE Monograph, V. 20, Richardson, Texas, 2000, 233 p.
3. *Khasanov M.M., Brusilovskiy A.I., Khabibulin R.A. et al.*, *New procedure for estimation of gas-oil ratio at the pressure below bubble-point* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2014, no. 12, pp. 56–59.
4. *Brusilovskiy A.I.*, *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza* (Phase transformations in the oil and gas field development), Moscow: Graal' Publ., 2002, 575 p.
5. *Wilson G.M.*, *A Modified Redlich-Kwong equation-of-state, Application to general physical data calculations*, Paper 15c presented at the AIChE Natl. Meeting, Cleveland, Ohio, 4–7 May 1969.
6. *Pedersen K.S., Christensen P.L.*, *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*, New York: CRC Press, 2007, 407 p.
7. *Rodriguez I., Hamouda A.A.*, *An approach for characterization and lumping of plus fractions of heavy oil*, SPE 117446, 2006.
8. *Brusilovskiy A.I., Nugaeva A.N., Khvatova I.E.*, *Management aproach to in-place oil reserves modeling for reservoir simulation estimations while integrated design and evaluation oil fields of exploration* (In Russ.), *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2009, no. 4, pp. 48–56.
9. *Yushchenko T.S., Brusilovskiy A.I.*, *Effective method for creating and adapting PVT-model of reservoir fluid of gas-condensate deposits and gas cap for oil-gas-condensate reservoirs* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2015, no. 1, pp. 56–60.

УДК 622.276.012:69

© Н.Ф. Тепляков, Е.В. Шульгин, М.Н. Пислегин, 2016

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕРОЯТНОСТНОГО ПОДХОДА К ОЦЕНКЕ ЗАТРАТ НА ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ АКТИВОВ НА СТАДИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Н.Ф. Тепляков, Е.В. Шульгин, М.Н. Пислегин
(Научно-Технический Центр «Газпром нефти»)

Адрес для связи: Teplyakov.NF@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: оценка затрат на обустройство, вероятностный подход, статистическая модель, уровень неопределенности, оценка актива, интервалы вариативности, чувствительность проекта

The use of probabilistic approach to estimate field development costs in preparation of investment project of assets development on geological exploration stage

Teplyakov N.F., Shulgin E.V., Pislegin M.N. LLC Gazpromneft STC

The article discusses about the use of probabilistic approach to estimate the costs of surface facilities in the early stages of investment projects estimation, starting from the accepted prerequisites for creation probabilistic models for main types of surface facilities, determination of the variability intervals to evaluation of the impact on economic evaluation of the project at the end. The paper describes the main shortcomings of the common deterministic (scenario-based) approach to estimate the costs of surface facilities and the benefits of probabilistic cost estimating. Construction of probability distributions is based on statistically data of the actual surface facilities costs of the company, structured by types, diameters, regions, and other characteristics. The main drivers of changes in value and uncertainty of different types of surface facilities are analyzed. On the basis of probability distributions by types of construction objects with the use of specialized software the final distribution of costs for surface facilities of the asset, allowing to estimate the range of changes in value with a given probability is calculated. For example, the results of the analysis show that the implementation of pessimistic or close-to-it scenario of surface facilities cost can often lead to a significant reduction in the effectiveness of the project. In the early stages of project evaluation, when there are no field data, project documentation, in other words only very limited set of project information is available, the proposed methodology allows to evaluate and justify the interval of possible variation of the investment volume with a given probability. Using the proposed approach allows us to more fully appreciate the risks on the underlying assets, and increase the flexibility of investment decisions.

Key words: CAPEX estimation (cost estimates of surface facilities), probabilistic approach, statistic model, level of uncertainty, project evaluation, intervals of variability, sensitivity of the project

Введение

При оценке затратной составляющей в рамках новых инвестиционных проектов разработки месторождений основным используемым в настоящее время подходом является детерминированный расчет затрат по удельным показателям стоимости строительства. Дополнительно к детерминированному расчету затрат для оценки рисков некупаемости инвестиционного проекта добавляются метод вариации параметров (в том числе капитальных вложений), построение диаграмм и графиков чувствительности. При этом в профильной литературе отсутствуют универсальные подходы, позволяющие получить обоснованную и объективную оценку интервалов возможной вариатив-

ности параметров, которые являются критически важными, особенно на ранних стадиях оценки нефтегазового проекта [1–4].

На этапе поиска и оценки по проекту, как правило, отсутствует проектно-сметная документация, не проводились полевые изыскания и имеется очень ограниченный набор информации, особенно для проектов на стадии геолого-разведочных работ (ГРП). Разработка схем обустройства выполняется на основе картографического материала, не всегда детально отражающего особенности местности: наличие, глубину водных преград, категорию болот, лесов, перепады высот, наличие и расстояние до источников насыпных материалов, другие осложняющие факторы. Часто отсутствует ин-

формация о составе пластовых флюидов, в том числе о наличии и количестве в них коррозионно-активных компонентов (CO_2 , H_2S и др.).

Все это приводит к тому, что на этапе проектирования и реализации инвестиционного проекта, несмотря на учет доли непредвиденных затрат на этапе оценки, компании нередко сталкиваются с кратным увеличением инвестиций в проект, оцененных детерминистическим методом по удельным показателям на основе имеющихся данных. Например, на этапе оценки глубина водной преграды предполагалась до 2 м, по результатам изысканий она превысила 10 м. В результате стоимость подводного перехода в проекте возросла в несколько раз по отношению к его стоимости на момент покупки актива и др.

Одним из широко применяемых вариантов учета стоимостных неопределенностей является увеличение непредвиденных затрат по проекту на 30–50 % и более. В то же время такой высокий уровень непредвиденных затрат очень часто является трудно обоснуемым. В настоящее время отсутствуют единые подходы к обоснованному определению возможной вариативности оценки затрат. В результате часто остается неизученным один из основных вопросов на ранних стадиях оценки проекта: расчет степени неопределенности затрат по проекту. Отсутствует обоснованный ответ на вопрос о необходимом уровне непредвиденных затрат, возможном интервале их вариативности с заданной вероятностью.

Методика вероятностной оценки затрат на обустройство

Задача определения интервалов вариативности инвестиционных затрат и, как следствие, потенциальной экономической эффективности проекта может быть успешно решена в результате создания и применения методики вероятностной оценки затрат на обустройство месторождения.

Как показывает анализ, степень вариативности (дисперсия, среднее квадратическое отклонение) стоимости по видам объектов обустройства на месторождении может существенно различаться. В связи с этим рассматриваются следующие типовые группы (подгруппы) объектов строительства, используемые при обустройстве месторождений:

- трубопроводы (нефтегазосборные сети, нефтепроводы, водоводы, газопроводы, подводные переходы и др.);

- обустройство скважин (удельная стоимость обустройства одной скважины включает линии до автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) и блока гребенок (БГ), АГЗУ, площадки с комплектными трансформаторными подстанциями (КТПН), кабели, прожекторные мачты и прочее внутрикустовое обустройство);

- инженерная подготовка (удельная стоимость отсыпки кустовой площадки на одну скважину);

- дороги, в том числе внутрипромысловые;
- объекты энергетики (воздушные линии (ВЛ), кабельные линии (КЛ), подстанции, распределительные пункты (РП), автономные электростанции (АвЭС) и др.);

- площадочные объекты сбора, подготовки и сдачи нефти и газа, закачки рабочего агента в пласт (дожимные насосные станции (ДНС), ДНС с установкой предварительного сброса воды (УПСВ), узлы сепарации (УС), установки подготовки нефти (УПН), пункты сдачи-приема (ПСП), головные (газовые) компрессорные станции (ГКС), кустовые насосные станции (КНС) и др.);

- прочие объекты (полигоны, вертолетные площадки, административно-бытовые комплексы (АБК) и др.).

На основании предварительно проведенного статистического анализа распределений фактических стоимостей объектов строительства по результатам сопоставительного анализа 2015 г. сделано предположение о нормальном характере распределения удельной стоимости строительства нефтепроводов (на примере одного диаметра) (рис. 1).

Информация о фактической стоимости строительства нефтепроводов (нефтегазосборных сетей) была структурирована по диаметрам, толщине стенки, по каждому типоразмеру получены уравнения накопленной вероятности (рис. 2). Из анализа исключены объекты протяженностью менее 1 км.

Уравнения накопленной вероятности позволяют определить стоимость строительства объектов с заданной вероятностью для каждого сценария (например, для сценария P10 – оптимистичного, при котором стоимость строительства не будет выше



Рис. 1. Гистограммы распределения удельной стоимости строительства нефтепроводов, для группы месторождений

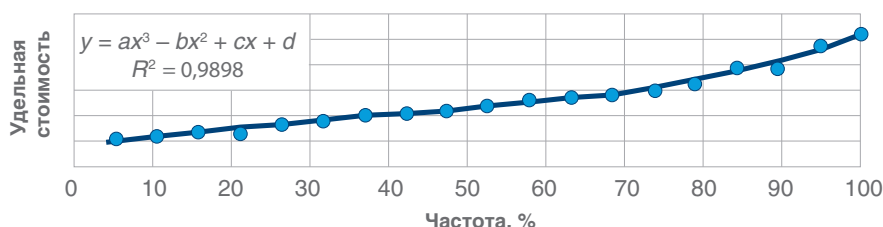


Рис. 2. Удельная стоимость строительства нефтепровода 219х8 мм, определенная с заданной вероятностью для группы месторождений (коэффициенты a , b , c , d рассчитываются индивидуально для каждого объекта обустройства)

лишь в 10 % случаев), а также ее среднее значения для заданного типоразмера (сценариев P50 и P90). Например, среднее квадратическое отклонение для нефтепроводов 219х8 мм составило 1149 тыс. руб/км. Для данного объекта стоимости по сценариям P90 и P10, рассчитанные через квантили от среднего квадратического отклонения, отличаются на 1–1,5 % от значений, полученных по функции распределения. Таким образом, в целом подтверждается гипотеза о близком к нормальному характере распределения для данного типа трубопроводов.

Удельная стоимость обустройства скважин находится в прямой зависимости от среднего числа скважин на кустовых площадках, а следовательно, и от числа кустовых площадок. На этапе оценки

число кустовых площадок и скважин на кустах, а также стоимость их обустройства могут быть рассчитаны со значительной степенью неопределенности из-за отсутствия точной привязки размещения кустов скважин к местности. По данным фактической стоимости обустройства скважин с учетом результатов сравнительного анализа 2015 г. (по новым кустовым площадкам) получено уравнение накопленной вероятности (рис. 3), по которому определены стоимости обустройства скважин для всех сценариев (P10/P50/P90)

Аналогичные уравнения получены по следующим типам объектов обустройства месторождения.

1. Строительство кустовых оснований. Одними из основных неопределенностей при строительстве

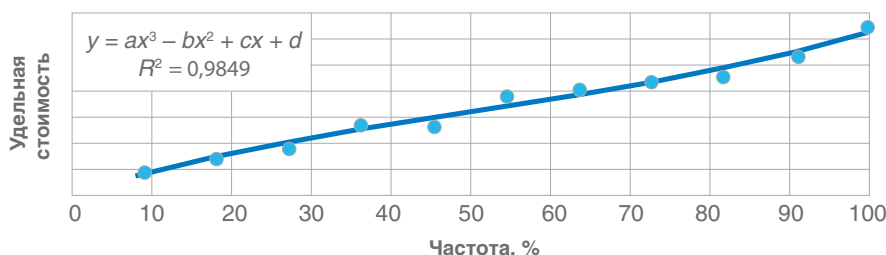


Рис. 3. Удельная стоимость обустройства скважин, определенная с заданной вероятностью для группы месторождений

кустов на этапе оценки являются дальность перевозки грунта (при наличии неопределенности по карьерам), а также необходимые объемы отсыпки при наличии болот (в зависимости от категории) пойменных участков различной глубины (местность, характерная для большинства месторождений Западной Сибири).

2. Строительство промысловых и межпромысловых автодорог. Основные неопределенности те же, что и при строительстве кустовых оснований.

3. Строительство воздушных линий электропередач (имеющая информация была структурирована по напряжению и протяженности – до 1 км и более).

Если факторы неопределенности по проекту оказывают ограниченное влияние на конкретный объект строительства (например, если объект

строится по известным аналогам, которых в подобных условиях построено значительное число без значимых колебаний стоимости), то его стоимость может быть принята детерминированной и не варьироваться. При определенных условиях к таким объектам могут быть отнесены некоторые виды типовых площадочных объектов, скважины, оборудование, не входящее в смету строений (ОНСС) и др. Детерминированный подход также может использоваться при недостаточном для полноценного анализа объеме информации о крупных площадочных объектах (УПН, ДНС, ПСП, ГКС) либо диапазон вариативности для них может быть задан экспертно или по аналогии с интервалами вариативности для других типов объектов обустройства.

Таблица 1

Объекты обустройства	Стоимость обустройства объекта по сценарию		
	P90	P50	P10
Стоимости, снятые с распределений			
Кусты скважин	2 059 035	1 544 292	1 029 549
Нефтеборные сети	920 748	714 350	507 952
Высоконапорные водоводы	529 970	424 400	318 830
Напорный нефтепровод	893 140	737 200	581 260
ВЛ	1 671 994	1 218 850	765 706
Подъездные дороги	3 358 433	2 297 904	1 237 375
Инженерная подготовка кустов скважин	4 819 013	3 056 004	1 292 995
Стоимости, принятые постоянными			
Подводный переход через крупную водную преграду	600 000	600 000	600 000
АвЭС	1 350 000	1 350 000	1 350 000
ПС	459 730	459 730	459 730
УС	677 821	677 821	677 821
ДНС с УПСВ на базе УС (до товарной нефти)	1 361 492	1 361 492	1 361 492
КНС	389 412	389 412	389 412
Вертолетная площадка	8 626	8 626	8 626
База промысла	150 000	150 000	150 000
Затраты, рассчитанные относительно стоимости объектов			
Проектные работы	962 471	749 504	536 537
Природоохранные мероприятия	113 187	88 142	63 097
Итого обустройство без водозаборных сооружений	20 325 072	15 827 728	11 330 384

Практическое применение вероятностной методики для подготовки инвестиционных проектов

По результатам проведенного анализа построенных объектов компании определен интервал вариативности оптимистичного (P10) и пессимистичного (P90) сценариев стоимости строительства с оценкой среднего квадратического отклонения в зависимости от вида объекта строительства и регио-

на. При оценке одного из лицензионных участков рассчитаны затраты на обустройство, а также стоимости по сценариям P10 и P90 (табл. 1).

Суммарное распределение затрат на обустройство, полученное путем сложения распределений по видам объектов в программном продукте Crystal Ball для проекта, представлено на рис. 4. В табл. 2 приведены общие затраты на обустройство по каждому сценарию с учетом объектов, по которым стоимость принята постоянной.

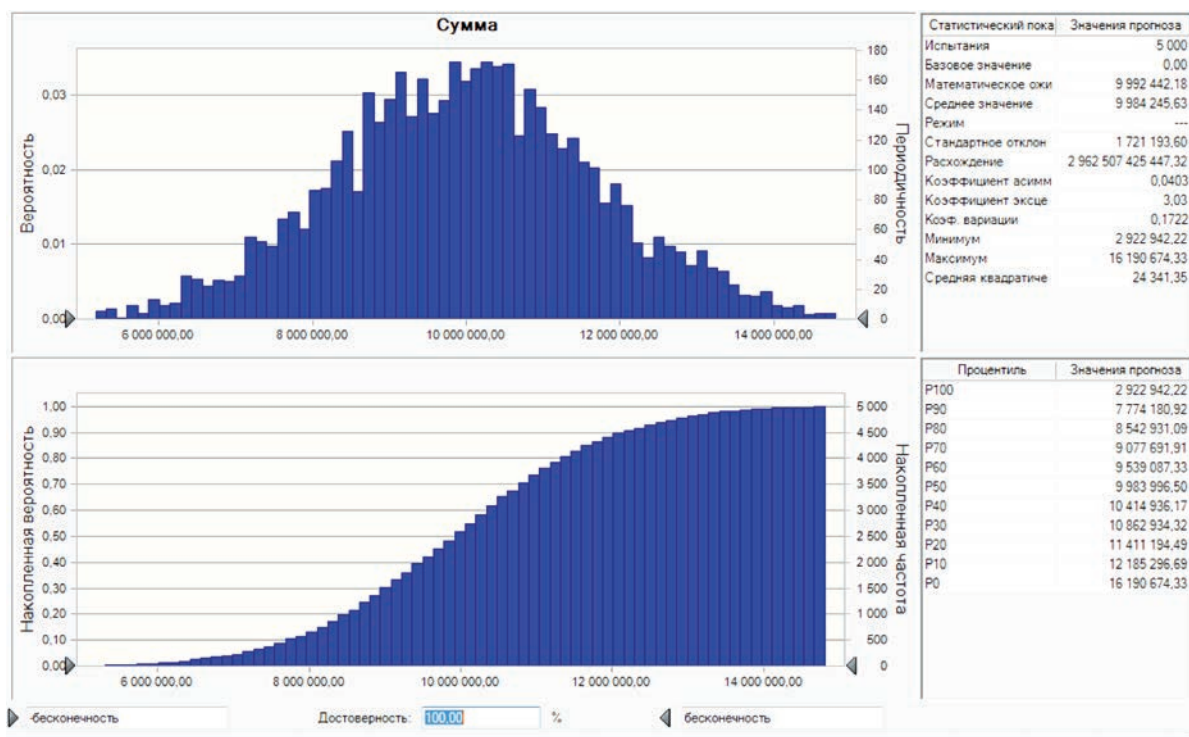


Рис. 4. Суммарное распределение затрат на обустройство по проекту

Таблица 2

Наименование	Общие затраты на обустройство по проекту в зависимости от сценария		
	P90	P50	P10
Пункты, снятые с распределения	12 185 297	9 983 997	7 774 181
Сумма по затратам, принятым постоянными	4 997 082	4 997 082	4 997 082
Проектные работы (расчет по формулам)	859 119	749 054	638 563
Природоохранные мероприятия (расчет по формулам)	101 032	88 089	75 095
Итого обустройство (с учетом распределений)	18 142 530	15 818 221	13 484 921

Таблица 3

Сценарий	Чистый дисконтированный доход NPV	Индекс рентабельности IRR	Индекс доходности PI
P10	3627	22,1	1,20
P50	2125	18,7	1,11
P90	623	16	1,03

В итоге оценка отклонений сценариев P10 и P90 от сценария P50 составляет около 15 %. Таким образом, эта оценка может быть принята в качестве обоснованного рискованного интервала вариативности затрат на обустройство при построении графиков чувствительности, а также для определения непредвиденных затрат для базового варианта.

В табл. 3 приведены показатели эффективности проекта в зависимости от реализации сценариев по стоимости обустройства при ставке дисконтирования 15 %. Из табл. 3 следует, что реализация пессимистического (P90) или близкого к нему сценария затрат на обустройство может существенно снизить эффективность проекта. В то же время при благоприятных условиях эффективность проекта потенциально может быть увеличена примерно на 70 %.

Список литературы

1. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли. – М.: Макс Пресс, 2008. – 236 с.
2. Макаров А.В. Экономические вопросы проектирования и разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2009. – 195 с.
3. Методические подходы расчета капитальных вложений при проектировании разработки нефтяных месторождений/ А.В. Макаров, К.Б. Смертин, М.М. Аскаров, А.В. Викторова // Уфа: БашНИПИ-нефть, 2003. – 160 с.
4. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. – 3-е изд., испр. и доп. / В.Ф. Дунаев, В.А. Шпаков, Н.П. Епифанова [и др.] под ред. В.Ф. Дунаева. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 305 с.

Выводы

1. На ранних этапах оценки проекта, когда отсутствуют полевые изыскания, проектно-сметная документация, и имеется очень ограниченная информация о проекте, предложенная методика позволяет с заданной вероятностью оценить и обосновать интервал возможной вариативности объема инвестиций по проекту.

2. Использование этой методики дает возможность более полно оценить риски по рассматриваемым активам, а также увеличить гибкость при принятии управленческих инвестиционных решений.

3. Разработанная методика является важной составляющей в методологии проведения полноценной вероятностной оценки инвестиционных проектов на ранних стадиях их реализации.

Reference

1. Andreev A.F., Zubareva V.D., Sarkisov A.S., *Otsenka effektivnosti i riskov innovatsionnykh projektov neftegazovoy otrasli* (Evaluating the effectiveness and risks of innovative projects of the oil and gas industry), Moscow: Maks Press Publ., 2008, 236 p.
2. Makarov A.V., *Ekonomicheskie voprosy proektirovaniya i razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* (Economic issues of oil fields design and development), Moscow: Nedra Publ., 2009, 195 p.
3. Makarov A.V., Smeritin K.B., Askarov M.M., Viktorova A.V., *Metodicheskie podkhody rascheta kapital'nykh vlozheniy pri proektirovanii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* (Methodological approaches for capital investments calculating in the design of the oil fields development), Ufa: Publ. of Bashnipineft', 2003. 160 p.
4. Dunaev V.F., Shpakov V.A., Epifanova N.P. et al., *Ekonomika predpriyatiy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti* (Economics of oil and gas industry); edited by Dunaev V.F., Moscow: TsentrLitNefteGaz Publ., 2008, 305 p.



НАЦИОНАЛЬНЫЙ
МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ
УНИВЕРСИТЕТ «ГОРНЫЙ»

**24–25
НОЯБРЯ
2016**
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

V МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«ПРОБЛЕМЫ И ОПЫТ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАБОТЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА

- Развитие технологий разработки ТРИЗ
- Методы моделирования и оценки ресурсной базы
- Роль сейсморазведки в изучении и разработке ТРИЗ
- Методы структурно-тектонического и бассейнового моделирования для изучения ТРИЗ
- Методология отбора и исследований керна низкопроницаемых и засоленных и коллекторов

БУРЕНИЕ

- Проблемы бурения и освоения с учетом необходимости существенного повышения экономической эффективности
- Сложные системы заканчивания скважин
- Вопросы повышения эффективности ГРП

ДОБЫЧА

- Технологии добычи нефти, газа и конденсата.
- Инструменты и методики прогнозирования и борьбы с осложнениями
- Снижение операционных и капитальных затрат на инфраструктуру и обустройство нефтегазоконденсатных месторождений

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ В КОНФЕРЕНЦИИ ВЫ МОЖЕТЕ ОБРАЩАТЬСЯ:

Тел. +7 (812) 313-69-24, доб. 3760

e-mail: NTC_NTConference@gazpromneft-ntc.ru

Тел. +7 (812) 328-84-20

e-mail: Kafedra_mgm@mail.ru

2800 м

ТЕХНОЛОГИИ ЛИДЕРСТВА

«Научно-технический центр «Газпром нефти» внедряет высокоэффективные технологии освоения месторождений, что позволяет увеличить долю высокотехнологичных скважин Компании до рекордных показателей в нефтегазовой отрасли.*

* По данным отчетности компании за 2015 год.



РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИЧЕСКИ
ОБЪЕСНОВАННЫХ, ИНТЕГРИРОВАННЫХ
ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ



ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,
ПОВЫШАЮЩИХ ОБЪЕМ ДОБЫЧИ
НЕФТИ



ЦЕНТРЫ КОМПЕТЕНЦИЙ
И СИСТЕМА РАСПРОСТРАНЕНИЯ
ЗНАНИЙ И ТЕХНОЛОГИЙ

3700 м

68% нефтенасыщенность
пласта



Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU