

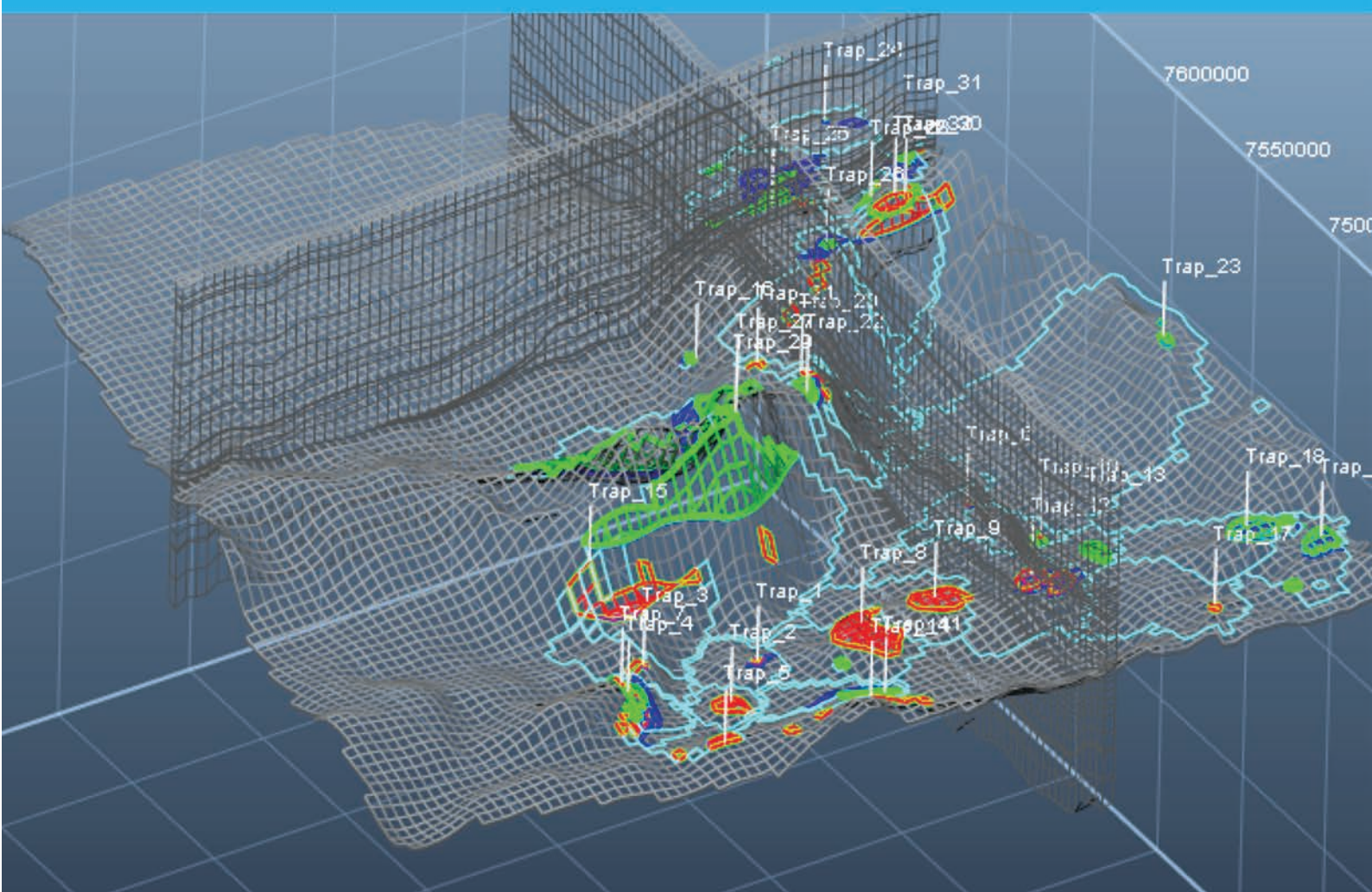
Конформнозалегающие
пласты и концепция
их разработки

71
стр. Моделирование процессов
подготовки нефти,
газа и воды

19
стр. Оценка точности
структурных построений

Возможности оптоволоконной термометрии
при мониторинге эксплуатационных скважин

стр. 55



ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

«Газпром нефть» впервые в мире начала добычу нефти с ледостойкой платформы «Приразломная» на арктическом шельфе России. Мы реализуем самый сложный технологический проект, доказывающий, что добыча нефти в экстремальных условиях Арктики может быть безопасной и эффективной.



реклама



Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU

НОВОСТИ КОМПАНИИ

3

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

12

Теплоухов В.М., Морозов Д.О.

Проблемы петрофизического моделирования и интерпретации материалов геофизических исследований скважин в отложениях с аномально низкими фильтрационно-емкостными свойствами

Teploukhov V.M., Morozov D.O.

Problem petrophysical modeling and interpretation of open hole logging measurements in sediments with abnormally low reservoir properties

19

Екименко А.В.

Примеры ретроспективной оценки точности структурных построений на месторождениях компании ПАО «Газпром нефть»

Ekimenko A.V.

Retrospective assessment of the structural models accuracy. Case study in the fields of Gazprom Neft

26

Букатов М.В., Михайлова С.В.

Особенности строения и нефтегазоносности верхнеюрских отложений в пределах Тазо-Хетской фациальной области

Bukatov M.V., Mikhailova S.V.

Features of the upper jurassic sediments in the Tazo-Hetskaya facial areas

32

Туровская Е.М.

Основные аспекты неопределенности фациального строения верхнеюрских отложений Томской области

Turovskaya E.M.

The main aspects uncertainty facies the structure of the upper jurassic sediments of Tomsk region

38

Анисимова Е.Ю., Степанов Д.А.

Информационная система «КЛИК» для хранения, визуализации и обработки результатов исследования керна

Anisimova E.Y., Stepanov D.A.

Click is an information system for storing, visualizing and processing the results of core examination

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

42

Ахметов А.В., Рощектаев А.П., Пустовских А.А., Ситников А.Н., Аскерова Е.В., Билинчук А.В.

Интегрированная модель планирования производственных показателей разработки

Akhmetov A.V., Roshchektaev A.P., Pustovskikh A.A., Sitnikov A.N., Askerova E.V., Bilinchuk A.V.

Integrated model for planning of field development indicators

Осипенко А.С., Коваленко И.В., Елизаров О.И., Третьяков С.В.,
Карачев А.А., Ниткалиев И.М.

Концепция разработки трудноизвлекаемых запасов конформнозалегающих нефтяных оторочек

Osipenko A.S., Kovalenko I.V., Elizarov O.I., Tretyakov S.V.,
Karachev A.A., Nitkaliev I.M.

The concept for the development hard-to-recover reserves of conformal bedding oil rims

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Буянов А.В.

Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатации добывающих скважин в компании «Газпром нефть»

Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Kaeshkov I.S., Bujanov A.V.

Experience in the application of distributed fiber optic thermometry for monitoring wells in the company Gazprom Neft

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Брусиловский А.И., Промзелев И.О., Федоровский С.А.

Проблемы отсутствия единой нормативно-методической базы при обосновании свойств пластовых флюидов и опыт компании ПАО «Газпром нефть» в их решении

Brusilovskiy A.I., Promzelev I.O., Fedorovskiy S.A.

The problem of lack of unified regulatory and methodological base for the study of the properties of reservoir hydrocarbon fluids and experience of PJSC Gazprom Neft in their decision

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ

Иванов С.С., Зобнин А.А.

Моделирование и оценка совместной работы установок подготовки нефти, компрессорных станций и установок подготовки газа нефтегазоконденсатных месторождений

Ivanov S.S., Zobnin A.A.

Simulation and evaluation of joint work oil treatment plants, compressor stations and gas treatment plants of oil and gas fields

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Гизатуллин Р.З., Анищик В.В.

Базы данных как основа работы геологического направления

Anishchik V.V., Gizatullin R.Z.

Geological databases, as the basis for operation in geological direction

ПРОНЕФТЬ

ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ «ГАЗПРОМ НЕФТИ»

Издается с 2016 года

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Редакция:

В.В. Яковлев – главный редактор

М.М. Хасанов – ответственный редактор

Э.Р. Керимова – выпускающий редактор

Д.А. Ребров

Е.С. Ерохина

Адрес редакции:

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

Тел.: **+7 (812) 313-69-24**

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru

ntc_odo@gazpromneft-ntc.ru

www.ntc.gazprom-neft.ru

Перепечатка без разрешения редакции
запрещена.

При использовании материалов ссылка
на журнал «ПРОНЕФТЬ. Профессионально
о нефти» обязательна.

Редакция не несет ответственности
за содержание рекламных материалов.

Сдано в набор 03.08.2017

Подписано в печать 08.09.2017

Формат 64х90, 1/8. Бумага мелованная

Печать офсетная. Тираж 999 экз.

Отпечатано в типографии «КЕМ»

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

Цена свободная.

© ПАО «Газпром нефть», 2017

© Научное редактирование статей

и репресс ЗАО «Издательство

«НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2017

115191, г. Москва, Б. Тульская ул., д. 10, стр. 9

www.oil-industry.ru

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ЗАКЛЮЧИЛА СОГЛАШЕНИЕ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ С «ЯНДЕКСОМ»

«Газпром нефть» и «Яндекс» заключили соглашение о сотрудничестве при реализации перспективных проектов в нефтегазовой сфере. В ходе Петербургского международного экономического форума документ подписали первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев и исполнительный директор направления Yandex Data Factory Александр Хайтин.

Используя технологии анализа больших данных (Big data), машинного обучения и искусственного интеллекта, компании планируют вести работу в области бурения и заканчивания скважин, моделирования технологических процессов нефтепереработки, а также оптимизировать другие производственные процессы. Соглашение предполагает проведение независимой экспертизы существующих технологических решений, совместную разработку и реализацию научно-исследовательских и технологических проектов, а также обмен научно-технической информацией, знаниями и обучение сотрудников компаний.

«Необходимость вовлечения в разработку новых категорий запасов требует от нефтяных компаний организации кросс-функционального взаимодействия между экспертами различных отраслей знания, анализа больших объемов геологической и технической информации. Эффективность нашей

компании сегодня во многом зависит от умения использовать современные информационно-технологические решения. Уверен, что в сотрудничестве с одним из лидеров рынка цифровых технологий «Газпром нефть» найдет оптимальные ответы на технологические вызовы, стоящие перед компанией», – сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

«Мы рады готовности коллег из «Газпром нефти» к сотрудничеству в этой перспективной области. Рассчитываем, что объединение усилий упростит и ускорит внедрение передовых технологий в нефтегазовой отрасли и даст «Газпром нефти» новые возможности роста и развития. Нефтегазовая отрасль – одна из наиболее перспективных, поскольку в ней накоплены большие объемы данных, а простые решения по оптимизации производства и бизнеса давно применены. Такое сочетание вместе со значительным оборотом и высокой технологичностью создает хорошие возможности для получения значительного эффекта от внедрения решений на основе машинного обучения и искусственного интеллекта. Надеемся на продуктивное и долгосрочное сотрудничество», – заявил исполнительный директор Yandex Data Factory Александр Хайтин.



На фото (слева направо): первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев и исполнительный директор направления Yandex Data Factory Александр Хайтин

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И SHELL ПОДПИСАЛИ МЕМОРАНДУМ О ВЗАИМОПОНИМАНИИ В РЕАЛИЗАЦИИ СОВМЕСТНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ

«Газпром нефть» и Shell на Петербургском международном экономическом форуме подписали меморандум о взаимопонимании. Подписи под документом, подтверждающим намерение компаний развивать взаимовыгодное сотрудничество, поставили первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев и председатель концерна Shell в России Оливье Лазар.

Стороны намерены продолжить переговоры о предварительной оценке совместным предприятием «Ханты-Мансийский нефтегазовый союз» (ХМНС) ряда несланцевых нефтяных месторождений в Западной Сибири, в том числе ачимовских отложений в ЯНАО. Кроме того, «Газпром нефть» и Shell намерены в рамках компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (СПД)* провести геологическую оценку участков в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО), примыкающих к лицензионной территории СПД.

«Газпром нефть» и Shell имеют многолетний успешный опыт сотрудничества практически во всех направлениях бизнеса. Наши совместные предприятия не только успешно ведут производственную деятельность в одном из ключевых для «Газпром нефти» регионов – ХМАО, но и выступают в роли отраслевых технологических лидеров, внедряя современные методы повышения нефтеотда-

чи, активно участвуя в поиске эффективных методов работы с трудноизвлекаемыми запасами. Подписанный сегодня меморандум о взаимопонимании подтверждает общую заинтересованность в дальнейшем совместном развитии», – сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

Справка

* «Газпром нефть» и Shell на паритетных началах участвуют в двух совместных предприятиях в сфере разведки и добычи: «Салым Петролеум Девелопмент» и «Ханты-Мансийский нефтегазовый союз». СПД с 2003 года занимается освоением Салымской группы нефтяных месторождений (суммарные извлекаемые запасы – 140 млн тонн) в ХМАО. На базе СПД идет работа над реализацией уникального для России пилотного проекта повышения нефтеотдачи путем закачки в пласт трехкомпонентной смеси (АСП), позволяющий извлекать из недр дополнительно до 30% нефти. ХМНС, СП созданное в 2013 году, занимается геологическим изучением и оценкой несланцевых нефтяных месторождений в Западной Сибири. Кроме того, «Газпром нефть» и Shell сотрудничают в сфере поставок бункерного топлива.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И IBM РАСШИРЯЮТ СОТРУДНИЧЕСТВО В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОННОЙ РАЗРАБОТКИ АКТИВОВ

«Газпром нефть» и концерн IBM в рамках Петербургского международного экономического форума подписали дополнение к меморандуму о взаимодействии в области применения информационных технологий для разведки и добычи нефти. Цель соглашения – создание условий для дальнейшего сотрудничества в области компьютерных технологий, применяемых при добыче углеводородов и управлении активами.

Меморандум о взаимопонимании, подписанный «Газпром нефтью» и IBM в июне 2016 года, регламентирует сотрудничество компаний в рамках реализации проекта «Электронная разработка активов» Технологической стратегии «Газпром нефти». В частности, стороны координируют свою работу по созданию новых IT-инструментов и программного обеспечения для оптимизации процессов геологоразведки, проектирования, разработки и эксплуатации месторождений. При этом используются технологии когнитивного анализа данных, машинного обучения, высокопроизводительных вычислений.

В соответствии с дополнением к меморандуму стороны намерены определить потенциальную структуру стратегического партнерства в долгосрочной перспективе. К числу перспективных про-

ектов, которые представляют взаимный интерес и могут стать частью рамочного соглашения, стороны, в частности, относят создание инструментов оптимального управления заводнением, разработку методологий и алгоритмов автоматизированной интерпретации данных геофизических исследований скважин, применение «Интернета вещей» для охраны труда на предприятиях, разработку инновационных методов моделирования, аналитики и прогноза строительства в нефтегазовой индустрии, предсказание осложнений при бурении, разработку алгоритмов для повышения эффективности управления месторождением.

«Реализацию всех проектов Технологической стратегии „Газпром нефти“ мы считаем одним из фундаментальных факторов сохранения конкурентоспособности. IBM обладает более чем столетним опытом инновационной деятельности, и привлечение экспертизы одного из самых влиятельных участников рынка информационных технологий повысит эффективность работы „Газпром нефти“ с традиционными и трудноизвлекаемыми запасами», – сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.



На фото (слева направо): первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев и генеральный менеджер IBM по направлению химии и нефтехимии Джон Брантли

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И МФТИ ЗАКЛЮЧИЛИ СОГЛАШЕНИЕ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ

В рамках Петербургского международного экономического форума «Газпром нефть» и Московский физико-технический институт (МФТИ) заключили соглашение о сотрудничестве. Документ подписали первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев и ректор МФТИ Николай Кудрявцев. Цель сотрудничества – повышение эффективности освоения месторождений углеводородов за счет внедрения новых разработок и технологий в области нефтегазового инжиниринга, а также подготовка высококвалифицированных кадров, ориентированных на решение актуальных задач нефтегазовых компаний.

Одним из направлений сотрудничества станет совместное участие в инновационной деятельности. Решением актуальных задач нефтегазового инжиниринга займется исследовательско-внедренческое структурное подразделение МФТИ – Инжиниринговый центр по трудноизвлекаемым полезным ископаемым. «Газпром нефть», в свою очередь, будет оказывать вузу экспертную поддержку и предоставлять производственные площадки для полигонных испытаний разработанных инжиниринговым центром технологий.

Весной 2017 года в рамках крупного проекта по комплексному исследованию баженовской свиты «Газпром нефть», Инжиниринговый центр МФТИ (в статусе лидера проекта) и другие партнеры технологического консорциума завершили разработку

ряда новых технологий и подходов для промышленного освоения баженовской свиты. В том числе был создан уникальный IT-комплекс для оптимизации технологии многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в условиях нетрадиционных запасов. В 2017–2020 гг. Уже в 2017 году эксперты «Газпром нефти» и МФТИ будут совместно сопровождать проведение операций МГРП на скважинах проекта «Баженов».

«Газпром нефть» развивает успешное сотрудничество с МФТИ в рамках проекта по комплексному исследованию баженовской свиты. В составе технологического консорциума нам удалось разработать несколько новых технологий и подходов для промышленного освоения нетрадиционных запасов. Не сомневаюсь, что подписание соглашения о сотрудничестве не только придаст дополнительный импульс этому проекту, но и откроет новую главу в истории модернизации отечественной системы высшего профессионального образования, нацеленной на подготовку специалистов, востребованных бизнесом, обладающих знаниями, необходимыми для решения самых актуальных отраслевых задач», – сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.



Первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев
и ректор МФТИ Николай Кудрявцев

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» БУДЕТ РАЗВИВАТЬ ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СОВМЕСТНО СО «СКОЛТЕХОМ»

«Газпром нефть» заключила соглашение о сотрудничестве со «Сколковским институтом науки и технологий» («Сколтех»). Документ подписали первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев и ректор института Александр Кулешов в новой лаборатории Центра добычи углеводородов Сколтеха в Ренова Лаб. В церемонии подписания соглашения приняли участие заместитель председателя Правительства Российской Федерации Аркадий Дворкович, председатель Правления «Газпром нефти» Александр Дюнов и президент фонда «Сколково» Виктор Вексельберг. Подписанный договор направлен на формирование между компанией и научно-образовательным учреждением долгосрочных партнерских отношений, которые будут способствовать развитию перспективных проектов и выявлению новых возможностей в нефтегазовой сфере.

Стороны рассматривают возможность совместной работы по изучению перспектив применения когнитивных технологий для разведки и разработки нефтегазовых месторождений, в том числе в области бурения и заканчивания скважин. Кроме того, «Газпром нефть» и «Сколтех» заинтересованы в расширении исследований, связанных с прогнозным анализом больших объемов информации (big data) и развитием технологий сбора, хранения, моделирования и визуализации данных геолого-технологических процессов, а также процессов транспортировки и переработки нефти. В рамках партнерства стороны планируют заниматься организацией независимой экспертизы существующих технологических решений, разработкой и реализацией новых проектов, а также проводить научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР). Еще одно направление сотрудничества, оговоренное соглашением – обучение сотрудников, организация стажировок и обмен научно-технической информацией. «Изменение качества ресурсной базы – одна из главных тенденций, определяющих современные условия работы нефтегазовой отрасли. Разработка сложных запасов, освоение отдаленных труднодоступных регионов добычи требуют использования принципиально новых подходов, и важнейшую роль в повышении эффективности производственных процессов играют информационные технологии. Решить актуальную задачу создания отечественных технологий мирового уровня для нефтегазовой отрасли можно только в тесном сотрудни-

честве науки и бизнеса. Наше соглашение со „Сколтехом“ будет играть важную роль в реализации Технологической стратегии компании», – сказал первый заместитель генерального директора «Газпром нефти» Вадим Яковлев.

«Для нас очень важный и принципиальный момент заключается в том, что лаборатория, в которой мы сейчас находимся, становится частью всей экосистемы проекта „Сколково“. Как лаборатория „Сколтеха“ она будет открыта для образовательного процесса наших студентов. Тем самым у нас появятся молодые специалисты, которые будут обладать самыми передовыми, востребованными знаниями. В то же время благодаря „Газпром нефти“ эта площадка будет открыта также для партнерских отношений с крупными компаниями, нашими промышленными партнерами. Сегодняшнее соглашение станет для них хорошим примером. Я хотел бы выразить уверенность в том, что при участии „Сколтеха“ и Фонда „Сколково“ нам точно удастся открыть в ближайшее время новую страницу в разработке нефтяных запасов России. И мы останемся конкурентоспособными в очень непростой ситуации, которая сейчас складывается на международных рынках», – сказал Президент Фонда «Сколково» Виктор Вексельберг.

Справка

Сколковский институт науки и технологий – автономная некоммерческая образовательная организация высшего образования. «Сколтех» создан в 2011 году при поддержке Массачусетского технологического института. Модель института предусматривает тесную интеграцию технологического образования, исследовательской работы и предпринимательских навыков. Институт ведет обучение по программам магистратуры и PhD.

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАЗВИВАЕТ ТЕХНОЛОГИИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Специалисты Научно-технического центра «Газпром нефти» совместно с инжиниринговым центром МФТИ начали разработку алгоритмов, основанных на методах машинного обучения. Технология позволит повысить качество эксплуатационных данных, получаемых из скважин, а также выявлять новые закономерности. Внедрение разрабатываемых методов позволит вдвое сократить время оперативного анализа эксплуатационных данных, оперативно учитывать найденные новые закономерности при дальнейшей разработке месторождений, подбирать оптимальные методы разработки для увеличения добычи нефти, при этом сокращая затраты.

В процессе разработки месторождений решения о применении различных методов увеличения добычи принимаются на основе эксплуатационных данных, поступающих из скважин. Замерные эксплуатационные данные (дебит жидкости, нефти, обводненность продукции, значения забойного давления) поступают со всех скважин компании, кроме этого формируются месячные данные по добыче и данные техрежимов, также имеется информация о проведенных исследованиях и физических характеристиках пласта и добываемой жидкости и газа.

В то же время, качество этих данных не всегда позволяет провести полноценный анализ: может отсутствовать информация для определенных временных интервалов, некоторые измерения не всегда соответствуют физической модели или не согласовываются друг с другом. Присутствие в отчетах некорректных данных может быть вызвано как сбоем в работе замерного оборудования, так «человеческим фактором».

Определить ошибку силами специалистов компании не всегда возможно, а некорректная информация повлечет за собой неверные выводы о текущем состоянии скважин и месторождения в целом, вследствие чего могут быть приняты неверные решения по проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ). В большинстве случаев под ГТМ подразумеваются различные действия, позволяющие повысить добычу: гидроразрыв пласта, обработка пласта различными составами, приводящая к повышению добычи, бурение боковых стволов скважины, ремонтные работы и т.д. Разрабатываемые инструменты за счет использования методов машинного обучения, повысят скорость обработки и анализа больших объемов информации, которые поступают с месторождения. Кроме того, используемые инструменты машинного обучения позволят интегрировать разнородные данные, проанализировать каждый мегабайт имею-

щейся информации, что приведет к появлению новых выводов, способных вывести качество данных на новый уровень. Это, несомненно, повлияет на повышение эксплуатационных показателей. Применение методов Data Science (наука о данных) дает возможность обрабатывать огромные массивы данных (Big Data), выявлять новые закономерности и учитывать их в дальнейшем для построения прогнозов (машинное обучение и интегрированные физические модели), доопределять отсутствующие значения. В рамках проекта уже сформированы алгоритмы поиска некорректных значений и восстановления пропущенных данных, определения процессов взаимовлияния скважин друг на друга, а также классификация скважин по степени отклонениям текущей продуктивности от возможной для скважин, находящихся в схожих геологических условиях. В результате, применение новых алгоритмов может существенно повысить скорость и эффективность работы специалистов по разработке месторождений, снизить риски принятия неверных капиталоемких решений по разработке, вызванных «человеческим фактором», и уменьшить время простоя скважин, создав «интеллектуального помощника» для специалиста разработчика – того, кто никогда не спит, моментально считает и практически не ошибается.

«Цифровые технологии меняют подходы нефтяных компаний к выбору вариантов разработки и эксплуатации месторождений. Новейшие способы работы с информацией позволяют повысить эффективность использования собираемых на месторождениях данных, принимать более 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

Data Science — это комплексный подход для анализа больших объемов информации с применением методов машинного обучения. Технология имеет хорошие перспективы для применения в нефтегазовой отрасли. Это набор алгоритмов, который анализирует «сырые» промысловые данные, и на их основе «учится» классифицировать, выявлять скрытые взаимосвязи, которые не сможет обнаружить человек, а также извлекать из них новую полезную информацию.

В СКОЛКОВО СТАРТОВАЛ КОНКУРСНЫЙ ОТБОР ИННОВАЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ INNOVATION CHALLENGE»

В Сколково начался конкурсный отбор инновационных проектов «Газпром нефть Innovation Challenge». Организатором мероприятия выступает фонд «Сколково», а партнером – «Газпром нефть», которая предоставляет бизнес-требования для его проведения.

Основной целью конкурса является стимулирование исследований и разработок новых технологий по актуальным ИТ-направлениям для российских нефтегазовых компаний.

Участниками конкурса могут стать российские малые и средние инновационные компании, научные организации. Таким образом «Газпром нефть» и «Сколково» намерены более эффективно использовать потенциал сектора малого наукоемкого предпринимательства для развития продуктовых линеек крупных компаний и создания новых производств на базе инновационных технологий, в том числе не имеющих аналогов.

Конкурсный отбор проводится по пяти номинациям:

1. Носимые устройства в целях производственной безопасности;
2. Дополненная реальность для контроля работы оборудования;
3. 3D-навигация на производственных объектах;
4. Прогнозирование инфраструктурных сбоев;

5. Автоматическая обработка и маршрутизация email-обращений пользователей.

Для подбора лучших решений заявленных бизнес-требований выделяется пять грантов.

Константин Кравченко, начальник департамента ИТАТ «Газпром нефти»: «Одна из стратегических целей «Газпром нефти» – цифровое лидерство в нефтегазовой отрасли. Для этого наша компания уделяет большое внимание поиску, изучению и внедрению инноваций. Одним из способов решения этой задачи мы видим сотрудничество с институтами развития, партнерами и инновационной экосистемой в целом. Построение эффективных моделей такого сотрудничества является важным шагом для реализации цифровой трансформации в «Газпром нефти».

Конкурс «Газпром нефть Innovation Challenge», который проводится Фондом развития Центра разработки и коммерциализации новых технологий «Сколково», поможет нам расширить портфель научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области ИТ. При этом очень важно, что все проекты будут направлены на решение практических задач для бизнеса «Газпром нефти».



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» И СПБГУ ЗАКЛЮЧИЛИ СОГЛАШЕНИЕ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ КОМПАНИИ

Научно-технический центр «Газпром нефти» и Санкт-Петербургский государственный университет (СПбГУ) заключили соглашение о сотрудничестве для развития проектов Технологической стратегии компании и привлечения российских ученых из фундаментальных наук к решению задач нефтяной отрасли. В рамках взаимодействия будут создаваться новые алгоритмы и технологии для разработки месторождений, а также реализовываться обучающие программы для молодых специалистов и студентов.

Взаимодействие с СПбГУ планируется осуществлять по нескольким направлениям Технологической стратегии «Газпром нефти», таким как технологии геологоразведки и разработки месторождений, создание собственного программного обеспечения (Электронная разработка активов, «ЭРА»), технологии бурения скважин. Научно-исследовательские работы будут вестись с использованием Научного парка СПбГУ. Другое направление сотрудничества – моделирование процессов движения твердых частиц в скважинах, чтобы определять оптимальный режим их работы и избегать засорения.

Также в рамках соглашения о сотрудничестве совместно с одним из ресурсных центров Университета – РЦ «Методы анализа состава вещества» – будет осуществляться технологический проект «Геохимические технологии контроля выработки запасов». Он предполагает проведение комплексных исследований нефти методами химического анализа.

Для детального изучения потребностей и технологических вызовов, которые стоят перед компанией,

экспертов СПбГУ планируется привлекать к различным проектам в области геологоразведки и добычи, чтобы, изучив специфику отрасли, они могли предлагать и развивать новые технологические решения. В частности, совместно с представителями фундаментальных наук (физиками, химиками, математиками) будет сформирована «Лаборатория цифрового геологического моделирования» для проведения научно-исследовательских работ и создания нового программного обеспечения по более глубокому анализу геологической информации.

Директор дирекции по технологиям, генеральный директор Научно-технического центра «Газпром нефти» Марс Хасанов отметил: «Постоянное внедрение новых технологий – один из приоритетов нашей компании. Очевидно, что развитие отрасли связано с созданием новых программ для моделирования различных процессов. Используя цифровые решения, сегодня мы получаем возможность просчитывать десятки тысяч различных вариантов и находить оптимальные, что позволяет нам повышать эффективность и еще тщательнее работать с затратами. Однако внедрение инноваций невозможно без привлечения интеллектуального потенциала российских ученых, поэтому мы формируем партнерства с ведущими научными центрами нашей страны и крупнейшими российскими вузами, привлекаем их к изучению технологических вызовов, которые перед нами стоят, чтобы вместе находить новые решения».



Обзор на 360°

В Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» разрабатывается уникальная методика применения передовой технологии **анизотропной глубинной миграции ES360®** и **AVAz инверсии (Paradigm®)**. Новый подход позволяет максимально точно локализовать зоны неоднородности и получить ранее недостижимый объем геологической информации. Методика была опробована на нескольких месторождениях Компании.

Определение пространственного распределения структурных неоднородностей в пласте

Оптимальное расположение горизонтального ствола скважин относительно выявленных структурных неоднородностей

>5
млрд. ₽

оценочный эффект
от внедрения
методики*

Максимально детализированное
изображение для структурно-
тектонической модели

* оценка в масштабах Компании и совместных предприятий до 2025 года



УДК 550.832

© В.М. Теплоухов,
Д.О. Морозов, 2017

ПРОБЛЕМЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ОТЛОЖЕНИЯХ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ

PROBLEM PETROPHYSICAL MODELING AND INTERPRETATION OF OPEN HOLE LOGGING MEASUREMENTS IN SEDIMENTS WITH ABNORMALLY LOW RESERVOIR PROPERTIES

В.М. Теплоухов, к.г.-м.н., **Д.О. Морозов**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Teplouhov.VM@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: сложные карбонатные коллекторы, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), общая, открытая и эффективная пористость, геофизические исследования скважин (ГИС), водородосодержание, опорные пласты, петрофизические и интерпретационные модели пород

V.M. Teploukhov, D.O. Morozov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article discusses the complex problems associated with the determination of the open porosity of rocks with extremely low reservoir properties (for example, the Riphean Dolomites Krasnoyarsk Region) on core samples, and borehole geophysical information. At the same time, examines the impact on the reliability of the results of the so-called closed porosity of the examined sediments, particularly the interpretation of neutron method for the prediction of total porosity and the possibility of using electrical resistivity to estimate the effective capacity.

Keywords: complex carbonate reservoirs, reservoir properties, common, open and effective porosity, geophysical investigations of wells, neutron log, reference strata, petrophysical and interpretation models of rocks

ВВЕДЕНИЕ

В современной практике интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) погрешность определения коэффициента пористости (пустотности) на уровне $\pm 2\%$ абсолютных в сопоставлении с керновыми данными считается вполне приемлемой при условии, что средняя пористость рассматриваемого объекта превышает 10 %, и становится неприемлемой, если средняя пористость изучаемых отложений составляет всего 2–3 %.

Именно такую среднюю пустотность имеют рифейские продуктивные доломиты ряда месторождений Красноярского края, при изучении которых предъявляются особые требования к точности определения параметров по данным как анализа керна, так и ГИС.

ДОСТОВЕРНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПУСТОТНОСТИ РИФЕЙСКИХ ДОЛОМИТОВ ПО ДАННЫМ АНАЛИЗА КЕРНА

Отличительной особенностью рифейских доломитов является наличие закрытых пустот, пористость которых не определяется стандартными методами насыщения. Анализ имеющегося объема материалов, полученных при измерении общей емкости (около 300 образцов по 8 скважинам) в различных лабораториях, показывает наличие закрытой пустотности практически во всех образцах. При этом средняя закрытая емкость рифейских доломитов по всем охарактеризованным исследованиями скважинам составляет 0,54 % при достаточно ши-

роком диапазоне изменения по отдельным скважинам (0,09 до 1,02 %).

При детальном рассмотрении метода Мельчера как основного метода определения общей пористости (с учетом открытых и закрытых пор) обнаруживается вполне вероятная систематическая погрешность расчета закрытой пористости. В частности, при расчете общей пористости K_p образца широко используется выражение

$$K_p = \frac{(V_{обр} - V_{тв})}{V_{обр}} = 1 - \frac{\sigma_{обр}}{\sigma_{тв}}, \quad (1)$$

$V_{обр}$, $V_{тв}$ – объем соответственно образца и его твердой фазы (минеральных частиц); $\sigma_{обр}$, $\sigma_{тв}$ – соответственно объемная и минералогическая плотность образца [1–3]. Однако замена объемных характеристик образца на плотностные справедлива лишь при условии, что в закрытых порах находится воздух плотностью, близкой к нулю, а не пластовая вода (либо битуминизированные углеводороды), которая должна содержаться в закрытых порах по определению. Как показывают результаты расчетов, измерение закрытой пористости с применением формулы (1) занижает ее значение на 43,3 % при плотности флюида в закрытых порах рифейских доломитов Красноярского края 1,16 г/см³ (полученному значению 0,54 % в действительности соответствует закрытая пористость 0,95 %).

Таким образом, можно утверждать, что объем определений общей пустотности рифейских доломитов по керну ограничен, а результаты расчетов закрытой пористости в них не могут считаться достоверными. Следовательно, для однозначной оценки закрытой пористости рифейских отложений требуется выполнить комплекс исследований с соблюдением необходимых методических указаний.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЯЕМОЙ И АЛЬТЕРНАТИВНОЙ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИС

Рифейские отложения Красноярского края, представляющие интерес для геологов-нефтяников, сформировали сложный низкочастотный терригенно-карбонатный (кварцево-глинисто-доломитовый) коллектор, почти полностью преобразованный вторичными процессами, с относительно редкими кавернами (микрокавернами), сетью микротрещин, пронизывающих почти весь объем пород, макротрещинами и изо-

лированными порами, составляющими непроницаемую матрицу.

Применяемая в настоящее время методика оценки коэффициента пустотности рифейских доломитов по данным ГИС предполагает решение системы линейных уравнений

$$\begin{aligned} \Delta t &= \Delta t_{\text{дол}} \cdot V_{\text{дол}} + \Delta t_{\text{квц}} \cdot V_{\text{квц}} + \Delta t_{\text{гл}} \cdot V_{\text{гл}} + \Delta t_{\text{ж}} \cdot K_p; \\ \sigma &= \sigma_{\text{дол}} \cdot V_{\text{дол}} + \sigma_{\text{квц}} \cdot V_{\text{квц}} + \sigma_{\text{гл}} \cdot V_{\text{гл}} + \sigma_{\text{ж}} \cdot K_p; \\ W &= W_{\text{дол}} \cdot V_{\text{дол}} + W_{\text{квц}} \cdot V_{\text{квц}} + W_{\text{гл}} \cdot V_{\text{гл}} + K_p; \\ 1 &= V_{\text{дол}} + V_{\text{квц}} + V_{\text{гл}} + K_p, \end{aligned} \quad (2)$$

где Δt – интервальное время пробега упругой волны; V – объем образца; σ – плотность; W – водородный индекс; индексы дол, квц, гл, ж – соответственно относятся к доломиту, кварцу, глине, пластовой жидкости.

В системе (2) используются петрофизические константы минеральных компонентов модели, приведенные в таблице.

Компонент модели	Δt , мкс/м	σ , г/см ³	W
Доломит	140	2,87	0,02
Глина	310	2,41	0,37
Кварц	165	2,65	-0,04
Ангидрит	165	2,96	0
Фильтрат промысловой жидкости	580	0,91-1,26	1,00

Вместе с тем использование в системе уравнений (2) данных акустического метода без учета каверновой составляющей общей емкости может привести к искажению результатов, так как акустический метод не позволяет определить данный тип пустот.

ОБЩАЯ И ЭФФЕКТИВНАЯ ПОРИСТОСТИ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ МЕТОДИКИ, СУЩЕСТВЕННО МЕНЬШЕ ДАННЫХ ПАРАМЕТРОВ, ИСПОЛЗУЕМЫХ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ.

Кроме того, применение постоянных значений водородных индексов для доломита (0,02 %) и кварца (-0,04 %) в многомерной модели не соответствует физическим основам нейтронных методов. Фактически наблюдаемые водородные индексы (при моделировании на стендах) изменяются в широком диапазоне для разных типов аппаратуры нейтронного каротажа в зависимости от коэффициента пористости моделируемого минерального каркаса: для доломита – от 0,01 до 0,1 % и для кварца – от 0,025 до -0,1 % (рис. 1).

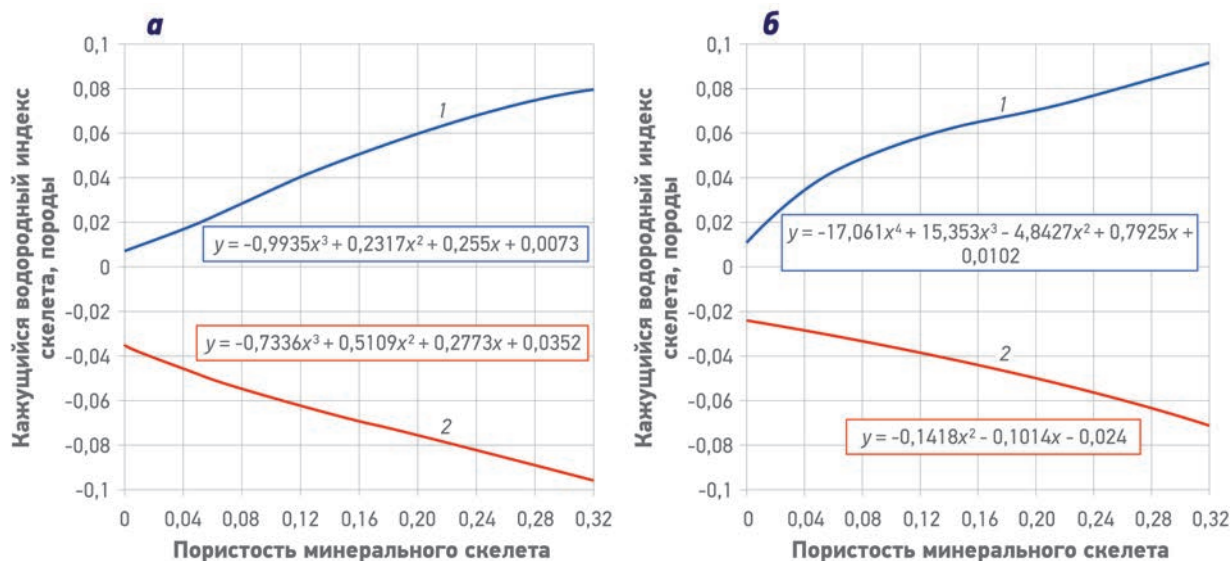


Рис. 1. Расчетные («кажущиеся») водородные индексы доломита (1) и кварца (2) для отечественных приборов НГК-60 (а) и 2ННКт (б)

Для устранения перечисленных рисков при расчете коэффициента пустотности рифейских доломитов предложена альтернативная методика, предусматривающая использование в петрофизической модели переменных водородных индексов для доломита и кварца в зависимости от пористости минерального каркаса породы и отказ от применения акустического метода при расчете результирующей пористости.

При этом необходимая оценка минерального состава пород выполнялась на основе полученных по керну закономерностей распределения основных породообразующих минералов.

– Расчет глинистости в зависимости от двойного разностного параметра гамма-каротажа $J_{ГК}$

$$K_{гл} = 0,433J_{ГК} + 0,567J_{ГК} \quad (3)$$

– Расчет содержания доломита в зависимости от глинистости

$$K_{дол} = 1,031 - 6,54309K_{гл} + 16,0045K_{гл}^2 - 14,266K_{гл}^3 + 3,08K_{гл}^4 \quad (4)$$

– Расчет содержания кварца в зависимости от содержания доломита

$$K_{кварц} = 0,2911 + 0,0534K_{дол} - 0,3323K_{дол}^2 \quad (5)$$

– Расчет содержания полевых шпатов в зависимости от содержания доломита

$$K_{пшпат} = 0,0773 - 0,0754K_{дол} \quad (6)$$

Следует уточнить, что зависимости (3)–(6) позволяют оценить объемное содержание минералогических компонентов относительно твердой фазы модели, и для перехода к породе необходимо учесть коэффициент пустотности.

На рис. 2 показаны результаты расчета минеральной модели через систему линейных уравнений и по статистическим ядерным зависимостям. Из него видно, что минеральная модель, рассчитанная по ядерным зависимостям, более достоверно отражает компонентный состав рифейских доломитов. В частности, практически во всех интервалах рифейских доломитов (как и в образцах керна) определяется кварцевый материал, в то время как в минеральной модели, полученной в результате решения системы уравнений, кварц отсутствует. Далее выполнялась оценка пористости по результатам акустического каротажа (использовалась в промежуточных расчетах переменных водородных индексов минералов в комплексе с результатами плотностного метода). При этом акустические свойства глины (так же, как и нейтронные) лучше всего отражают слюды, обладающие интервальным временем 176 мкс/м, а содержание кварца и полевых шпатов в рифейских доломитах практически не влияет на интервальное время в скелете. Пустотность по данным плотностного и нейтронного методов рассчитывалась

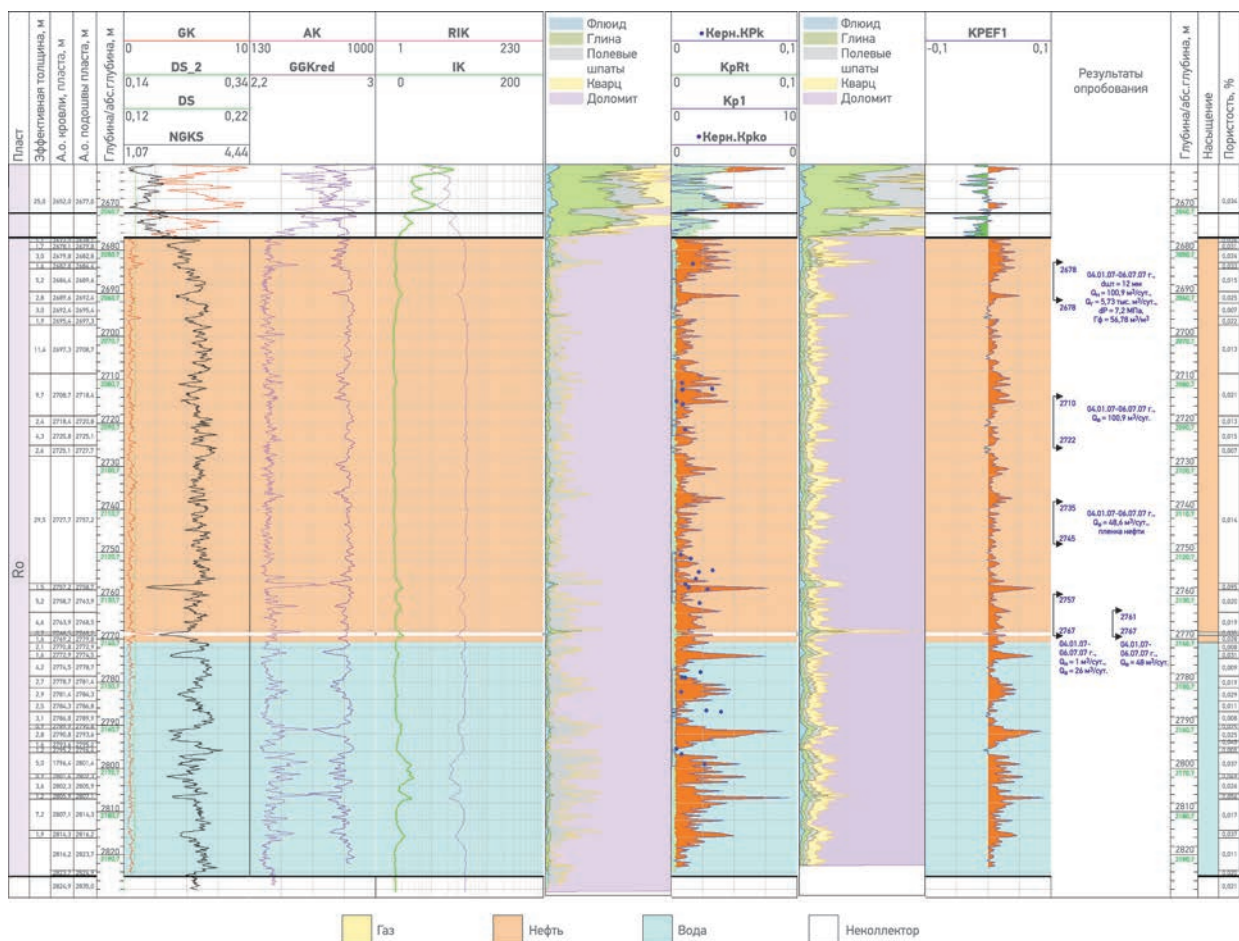


Рис. 2. Сопоставление минеральных моделей, полученных в результате решения системы линейных уравнений (левый трек) и по керновым зависимостям (правый трек)

с учетом полученной минеральной модели по стандартным формулам, с той разницей, что для нейтронного метода использовались переменные водородные индексы входящих компонентов. В качестве результирующей пустотности использовалось среднее значение, получаемое по данным плотностного и нейтронного методов.

НЕОБХОДИМОСТЬ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МЕТОДИКИ ОБРАБОТКИ ПОКАЗАНИЙ НЕЙТРОННЫХ МЕТОДОВ

Ключевая роль нейтронного каротажа при оценке пористости рифейских доломитов по данным ГИС обуславливает повышенные требования к достоверности его интерпретации. В подавляющем большинстве скважин водородосодержание горных пород с помощью нейтронных методов определяется по методике двух опорных пластов с известным водородосодержанием. При изучении отложений с достаточно высокой емкостью (более

10–15 %) к определению водородосодержания плотного опорного интервала не предъявляются особые требования. Средняя пустотность (и водородосодержание) рифейских доломитов соизмерима с пустотностью плотного опорного интервала, поэтому точность определения водородосодержания плотного опорного пласта непосредственно отражается на точности оценки водородосодержания пород продуктивного разреза.

В существующей практике водородосодержание плотного опорного интервала (интервала с максимальными показаниями нейтронного метода) принимается на уровне 1 % (существующие палетки настроены именно на это значение) или 2,3 % (конкретно для рифейских доломитов, исходя из условия, что 0,3 % – минимальная емкость пород в разрезе по керну, 2 % – справочное водородосодержание твердой фазы доломитов). В обоих случаях водородосодержание плотного опорного интервала в конкретной скважине никак не контролируется. Отсутствие достаточно обоснованных и формализованных алгоритмов

расчета водородосодержания плотных опорных пластов в зависимости от конкретных геолого-технических условий обусловило необходимость разработки таких алгоритмов и совершенствования всей процедуры обработки показаний нейтронных методов.

Для каждого типа прибора в соответствии с существующим палеточным материалом разработана следующая процедура определения водородосодержания:

- по выделенным в разрезе опорным интервалам рассчитывается кривая относительного параметра нейтронного метода;
- по данным акустического метода оценивается пористость и кажущееся водородосодержание плотного опорного интервала доломита в зависимости от его пористости (для всей кривой вводится поправка, учитывающая общее водородосодержание плотного интервала);
- рассчитывается поправка, учитывающая изменение диаметра скважины в интервале плотного опорного пласта (также вводится одно значение для всей кривой);
- рассчитывается поправка, учитывающая изменение диаметра скважины в конкретном интервале для приведения показаний к постоянному диаметру (вводится в конкретном интервале);
- рассчитывается водородосодержание глинистого опорного интервала в зависимости от его пористости, глинистости и среднего водородного индекса глин и на его основе

выполняется коррекция зависимости водородосодержания от относительного параметра нейтронного каротажа.

ПРОБЛЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ АНАЛИЗА КЕРНА И ГИС

Под эффективной пористостью рифейских доломитов Красноярского края понимают межблоковую или каверново-трещинную составляющую пустотности, т.е. объем связанных пустот, участвующих в фильтрации и способных содержать углеводороды.

Для расчета эффективной пористости при подсчете запасов из общей пустотности, определяемой по результатам ГИС, вычитается так называемая блоковая пористость (пористость непроницаемой матрицы, заполненной связанной водой). Величина последней обосновывается по данным анализа керна (средняя величина общей пористости всех образцов проницаемостью менее $0,001 \text{ мкм}^2$). Такой подход вполне оправдан для оценки суммарных запасов объекта, но нивелирует выделение интервалов с максимальной эффективной емкостью в разрезе конкретной скважины, так как блоковая пористость при среднем значении 1 % изменяется в достаточно широких пределах (0,35–6,6 %).

В существующей практике для оценки величины блоковой пористости нередко ис-

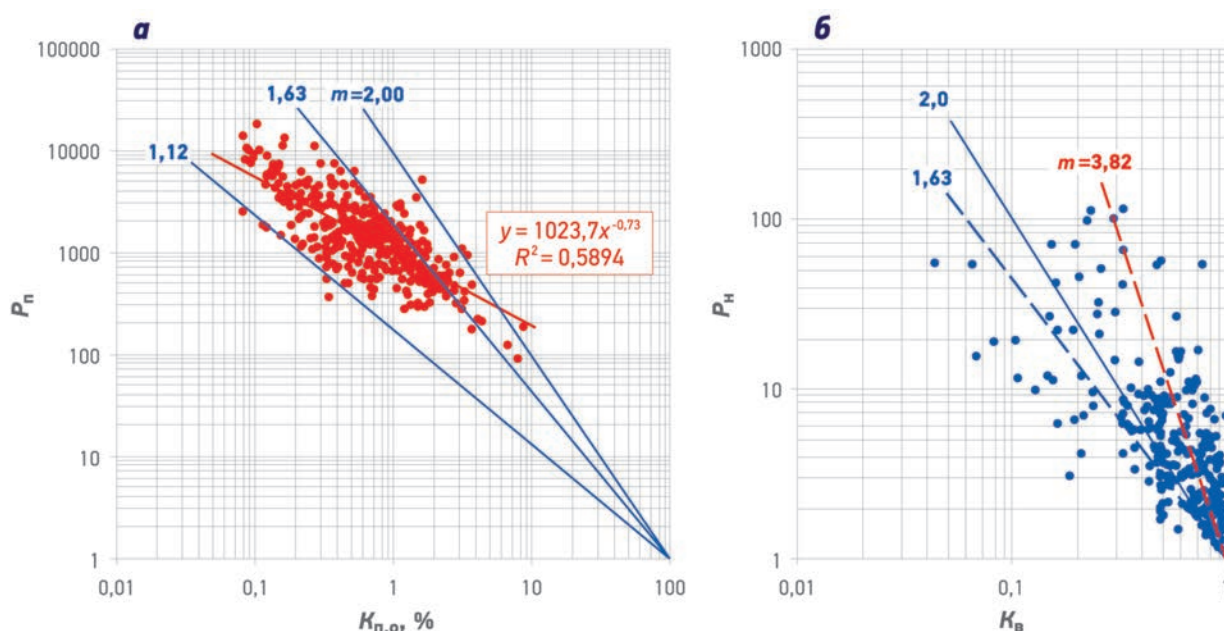


Рис. 3. Полученные по данным анализа керна зависимости параметра пористости P_n от открытой пористости $K_{п.о}$ (а) и параметра насыщения P_n от водонасыщенности K_b (б) для рифейских доломитов (m – коэффициент цементации)

пользуются методы электрического сопротивления [4, 5]. В то же время применение для этой цели стандартных зависимостей $P_n - K_n$ (P_n – параметр пористости) в отложениях со сложной структурой порового пространства может приводить к значительным погрешностям.

Сопоставление полученных по данным анализа керна зависимостей $P_n - K_n$ и $P_n - K_v$ (P_n – параметр насыщения; K_v – водонасыщенность) с уравнением Арчи показывает (рис. 3), что структура порового пространства, участвующего в электрической проводимости, при полном и частичном водонасыщении существенно различается. Так, при полном водонасыщении при низкой пористости микротрещины, заполненные водой, значительно упрощают структуру пор (коэффициент цементации меньше 2). При частичном насыщении микротрещины фактически не участвуют в электрической проводимости (не содержат воды), что приводит к усложнению структуры токопроводящих каналов (показатель насыщения – аналог показателя цементации при полном водонасыщении – для большинства точек составляет более 2). Следовательно, для микротрещиноватых пород использование стандартных кривых зависимостей неприемлемо. В частности, некорректно применять кривую зависимость $P_n - K_n$ для оценки блоковой пористости по удельному электрическому сопротивлению (УЭС).

В альтернативном подходе предлагается блоковую пористость $K_{n,бл}$ определять в каждом интервале по УЭС с использованием уравнения М.М. Элланского [6]

$$K_{n,бл}(p_n) = \left[\left(\frac{\rho_v}{\rho_n} \right) \left(\frac{\rho_{v,о}}{\rho_v} \right)^{K_{v,о}/K_v} \right]^{\frac{1}{m}}, \quad (7)$$

где ρ_n , ρ_v , $\rho_{v,о}$ – УЭС соответственно породы, свободной и связанной пластовой воды; K_v , $K_{v,о}$ – коэффициент соответственно общей и остаточной водонасыщенности; m – коэффициент цементации. Поскольку в продуктивной части месторождения вся вода является остаточной, отношение $K_{v,о}$ к K_v будет равно или приблизительно равно единице. Обоснование величины коэффициента цементации можно выполнить несколькими способами, например, рассчитать по точкам на зависимости $P_n - K_v$, в которой для исключения влияния гидрофобности игнорировать точки с показателем насыщения более 3. Для данных центрифугирования $m = 1,63$. Второй вариант расчета – исключение из зависимости $P_n - K_n$ явно трещиноватых образцов (пористостью менее 1 %). В этом случае по выборке из 155 образцов среднее значение коэффициента цементации также составляет 1,63.

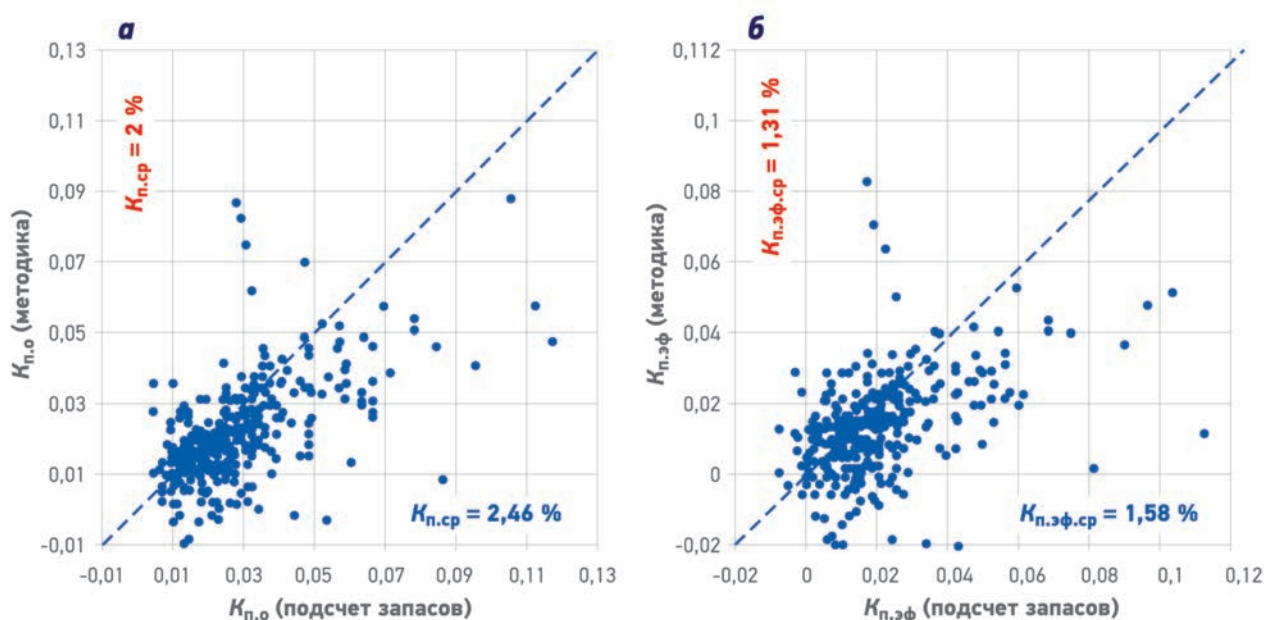


Рис. 4. Сопоставление коэффициентов открытой $K_{n,о}$ (а) и эффективной $K_{n,эф}$ (б) пористости из подсчета запасов с полученными в результате применения альтернативной методики

Не исключая некоторой субъективности в приведенных выше подходах, следует отметить, что более достоверная оценка коэффициента цементации возможна лишь при измерениях УЭС и водонасыщенности на образцах керна, отобранных по специальной технологии с применением безводных промывочных жидкостей.

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ И АЛЬТЕРНАТИВНОЙ МЕТОДИК ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ

Сопоставление коэффициентов открытой $K_{п.о}$ и эффективной $K_{п.эф}$ пористости, полученных в результате применения альтернативной методики, с $K_{п.о}$ и $K_{п.эф}$, использованными при подсчете запасов в 2014 г., выполнено по материалам 14 скважин (общая продуктивная толщина составила 1023 м).

Результаты сопоставления (рис. 4) показывают, что пустотность, рассчитанная по альтернативной методике, меньше принятой в подсчете запасов на 0,46 % абсолютных (18,5 % относительных), эффективная емкость, собственно содержащая запасы углеводородов, меньше на 0,27 % абсолютных (17,2 % относительных).

Такое расхождение можно считать значимым. Если принять во внимание существо-

вание проблемы достоверности измерения закрытой пористости, то оценка эффективной емкости может быть еще более пессимистичной.

ВЫВОДЫ

1. Повышение достоверности измерения емкости по данным анализа керна требует учета закрытой пустотности с помощью корректного применения метода Мельчера.
2. Повышение достоверности определения пустотности по результатам ГИС невозможно без совершенствования методики обработки и интерпретации данных нейтронного каротажа.
3. Отказ от необходимости решения системы линейных уравнений (2) позволил использовать при расчете емкости пород переменные водородные индексы для доломита и кварца, а также исключить данные акустического каротажа из расчета результирующей пустотности.
4. Повышение интервальной дифференциации разреза по эффективной пористости возможно при совершенствовании применения методов электрометрии.
5. Общая и эффективная пористости, полученные при применении альтернативной методики, существенно меньше данных параметров, используемых при подсчете запасов.

Список литературы

1. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
2. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
3. Сборник лабораторных работ по курсу «Физика пласта». Ч. 1/В.В. Бондаренко, Н.Н. Михайлов, А.Г. Молчанова, Т.Г. Фаненко. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – 51 с.
4. Нечай А.М. Вопросы количественной оценки вторичной пористости трещиноватых коллекторов нефти и газа//Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 38. – С. 201–213.
5. Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики/ Г.М. Золоева, Н.В. Форманова, Н.В. Царева [и др.]. – М.: Недра, 1977. – 176 с.
6. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 228 с.

Reference

1. Kotyakhov F.I., *Fizika neftyanykh i gazovykh kolektorov* (Physics of oil and gas reservoirs), Moscow: Nedra Publ., 1977, 287 p.
2. Gimatulinov Sh.K., *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* (Physics of the oil and gas reservoir), Moscow: Nedra Publ., 1971, 312 p.
3. Bondarenko V.V., Mikhaylov N.N., Molchanova A.G., Fanenko T.G., *Sbornik laboratornykh rabot po kursu "Fizika plasta"* (Collection of laboratory works for the course "Physics of the reservoir"), Part 1, Moscow: Publ. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2009.
4. *Issues of quantitative assessment of the secondary porosity of fractured oil and gas reservoirs* (In Russ.), *Prikladnaya geofizika*, 1964, V. 38, pp. 201–213.
5. Zoloeva G.M., Formanova N.V., Tsareva N.V. et al., *Izuchenie karbonatnykh kolektorov metodami promyslovoy geofiziki* (The study of carbonate reservoirs by the methods of field geophysics), Moscow: Nedra Publ., 1977, 176 p.
6. Ellanskiy M.M., *Petrofizicheskie osnovy kompleksnoy interpretatsii dannykh geofizicheskikh issledovaniy skvazhin* (Petrophysical fundamentals of complex interpretation of well logging data), Moscow: Publ. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2001.

ПРИМЕРЫ РЕТРОСПЕКТИВНОЙ ОЦЕНКИ ТОЧНОСТИ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КОМПАНИИ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

RETROSPECTIVE ASSESSMENT OF THE STRUCTURAL MODELS ACCURACY.
CASE STUDY IN THE FIELDS OF GAZPROM NEFT

УДК 550.834.017

© А.В. Екименко,
2017

А.В. Екименко

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Ekimenko.AV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: сейсмическая интерпретация, ретроспективная оценка, точность построений

A.V. Ekimenko

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Keywords: seismic interpretation, retrospective estimation, the accuracy of the model

The paper presents existing approaches of the structural models buildings and the accuracy assessing of the maps. The importance of the correct building of structural maps for the oil fields was shown. The retrospective accuracy assessing was done for three fields. It is shown that some values of accuracy given in the specification may not reflect the actual error of seismic models. The accuracy is confirmed with the formal assessments provided in the report in drilling in a region uniformly covered by the control wells. However, the error can increase considerably in drilling in the "external" parts. The error estimation, carried out considering the date of well-drilling, displays an insignificant modification of it's value with the time. The obtained results can be used in the risk assessments of drilling new wells, as specified in the work fields and deposits of analogues.

ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных этапов интерпретации сейсмических данных как на этапе поиска и разведки месторождений, так и на этапе их эксплуатации является структурная интерпретация – определение морфологии отражающих границ. Большинство разрабатываемых месторождений ПАО «Газпром нефть» приурочены к антиклинальным структурам осадочного чехла. Это касается месторождений, связанных как с выдержанными по площади пластами морского генезиса (например, пласт Ю₁ месторождений Западной Сибири), так и резко изменчивыми по латерали пластами склоновых или континентальных фаций (ачимовская толща, континентальные отложения средней юры). Для всех перечисленных объектов одним из основных критериев формирования ловушки нефти является наличие поднятий, что обуславливает важность структурной интерпретации, выбора наиболее корректной скоростной модели и оценки точности результативных карт.

ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНОГО ПЛАНА НА ПЛОЩАДЬ НЕФТЕНОСНОСТИ

Важно отметить специфику, присущую структурным построениям на разрабатываемых месторождениях. Такие месторождения

характеризуются значительно бóльшим количеством скважинной информации, чем месторождения на стадии разведки. На стадии разведки геофизик-интерпретатор имеет информацию по десяткам скважин, в то время как базы данных сейсмических проектов по оперативной интерпретации в ходе разработки месторождения насчитывают сотни, а иногда и тысячи скважин, формирующих структурную модель. При такой высокой изученности бурением важность корректных структурных построений не снижается. Если при бурении разведочной скважины фиксируется расхождение прогнозной и фактической отметок кровли пласта, то, как правило, коррекция структурной карты не приводит к существенному изменению геометрии структуры (происходит лишь сдвиг вверх или вниз всей локальной структуры). Однако если появляются ошибки при бурении эксплуатационных скважин, то изменения структурного плана изменяют геометрию залежи (площадь нефтеносности и объем запасов). На рис. 1 приведен пример, когда бурение новых скважин позволяет обнаруживать систематическую ошибку в определении кровли пласта. Так, разбуривание одной из залежей пласта Ю₁ Вынгапуровского месторождения пока-

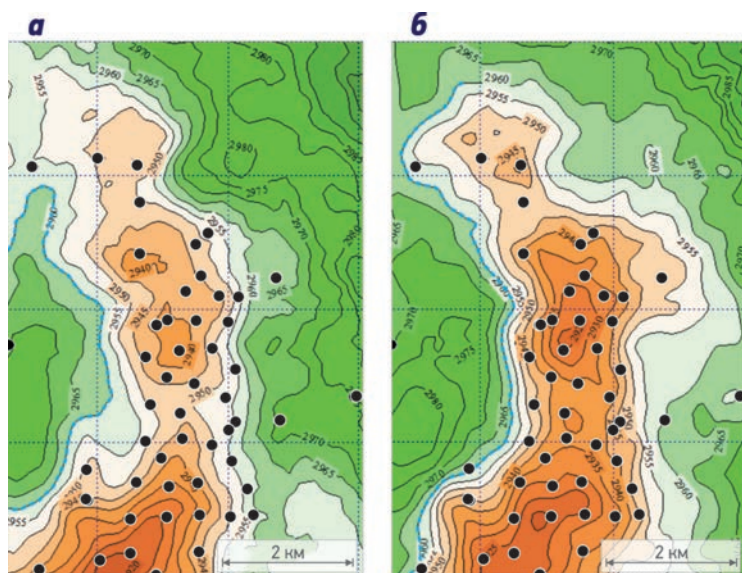


Рис. 1. Структурная карта залежи пласта Ю₁ Вынгапуровского месторождения, построенная по материалам сейсморазведки 3D до разбуривания (а) и после бурения эксплуатационных скважин (б) (синей линией показано положение ВНК)

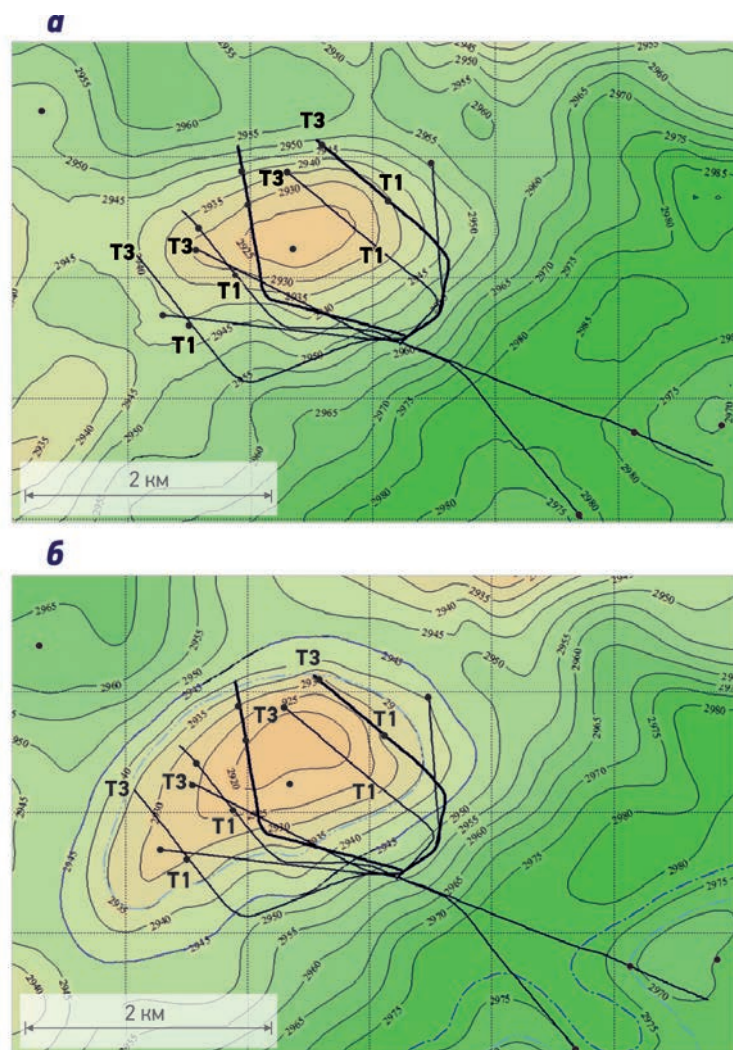


Рис. 2. Структурная карта залежи пласта Ю₁ Новогоднего месторождения, построенная по материалам сейсморазведки 3D до разбуривания (а) и после бурения эксплуатационных скважин (б)

зывает падение отметок кровли пласта по сравнению с прогнозными значениями в западной части залежи. Это хорошо видно по смещению положения водонефтяного контакта (ВНК). Вследствие этого западный борт залежи оказывается глубже, в результате сокращается площадь нефтеносности. Отмечаются случаи, когда площадь нефтеносности увеличивается (рис. 2). Залежь пласта Ю₁ Новогоднего месторождения разрабатывается горизонтальными скважинами (показаны черными линиями). Результаты бурения показывают, что в точках Т1 (т.е. в начале траектории) ошибки невелики, а в конце траектории ошибка может достигать 10 м. В данном случае скважина должна была вскрыть кровлю пласта и выйти в аргиллиты баженовской свиты. Однако по материалам мониторинга в процессе бурения признаки баженовской свиты не фиксируются. Происходят воздымание северного борта локального поднятия и увеличение площади нефтеносности. Такая ситуация выгодно отличается от первого примера тем, что запасы нефти изменились в большую сторону. Тем не менее в обоих случаях сейсмическая модель недостаточно хорошо описывает геологический разрез. Многочисленные факторы, влияющие на качество принятой скоростной модели и точность прогнозных структурных карт, можно разделить на две группы:

- обусловленные сейсмогеологической характеристикой участка работ (изменения скоростей, связанные с наличием в разрезе соляных куполов или рифовых построек, невыразительное проявление в волновом поле из-за слабого контраста упругих свойств, сложное строение верхней части разреза);
- технические (методика сейсмических измерений, техногенные помехи, включающие развитую инфраструктуру месторождения, погрешности измерений геологических параметров по данным бурения).

В ходе обработки и интерпретации сейсмических данных задача геофизика заключается в максимально возможном учете искажающих факторов и использовании наиболее эффективных методик построения адекватной скоростной модели среды.

ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК СОЗДАНИЯ СКОРОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ

Глубинно-скоростные модели (ГСМ) и структурные поверхности можно построить с использованием следующих методик, основанных на результатах анализа;

- изохронных поверхностей и отбивок геологических пластов (использование карт сред-

них скоростей, карт пластовых скоростей, регрессионных зависимостей время – глубина); – скоростей, измеренных в скважинах методами акустического каротажа (АК), вертикального сейсмического профилирования (ВСП);

– сейсмических скоростей (скоростей суммирования, интервальных скоростей ГСМ миграции);

– амплитуд отраженных волн (инверсия куба данных, полноволновая инверсия сейсмограмм).

Приведенные методики следуют по порядку их популярности при выполнении сейсмических отчетов. Наиболее часто используются регрессионные зависимости время – глубина и карты средних скоростей из-за их простоты и удобства. Широко распространены модели интервальных скоростей, полученных по данным АК, скорректированные в результате петроупругого моделирования. Привлечение данных ВСП часто ограничено использованием вертикального годографа и малым числом скважин, исследованных таким способом.

Методики, основанные на анализе скоростей, измеренных по сейсмограммам общей глубинной точки (ОГТ), используются редко.

Даже при сильной дифференциации скоростей по латерали (например, искажении данных под влиянием газовых залежей) чаще применяются методики, основанные на анализе изохрон и интервальных времен, чем ГСМ, построенные по сейсмическим данным. Методики создания скоростных моделей по результатам инверсии сейсмических данных имеют незначительное распространение. Выбор того или иного способа перевода время – глубина осуществляется на основании анализа погрешностей каждой из этих методик.

Месторождения на этапе разработки характеризуются очень большим объемом скважинной информации, которая позволяет выполнить объективный анализ точности методик и оценить целесообразность их применения в разных сейсмогеологических условиях.

Оценка точности структурных построений является неотъемлемой частью кинематической интерпретации сейсмических данных. Соответствующая глава отчетов всегда подготавливается согласно инструкциям [1, 2]. При этом следует отметить, что со времени написания указанных документов прошло более 30 лет, и в связи с развитием технологий проведения полевых сейсморазведочных работ и обработки данных использование разработанных ранее инструкций затруднительно. Расчет погрешности глубин в соответствии с инструкцией [2] мог быть выполнен по формуле

$$(\sigma_H^2)_r \approx \frac{1}{4} (v^2 \cdot \sigma_t^2 + t^2 \cdot \sigma_v^2)_r,$$

где r – номер горизонта ($r = 1, 2, 3, \dots$); v – среднее по площади или профилю значение скорости в толще, покрывающей r -й горизонт; σ_v^2 ,

σ_t^2 – дисперсия соответственно средних скоростей и времени для горизонта r ,

t – среднее по площади или профилю значение двойного времени отраженной волны.

В современных сейсмических отчетах наибольшую неоднозначность вызывает определение значений σ_v^2 и σ_t^2 . Эти величины в соответствии с инструкциями можно определить на пересечениях профилей (т.е. по нескольким независимым измерениям). Месторождения в стадии разработки, как правило, покрыты сейсмической съемкой 3D, что не позволяет выполнить независимую оценку времени и скоростей в одной точке. Анализ имеющихся в распоряжении автора сейсмических отчетов показывает, что неоднозначность в определении параметров дисперсии ошибок времен и скоростей устраняется разными способами. Например, дисперсии погрешностей времен задаются равными либо шагу дискретизации, либо величине периода отраженной волны. Дисперсии ошибок скоростей в основном задаются экспертно. Такие подходы не позволяют корректно оценить погрешности структурных карт.

ФОРМАЛЬНЫЕ ОЦЕНКИ ТОЧНОСТИ, ПРОВОДИМЫЕ В СООТВЕТСТВИИ С ТЕХНИЧЕСКИМИ ТРЕБОВАНИЯМИ, МОГУТ НЕ ОТРАЖАТЬ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПОСТРОЕНИЙ

Более адекватной является оценка невязок между прогнозными структурными картами, построенными в рамках принятой модели (например, модель средней скорости или модель линейной регрессии) и фактическими значениями глубин в скважинах [3]. Имея достаточное число скважин, можно выполнить разбиение на обучающую и контрольную выборки разными способами и проводить верификацию принятых моделей по методике кроссвалидации (с использованием разных ее модификаций).

Как правило, при работе с материалами по разрабатываемому месторождению скважинной информации более чем достаточно, в то время как на этапе геолого-разведочных работ ее значительно меньше. В этом случае наиболее точные оценки погрешности построений могут быть получены только по результатам бурения новых скважин, т.е. ретроспективно.

Месторождение	Качество материала	Исходные данные для построения ГСМ	Погрешность (по отчету), м, по ОГ		
			нижнему	среднему	верхнему
Карамовское	Хорошее	Регрессии по всем ОГ	8,4	10,4	6,1
Средне-Итурское	Плохое	Регрессии по всем ОГ	10,8	11,2	6,1
Спорышевское	Удовлетворительное	Средние скорости по опорным ОГ	6,1	5,0	4
Новогоднее	Хорошее	Средние скорости по опорным ОГ	7,1	-	3,1
Вынгапуровское	Хорошее	Средние скорости и регрессия	12,3	9,7	10,0
Ярайнерское	Хорошее	Регрессия по всем ОГ	18,5	11,5	6,0
Чатылгинское	Хорошее	Многомерная регрессия	9,2	9,1	7,4

Примечание. ОГ – отражающий горизонт.

ОЦЕНКИ ТОЧНОСТИ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМИЧЕСКИХ ОТЧЕТОВ

По месторождениям ОАО «Ноябрьскнефтегаз» был выполнен обзор отчетных материалов с целью анализа методик построения структурных карт, уровней точности на момент интерпретации сейсмических данных. Результаты работ приведены в таблице. Погрешность дана для трех интервалов: верхний ОГ – это уровень березовской свиты, средний ОГ – кровля клиноформного комплекса, нижний ОГ – кровля верхней юры. Дополнительно приведена колонка с качеством материала. Это субъективная оценка, которая складывается из зашумленности волнового поля, сложности трассирования горизонтов и связи времен прихода волн с глубинами, определенными по скважинам. Анализ данных таблицы позволяет сформировать мнение о возможностях сейсморазведки для прогноза глубин в данном регионе. Однако следует отметить, что для некоторых месторождений результаты несколько противоречивы. Так, Вынгапуровское месторождение, по которому имеется материал хорошего качества, позволяющий решать геологические задачи, характеризуется погрешностью 12 м, в то время как погреш-

ность по Спорышевскому месторождению, где материал значительно худшего качества, равна 6 м.

Сейсмические отчеты по указанным месторождениям выполнены в период с 2003 по 2010 г. После сдачи отчетов был проведен большой объем как разведочного, так и эксплуатационного бурения, который позволяет осуществить ретроспективный анализ точности структурных построений, показывающий насколько хорошо подтверждаются прогнозные структурные карты результатами последующего бурения.

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ТОЧНОСТИ СТРУКТУРНЫХ ПОСТРОЕНИЙ

В данной статье приводится несколько примеров выполнения такого анализа.

1. Анализ данных по пласту Ю₁ Новогоднего месторождения (рис. 3, а).

Их рис. 3, а видно, что основной объем бурения выполнен после сейсмического отчета. Всего на пласт Ю₁ Новогоднего месторождения пробурено 182 скважины. Сопоставление прогнозной структурной карты по кровле пласта с результатами бурения (рис. 4) показывает, что основное число скважин укладывается в диапазон невязок от -10 до 10 м. Это соответствует точности, приведенной в сейсмическом отчете (см. таблицу).

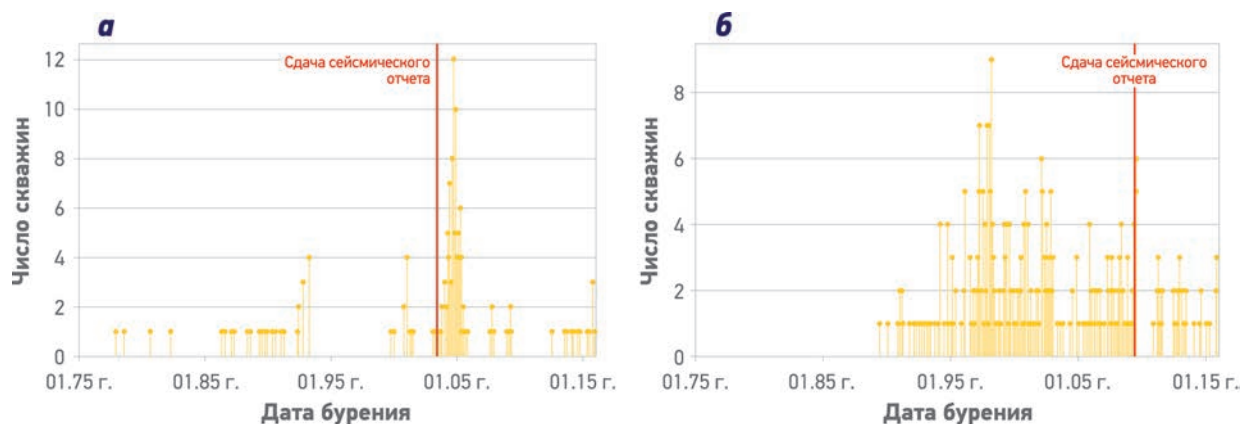


Рис. 3. Динамика бурения скважин на Новогоднем (а) и Средне-Итурском (б) месторождениях

Однако есть группа скважин, где погрешность возрастает до 20–30 м. Если локализовать данные точки на карте, то становится понятно, что это участки за пределами зоны, изученной опорными скважинами.

Таким образом, высокая точность, совпадающая с оценками, приведенными в отчете, обеспечена в части месторождения, контролируемой сетью разведочных скважин. За пределами этой области погрешность может сильно возрастать, превышая прогнозные оценки в 2 раза.

2. Анализ данных по пласту БС¹₈ Средне-Иркутского месторождения также является очень показательным для демонстрации

важности структурной интерпретации. Залежь пласта БС¹₈ (см. рис. 3, б) разбурена практически полностью еще до выполнения сейсморазведки 3D. После сейсмического отчета пробурено менее 30 скважин. Гистограмма ошибок показывает небольшие невязки в диапазоне от -5 до 6 м (рис. 5), что укладывается в диапазон, который указан в отчетных материалах. Однако важно отметить, что на Новогоднем месторождении глубины изменяются от 3100 до 2800 м, и погрешности в 10–15 м не могут существенно изменить геометрию залежи. В то же время перепад глубин кровли пласта БС¹₈ значительно меньше (не превышает 70 м для всей

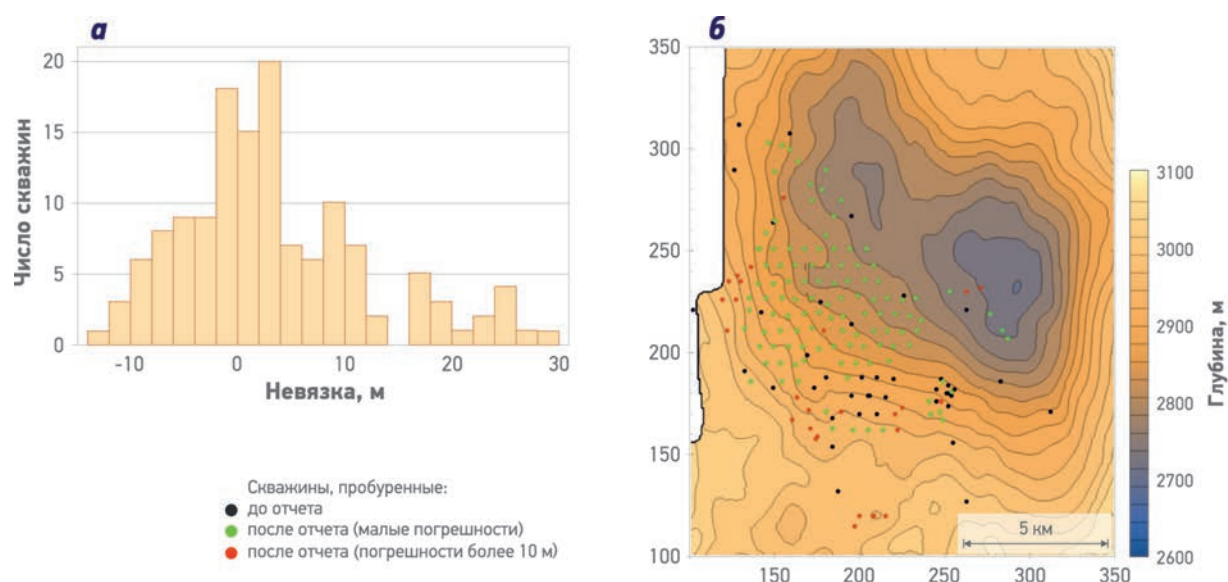


Рис. 4. Оценка невязок фактических отметок пласта Ю₁ и прогнозных глубин по сейсмическим данным для Новогоднего месторождения:
а – гистограмма невязок, б – структурная карта по кровле пласта Ю₁

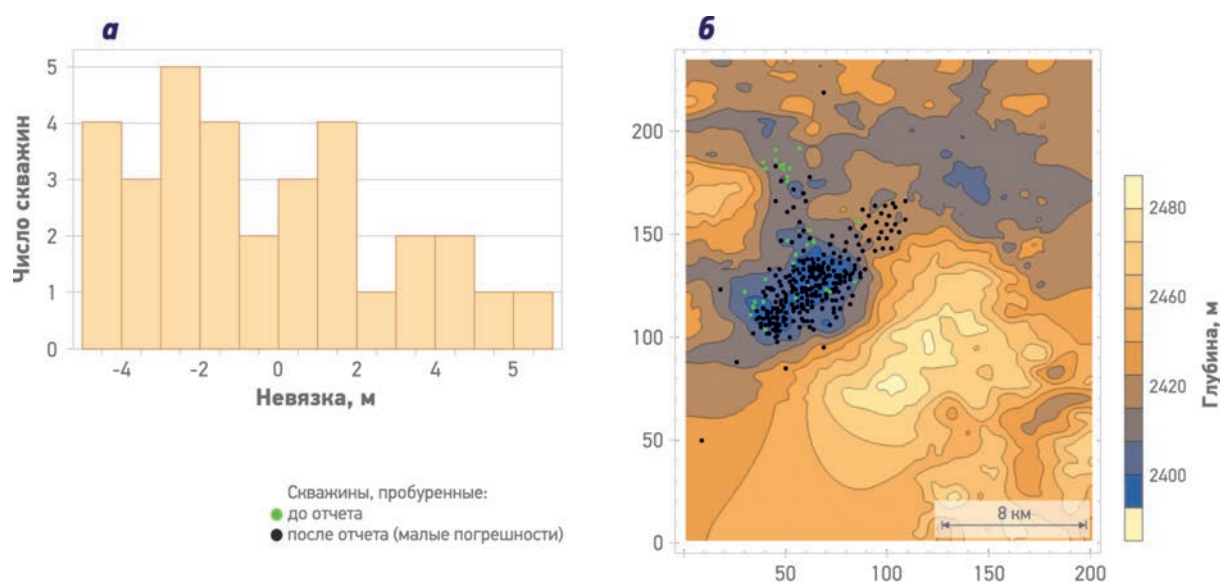


Рис. 5. Оценка невязок фактических отметок пласта БС¹₈ и прогнозных глубин по сейсмическим данным для Средне-Иркутского месторождения:
а – гистограмма невязок, б – структурная карта по кровле пласта БС¹₈

площади лицензионного участка), и погрешности даже в 5 м могут значительно изменить форму залежи. Следовательно, полученные погрешности, с одной стороны, не превысили прогнозируемого уровня, с другой стороны, как в данном случае, даже такие малые погрешности в абсолютном измерении могут привести к серьезным изменениям геологической модели.

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ПОГРЕШНОСТИ ПРОГНОЗА ГЛУБИН ПО МЕРЕ БУРЕНИЯ НОВЫХ СКВАЖИН

Имея в своем распоряжении большой фонд скважин, пробуренных после выполнения сейсмического отчета, можно оценить, как меняется средняя квадратическая ошибка с течением времени. На Вынгапуровском месторождении был проведен следующий эксперимент. Все скважины, вскрывшие пласт Ю₁, были разделены на две группы: пробуренные до сейсмического отчета и пробуренные по результатам сейсмических построений. Более чем за 5 лет с момента написания отчета пробурено более 100 скважин. На первом этапе структурная карта была откалибрована на скважины первой группы. Погрешность вычислена как среднее квадратическое значение (RMS) невязок этой структурной поверхности и отметок в скважинах второй группы и составила 10,1 м.

ПОЛУЧЕННЫЕ В ДАННОЙ РАБОТЕ ПОГРЕШНОСТИ МОЖНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ПРИ ОЦЕНКЕ РИСКОВ ПРИ БУРЕНИИ НОВЫХ СКВАЖИН КАК НА УКАЗАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, ТАК И НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ-АНАЛОГАХ

Для того, чтобы оценить, как вычисленная погрешность менялась в процессе бурения, и какое значение принимает среднее квадратическое значение невязки в разные моменты времени, многократно выполнялись следующие действия:

- выбор момента времени после написания отчета (дата бурения каждой новой скважины);
- калибровка структурной карты на скважины, пробуренные к этому моменту;
- вычисление невязки и ее RMS по еще не пробуренным (контрольным) скважинам.

Таким образом, в данном примере было проанализировано 90 скважин, т.е. приведенная последовательность действий повторена 90 раз. Перед реализацией таких расчетов было высказано предположение, что погрешность со

временем будет уменьшаться, поскольку каждая новая скважина позволяет лучше изучить месторождение. Такой результат был бы возможен при равномерном разбуривании месторождения, но в действительности этого не происходит.

Результаты интерпретации графика погрешности показывают, что RMS изменяется очень незначительно (**рис. 6, а**). Для представленных 90 последовательно пробуренных скважин значения на графике варьируются от 8,5 до 10,5 м. Кроме того, выделяются участки (отмечены стрелками), где погрешность изменяется резко. Для более детального анализа этих участков изучены схемы расположения скважин, графики невязки и ее RMS по каждой пробуренной скважине.

После бурения скв. 339ST4 погрешность резко уменьшилась. В процессе выполненных вычислений такая ситуация может возникать в двух случаях:

- если скважина позволяет существенно уточнить структурный план, в результате резко снижается погрешность в окружающих скважинах, пробуренных позднее (контрольных),
- если в самой скважине зафиксирована большая погрешность в определении глубин: в этом случае скважина не принимает участия в расчете RMS, которая вычисляется только по контрольным, пробуренным позднее, скважинам.

В данном случае была зафиксирована невязка, равная 60 м (**рис. 6, б**). Поэтому при исключении скв. 339ST4 из контрольной выборки общая погрешность уменьшилась. Причина невязки, вероятнее всего, носит технический характер (неправильный ввод данных инклинометрии или отбивки) и не связана со сложностью геологического строения или погрешностями сейсмической интерпретации. После бурения скв. 637 погрешность резко возрастает. Расхождение прогнозной и фактической отметок в данной скважине составило 20 м. Распределение такой ошибки интерполяцией существенно повлияло на окружающие скважины (точки зеленого цвета на **рис. 6, в**), что стало причиной роста среднего значения погрешности. Принимая во внимание тот факт, что до бурения скв. 637 невязка была меньше, следует предположить следующее:

- имеются погрешности в инклинометрии скважины, и глубина пласта устанавливается некорректно;
- времена прихода отраженной волны искажены (возможно влияние массивной газовой залежи пласта ПК₁).

При наличии возможности интерактивно анализировать распределение невязок в зависимости от того, какая скважина про-

бурена, можно выявить скважины, по которым данные существенно отклоняются от прогнозной модели. По этим скважинам должны быть проверены корректность стратиграфических отбивок и возможное искажение времен прихода волн. Описанные вычисления могут быть выполнены только при бурении большого числа скважин. В ситуации, когда проектный фонд существенно меньше пробуренного, ретроспективный анализ, на первый взгляд, не может дать новую информацию. Однако даже в этом случае выполнение такой работы позволит более тщательно провести переинтерпретацию сейсмических данных и, следовательно, заранее выявить скважины и участки месторождения, требующие проверки отбивок и наличия скоростных аномалий.

ВЫВОДЫ

1. Формальные оценки точности, проводимые в соответствии с техническими требованиями, могут не отражать действительной погрешности сейсмических построений;
2. При разбуривании областей, равномерно покрытых опорными скважинами, точность согласуется с оценками, приводимыми в отчетах, в то время как при разбуривании внешних участков погрешности могут значительно увеличиваться;
3. Полученные в данной работе погрешности можно использовать при оценке рисков при бурении новых скважин как на указанных месторождениях, так и на месторождениях-аналогах;
4. Оценка RMS, выполненная с учетом даты бурения скважин, показывает малое изменение этой величины со временем.
5. Резкое увеличение погрешности, вычисленной с учетом даты бурения, может быть предпосылкой для ревизии скважинных и сейсмических данных на участке бурения скважины.

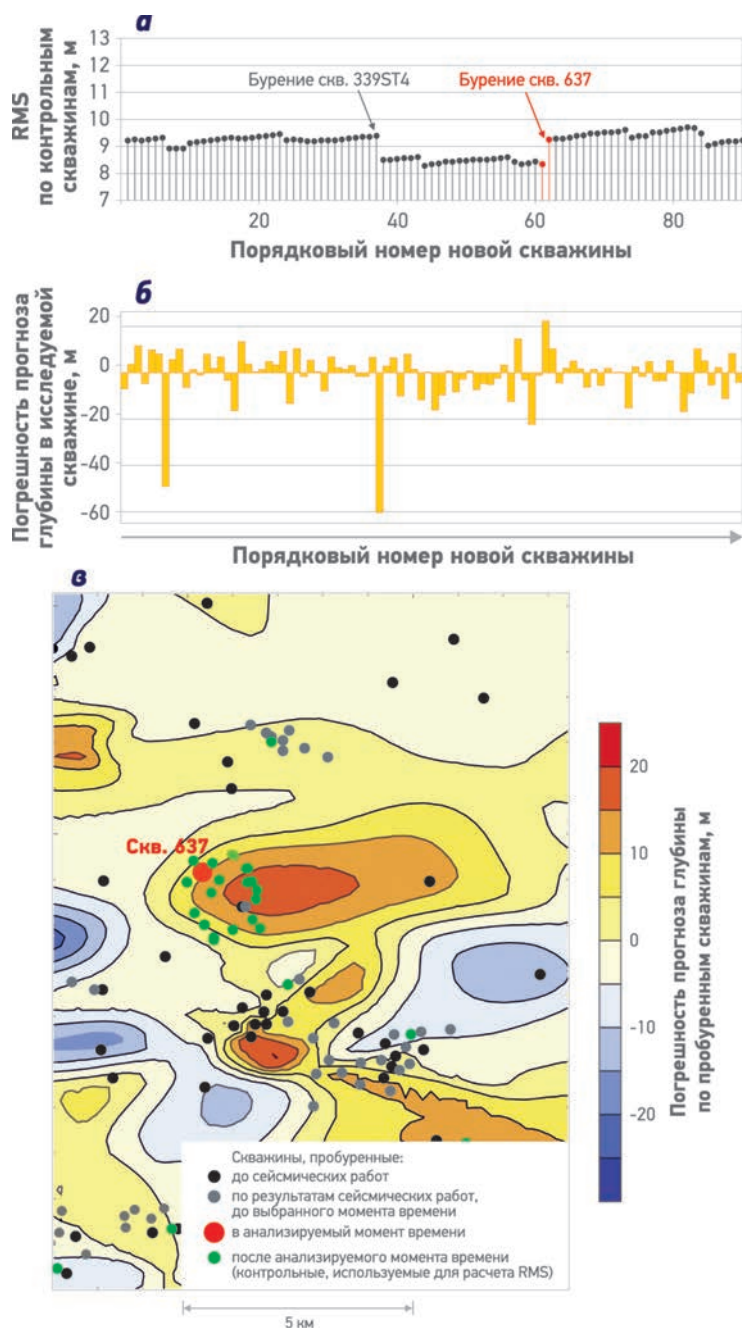


Рис. 6. Динамика RMS в процессе бурения новых скважин (а), график погрешности прогноза глубины скважин (б) и карта невязки, построенная по скважинам, пробуренным на выбранный момент времени (в)

Список литературы

1. Инструкция по сейсморазведке. – Л.: Министерство геологии СССР, 1985. – 80 с.
2. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). – М.: НЕФТЕГЕОФИЗИКА, 1984. – 40 с.
3. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа / В.Б. Левянт, Ю.П. Ампилов, В.М. Глоговский [и др.]. – М.: ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», 2006. – 40 с.

Reference

1. *Instruktsiya po seysmorazvedke* (Instruction on seismic prospecting), Leningrad: Publ. of Ministry of Geology of the USSR, 1985, 80 p.
2. *Instruktsiya po otsenke kachestva strukturnykh postroeniy i nadezhnosti vyavlennykh i podgotovlennykh ob'ektov po dannym seysmorazvedki MOV-OGT (pri rabotakh na nef't' i gaz)* (Instruction for assessing the quality of structural structures and reliability of identified and prepared objects based on seismic data of CDP seismic reflection method (for oil and gas works)), Moscow: Neftengeofizika Publ., 1984. – 40 p.
3. Leviant V.B., Ampilov Yu.P., Glogovskiy V.M. et al., *Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh seysmorazvedki (2D, 3D) dlya podscheta zapasov nef'ti i gaza* (Methodical recommendations on the use of seismic data (2D, 3D) for the calculation of oil and gas reserves), Moscow: Publ. of Central geophysical expedition, 2006, 40 p.

УДК 550.834.017

© М.В. Букатов,
С.В. Михайлова,
2017

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ ТАЗО-ХЕТСКОЙ ФАЦИАЛЬНОЙ ОБЛАСТИ

FEATURES OF THE UPPER JURASSIC SEDIMENTS IN THE TAZO-HETSKAYA FACIAL AREAS

М.В. Букатов, С.В. Михайлова

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронные адреса: Bukatov.MV@gazpromneft-ntc.ru, Mikhailova.SV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: верхнеюрские отложения, седиментация, литолого-фациальные области

M.V. Bukatov, S.V. Mikhailova

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

This work about structure of the upper Jurassic deposits in the Tazo-Hetskaya facial area. Regional features of the structure of the upper Jurassic reservoirs in stratigraphic and facies criteria were determined during the work. The analysis indicates a complex structure, and as a consequence of the high geological risk of the upper Jurassic sediments in the study area.

Keywords: upper Jurassic sediments, sedimentation, litho-facies region

ВВЕДЕНИЕ

Данные об открытых месторождениях Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) (рис. 1) свидетельствует о том, что находящиеся здесь отложения имеют достаточно высокий углеводородный потенциал и большой этаж нефтеносности. Как видно из рис. 1, основные перспективы рассмат-

риваемого региона связаны с верхнеюрским комплексом, имеющим сложное строение.

Строение и нефтегазоносность верхнеюрского комплекса Западно-Сибирского региона в целом и его восточного борта в частности в разное время интересовало многих ученых. Поэтому авторы считают необходимым кратко осветить результаты



Рис. 1. Нефтегазоносность Пур-Тазовской НГО

работ исследователей, чьи труды наиболее качественно и верно описывают принципиальное строение изучаемых отложений. В работе [1] А.А. Нежданов описывает клиноформное строение отложений верхней юры в северо-восточной части Западно-Сибирского региона (рис. 2). По теории А.А. Нежданова песчаные отложения локализируются в верхней части клинотемы кимериджского сейсмоциклита, выклиниваясь к зоне сокращения его общих толщин, на запад. Всего в Западной Сибири он выделяет три региоциклита трансгрессивно-регрессивного типа: васюганский (келловей-оксфорд), георгиевский или верхнесиговский (кимеридж) и яновстанский (титонский ярус – частично берриас?).

Палеогеографические построения на момент накопления верхнеюрских отложений, по мнению авторов, наиболее качественно выполнены в Новосибирском институте нефтегазовой геологии и геофизики на основе комплексного палеонтолого-стратиграфического, литологического, геохимического изучения керн глубоких скважин и естественных обнажений горных пород, а также детальных сеймостратиграфических анализов (рис. 3).

Из рис. 3, а видно, что отличительными чертами географии оксфордского века являлось преобладание области морского осадконакопления преимущественно мелкого моря. В южной и центральной частях

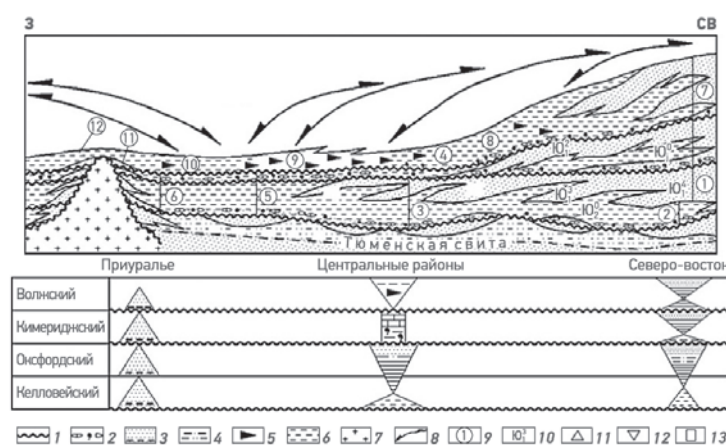


Рис. 2. Принципиальная схема строения отложений верхней юры [1]:

1 – границы циклов, стратиграфические несогласия; 2 – известковые стяжения, глауконит, фосфаты (трансгрессивные базальные горизонты); 3 – песчаники, гравий, галечные включения; 4 – угли, глины; 5 – битуминозные глины; 7 – породы фундамента; 8 – неокиммериджские клиноформы; 9 – верхнеюрские свиты: 1 – сиговская, 2 – точинская, 3 – васюганская, 4 – георгиевская, 5 – абаланская, 6 – вогултинская толща, 7 – яновстанская, 8 – марьяновская, 9 – баженевская, 10 – тутлеймская, 11 – трехозерная толща, 12 – мулымьинская свита; 10 – индексы песчаных пластов; 11 – проциклы; 12 – рециклы; 13 – константные циклы

Западной Сибири климат был семиаридный, на севере региона господствовали гумидные условия. В северо-восточной части мелководно-морской зоны, включающей непосредственно отложения Пур-Тазовской НГО, формировались пески, алевроиты и глины сиговской свиты с многочисленными останками морской фауны. В конце позднего оксфорда началась самая крупная за весь юрский период длительная трансгрессия.

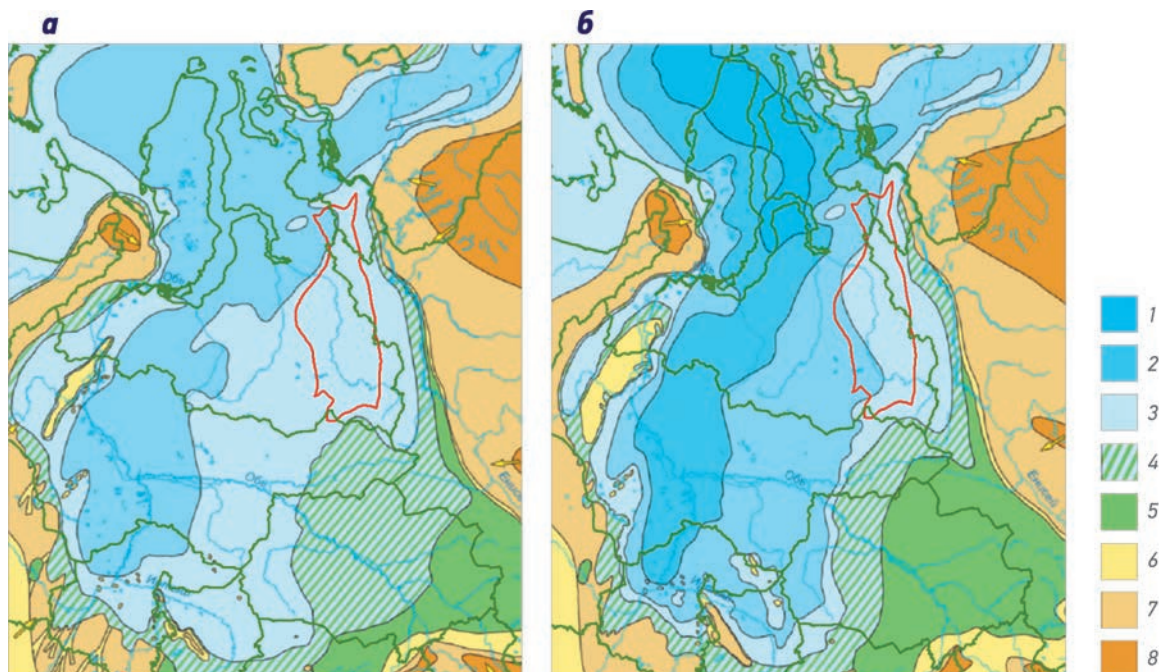


Рис. 3. Палеогеографические карты Западной Сибири в оксфордский (а) и волжский (б) периоды [2]:

море: 1 – глубокое (глубина 200–400 м); 2 – мелкое (100–200 м); 3 – мелкое (менее 25 м); области переходного осадконакопления: 4 – равнины прибрежные, временами заливавшиеся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); области континентального осадконакопления: 5 – равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.); 6 – равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва: 7 – равнина возвышенная (денудационная суша), 8 – горы низкие

В волжском веке позднеюрская трансгрессия в Сибири достигла максимума (см. рис. 3, 6). Морская акватория в волжское время заняла территорию большей части Западно-Сибирской геосинеклизы. Бассейн продолжал интенсивно и асимметрично прогибаться. В центральной части региона накапливались отложения баженновской свиты, ставшей в дальнейшем основной нефтематеринской толщей для всей Западной Сибири [2]. На северо-востоке бассейна в волжское время развитие получила яновстанская свита, представленная тонкоотмученными и алевроитовыми разностями глин.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

С целью построения концептуальной модели верхнеюрского комплекса были выполнены сейсмофациальные и палеотектонические исследования, а также проанализированы результаты геофизических исследований скважин и анализа отобранного керна.

ВОССОЗДАНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ КАЖДОГО ИЗ ПЛАСТОВ ВЕРХНЕЮРСКОГО КОМПЛЕКСА СТАЛО ВОЗМОЖНЫМ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЙ. АНАЛИЗ ТОЛЩИН ПОЗВОЛИЛ ОПРЕДЕЛИТЬ ФАЦИАЛЬНЫЕ ОБСТАНОВКИ И УСЛОВНО ЗАКАРТИРОВАТЬ ГРАНИЦЫ ФАЦИАЛЬНЫХ ЗОН

Согласно схеме структурно-фациального районирования отложений келловей и верхней юры Западной Сибири [3] Пур-Тазовская НГО охватывает сразу три фациальные области: Фролово-Тамбейскую, Пурпейско-Васюганскую и Тазо-Хетскую. В данной статье рассмотрены преимущественно наименее изученные верхнеюрские отложения самой восточной Тазо-Хетской структурно-фациальной области. В стратиграфическом отношении верхнеюрские отложения изучаемой области представлены яновстанской и сиговской свитами. Для построения модели отложений верхнеюрского комплекса в восточной части Западно-Сибирского бассейна было принято решение двигаться от «общего к частному»: сначала изучить строение комплекса на всей территории региона, затем делать выводы об условиях его формирования и особенностях изучаемого района. С этой целью был проанализирован весь объем геологической информации, а также

результаты детальных и региональных сейсморазведочных работ. Одна из выявленных особенностей верхнеюрских отложений изучаемого региона – возрастание их общих толщин с увеличением песчаности разреза в восточном направлении при переходе от Пурпейско-Васюганской к Тазо-Хетской фациальной области. По результатам интерпретации данных сейсморазведки также отмечается резкое увеличение временных толщин рассматриваемого интервала на восток и появление большого числа непротяженных отражений между отражающими горизонтами, сопряженными с границами верхнеюрского комплекса. Основная сложность в построении региональной модели верхнеюрских пластов связана с разной степенью их изученности. Наиболее перспективные с точки зрения нефтегазоносности пласты группы Ю₁ васюганской свиты в центральной части региона изучены достаточно хорошо. В то же время фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), условия формирования и характер распространения верхнеюрских пластов Тазо-Хетской фациальной области, где они представлены отложениями сиговской и яновстанской свит, изучены в большей степени поверхностно. Отмечается также особенность изменения строения георгиевского и баженновского горизонтов, толщина которых в восточном направлении увеличивается, а битуминозность прослоев уменьшается. На востоке Западной Сибири георгиевская свита переходит в отложения яновстанской, в разрезе которой выделяются песчаные пласты ЯН1-6, для них также характерно региональное увеличение доли глинистых образований с востока на запад, вплоть до полного исчезновения и, как следствие, уменьшение суммарной толщины свиты [4]. В рамках концептуального моделирования была выполнена детальная корреляция верхнеюрского комплекса по скважинам, расположенным в различных частях Тазо-Хетской и Пурпейско-Васюганской литолого-фациальных областей. Для прослеживания пластов использовались предполагаемые изохронные границы с учетом циклогенеза [5]. Это позволило сделать вывод о том, что пласты групп Ю₁ васюганской и СГ сиговской свит формировались в разных фациальных обстановках, но в течение одного седиментационного цикла. Отложения яновстанской свиты формировались в условиях проградации морского бассейна одновременно с накоплением георгиевских и баженновских глин.

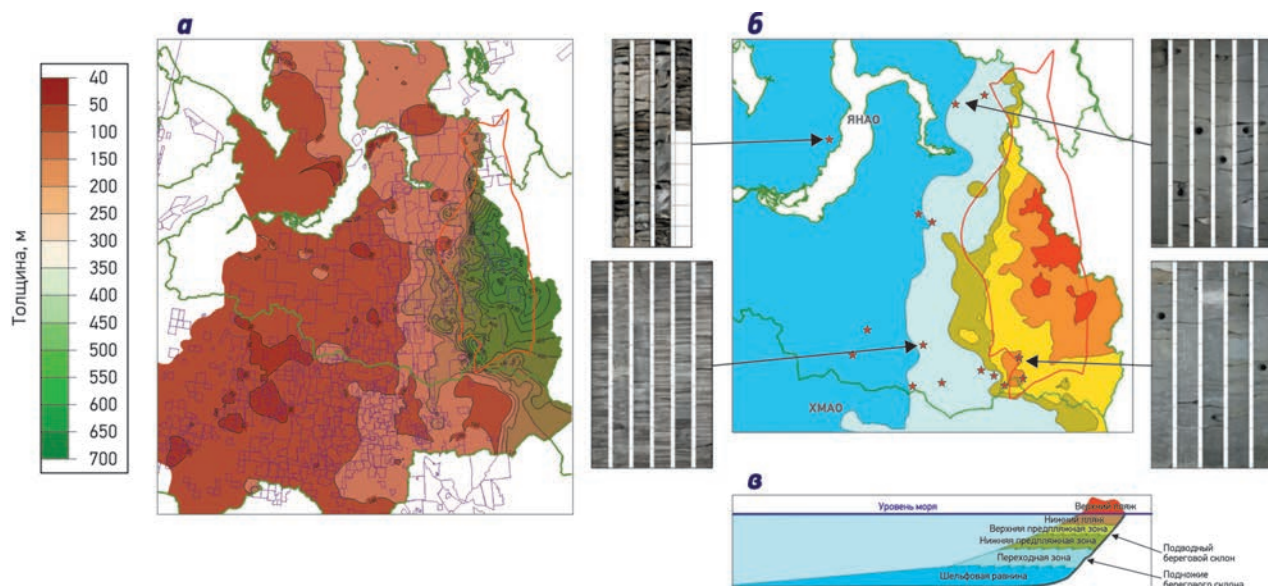


Рис. 4. Карта толщин верхнеюрского нефтегазоносного комплекса (а), палеогеографическая схема Западной Сибири (б) и схематичный палеофациальный разрез верхней юры (в)

Воссоздание условий формирования каждого из пластов верхнеюрского комплекса стало возможным после проведения палеотектонических реконструкций [6]. Анализ толщин позволил определить фациальные обстановки и условно закартировать границы фациальных зон (рис. 4).

Согласно региональным представлениям о строении Западной Сибири основной источник сноса к началу формирования верхнеюрского комплекса находился на востоке и юго-востоке. Осадки постепенно сносились в бассейн седиментации речными и флювиальными потоками. Основная масса привносимого материала, попадая в морскую среду осадконакопления, практически сразу оседала, формируя значительные по толщине песчаные отложения нижнего пляжа и предпляжевых фаций, что нашло свое отражение на форме кривых каротажных диаграмм сиговской свиты. Более мелкозернистый материал уносился в глубь бассейна седиментации, формируя отложения васюганской свиты, широко представленные в центральной части Западно-Сибирской синеклизы фациями переходной зоны и мелководного шельфа. Подобное направление сноса подтверждается керновым материалом, анализ которого показал значительное увеличение глинистых фаций в васюганской свите относительно сиговской. В результате наступившей в конце оксфордского времени обширной транс-

грессии Западно-Сибирского бассейна привнос песчаного материала на изучаемую территорию временно прекратился. Таким образом, песчаные пласты верхнеюрских отложений на изучаемой территории формировались в регрессивно-трансгрессивных условиях постепенного расширения бассейна седиментации, при котором фациальные зоны смещаются в прямом направлении по отношению к движению моря и в разрезе наблюдаются опесчаненные серии осадков.

Особенностью регионального строения отложений верхней юры является зона сочленения Пурпейско-Васюганской и Тазо-Хетской областей, выступающая условным литолого-фациальным экраном для разновозрастных отложений изучаемого комплекса. Она представляет собой зону перехода из пляжевых фракций в шельфовые для сиговской и васюганской свит и служит литологической границей распространения песчаных пластов яновстанской свиты (см. рис. 4).

По результатам выполненных исследований авторами удалось выявить несколько очень важных закономерностей для отложений верхней юры:

- региональным источником сноса осадочного материала для отложений осадочного чехла Тазо-Хетского структурно-фациального района (СФР) являлись осадки Сибирской платформы;

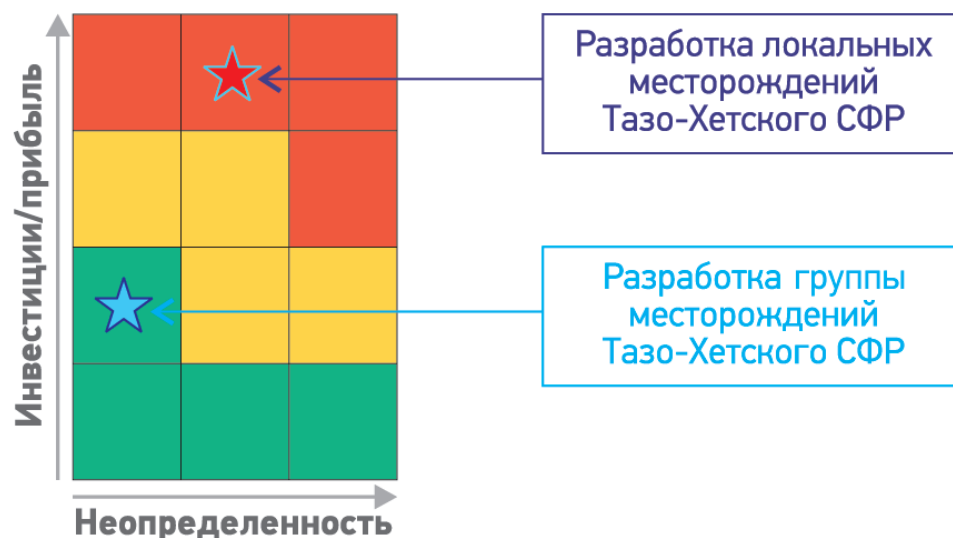


Рис. 5. Категоризация проектов [7]

- отложения вернеюрского комплекса в пределах Тазо-Хетского СФР имеют прибрежно-морской генезис;
- толщина песчаных отложений оксфорд-кемериджского возраста постепенно возрастает от центральной части Западной Сибири к ее восточному борту;
- коэффициент песчаности верхнеюрского комплекса увеличивается в восточном направлении;
- ФЕС верхнеюрских коллекторов улучшаются от центра на восток Западной Сибирской НГО.

СНИЖЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ И ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ВЛОЖЕНИЙ В ГРУППУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЕЛАЮТ КОМПЛЕКСНЫЕ ПРОЕКТЫ В ТАЗО-ХЕТСКОМ СФР ДОСТАТОЧНО ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫМИ

Приведенные выше особенности строения верхнеюрского комплекса можно рассматривать в качестве как положительных, так и отрицательных факторов для формирования залежей углеводородов в пределах изучаемой территории, что, на взгляд авторов, является более логичным. Положительный, на первый взгляд, фактор – улучшение коллекторских свойств, а именно: значительное повышение коэффициента песчаности в районе работ приводит к свободной миграции углеводородов из нижележащих в вышележащие

пласты. В то же время повсеместное опесчанивание флюидоупоров и невыдержанность их по толщине негативно влияет на формирование и сохранность залежей в Тазо-Хетском районе.

Еще одним негативным фактором образования залежей в Тазо-Хетском районе является отсутствие в литолого-стратиграфическом разрезе нефтематеринских пород. Так, согласно региональной схеме катагенеза органического вещества (ОВ) в кровле верхнеюрских отложений Западной Сибири в границах территории исследований ОВ подвергалось только ранней стадии мезокатагенеза и не могло сгенерировать достаточное количество углеводородов для наполнения всех потенциально перспективных ловушек в пределах Тазо-Хетского СФР. Вероятно, основная масса углеводородов была образована в центральной части бассейна и частично мигрировала на восток, где заполняла потенциальные ловушки.

Резюмируя вышесказанное, можно сделать вывод, что потенциальные отложения верхнеюрского комплекса в пределах Пур-Тазовской НГО имеют высокие геологические риски с точки зрения формирования залежей углеводородов.

Поиск уникальных и крупных месторождений на территории исследования маловероятно увенчается успехом. Более вероятно открытие большого числа мелких, очень мелких и некоторого числа среднеразмерных месторождений. Необходимо отметить, что практически идеальная сходимость используемых методов веро-

ятностной оценки свидетельствует о методической правильности их применения и качестве полученных результатов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Оценить целесообразность инвестиционных вложений в проекты Тазо-Хетского СФР можно, взяв в качестве основы применяемую в компании «Газпром нефть» категоризацию в сфере разведки и добычи (рис. 5). Рассмотрим вариант с поиском и вовлечением в разработку локальных месторождений восточного борта Западной Сибири. Во-первых, стоит обратить внимание на упомянутые выше высокие геологические риски, значительно повышающие геологические неопределенности, во-вторых, низкая вероятность открытий крупных и уникальных месторождений существенно снижает шанс получения высокой экономической прибыли, и в-третьих, в районе очень слабо развита инфраструктура. Таким образом, в матрице оценки инвестиционных проектов разработка локальных месторождений Тазо-Хетского СФР выглядит малоперспективной. Единственным, по мнению авторов, способом вовлечения ресурсов изучаемого рай-

она в разработку может быть создание комплексных проектов на группу месторождений. В подобных проектах значительную часть инвестиций должны составлять геолого-разведочные работы (ГРР). Значительные вложения в ГРР на первых этапах позволят существенно минимизировать геологические риски и тем самым снизить неопределенности. Открытие группы мелких и средних месторождений, вероятность существования которых достаточно высока, способно обеспечить значительные запасы, а их разработка – приумножить прибыль. Вместо обустройства локальных месторождений предлагается создание региональных инфраструктурных центров, позволяющих обеспечить транспорт углеводородов и эксплуатацию нескольких мелких и средних месторождений. Таким образом, снижение геологических неопределенностей и диверсификация инвестиционных вложений в группу месторождений делают комплексные проекты в Тазо-Хетском СФР достаточно привлекательными.

Список литературы

1. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: дис... д-ра геол.-мин. наук. – Тюмень, 2004.
2. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова [и др.] // Геология и геофизика. 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
4. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. – М.: Спектр, 2008. – 384 с.
5. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
6. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. – М.: Недра, 1984. – 80 с.
7. Методическое руководство по проведению геолого-разведочных работ // С.Ф. Хафизов, И.В. Истомина, А.С. Бочков [и др.]. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 288 с.

Reference

1. Nezhdanov A.A., *Seismogeologicheskii analiz neftegazonosnykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri dlya tseley prognoza i kartirovaniya neantiklinal'nykh lovushek i zalezhey UV* (Seismogeological analysis of oil and gas bearing deposits in Western Siberia for the forecasting and mapping of non-anticlinal traps and hydrocarbon deposits): thesis of doctor of geological and mineralogical science, Tyumen', 2004.
2. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al., *Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin* (In Russ.), *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 2013, V. 54, no. 8, pp. 972–1012.
3. *Reshenie VI Mezhdzvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezo-zoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* (Decision VI of the interdepartmental stratigraphic meeting on the review and adoption of refined stratigraphic schemes of the mesozoic deposits of Western Siberia), Novosibirsk: Publ. of SNIIGGIMS, 2004, 114 p.
4. Ampilov Yu.P., *Ot seysmicheskoy interpretatsii k modelirovaniyu i otsenke mestorozhdeniy nefiti i gaza* (From seismic interpretation to modeling and evaluation of oil and gas fields), Moscow: Spektr Publ., 2008, 384 p.
5. Muromtsev V.S., *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefiti i gaza* (Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas), Leningrad: Nedra Publ., 1984, 260 p.
6. Neyman V.B., *Teoriya i metodika paleotektonicheskogo analiza* (Theory and methodology of paleotectonic analysis), Moscow: Nedra Publ., 1984, 80 p.
7. Khafizov S.F., Istomina I.V., Bochkov A.S. et al., *Metodicheskoe rukovodstvo po provedeniyu geologo-razvedochnykh rabot* (Methodological guide for geological exploration), Izhevsk: Publ. of Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2015, 288 p.



УДК 551.7.022

© Е.М. Туровская,
2017

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ФАЦИАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

THE MAIN ASPECTS UNCERTAINTY FACIES THE STRUCTURE OF THE UPPER
JURASSIC SEDIMENTS OF TOMSK REGION

Е.М. Туровская

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Turovskaya.EM@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: геологическая неопределенность, литотип, фация, водонефтяной контакт (ВНК), эффективная толщина

Е.М. Turovskaya

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article presents the analysis of geological uncertainties associated with vasyugan deposits. In the process of drilling of a reservoir study identified geological problems, it was found that each deposit is characterized by distinctive geological feature, and each of them dominates your option of geological uncertainty. The main factor determining macro reservoir heterogeneity is the sedimentation process. The article reflects the relationship of existing geological problems with the sedimentary model.

Keywords: geological uncertainty, lithotypes of facies, oil-water contact, effective thickness

ВВЕДЕНИЕ

Исследуемый район находится на территории Западно-Сибирской плиты, приурочен к сложно построенной положительной Нижневартовско-Пудинской мегаантиклинорной зоне в пределах Васюгано-Пудинского антиклинория, разделенного Усть-Тымским грабен-рифтом.

Основным объектом поиска являются верхнеюрские терригенные пласты группы Ю₁ васюганской свиты. Выявленные залежи углеводородов связаны с комбинированными ловушками. В основном это пластово-сводовые залежи, осложненные литологическими и тектоническими экранами.

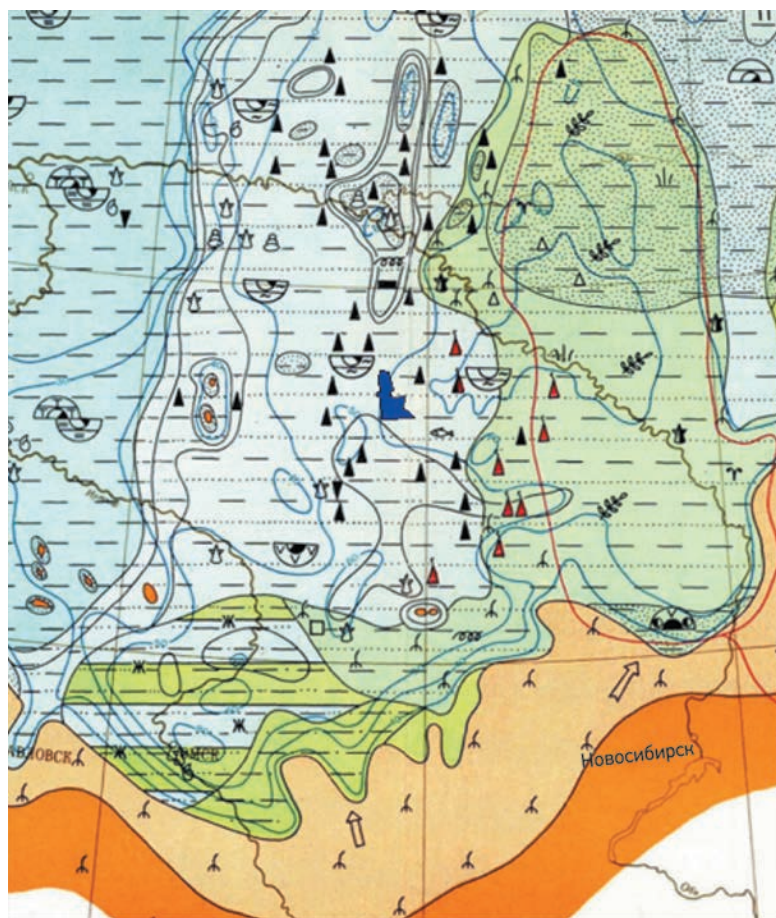
Терригенные отложения пласта Ю₁ неоднородны по литологическому составу, в связи с чем на рассматриваемой площади наблюдаются замещение коллекторов глинистыми отложениями, резкая изменчивость эффективных толщин на расстоянии меньше шага бурения, изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов, вариативность положения уровня водонефтяного контакта (ВНК) и неопределенность, обусловленная геометризацией залежи.

Классический разрез отложений васюганской свиты подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Начало формирования отложений связывается с началом мощной обширной трансгрессии моря в раннекеловей-оксфордское время, которая была осложнена трансгрессивно-регрессивными циклами меньшего ранга. Согласно региональным картам и исследованиям многих ученых формирование келловей-оксфордских отложений в западной части Томского региона происходило преимущественно в прибрежных и мелководно-морских условиях. По новым палеогеографическим схемам 2013 г., созданным под редакцией А.Э. Конторовича [1], отложения накапливались на прибрежной аккумулятивной равнине, временами заливавшейся морем (рис. 1). Согласно схеме структурно-фациального районирования отложения формировались в Пурпейско-Васюганской зоне, которая граничит с Сильгинским районом, где происходит замещение васюганской свиты ее возрастным аналогом преимущественно континентального генезиса – наунакской свитой.

ФАЦИАЛЬНОЕ СТРОЕНИЕ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Детальное изучение кернового материала показало, что отложения пласта Ю₁ на площади имеют разнообразный литологический состав: от песчаников с широким диапазоном структурно-текстурных особенностей, различным соотношением количества алевро-глинистого материала до тонко отмученных аргиллитов, формировавшихся в спокойной гидродинамической среде. В разрезе встречаются углистые глины и непосредственно прослои углей. Литотипы изменяются как по площади, так и по разрезу, что свидетельствует о сложных нестабильных во времени условиях образования отложений. Присутствие в разрезе углей свидетельствует о близости суши. Всего по площади выделено около 15 литотипов.

По совокупности структурно-текстурных и литологических особенностей пород определены основные фациальные ассоциации, встречающиеся на территории исследования: фации аллювиальной равнины, фации нижней дельтовой равнины, авандельта, фации фронта дельты. Каждая из ассоциаций характеризуется своим набором фаций, выделение которых зависит от качества и полноты исследований керна. Для фаций аллювиальной равнины и фации нижней дельтовой равнины характерны и песчаные, и глинистые фации, на площади вскрыты глинистые отложения пойм, маршей и болот. Для фаций авандельты и фронта дельты глинистые отложения имеют подчиненное значение, здесь отмечается развитие в разрезе песчаных фаций с увеличенными эффективными толщинами. Для фаций аллювиальной равнины характерны текстурные особенности, присущие континентальным фациям: косая одна-правленная слоистость, рябь течения, тонкая горизонтальная слойчатость для пойменных отложений. Фациям нижней дельтовой равнины, авандельты свойственны смешанные признаки прибрежно-морских и континентальных отложений, что закономерно, учитывая нестабильность положения береговой линии, связанную с периодическим осушением территории и погружением ее под воду. Дельтовый комплекс, уходя под воду, формирует так называемые «рукава», по которым в однонаправленном потоке переносится терригенный материал. Наиболее ярко характерные особенности прибрежно-морских отложений проявляются в фации фронта дельты. Массивные текстуры, хорошая окатанность зерен,



Район исследования

Рис. 1. Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири [1]

сортировка и пониженное содержание глинистого материала свидетельствуют о формировании отложений в активной гидродинамической среде с хорошей волновой переработкой материала.

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ПЛАСТА Ю₁

По результатам седиментационного анализа керна, данным геофизических исследований скважины (ГИС) и новым данным сейсморазведки построена концептуальная модель формирования отложений пласта Ю₁ (рис. 2). В северной части территории развиты преимущественно континентальные отложения, в центральной и юго-восточных частях – дельтовые комплексы с характерным набором фаций. Потенциальные коллекторы могли формироваться как на аллювиальной равнине в отложениях русел, кос и некоторых других фаций, так и в дельтовых комплексах.

В районе исследования в коллекторах пласта

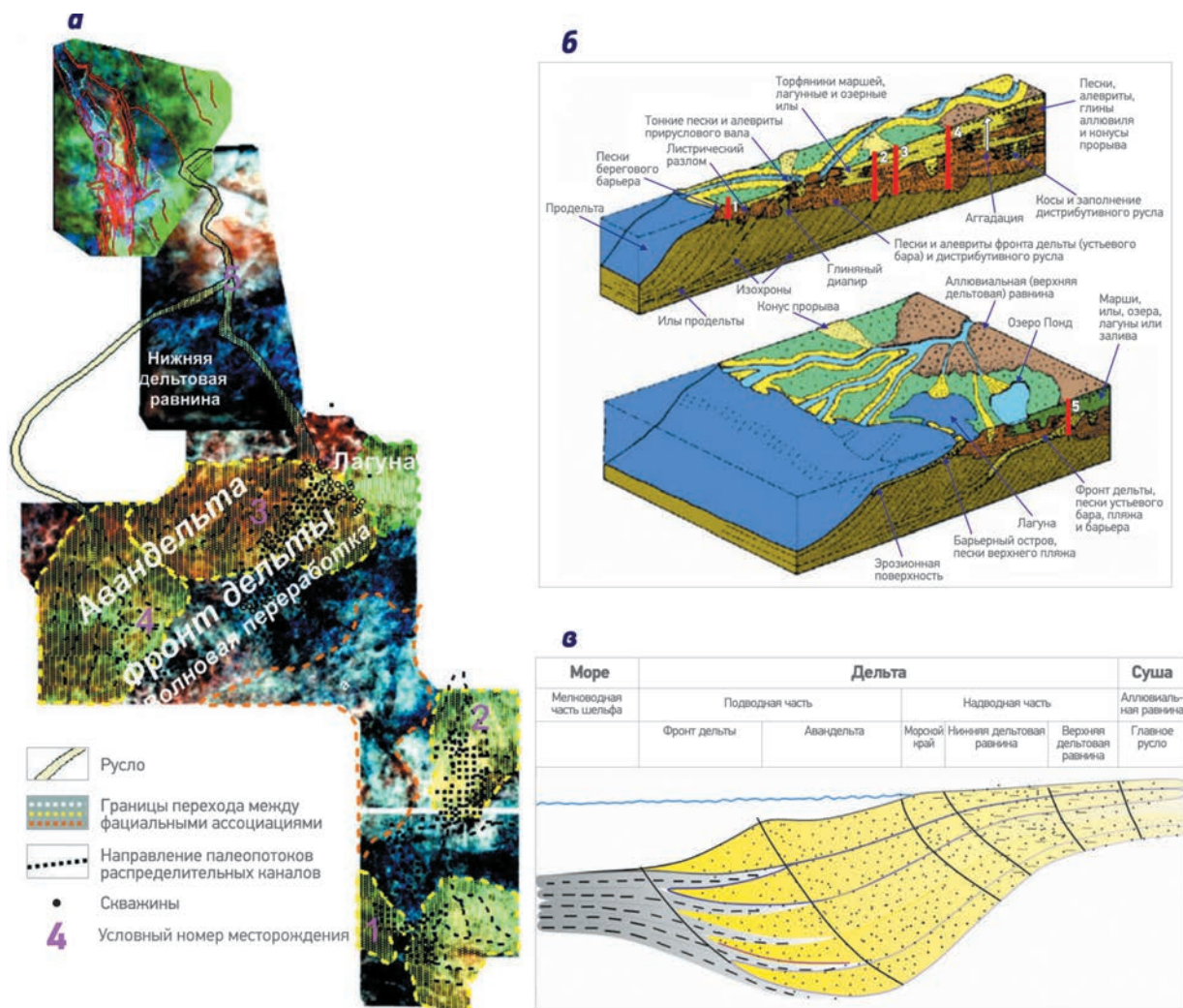


Рис. 2. Модель строения пласта Ю₁¹ (а), идеализированная модель дельтового комплекса (б) [2] и профиль дельтового комплекса (в) [3]

Ю₁¹ открыто шесть месторождений (см. рис. 2). Наиболее изученной глубоким бурением является центральная часть участка, здесь открыты Шингинское и Южно-Шингинское месторождения.

В результате эксплуатационного бурения на Шингинском месторождении было установлено погружение уровня ВНК в юго-западном направлении в среднем на 15–30 м. На Южно-Шингинском месторождении ВНК гипсометрически находится еще ниже, в интервале абсолютных отметок от -2585 до -2608 м. Разные уровни ВНК подтверждаются результатами ГИС, закономерность изменения гипсометрических отметок контакта хорошо согласуется с латеральными фациальными замещениями по принятой модели строения пласта (см. рис. 2) и условно сопоставимы с палеорельефом площади на момент формирования васюганских отложений. Самый высокий уровень кровли водонасыщенного прослоя фиксируется в северной части ме-

сторождения. Этот участок расположен в зоне, интерпретируемой как нижняя дельтовая равнина, которая отражает накопление осадков в протоках и во внутридельтовых областях, маршах. Близость расположения к болотно-пойменным фациям предопределила формирование коллекторов с ухудшенными свойствами. Для этой части залежи характерны резкая изменчивость и уменьшение эффективных толщин. Фациальная ассоциация авандельты включает распределительные каналы, которые продолжали формироваться за счет энергии реки. В этой части залежи ВНК находятся в интервале 2554–2561 м. При близком расположении рукавов развивались непрерывные песчаные тела, если рукава находились на достаточном расстоянии, то могли формироваться отдельные песчаные линзы. В юго-западном направлении отмечается погружение ВНК до отметок 2581 м и ниже. Данная часть залежи согласно фациальной схеме расположена в пределах

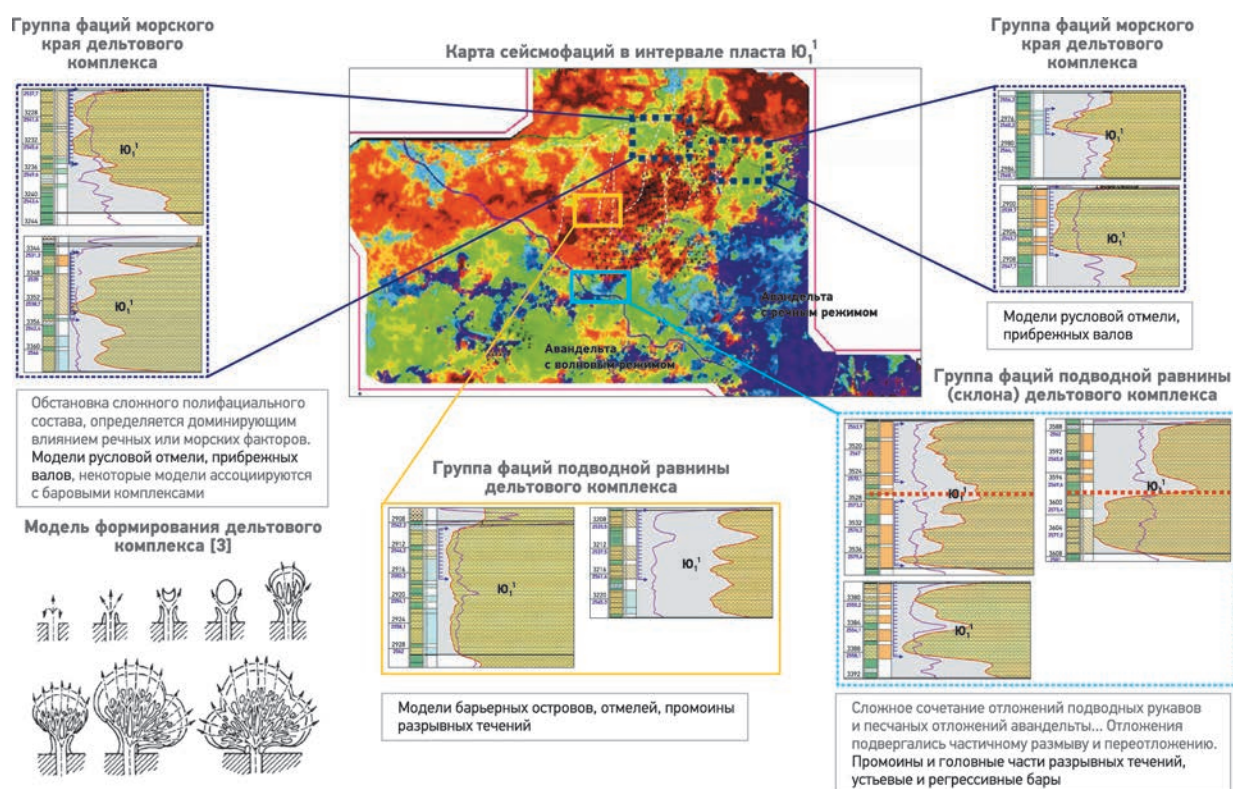


Рис. 3. Фациальная неоднородность разных частей залежи Шингинского месторождения

обстановки волновой переработки материала. Учитывая ограниченность количества ядерного материала и его неравномерное распределение по площади, для оценки участков залежи с разными уровнями ВНК были привлечены материалы динамической интерпретации сейсмических данных и проведен анализ данных ГИС. На рис. 3 приведен фрагмент сейсмофациальной карты в интервале пласта Ю₁. Для разных частей залежи характерен свой набор сейсмофациальных классов (различных по цвету). Классы сеймофаций, несомненно, отражают особенности литологического состава пород.

В пределах интервала пласта отмечается сложное сочетание фаций. Парагенез последних в разрезе не идентичен даже для скважин, расположенных в непосредственной близости друг от друга. Причиной геологических неоднородностей является в первую очередь механизм образования дельтового комплекса [4]. Такой сложный и изменчивый во времени и пространстве процесс формирования определяет сложность соотношения и выделения фаций в разрезе. Таким образом, разные части месторождения характеризуются различным соотношением фаций и литологическим составом, от

этого зависят толщина и ФЕС коллекторов и по закону капиллярных сил уровень ВНК в залежи.

Для Южно-Шингинского месторождения доминирующим фактором неопределенности является резкая изменчивость эффективных толщин (от 0 до 18 м), связанная в первую очередь с особенностями фациальной зональности, о которой говорилось выше. Однако не менее важным фактором, влияющим на формирование эффективного пространства, служат вторичные процессы, протекающие в породах.

В ходе анализа состава пород Южно-Шингинского и Шингинского месторождений были выявлены следующие особенности. Для пород пласта Ю₁ Южно-Шингинского месторождения характерны лучшие сортировка и окатанность зерен, а также резкое уменьшение глинистой примеси. Все это свидетельствует о том, что данные отложения формировались в гидродинамически активной среде и больше других подвергались волновой переработке. Следовательно, изначально данные отложения являлись лучшими коллекторами, но в осадках, где глинистая составляющая небольшая, уплотнение зерновой структуры и соприкосновение зерен неизбежны. При этом

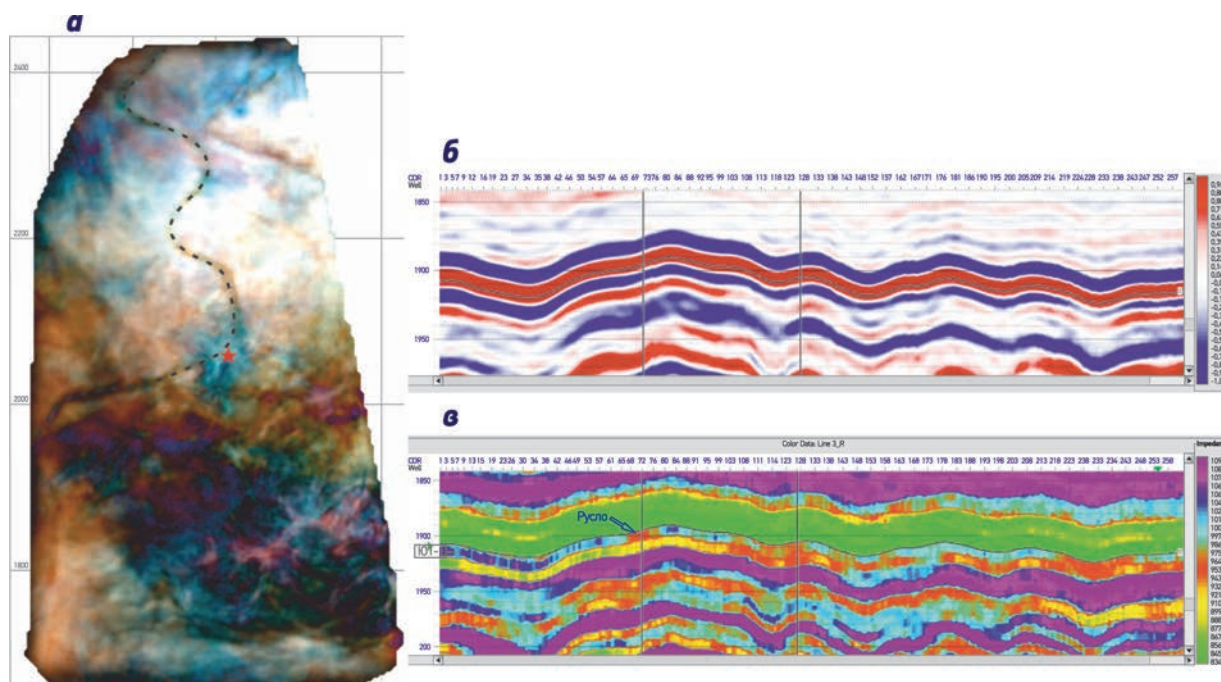


Рис. 4. Характеристика линейной зоны на Восточно-Мыгинском месторождении:
а – результат спектрального разложения в интервале пласта Ю₁;
б, в – фрагмент разреза соответственно волнового поля и акустического импеданса

автоматически начинается процесс стадийных преобразований, которые в значительной степени преобразуют породу. Вторичные процессы могут оказывать как положительное, так и негативное воздействие на пустотное пространство. Для данных отложений характерен такой вторичный процесс, как карбонатизация, который, как известно, отрицательно влияет на эффективное пространство коллектора. Еще одним параметром геологической неопределенности на площади исследования является геометризация залежи. Восточно-Мыгинское месторождение расположено в северной части изучаемой площади. Залежь в пласте Ю₁ была открыта в 2010 г. бурением поисково-оценочной скважины. Согласно первоначальной концепции данные отложения имели прибрежно-морскую природу. Кроме того, не было отмечено явных диагностических признаков, подтверждающих их континентальный генезис. Литологически пласт представлен тонкозернистым, реже мелкозернистым песчаником с фрагментами крупного углефицированного растительного детрита. Песчаник в основании плохо сортированный, текстуры массивные, пологоволнистые, выше по разрезу сменяются битуминозными аргиллитами темно-коричневого цвета. Ожидалось развитие покровных песчаных тел, возможно, связанных с описанным

выше дельтовым комплексом. Бурение эксплуатационных скважин в контуре залежи не дало положительных результатов, была вскрыта заглинизированная часть пласта. В 2014 г. в пределах месторождения была проведена сейсморазведка 3D, интерпретация сейсмических данных и рассчитанные в интервале пласта Ю₁ сейсмические атрибуты показали в районе пробуренной скважины локализованное линейное тело, отождествляемое с руслом меандрирующей реки (рис. 4). Кривая потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) в поисковой скважине имеет типичную для фации меандрирующей реки сложную аномалию, расположенную в области отрицательных отклонений кривой ПС, с наклонной кровельной линией и слабо-волнистой боковой. Отсутствие явных признаков русловых отложений в керне, таких как уменьшение зернистости вверх по разрезу, наличие эрозионной гальки в основании и косых слойков, можно объяснить тем, что скважина, возможно, вскрыла отложения внешней поймы (песчаные береговые валы или отмели, формирующиеся на противоположном краю меандры). Формирование пласта Ю₁ в разных фациальных условиях в пределах изучаемой территории обусловило различные коллекторские свойства и положения флюидных контактов в зонах развития разных фаций. В частности, фациальная интерпретация

позволяет объяснить различное положение ВНК в разных частях месторождения, что подтверждает важность проведения фациального анализа с последующим учетом его результатов в концептуальных моделях [5]. Знание нюансов и основных аспектов строения сложнопостроенных геологических объектов позволяет нивелировать уровень неопределенности при проведении геолого-разведочных работ.

Выводы

1. Продуктивный пласт Ю₁¹ имеет сложное строение и представлен сложными соотношениями литологических разностей, формировавшихся в морских, континентальных и переходных фациях.

2. В северной части рассматриваемой территории в момент формирования пласта Ю₁¹ господствовали континентальные обстановки осадконакопления. Речные процессы играли здесь доминирующую роль в формировании линейных песчаных тел, что следует учитывать при планировании геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения. Структурный фактор не является преобладающим, в первую очередь необходимо оконтурить зоны возможных развитий русел и прилегающих к ним песчаных фаций. В северном направлении

предполагается распространение сложнопостроенных структурно-литологических ловушек.

3. Фациальная изменчивость является одним из основных факторов, определяющих сложное строение, резкую изменчивость эффективных толщин, разные уровни ВНК для месторождений центральной части изучаемой территории. Необходимо построение детальной фациальной модели, которая может исключить некоторые геологические неопределенности и снизить риски.

КОРРЕКТНАЯ ОЦЕНКА ФАЦИАЛЬНОГО СТРОЕНИЯ ПЛАСТОВ ИМЕЕТ БОЛЬШОЕ ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ТАКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, КАК, НАПРИМЕР, БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И ДР.

4. Корректная оценка фациального строения пластов имеет большое практическое значение при планировании таких мероприятий, как, например, бурение горизонтальных скважин и др.

Список литературы

1. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: дис. ... д-ра геол.-мин. наук. - Тюмень, 2004. - 453 с.
2. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные коллектора). - Томск: Центр профессиональной подготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. - 154 с.
3. Муromцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. Недра, 1984.
4. Калинина Л.М. Геологическое строение, условия формирования и нефтегазоносность келловее и оксфорда Западной Сибири в области перехода морских отложений в континентальные (Чузикско-Чижовская зона нефтегазоаккумуляции): автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук - Новосибирск, 2005. - 21 с.
5. Реддинг Х. Обстановки осадконакопления и фации. Т. 1. - М.: Мир, 1990. - 352 с.

Reference

1. Nezhdanov A.A., *Seismogeologicheskii analiz neftegazonosnykh otlozheniy Zapadnoy Sibiri dlya tseley prognoza i kartirovaniya neantiklinal'nykh lovushek i zalezhey UV* (Seismogeological analysis of oil and gas bearing deposits in Western Siberia for the forecasting and mapping of non-anticlinal traps and hydrocarbon deposits): thesis of doctor of geological and mineralogical science, Tyumen', 2004.
2. Baraboshkin E.Yu., *Prakticheskaya sedimentologiya (terrigennyye kolektora)* (Practical sedimentology (terrigenous reservoir)), Tomsk. 2007.
3. Muromtsev V.S., *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel litologicheskikh lovushek nefi i gaza* (Electrometric geology of sand bodies of oil and gas lithological traps), Moscow: Nedra Publ., 1984.
4. Kalinina L.M., *Geologicheskoe stroenie, usloviya formirovaniya i neftegazonosnost' kelloveya i oksforda Zapadnoy Sibiri v oblasti perekhoda morskikh otlozheniy v kontinental'nye* (Chuziksko-Chizhapskaya zona neftegazonakopleniya) (Geological structure, formation conditions and oil and gas content of Cretaceous and Oxford of Western Siberia in the area of marine sediments transition into continental (Chuzik-Chizhapskaya zone of oil and gas accumulation)): thesis of candidate of geological and mineralogical science, Novosibirsk, 2005.
5. Reading H.G., *Sedimentary environments: processes, facies and stratigraphy*, Blackwell Publishing Limited, Second edition, 1986.



УДК 550.822.3
© Е.Ю. Анисимова,
Д.А. Степанов, 2017

ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА «КЛИК» ДЛЯ ХРАНЕНИЯ, ВИЗУАЛИЗАЦИИ И ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА

CLICK IS AN INFORMATION SYSTEM FOR STORING, VISUALIZING AND PROCESSING
THE RESULTS OF CORE EXAMINATION

Е.Ю. Анисимова, Д.А. Степанов

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Anisimova.EYU@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: база данных, автоматизация, систематизация, информационные технологии, исследование керна

E.Y. Anisimova, D.A. Stepanov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In 2015 the certificate on the state registration of the database and the computer program is received (the database of complex laboratory researches of a core CLICK + the program of control «The database of complex laboratory researches of a core CLICK»). The created system unites results of complex research of a core in a common information space, provides the authorized access to results of researches of a core, provides a possibility of storage, systematization, data processing, visualization, collection of statistics and unloading of data in required formats in necessary structure and amount.

Keywords: database, automation, systematization, information technologies, research of a core

ВВЕДЕНИЕ

Результаты комплексных исследований отобранного керна являются прямым и достоверным источником информации о разрабатываемых месторождениях компании «Газпром нефть». Эти данные используются при решении комплекса задач геологии и разработки: от построения геологических и гидродинамических моделей, создания петрофизических зависимостей и алгоритмов до подготовки проектных документов и тестирования методов воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. Во многих компаниях результаты лабораторных исследований керна хранятся на сетевых ресурсах в виде файлового архива, что гарантирует сохранность результатов, но не позволяет эффективно работать с массивом данных. Для оптимизации и автоматизации обеспечения информацией бизнес-процессов компании о лабораторных исследованиях керна создана информационная система «КЛИК».

В настоящее время у ПАО «Газпром нефть» на хранении находится примерно 59000 м керна, о котором накоплен значительный объем информации. Результаты его комплексного ис-

следования, представленные в электронном виде, и скан-образы исторических данных хранятся в файловом архиве, сформированном в 2010 г. Форма хранения и технология файлового сервера не позволяли эффективно решать задачи, стоящие перед геологическими службами компании. Необходим был переход на новый уровень организации работ, для решения следующих вопросов:

- организация взаимодействия специалистов в едином информационном пространстве;
- контроль цикла изучения керна – от отбора, доставки в лабораторию до получения результатов исследований и передачи на хранение;
- оперативный контроль поступления результатов исследования керна;
- возможность мгновенного формирования массива данных по результатам исследований керна как для различных проектных документов, так и для оперативного решения текущих задач геологии и разработки.

РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ «КЛИК»

В 2012 г. началась разработка универсальной автоматизированной информационной системы исследований керна с учетом специфики

направления и накопленного опыта компании. Для достижения результата сотрудниками центра исследований керн и флюидов совместно со специалистами управления информационных технологий был реализован проект, состоящий из следующих этапов:

- анализ форматов и структуры представления результатов комплексных исследований керн из разведочных и поисково-оценочных скважин;
- ознакомление с методикой лабораторных исследований кернового материала [1];
- построение функциональной модели [2] процесса ввода, хранения и обработки по методологии DFD [3, 4];
- разработка информационной модели хранения данных [2, 4];
- реализация полученной структуры в базе данных (БД) Oracle [5];
- автоматизация загрузки результатов исследований;
- разработка web-приложения для удаленной работы с данными [6];
- загрузка результатов исследований в БД;
- тестирование и внедрение системы.

По результатам выполненных работ в 2015 г. получено свидетельство о государственной регистрации БД и программы для ЭВМ (БД комплексных лабораторных исследований керн «КЛИК»+ программа управления «Базой данных комплексных лабораторных исследований керн «КЛИК»). Созданная система объединяет результаты комплексного исследования керн в единое информационное пространство, обеспечивает авторизованный доступ к результатам, предусматривает возможность хранения, систематизации, обработки, визуализации, сбора и выгрузки данных в требуемых форматах в необходимом составе и объеме.

Для обеспечения авторизованного доступа пользователей к необходимой информации был спроектирован и разработан web-интерфейс с возможностью просмотра, выгрузки и анализа данных по скважине, месторождению или произвольному списку, созданному пользователем.

ФУНКЦИИ СИСТЕМЫ «КЛИК»

Разработанная система включает широкий набор функций.

1. Выгрузка результатов лабораторных исследований керн по:
 - скважинам в целом;
 - интервалам отбора керн.
2. Выгрузка данных по видам исследований керн с возможностью выбора необходимого набора параметров.
3. Формирование отчетов по произвольным параметрам различных видов исследований с фильтрацией данных, т.е. возможность сфор-

мировать единую таблицу по всем видам исследований, выполненных на образцах керн, для индивидуального пользователя. Фильтрация (выборка) данных в программе позволяет отображать только те результаты, которые отвечают заданному условию или нескольким условиям ($<$, $>$, $=$, $\geq$, $\leq$, $\min$, $\max$).

4. Генерирование стандартных отчетов по результатам исследования керн для проекта подсчета запасов, технологической схемы разработки и других проектных документов. Для каждого отчета предусмотрен фильтр по следующим параметрам:

- источник результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) (возможность выбора интерпретатора) [7];
- версия привязки (возможность выбора автора привязки керн-ГИС);
- граничные значения коэффициентов пористости K_p , проницаемости $k_{пр}$ и остаточной водонасыщенности $K_{во}$ (при необходимости учета образцов) [8].

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОТОБРАННОГО КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА ЯВЛЯЮТСЯ ПРЯМЫМ И ДОСТОВЕРНЫМ ИСТОЧНИКОМ ИНФОРМАЦИИ О РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ».

При использовании инструмента пользователь значительно сокращает время на формирование статистики к проектному документу. При изменении данных интерпретации, привязки керн-ГИС преобразование стандартных таблиц осуществляется в оперативном порядке. При необходимости пользователь может получить данные о стратиграфических объектах и скважинах.

Список стандартных отчетных форм включает следующие позиции:

- отбор и вынос керн по скважинам;
- изменение глубин отбора керн с учетом привязки к каротажу;
- сведения о проходке с отбором и выносом керн из продуктивных пластов;
- охарактеризованность физических свойств пластов данными лабораторных исследований керн;
- расчет средневзвешенных значений K_p , $k_{пр}$, $K_{во}$ по данным лабораторных исследований керн;
- расчет минимальных, максимальных и средних значений указанных параметров по пластам;
- результаты определения физических свойств горных пород;

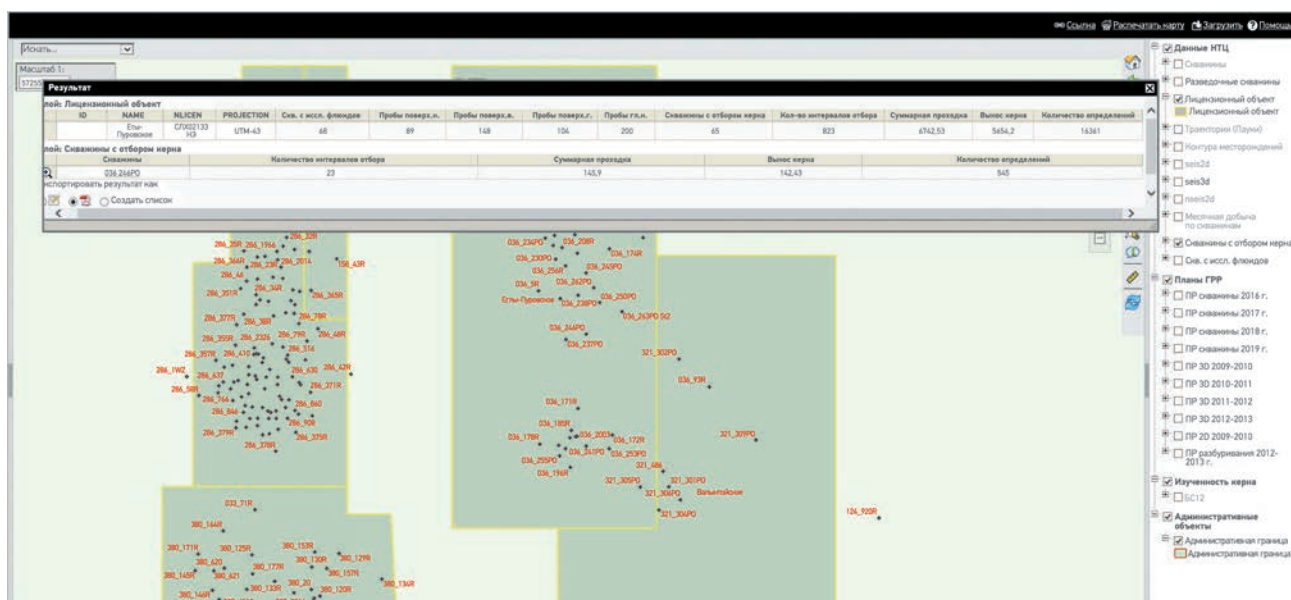


Рис. 1. Карта визуализации скважин с отбором керна

- вынос керна из продуктивных пластов;
 - вынос керна из интервалов эффективных толщин.
- За время эксплуатации программы с помощью данного инструмента выполнено более 30 проектов подсчета запасов, технологических схем разработки и других документов. Все отчетные формы можно экспортировать в MS Excel.
5. Выгрузка информации о керне компании. Формируются отчеты о хранящемся керне по скважинам и интервалам его отбора.
6. Визуализация скважин с информацией по отбору керна на карте лицензионных участков (рис. 1).

7. Просмотр результатов привязки керн-ГИС на петрофизическом планшете, на который вынесены данные основных методов ГИС, интервалы отбора керна и РИГИС (литология, насыщение) (рис. 2).

ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ СИСТЕМОЙ «КЛИК»

Разработанная и внедренная в промышленную эксплуатацию система позволяет решать следующие задачи:

- систематизация и обеспечение сохранности результатов лабораторных исследований керна;

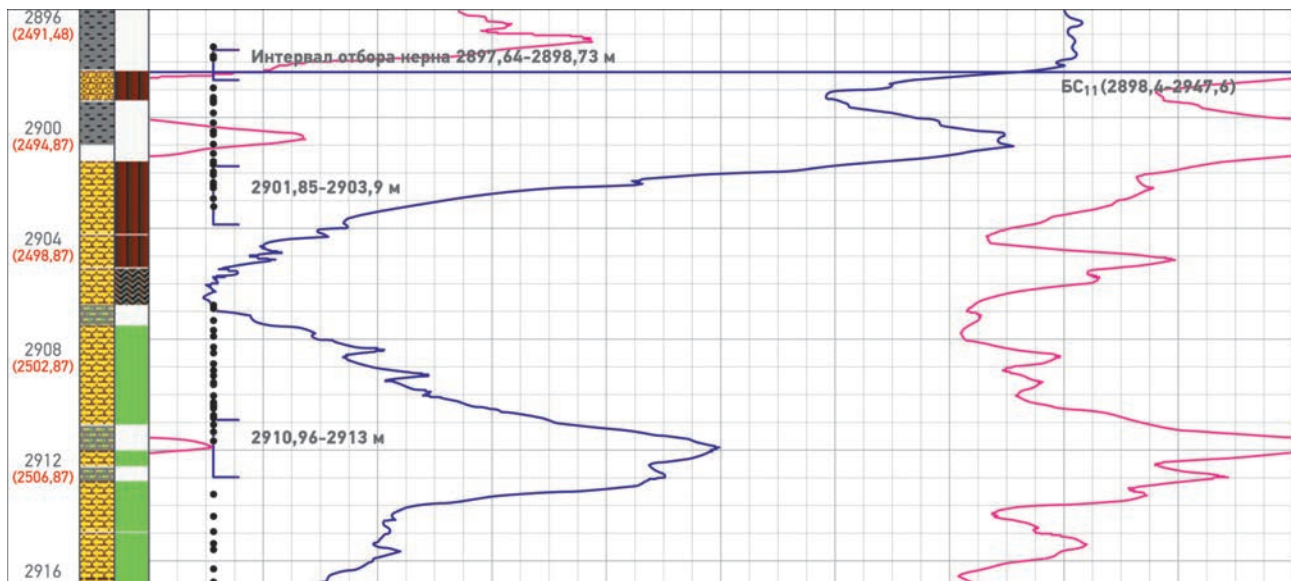


Рис. 2. Петрофизический планшет по скважине

– визуализация результатов лабораторных исследований керна в разнообразных форматах;

– формирование массива данных лабораторных исследований керна для различных проектных документов и оперативного решения задач геологии и разработки;

– обеспечение быстрого, удобного, безопасного, авторизованного, удаленного доступа к данным через web-ресурс из любой точки корпоративной сети, что дает возможность сотрудникам различных подразделений «Газпром нефти» оперативно получать информацию о результатах исследования керна;

– достижение экономической эффективности по результатам внедрения системы за счет сокращения времени поиска и выборки информации, снижения риска потери информации и уменьшения времени формирования отчетов к проектным документам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» владеет уникальным продуктом, в котором объединены результаты лабораторных исследований керна и геолого-геофизические данные. Большое значение имеет «гибкость» архитекту-

ры системы, что позволяет модифицировать последнюю с учетом новых видов исследований керна.

В настоящее время зарегистрировано 160 активных пользователей системы «КЛИК». Загружены данные более чем по 2 430 скважинам с общей проходкой 150010 м, выносом керна 97300 м и результатами исследований по 185759 образцам.

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «ГАЗПРОМ НЕФТИ»
ВЛАДЕЕТ УНИКАЛЬНЫМ ПРОДУКТОМ, В КОТОРОМ
ОБЪЕДИНЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
ДАННЫЕ. БОЛЬШОЕ ЗНАЧЕНИЕ ИМЕЕТ «ГИБКОСТЬ»
АРХИТЕКТУРЫ СИСТЕМЫ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ
МОДИФИЦИРОВАТЬ ПОСЛЕДнюю С УЧЕТОМ НОВЫХ
ВИДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА**

Основными направлениями развития функционала системы являются визуализация фотоматериалов, интерактивная работа с данными и разработка пакета аналитических инструментов.

Список литературы

1. Семенов В.В. Комплексное исследование керна (Скважина 304по Вальнтойского месторождения). – Тюмень, ЗАО «Нефтеком», 2011. – 448 с.
2. Вендров А.М. CASE-технологии. Современные методы и средства проектирования информационных систем. – М.: Финансы и статистика, 1998. – 176 с.
3. Гайдисhev И.К. Анализ и обработка данных: специальный справочник. – СПб.: Питер, 2001. – 132 с.
4. Маклаков С.В. BPwin и ERwin. CASE-средства для разработки информационных систем. – М.: Диалог – МИФИ, 2001. – 306 с.
5. Гринвальд Р., Крейнс Д. Oracle. Справочник. – М.: Символ-Плюс, 2005. – 204 с.
6. РНР-5 для профессионалов / Э. Леки-Томпсон, А. Коув, С. Новицки, Х. Айде-Гудман. – М.: Вильямс, 2006. – 608 с.
7. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985. – 145 с.
8. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. – М.: Недра, 1990. – 376 с.

Reference

1. Semenov V.V., *Kompleksnoe issledovanie kerna (Skvazhina 304po Valyntoyskogo mestorozhdeniya)* (Comprehensive core survey (Well no. 304po Valyntoy field)), Tyumen': Publ. of Neftekom, 2011, 448 p.
2. Vendrov A.M., *CASE-tekhologii. Sovremennye metody i sredstva proektirovaniya informatsionnykh sistem* (CASE-technology. Modern methods and means of designing information systems), Moscow: Finansy i statistika Publ., 1998, 176 p.
3. Gaydyshev I.K., *Analiz i obrabotka dannykh: spetsial'nyy spravochnik* (Analysis and processing of data), St. Petersburg: Piter Publ., 2001, 132 p.
4. Maklakov S.V., *BPwin i ERwin. CASE-sredstva dlya razrabotki informatsionnykh sistem* (BPwin and ERwin. CASE-tools for the development of information systems), Moscow: Dialog – MIFI Publ., 2001, 306 p.
5. Greenwald R., Kreines D.C., *Oracle in a nutshell*, Wiley, 2003, 926 p.
6. Lecky-Thompson E., Eide-Goodman H., Nowicki S., *Professional PHP5*, Wrox Press, 2005.
7. Dakhnov V.N., *Geofizicheskie metody opredeleniya kollektorskikh svoystv i neftegazonasyshcheniya gornyykh porod* (Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks), Moscow: Nedra Publ., 1985, 145 p.
8. Tul'bovich B.I., *Petrofizicheskoe obespechenie effektivnogo izvlecheniya uglevodorodov* (Petrophysical provision of effective hydrocarbon recovery), Moscow: Nedra Publ., 1990, 376 p.

ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

INTEGRATED MODEL FOR PLANNING OF FIELD DEVELOPMENT INDICATORS

А.В. Ахметов, А.П. Рощектаев, к.ф.-м.н., **А.А. Пустовских**, к.ф.-м.н.,
А.Н. Ситников Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
Е.В. Аскерова, А.В. Билинчук, к.т.н.
ПАО «Газпром нефть»
Электронный адрес: akhmetov.av@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: планирование добычи нефти, производственные показатели разработки месторождения, темпы падения добычи

A.V. Akhmetov, A.P. Roshchektaev, A.A. Pustovskikh, A.N. Sitnikov
Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg,
E.V. Askerova, A.V. Bilinchuk Gazprom Neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

The work presents actual methods of production forecasting used in industry. Particular attention is devoted to the analysis of decline rates of oil production from production history and the approximation of the empirical decline rate by analytical functions. The concept of a corridor of decline rates is introduced. Approaches to the forecasting of the base production in the context of each well, including the displacement curves, are described. The ways of risk analysis in oil production forecasting are given.

Keywords: oil production forecast, oilfield development indicators, oil production decline curve

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в условиях постоянного ухудшения качества запасов и сложных макроэкономических условий перед нефтяными компаниями стоит задача оптимизации и долгосрочной устойчивости принимаемых инвестиционных решений. Существует необходимость построения интегрированной модели планирования добычи для анализа инвестиционной привлекательности проектов с возможностью анализа возникающих рисков.

Основная задача планирования добычи – оценка будущей динамики производственных показателей по переходящему (базовому) фонду и дополнительной добычи, полученной в результате проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Представленный подход к решению задачи основан на понятии темпа падения дебита единичной скважины (рис. 1), который может быть рассчитан по результатам численного моделирования либо на основании анализа статистических данных.

АНАЛИЗ ТЕМПОВ ПАДЕНИЯ ДЕБИТА (ДОБЫЧИ) ПО СТАТИСТИЧЕСКИМ ДАНЫМ

Целью анализа статистических данных является получение статистически обоснованного

среднего темпа падения дебита по скважинам, в которых проведены схожие ГТМ. Мероприятия должны быть объединены в группы с общими геологическими и технологическими условиями проведения:

- ГТМ одного вида (например, ввод новых скважин или проведение ГРП);
- ГТМ выполняют в скважинах:
 - с одним типом заканчивания;
 - находящихся в схожих геологических условиях (одна фациальная обстановка по данным фациальных карт пласта);
 - вскрывших пласты со схожими значениями фильтрационно-емкостных свойств (значение коэффициента вариации по выборке для гидропроводности пласта не превышает заданной величины).

Для анализа исходными являются данные о дополнительной добыче, полученной в результате проведения ГТМ, за рассматриваемый период по всем мероприятиям группы.

Основу анализа составляет предположение о типовом эффекте от ГТМ. Принимаем, что все скважины с некоторой точностью работают с одинаковым для всех безразмерным темпом падения дебита $f(t)$, причем $f(0) = 1$, но у каждой i -й скважины свой начальный дебит q_{0i} . Следовательно, дополнительный дебит, полученный в результате проведения ГТМ, зависит от накопленного времени работы t по

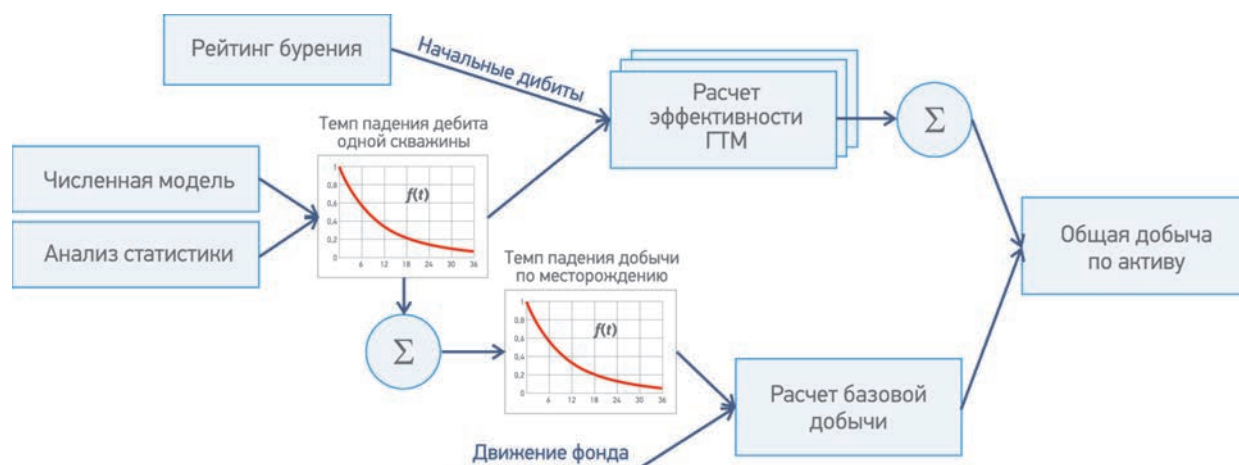


Рис. 1. Блок-схема движения данных при планировании добычи

закону $q_f(t) = q_{0f}f(t)$, или в логарифмическом виде

$$\ln q_f(t) = \ln q_{0f} + \ln f(t) + \varepsilon_f(t),$$

где $\varepsilon_f(t)$ – остаток, который не объясняется в рамках указанной модели.

Критерий качества построенной модели – минимизация суммы квадратов ошибок. Неизвестными величинами являются начальные дебиты скважин q_{0f} и значения эмпирической функции падения дебита по месяцам $f(t)$. Такая оптимизационная задача сводится к системе линейных алгебраических уравнений и решается средствами линейной алгебры.

АППРОКСИМАЦИЯ ЭМПИРИЧЕСКОЙ ФУНКЦИИ ПАДЕНИЯ АНАЛИТИЧЕСКИМИ КРИВЫМИ

Полученные значения эмпирической функции падения $f(t)$ мало подходят для применения в дальнейшем процессе планирования по причине зашумленности, отсутствия гладкости, невозможности обобщения и экстраполяции. В связи с этим на практике необходимо подобрать гладкую аналитическую кривую $f_a(t)$, которая зависит от малого числа параметров и достаточно хорошо аппроксимирует эмпирическую функцию.

В представленном подходе для этой цели используются непрерывные кусочно-заданные функции, определенные в виде сшивки простых аналитических функций. Всего используется пять видов простых (базисных) аналитических функций.

При сшивке нескольких аналитических функций выбирается одна из пяти базисных функций для каждого интервала времени и указывается тип сшивки на границе интервала (гладко/не гладко). В первом случае функция падения непрерывна, но производная терпит

разрыв в точке сшивки, во втором – непрерывна как сама функция, так и ее производная. При подборе гладкой кривой для заданной эмпирической функции необходимо указать число используемых базисных функций и их типы. Коэффициенты функций подбираются путем решения задачи многопараметрической оптимизации. Для этого подходит любой оптимизационный алгоритм, обладающий глобальными поисковыми свойствами. В частности, в представленном подходе используется алгоритм дифференциальной эволюции.

КОРИДОР ФУНКЦИЙ ПАДЕНИЯ

Эмпирическая и аналитическая функции падения описывают динамику показателей эксплуатации средней скважины. При расчете производственных показателей от проведения ГТМ возможно использовать функцию падения, отличающуюся от функции, определенной на основе анализа статистических данных. Для контроля допустимости корректировки функции падения вводится понятие коридора функций (рис. 2).

Коридор функций падения дебита для каждого момента времени t определяет интер-

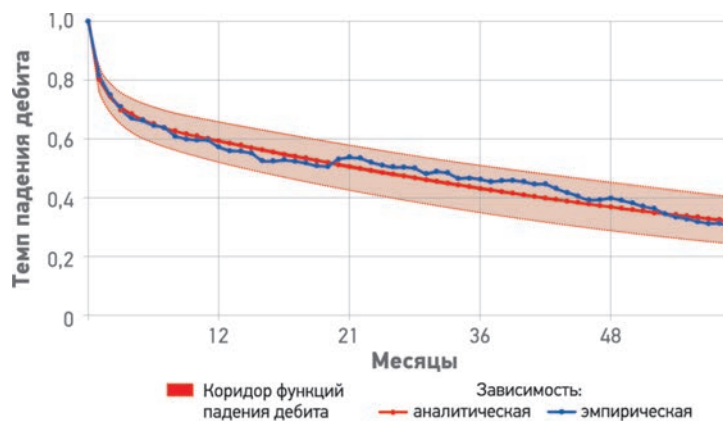


Рис. 2. Темп падения дебита

вал допустимых значений функции. Таким образом, для всех моментов времени коридор представляет собой набор двух функций $f_{\max}(t)$ и $f_{\min}(t)$, определяющих верхнюю и нижнюю границы этого интервала. Указанные функции $f_{\max}(t)$ и $f_{\min}(t)$ могут быть получены по известному аналитическому виду функции падения дебита $f_d(t)$, построенной по эмпирическим данным. Ширина коридора определяется относительной величиной смещения δ от исходной функции $f_d(t)$.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ

Расчет производственных показателей, полученных в результате проведения ГТМ, выполняется по каждому мероприятию в отдельности. Возможны два различных способа расчета: – дебит жидкости – дебит нефти: с помощью функций падения задается динамика дебита жидкости и дебита нефти. Динамика обводненности по скважине пересчитывается в зависимости от указанных параметров;

ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА ПЛАНИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ – ОЦЕНКА БУДУЩЕЙ ДИНАМИКИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ПЕРЕХОДЯЩЕМУ (БАЗОВОМУ) ФОНДУ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ, ПОЛУЧЕННОЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ (ГТМ)

– дебит жидкости – обводненность: задается динамика дебита жидкости единичной скважины и характеристика вытеснения (зависимость обводненности от степени выработки извлекаемых запасов); функция падения дебита нефти рассчитывается для каждого момента времени путем численного решения дифференциального уравнения.

ГТМ делятся на планируемые и фактические (на дату расчета имеются фактические данные как минимум за один месяц). Для планируемых мероприятий необходимо задавать начальные дополнительные дебиты нефти и жидкости. Источником данных по начальным дебитам является геологический рейтинг бурения, в котором расчет дебитов проводится на основе аналитических и численных моделей. Для фактических мероприятий начальные дебиты нефти и жидкости определяются по фактическим эффектам. С целью гладкой сшивки фактических и планируемых точек (для фактических мероприятий) необходимо подобрать некоторое виртуальное значение начального эффекта так, чтобы при переходе от факта к плану не происходило резкого скачка дебита. Выбирается некоторое

число крайних точек (точек привязки), по которым определяется виртуальное значение начального эффекта. Далее расчет для планируемых месяцев выполняется с использованием этого начального эффекта и заданных функций падения дебита жидкости и нефти.

ТЕМПЫ ПАДЕНИЯ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ

При оценке прогнозируемых темпов падения добычи по переходящему фонду (базовой добычи) сначала проводится расчет показателей по каждой скважине, затем проводится суммирование по всем скважинам месторождения (участка) и определяется общий темп падения. Показатели базовой добычи по каждой скважине могут рассчитываться двумя способами.

1. Определение темпов падения дебитов жидкости и нефти единичной скважины на основе статистических данных. Далее для каждой скважины рассчитывается накопленное время работы на момент начала планирования и определяется текущий темп падения.

2. Темп падения дебита жидкости единичной скважины, как и в предыдущем случае, определяется на основе анализа статистических данных. Динамика обводненности задается характеристикой вытеснения (отдельно для каждой скважины). Для задания характеристики вытеснения используется модель Corey с дополнительным участком постоянной обводненности

$$WC(RF) = \begin{cases} WC_0, & RF \leq RF_0; \\ WC_0 + (1 - WC_0) \times \\ \times \left(1 + \frac{(1 - RF)^\alpha (1 - RF_0)^{\beta - \alpha}}{M(RF - RF_0)^\beta} \right)^{-1}, & \\ RF > RF_0. \end{cases}$$

где $RF = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{извл}}$ – степень выработки извлекаемых запасов; $Q_{\text{нак}}$ – накопленная добыча нефти; $Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы; RF_0 – степень выработки запасов, до которой изменения обводненности на этом участке (WC_0) не происходит; M – соотношение подвижностей воды и нефти в крайних точках; α , β – свободные параметры.

В приведенную модель характеристики вытеснения входят пять параметров RF_0 , WC_0 , M , α , β , которые должны быть оптимальным образом адаптированы на фактические данные динамики обводненности скважин. В представленном подходе для этого используется ранее упоминавшийся алгоритм дифференциальной эволюции. Далее для каждой скважины определяется текущее значение степени выработки извлекаемых запасов и соответствующее положение на характеристике вытеснения. Дальнейший расчет проводится для каждого периода времени (ме-

сяца) на основании заданной добычи жидкости путем численного решения дифференциального уравнения.

При суммировании показателей добычи по каждой скважине результатом является планируемая добыча по переходящему фонду без учета выбытия скважин из эксплуатации. В связи с тем, что движение фонда скважин не может быть запланировано для каждой скважины в отдельности, планирование выхода и ввода скважин из эксплуатации осуществляется по месторождению в целом. При этом задается число скважин, планируемых к вводу и выводу в каждом временном периоде (месяце), а также средние дебиты, с которыми скважины выбывают из фонда и вводятся из бездействия.

АНАЛИЗ РИСКОВ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ И ГТМ

Приведенные выше алгоритмы расчетов базовой добычи и добычи в результате проведения ГТМ представляют собой детерминистические оценки планируемой добычи. Однако нередко перед инженером стоит задача построения вероятностной модели, которая позволит оценить добычу нефти за определенный период как случайную величину. С этой целью предусмотрено использование алгоритмов оценки рисков базовой добычи и дополнительной добычи за счет ГТМ. При расчете входными параметрами являются начальные дебиты, темп падения дебита нефти, дата проведения (для ГТМ) и коэффициент эксплуатации. По каждому из этих параметров может быть рассчитан риск. Значения параметров в основном расчете считаются наиболее вероятными. Инженер указывает их относительное изменение, при этом каждый параметр моделируется бета-распределением.

Далее методом Монте-Карло выполняются серийные расчеты добычи на определенное число реализаций (не менее 500). В каждой реализации исходные параметры варьируются согласно заданному распределению. На основании этих данных можно построить эмпирическую функцию распределения добычи нефти и оценить квантили для вероятностей 10, 50 и 90 % (оценки P10, P50 и P90).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время указанный подход закреплен официальными методическими документами. Инструменты реализованы в программной среде VBA. Пять дочерних обществ компании «Газпром нефть» на текущих активах, научно-технический и корпоративный центры используют данные инструменты для расчета добычи. Основными пользователями являются сотрудники подразделений сводного планирования добычи (более 30 человек) и специалисты по геологии и разработке.

Автоматизация модели бизнес-планирования производственных показателей позволила оптимизировать трудозатраты. Значительно повысилось качество контроля планирования показателей и целостности данных.

Реализуется проект разработки информационной системы, предусматривающей расчет показателей добычи в web-приложении и сохранение результатов в базе данных. В проекте запланировано введение системы согласования, которая позволит руководителям рассматривать и согласовывать результаты расчетов добычи по активам.

Список литературы

1. Интегрированная методика расчета показателей разработки нефтяных месторождений для формирования бизнес-плана / Д.Р. Юлмухаметов, И.С. Афанасьев, Р.К. Мухамедшин, Н.В. Вавилов // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2010. – № 2. – С. 26–29.
2. Вавилов Н.В., Юлмухаметов Д.Р. Система оперативного планирования уровней добычи. // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2010. – № 3. – С. 50–52.
3. Данько М.Ю., Задорожных К.С. Анализ неопределенности профиля добычи нефти при планировании освоения месторождения // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 6 (161). – С. 17–22.
4. Гаралов А.Ш., Сильвестрова И.Ю. Методический подход к перспективному планированию добычи нефти // Тр. ин-та/НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2014. – № 1. – С. 70–74.
5. К прогнозированию темпов снижения добычи нефти по данным истории разработки нефтяных залежей / М.К. Анурьев, Т.М. Гуляева, А.В. Лекомцев, Д.В. Чернышев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. – 2013. – № 6. – Т. 12. – С. 93–100.

Reference

1. Yulmukhametov D.R., Afanas'ev I.S., Mukhamedshin R.K., Vavilov N.V., *An integrated method for business plan oil field production forecast* (In Russ.), Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft", 2010, no. 2, pp. 26–29.
2. Vavilov N.V., Yulmukhametov D.R., *System of operative planning oil production* (In Russ.), Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft", 2010, no. 3, pp. 50–52.
3. Dan'ko M.Yu., Zadorozhnykh K.S., *Analysis of uncertain oil recovery process while planning the well commissioning issues* (In Russ.), Neft'. Gaz. Novatsii, 2012, no. 6 (161), pp. 17–22.
4. Garalov A.Sh., Sil'vestrova I.Yu., *Technical approach to advanced oil production planning* (In Russ.), SOCAR Proceedings, 2014, no. 1, pp. 70–74.
5. Anur'ev M.K., Gulyaeva T.M., Lekomtsev A.V., Chernyshev D.V., *To forecast the oil production decline rate based on history data of developing oil deposits* (In Russ.), Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2013, V. 12, no. 6, pp. 93–100.

КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ КОНФОРМНОЗАЛЕГАЮЩИХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

THE CONCEPT FOR THE DEVELOPMENT HARD-TO-RECOVER RESERVES
OF CONFORMAL BEDDING OIL RIMS

**А.С. Осипенко, И.В. Коваленко, к.т.н., О.И. Елизаров,
С.В. Третьяков, А.А. Карачев, И.М. Ниткалиев**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: конформнозалегающие пласты, многостадийный гидроразрыв пласта (ГРП), многозбойные горизонтальные скважины (МЗГС), одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ)

A.S. Osipenko, I.V. Kovalenko, O.I. Elizarov, S.V. Tretyakov, A.A. Karachev, I.M. Nitkaliev

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In this article, authors described the design of development of multilayer deposits by systems with horizontal multilateral wells and assessment of engineering feasibility at the concept stage.

The concept of conformal bedding layers development of Eastern-Messoyakhskoye field allows to define cost-effective development objects during exploitation of deposits with horizontal and multilateral wells with the use of multi-stage fracturing. Under the concept the ranking (prioritization) of layers were made prioritizing the development objects and the secondary objects of addition. Considered various options for regular and non-regular development systems with usage of analytical methods, sector modeling and full-scale simulation model. The development feasibility was evaluated of the horizontal well systems including multilateral wells and dual completion at each stage.

The result of this work is implementation of the program research and determination of field regions of experimental program in cost effective areas in the development with both systems of horizontal wells and multilateral horizontal wells using the technology of dual completion. The project includes optimization of wells projected from well pads of main object PK₁₋₃.

Thanks to the approach described in the article, about 80% of the reserves at the secondary formations were involved into profitable development. These reserves before were estimated to be unprofitable.

At the beginning of full-scale development or experimental program in the case of changes in the geological structure of the deposits, the proposed approach of determining cost-effective areas will allow you to adjust the strategy drilling of multilayer deposits without rebuilding a full-scale geological and simulation models. In addition, the results of analytical methods and sector modeling will allow finding the optimum in case of economic parameters changes, including capital costs for drilling wells.

Keywords: conformal bedding, multi-stage fracturing, multilateral horizontal wells, dual completion

ВВЕДЕНИЕ

В данной статье концепция разработки трудноизвлекаемых запасов конформнозалегающих нефтяных оторочек рассматривается на примере Восточно-Мессояхского месторождения, которое на сегодня является самым северным материковым месторождением нефти в России [1]. Помимо основного объекта разработки пласта ПК₁₋₃, вмещающим значительные запасы нефти и газа, на месторождении установлена нефтегазоносность еще в 30 пластах. Сложное структур-

но-тектоническое строение региона обусловило образование перспективных ловушек как тектонически, так и литологически экранированных. Проблемы, связанные с особенностью залегания пластов и реализацией концепции разработки, требуют различных технологических решений.

ПРОБЛЕМАТИКА

Примером перспективных ловушек на месторождении являются объекты Блока 4 (рис. 1), приуроченные к зоне локального

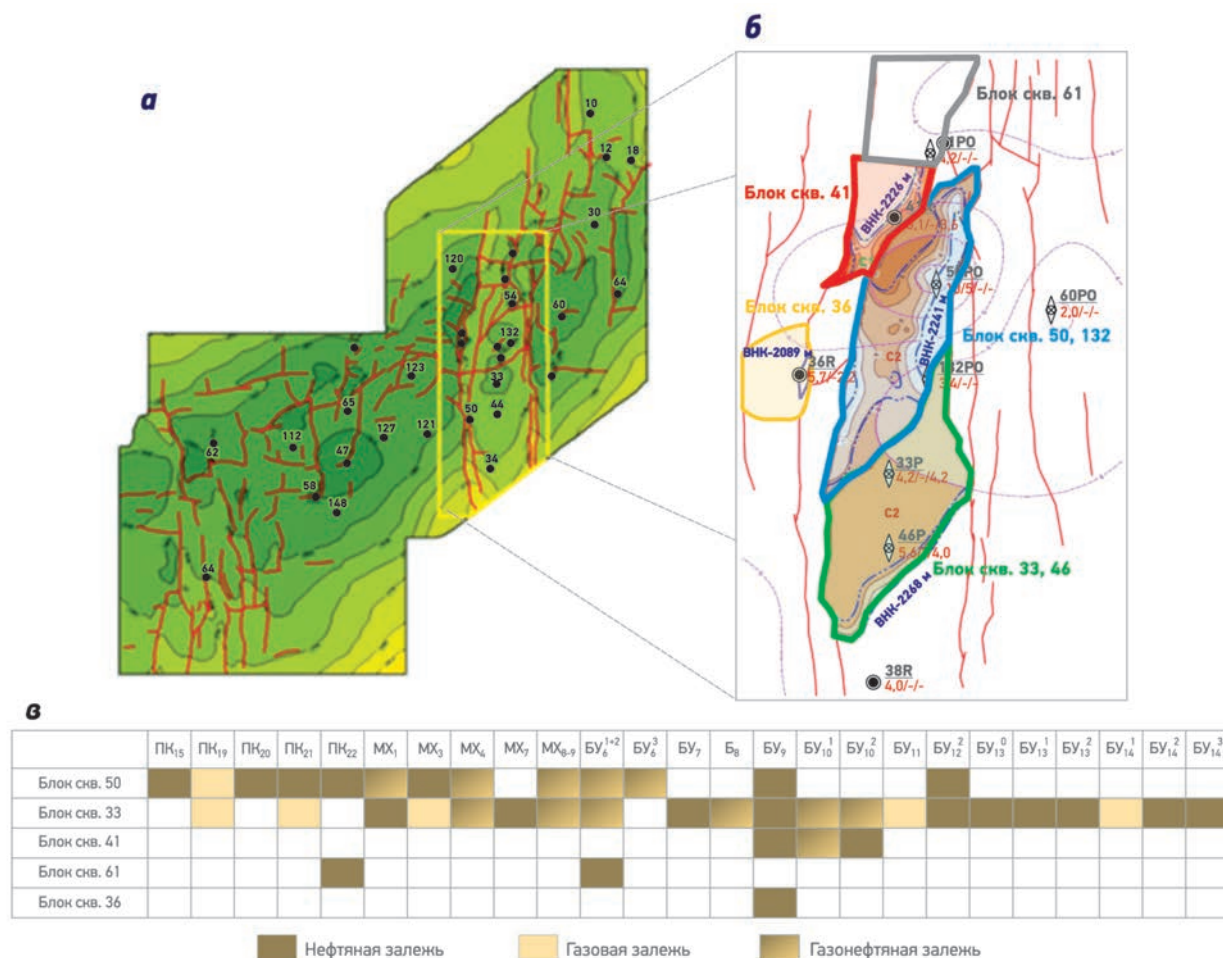


Рис. 1. Структурная модель Восточно-Мессояхского месторождения (а), Блок 4 с обособленными блоками (б) и продуктивные пласты Блока 4 (в)

понижения структуры, вызванного серией крупных тектонических нарушений, сформировавших грабен. Именно в районе грабена (см. рис. 1) сосредоточены 25 пластов с мелкими газонефтяными залежами и небольшой по толщине нефтяной оторочкой, в основном приуроченных к отдельным блокам (всего 40 залежей, из которых 22 – нефтяных, 12 – газонефтяных и 6 – газовых). К задачам разработки нижезалегающих объектов многопластовых залежей относятся как обеспечение экономической эффективности извлечения запасов, так и апробирование технологий их извлечения. Для введения объектов Блока 4 в полномасштабную разработку составлена блок-схема этапности их концептуального проектирования (рис. 2).

При создании концепции разработки нефтяного месторождения после определения размеров и основных геолого-физических параметров пластов необходимо решить задачу ранжирования выделенных объектов разработки и предварительной оценки ожидаемой продуктивности скважин и рентабельности разработки данных объ-

ектов. В ходе оценки приоритетности объектов разработки рассматривались пласты с запасами нефти категории С₁, при этом объектами расчета являлись залежи каждого пласта.

Приоритетность объектов разработки определялась по методу суперпозиции на основе трех методов (аналитический коэффициентный, аналитический технико-экономический, численный расчет по линиям тока).

ПРИОРИТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ

Аналитический коэффициентный метод

1. Вычисление коэффициента скорости отбора по формуле

$$K_{co} = \frac{k \Delta p}{\mu}, \quad (1)$$

где k – проницаемость, определенная по данным геофизических исследований скважин; Δp – перепад давлений между добывающей и нагнетательной скважинами; μ – вязкость нефти в пластовых условиях.

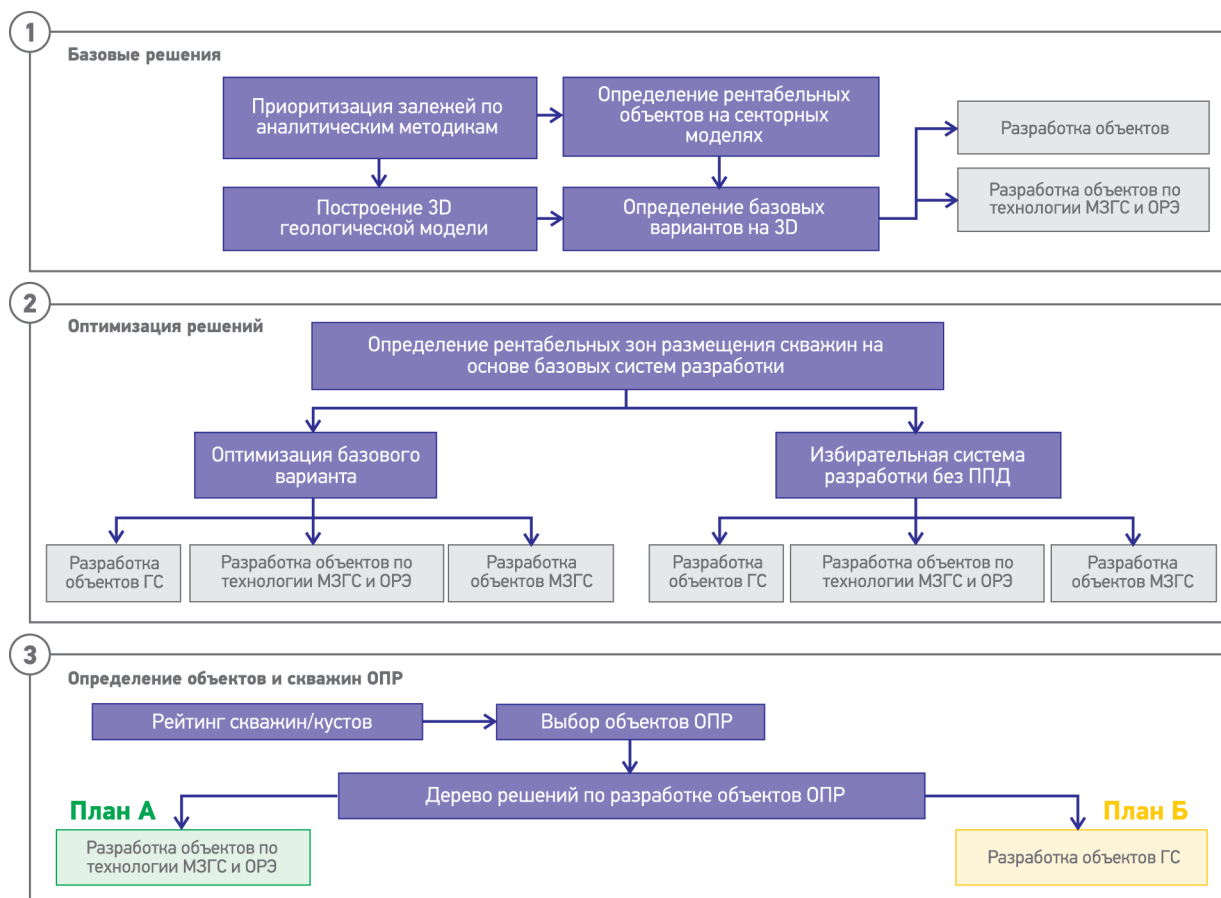


Рис. 2. Порядок проектирования объектов разработки Блока 4:

ГДМ – гидродинамическая модель; ППД – поддержание пластового давления; ГС – горизонтальные скважины; МЗГС – многозбойные горизонтальные скважины; ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация; ОНР – опытно-промышленные работы

2. Расчет коэффициента относительного дисконтирования по формуле

$$K_d = 0,85^{\left(\frac{K_{co, \max} - 1}{K_{co}}\right)}, \quad (2)$$

где $K_{co, \max}$ – максимальный коэффициент скорости отбора.

3. Выделение объектов по величине дисконтированных подвижных запасов нефти, определенной из выражения

$$Q_d = Q_n K_d, \quad (3)$$

где Q_n – подвижные запасы нефти
Технико-экономический метод

1. Нахождение начальных дебитов нефти при прямолинейном заводнении по формуле Маскета

$$q_o = \frac{k \Delta p}{\mu} \frac{2 \pi L}{\frac{\pi W}{h_H} - 2 \ln \left(2 \operatorname{sh} \left(\frac{\pi r_w}{h_H} \right) \right)}, \quad (4)$$

где L – длина элемента системы разработки; W – межрядное расстояние; h_H – нефте-

насыщенная толщина пласта; r_w – радиус скважины.

2. Определение коэффициентов падения добычи нефти

Падение дебита q во времени t задается по экспоненциальному закону: $q(t) = q_0 e^{-Dt}$ ($D = q_0 / N_{pw}$ – коэффициент падения добычи; N_{pw} – накопленная добыча по скважине). Таким образом N_{pw} равна приходящим на нее подвижным запасам

$$N_{pw} = \int_0^{\infty} q_0 e^{-Dt} dt = \frac{q_0}{D}. \quad (5)$$

3. Расчет чистого дисконтированного дохода, приходящегося на одну скважину, для каждого объекта разработки по формуле

$$\begin{aligned} NPV_w &= \left(\int_0^{\infty} FCF_w(t) e^{-rt} dt \right) (1 - \theta) - c_w = \\ &= \frac{q_0 p_{nb} (1 - \theta)}{r + D} - c_w, \end{aligned} \quad (6)$$

где $FCF_w(t)$ – чистый денежный поток, в наиболее простой форме $FCF_w(t) = q_0 e^{-Dt} p_{nb}$;

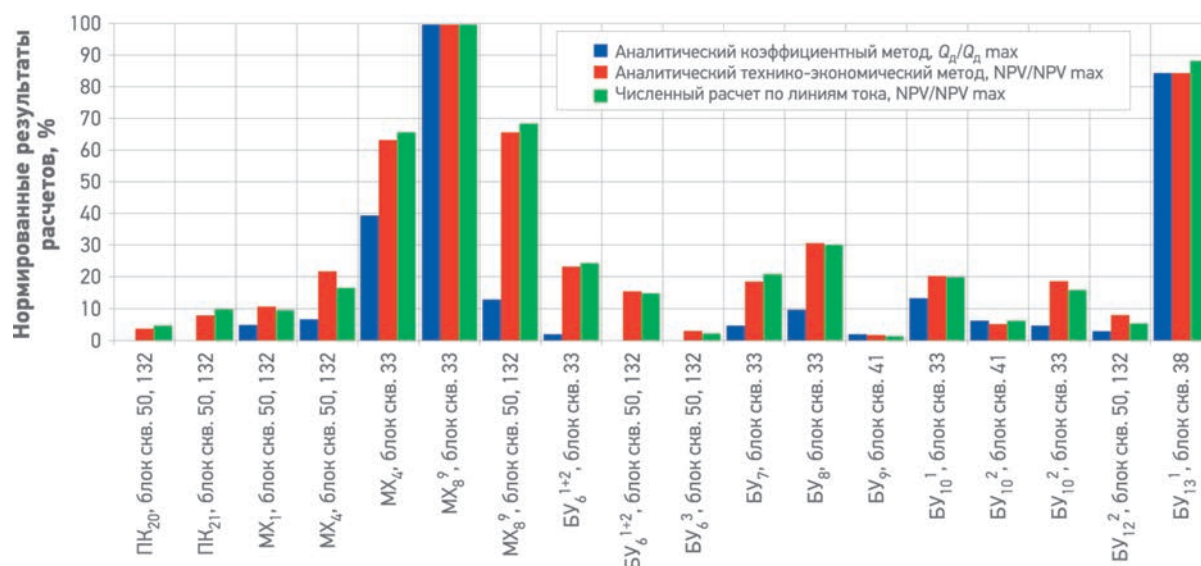


Рис. 3. Гистограмма приоритетности объектов разработки, построенная на основе расчетов по трем различным методам

p_{nb} – net-back цена нефти за вычетом НДС; r – нормальный (непрерывный) коэффициент дисконтирования; c_w – удельные капитальные вложения в бурение и строительство локальных объектов; θ – ставка налога на прибыль.

4. Выделение объектов по величине ЧДД

$$NPV = NPV_w \frac{N_p}{N_{pw}}, \quad (7)$$

где N_p – подвижные запасы объекта разработки.

Расчет линий тона

1. Задание параметров пласта и системы разработки. Для проведения расчетов использовалась программа GP, реализующая метод линий тона для определения динамики добычи.

2. Расчет динамики добычи нефти, жидкости, закачки воды

3. Вычисление ЧДД.

4. Выделение объектов по величине ЧДД. После расчетов тремя методами была получена гистограмма с учетом приоритетности объектов (рис. 3). На данном этапе уже можно выделить перспективные объекты, которые будут являться первостепенными при разработке всего блока.

При низких значениях индекса доходности PI по объектам дополнительно рассчитана возможность приобщения пластов путем изменения капитальных вложений в бурение всей скважины (вовлечение запасов нефти за счет бурения ГС и МЗГС). Выделе-

ние объектов по суперпозиции результатов методик с учетом возможности приобщения пластов приведено на рис. 4.

С учетом возможности использования МЗГС и применения ОРЭ рентабельны все рассматриваемые объекты, кроме БУ₆³. Определена итоговая приоритетность пластов: основными объектами являются БУ₁₃¹, МХ₄, МХ₈₋₉, БУ₆¹⁺², БУ₈, БУ₁₀¹, БУ₁₀², объектами приобщения – ПК₂₀, ПК₂₁, МХ₄, БУ₇, БУ₉, БУ₁₀¹, БУ₁₂².

Для оптимизации затрат на разработку объектов была рассмотрена возможность объединения пластов в один эксплуатационный объект. Критериям такого объединения соответствуют пласты ПК₂₀ и ПК₂₁. Рекомендуется следующее: формирование избирательной системы разработки наклонно направленными скважинами или МЗГС; разработка пластов ПК₂₀₋₂₁ как единого объекта; пласта ПК₂₂ – возвратным или самостоятельным фондом скважин. Исходя из того, что фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) рассматриваемых пластов имеют довольно большой разброс, а также довольно высокую степень неопределенности, перед построением полномасштабных гидродинамических моделей были получены матрицы секторных моделей с учетом диапазонов изменения геолого-физических характеристик пластов. Созданы четыре матрицы секторных моделей. Такие параметры, как глубина залегания, пористость, нефтенасыщенность, песчаность, начальное пластовое давление, вязкость нефти, были приняты средневзвешенными по группе рассматриваемых пла-

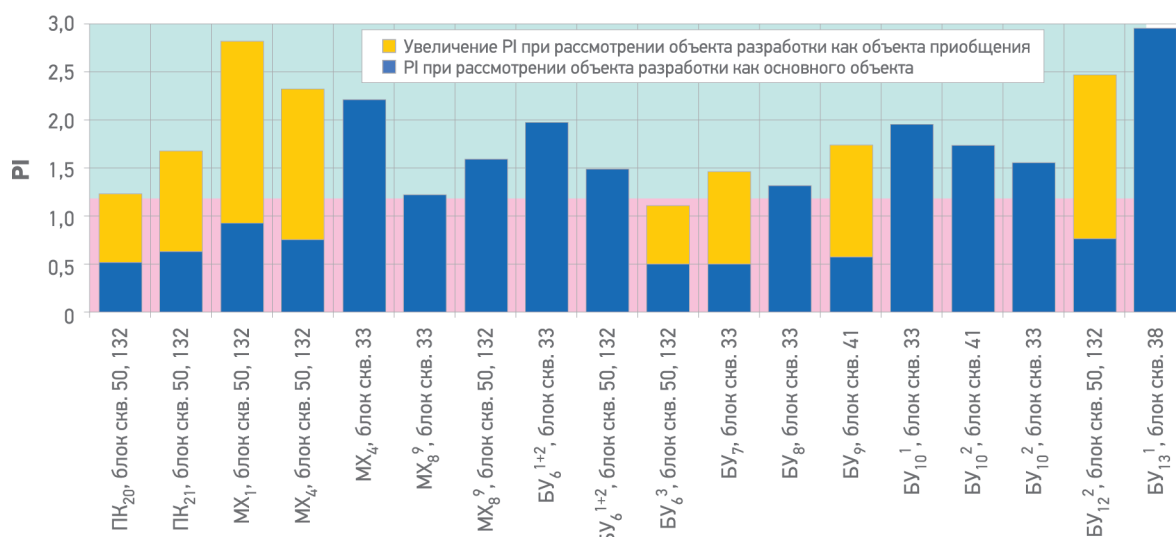


Рис. 4. Итоговая приоритизация объектов

стов. Секторные модели отличались нефтенасыщенной толщиной h_n , отношением нефтенасыщенной толщины к газонасыщенной h_g или к водонасыщенной h_v , параметром kDp/μ , а также расстоянием между скважинами при принятой однорядной системе разработки. Перед расчетом всех вариаций моделей были определены оптимальные режимы работы скважин и их расположение в разрезе в зависимости от нефтенасыщенной толщины.

Таким образом, после проведенных расчетов секторных моделей были построены матрицы устойчивости технико-экономического решения при различных геолого-физических характеристиках объектов (рис. 5).

В дальнейшем, оценивая диапазон неопределенности геологических параметров по каждой залежи, принималось решение о построении полномасштабной гидродинамической модели исходя из устойчивости рентабельности разработки объекта.

Результаты оценки рентабельности при аналитических расчетах и секторном моделировании приведены в табл. 1, где выделены основные объекты разработки, по которым в дальнейшем предполагалось построение полномасштабных ГДМ.

Наличие карт нефтенасыщенных толщин, проницаемости и карты отношения толщин (газонасыщенные/нефтенасыщенные) позволяет получить карту рентабельных зон всех рассматриваемых пластов и применять ее без расчетов на полномасштабных моделях.

Дополнительным преимуществом использования матрицы секторных моделей по сравнению с полномасштабными расчетами является скорость принятия решений о це-

лесообразности бурения скважин после изменения геологического строения залежей. Для детальной оценки профиля добычи и рентабельности объектов построены 3D ГДМ по 10 пластам. На основе выполненных расчетов на полномасштабных ГДМ и технико-экономических показателей разработки сформированы базовые варианты разработки объектов с возможностью применения МЗГС и технологии ОРЭ. Затем проведена оптимизация систем разработки объектов с учетом рентабельных зон, которые были определены на основе следующих данных:

- экономические показатели разработки по результатам секторного моделирования (зависимость NPV от ФЕС);
- результаты анализа профиля притоков нефти/газа/воды к скважине, полученные на полномасштабных ГДМ;
- наличие глинистой перемычки между газом и нефтью (контактность).

Пример оптимизации системы разработки по вариантам для объекта БУ₆¹⁺² в районе разведочной скв. 33 представлен на рис. 6. После оконтуривания рентабельных зон базовый вариант разработки корректировался таким образом, чтобы скважины не располагались в нерентабельных участках залежи.

Экономические показатели рассчитывались через удельные исходные данные (дисконт 15 %) и представлены как положительный или отрицательный NPV.

С учетом определения технико-экономических показателей разработки по данному объекту рекомендуется избирательное размещение скважин без ППД, так как при таком сценарии выполняется условие максимального значения NPV.

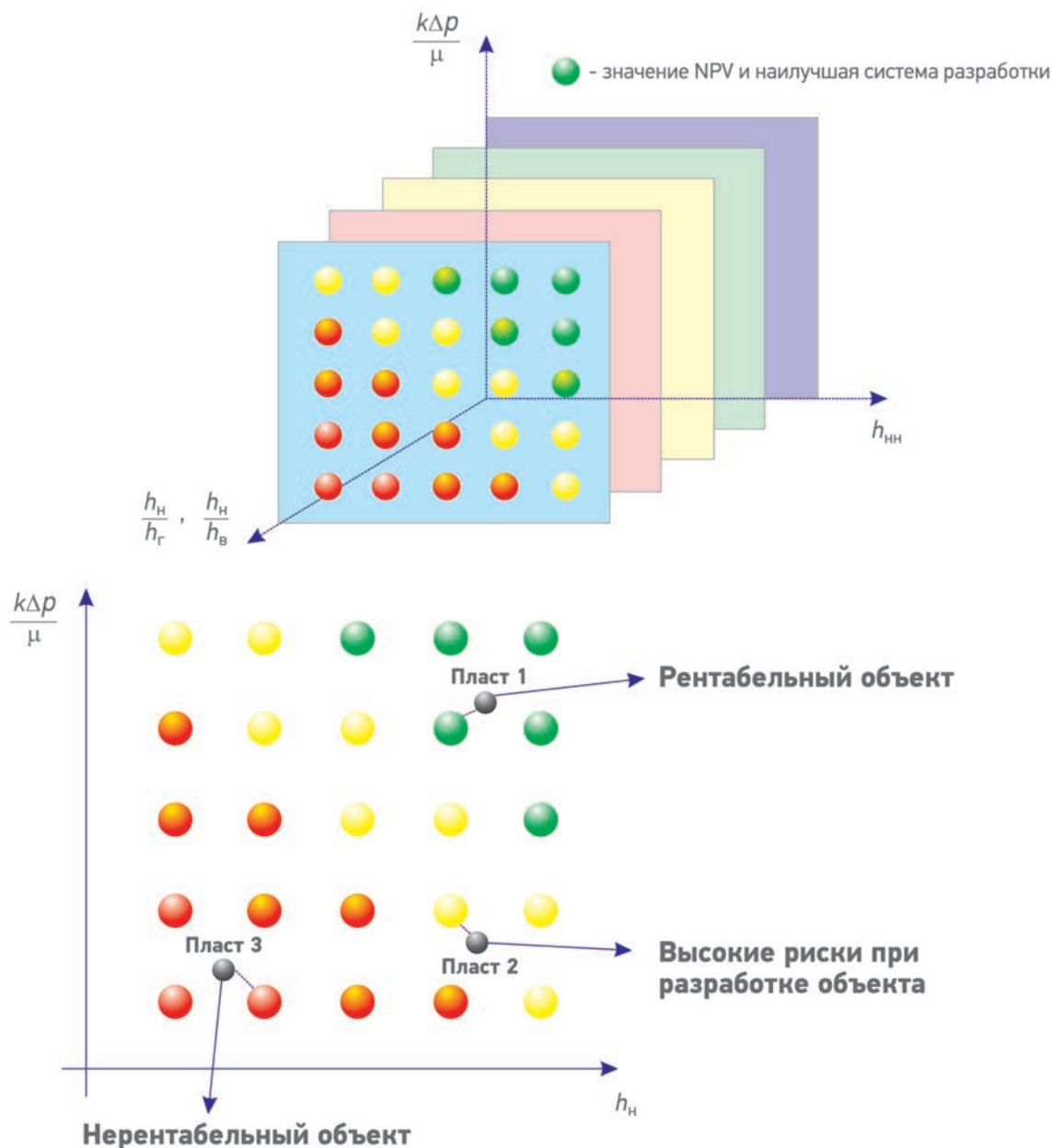


Рис. 5. Матрица устойчивости технико-экономического решения при различных геолого-физических характеристиках объектов

Подобным образом по всем объектам рассматривалась оптимизация систем разработки с учетом наличия рентабельных зон. При проектировании разработки многопластовых месторождений системами многозабойных скважин важно оценить возможность технической реализации данной технологии. При этом необходимо решить следующие вопросы:

- возможность объединения проектных целей разных объектов в одну многозабойную скважину;
- возможность сдвига проектных целей, что связано с проблемами технической реализации;

- проектирование многозабойных скважин с кустовых площадок Фазы 1 (объект ПК₁₋₃);
- моделирование профилей стволов скважин и расчет технической реализации;
- выбор и учет уровня заканчивания многозабойной скважины на ее профиль;
- выбор первоочередных кустов скважин для проведения ОПР;
- оценка стоимости скважин при различных вариантах разработки и схем кустования.

Подготовительной работой перед моделированием являлось определение максимально возможной длины горизонтального участка для каждого объекта с точки зрения бурения. За основу расчетов были

Таблица 1

Объект	Блок скважин	Категория запасов нефти	Рентабельность по результатам		Необходимость построения 3D ГДМ	Примечание
			аналитических расчетов	секторного моделирования		
ПК ₂₀	50, 132	C ₁ +C ₂	✓	=	✓	Рассмотрение совместной эксплуатации объектов
ПК ₂₁	50, 132	C ₁ +C ₂	✓	✓	✓	
МХ ₁	50, 132	C ₁	=	✗	✗	Малая $h_{эф.н}$
МХ ₄	50, 132	C ₁ +C ₂	=	✗	✗	Малая $h_{эф.н}$
МХ ₄	33	C ₁ +C ₂	✓	✓	✓	
МХ ₈₋₉	50, 132	C ₁	✓	✓	✓	
МХ ₈₋₉	33	C ₁	✓	✓	✓	
БУ ₆ ⁽¹⁺²⁾	50, 132	C ₁ +C ₂	✓	✓	✓	
БУ ₆ ⁽¹⁺²⁾	33	C ₁	✓	✓	✓	
БУ ₆ ³	50, 132	C ₁ +C ₂	✗	✗	✗	
БУ ₇	33	C ₁ +C ₂	=	✓	✓	
БУ ₈	33	C ₁ +C ₂	✓	✓	✓	
БУ ₉	41	C ₁	=	✗	✗	Малая $h_{эф.н}$
БУ ₁₀ ¹	33	C ₁ +C ₂	✓	✓	✓	
БУ ₁₀ ²	33	C ₁	✓	✓	✓	
БУ ₁₀ ²	41	C ₁	✓	✓	✗	Избирательная система разработки
БУ ₁₂ ²	50, 132	C ₁ +C ₂	=	✓	✗	Малая $h_{эф.н}$
БУ ₁₃ ¹	38	C ₁	✓	✓	✓	

Примечания. 1. $h_{эф.н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина.

2. = – высокие риски при разработке объекта.

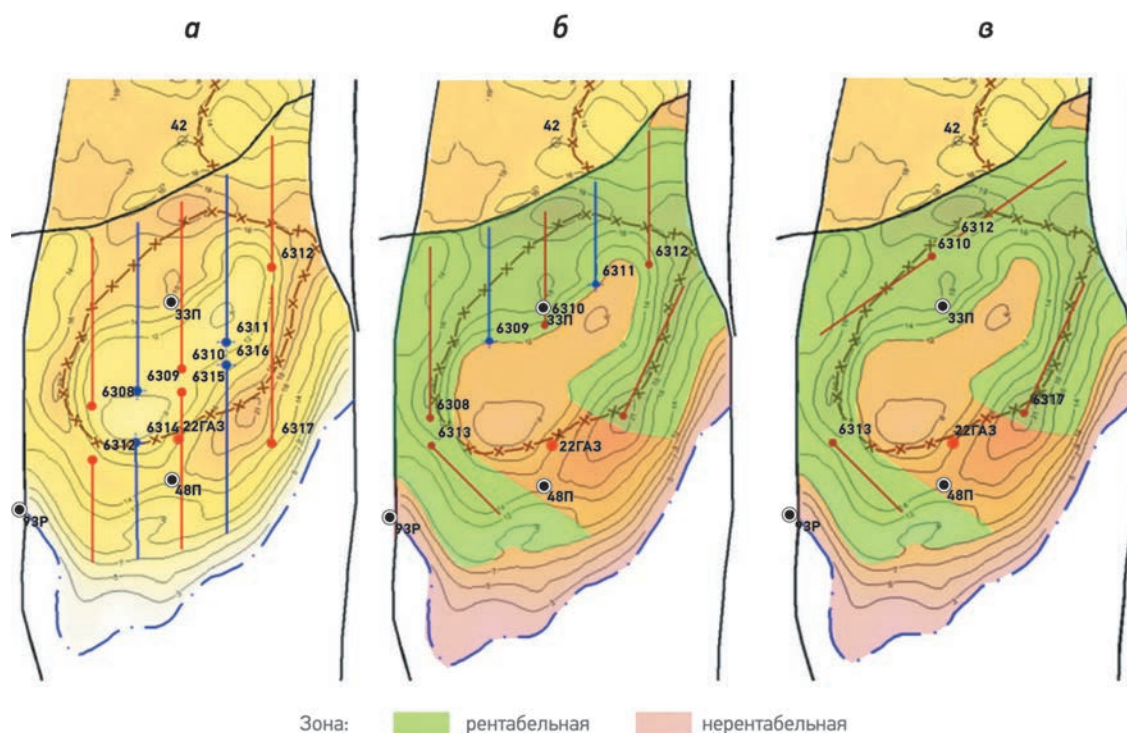


Рис. 6. Расположение скважин по вариантам разработки:

а – освоение объектов регулярной системой разработки;

б – адаптивная система разработки с учетом размещения скважин в рентабельных зонах;

в – избирательная система разработки с учетом размещения скважин в рентабельных зонах без ППД

Таблица 2

Пласт	Усредненная длина по стволу, м	Усредненная глубина по вертикали, м	Номер скважины для расчетов	Классификатор технологий бурения в зависимости от длины ГС, м		
				1200	1500	2000
БУ ₆ ¹⁺²	4053	2114	106	G; P; ВЗД/РУС; РУО	G; P; ВЗД/РУС; РУО	S; P; РУС; РУО
БУ ₇	4251	2171	26	G; P; ВЗД/РУС; РУО	S; P; РУС; РУО	Складывание 89 инструмента
БУ ₈	3859	2220	7	G; P; ВЗД/РУС; РУО	G; P; ВЗД/РУС; РУО	S; P; РУС; РУО
БУ ₁₀ ¹	4051	2269	1	G; P; ВЗД/РУС; РУО	S; P; РУС; РУО	Складывание 89 инструмента

Примечание. G/S – марка стали буровой трубы; P – класс труб; ВЗД/РУС – винтовой забойный двигатель/ротаторная управляющая система; РУО – буровой раствор на углеводородной основе.

взяты данные предварительного кустования Блока 4 объектов МХ и БУ. Затем для определения возможности бурения горизонтальных стволов различной длины приняты усредненные параметры по профилю скважин, полученные при кустовании. Путем моделирования бурения скважин с различной длиной горизонтального участка были выявлены ограничения по технической реализации бурения, возможности передачи нагрузки на долото. Классификатор технологий бурения скважин в зависимости от длины горизонтального участка ствола приведен в табл. 2.

Он включает марку стали буровой трубы, класс труб, КНБК, тип раствора.

Первый этап работы – создание модели для кустования и получение исходных координат целей скважин. Модель для кустования была проработана при проектировании разработки Фазы 1 объекта ПК₁₋₃ – вышележащего пласта на малой глубине, особенностью которого является плотное размещение целей.

По результатам изысканий и топографических и инфраструктурных ограничений итогом результатом стало скорректированное проектное положение кустовых площадок Фазы 1 [2]. Дальнейшие работы проводились с учетом привязки новых проектных скважин к кустовым площадкам Фазы 1.

Были определены цели проектных скважин Блока 4 для каждой скважины по каждому объекту совместно с предложениями по объединению целей на разные объекты в одну скважину. Моделирование схемы кустования осуществлялось в специализированном ПК DSD WellPlanning.

В связи с необходимостью привязки проектных скважин к кустовым площадкам объекта ПК₁₋₃ проводились работы по профилированию скважин. Сначала моделировался основной ствол, затем осуществлялась привязка вторых стволов к основным, т.е. объединение целей в одну скважину.

Поскольку существует вариативность привязки основного ствола к кустовым площадкам Фазы 1, работа выполнялась итерационным способом для обеспечения возможности технической реализации и минимизации проходки по скважине.

Далее на основе геологических предпосылок были определены первоочередные кустовые площадки стадии ОПР, включающие проектные скважины с максимальными извлекаемыми запасами и простыми траекториями стволов скважин.

БЛАГОДАря ОПИСАННОМУ В СТАТЬЕ ПОДХОДУ К ВЫБОРУ ИНТЕГРАЛЬНО-СТРУКТУРИРОВАННЫХ ГРУПП СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ УДАЛОСЬ ВОВЛЕЧЬ В РЕНТАБЕЛЬНУЮ РАЗРАБОТКУ ОКОЛО 80 % ЗАПАСОВ ПО НИЖЕЗАЛЕГАЮЩИМ ПЛАСТАМ, КОТОРЫЕ РАНЕЕ ОЦЕНИВАЛИСЬ КАК САМОСТОЯТЕЛЬНЫЕ НЕРЕНТАБЕЛЬНЫЕ ОБЪЕКТЫ

В итоге данный комплекс работ был проведен по трем вариантам разработки (реалистичный, оптимистичный и пессимистичный), каждый из которых подразделялся еще на два подварианта с построением многоствольных скважин и одиночным разбуриванием целей скважин.

По результатам моделирования кустования получены следующие данные:

- координаты точек забоя и входа в пласт для каждой цели, исключаяющие их пересечения в процессе бурения;
- параметры профиля по каждой скважине с описанием основных характеристик для оценки конструкции и стоимости каждой скважины;
- результаты инклинометрии по каждому участку скважины;
- порядок ввода скважин на кустовой площадке для расчета графика ввода и профиля добычи.

Таблица 3

Параметры	ГС	МЗГС (2 лифта)	МЗГС (1 лифт)
Число скважин для бурения, в том числе:	61	50	50
добывающих	42	34	34
нагнетательных	19	16	16
Капитальные вложения, усл. ед.	2055	1733	1715
NPV (дисконт 10 %), усл. ед.	1724	2082	2053
PI	1,9	2,3	2,3
NPV (дисконт 10 %), усл. ед.	1185	1524	1507
PI	1,6	2,0	2,0

Примечание. Проектный период разработки – 2017–2053 гг.

Эти данные были использованы для расчета графиков ввода скважин, профилей добычи, обоснования первоочередных кустов ОПР, экономической оценки вариантов разработки.

Технико-экономические показатели по рассмотренным вариантам разработки объектов Блока 4 приведены в **табл. 3**.

Результатами проведенной работы с учетом рисков по бурению скважин являются определение участков ОПР в рентабельных зонах при разработке как ГС, так и МЗГС с применением технологии ОРЭ и реализация программы исследовательских работ. В концепте также предусмотрена оптимизация проводки скважин с запроектированных кустовых площадок основного вышезалегающего объекта ПК₁₋₃. В начале полномасштабной разработки

или ОПР в случае изменения геологического строения залежи предложенный подход определения рентабельных зон дает возможность скорректировать стратегию разбурирования многопластовых залежей без перестроения полномасштабных геологических и гидродинамических моделей. Кроме того, результаты аналитических методик и секторного моделирования позволяют находить оптимальные решения при изменении исходных экономических показателей, в том числе стоимости капитальных вложений в бурение скважин.

Выводы

1. Благодаря описанному в статье подходу к выбору интегрально-структурированных групп систем разработки удалось вовлечь в рентабельную разработку около 80 % запасов по низезалегающим пластам, которые ранее оценивались как самостоятельные нерентабельные объекты.

2. В рамках концепции разработки пластов Блока 4 проведено ранжирование пластов, определены первоочередные объекты разработки, а также объекты приобщения.

3. Для зон чисто нефтяной залежи по пластам Блока 4 предлагается на стадии ОПР опробование технологий с применением ГС, МЗГС, ОРЭ и многостадийного гидро-разрыва пласта, для зон водогазонефтяной залежи – технологии с применением ГС, МЗГС и ОРЭ.

Список литературы

1. Технологическая схема разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет о НИР в 3 т. / ЗАО «Мессояханефтегаз», ООО «Газпромнефть-Развитие», ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр». – Тюмень: 2014.
2. Карсаков В.А. Определение оптимального количества кустовых площадок при проектировании разработки месторождений//SPE 171299-RU. – 2014.

Reference

1. Research report «*Tekhnologicheskaya skhema razrabotki Vostochno-Messoyakhskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya*» (Technological scheme for the development of the East Messoyakh oil and gas condensate field): Tyumen': ZAO «Messoyakhaneftegaz», ООО «Gazpromneft'-Razvitie», ООО «Gazpromneft' Nauchno-Tekhnicheskii Tsentr», 2014.
2. Karsakov V.A., *Decision for optimum number of well pads during phase of field development design* (In Russ.), SPE 171299-RU, 2014.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ОПТОВОЛОКОННОЙ ТЕРМОМЕТРИИ ПРИ МОНИТОРИНГЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

УДК 622.276.5.05

© Коллектив

авторов, 2017

EXPERIENCE IN THE APPLICATION OF DISTRIBUTED FIBER OPTIC THERMOMETRY
FOR MONITORING WELLS IN THE COMPANY GAZPROM NEFT

А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, И.С. Каешков

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),

А.В. Буянов

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Электронный адрес: ipatovAI@gazprom-neft-ntc.ru

Ключевые слова: контроль разработки месторождений углеводородов, термометрия скважин, распределенные стационарные оптоволоконные датчики температуры, горизонтальные скважины

A.I. Ipatov, M.I. Kremenetskiy, I.S. Kaeshkov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg,

A.V. Bujanov Gubkin University, RF, Moscow

The paper describes informational content problems of long-term temperature surveillance by means of distributed temperature sensors (DTS) in horizontal producers. Field cases unveil high informational potential of transient fiber-optic temperature surveys in wells with complicated completion. The authors work on possible quantitative methods of flow profile surveillance based on DTS surveys data.

Keywords: field development surveillance, temperature surveys, fiber-optic, DTS, horizontal wells

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наблюдается кардинальный перелом в развитии контроля разработки месторождений нефти и газа. Происходит переход от технологий единичных периодических измерений к непрерывному мониторингу динамики промысловых и геофизических параметров. Технической предпосылкой данной тенденции является появление и постоянное совершенствование стационарных информационно-измерительных систем. Отдельных проблем их развития авторы уже не раз касались в своих предшествующих публикациях [1, 2].

СТАЦИОНАРНЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

В первую очередь необходимо отметить мониторинг давления на забое скважин механизированного фонда датчиками, установленными на приеме электроцентробежного насоса (ЭЦН) [1, 3, 4]. За короткий период они из средства телеметрического контроля технического состояния и режима работы насоса

превратились в эффективный инструмент гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Этому способствовал существенный прогресс в модернизации глубинных датчиков, позволивший кардинально улучшить их метрологические характеристики. Результатом стали доведение чувствительности сенсоров до требований ГДИС и соответствующая сертификация датчиков, выпускаемых отечественными производителями. Благодаря широкому использованию модернизированных телеметрических систем удалось не только существенно увеличить охват гидродинамическими исследованиями скважин механизированного фонда, но и кардинально расширить круг решаемых задач и повысить информативность ГДИС, а следовательно, значительно снизить потери добычи нефти. В частности, полученные результаты стали использоваться как для оценки текущих гидродинамических параметров, так и для контроля динамики выработки пласта, оценки характера интерференции скважин и свойств межскважинного пространства [4]. Подобная информация может быть основой

не только для принятия решений по оптимизации режима эксплуатации отдельных добывающих скважин, но и для корректировки системы разработки блока залежи и объекта в целом.

Не менее значимым является развитие систем контроля разработки многопластовых объектов. Здесь усилия специалистов направлены в первую очередь на развитие систем контроля индивидуальных геофизических параметров совместно эксплуатируемых пластов. В этом направлении параллельно реализуются два различных технических решения.

Первое предусматривает либо подвешивание под ЭЦН на геофизическом кабеле гирлянд датчиков, либо установку в кровле каждого из перфорированных пластов стационарных датчиков (температуры, давления, расхода, состава притока и др.). Известны как автономные, так и дистанционные варианты реализации данного решения [4].

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ОПТОВОЛОКОННАЯ ТЕРМОМЕТРИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ЭФФЕКТИВНЫМ МЕТОДОМ КОНТРОЛЯ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ

Второе решение заключается в оборудовании скважины байпасными системами (типа Y-tool), позволяющими с высокой периодичностью выполнять стандартные замеры геофизических параметров по ее стволу [5, 6]. Опыт практического использования перечисленных систем убедил авторов в особой роли термометрии скважин в комплексе методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Этот метод оказался наиболее устойчивым к негативному влиянию сложных условий измерения в добывающих скважинах (прежде всего к многофазному притоку сложного состава). Кроме того, у скважинной термометрии есть информативный потенциал для определения интенсивности притока, причем при диагностике и количественной оценке низкодебитных притоков он обладает преимуществами перед методами расходомерии за счет более высокой чувствительности и надежности.

Данный метод не лишен недостатков. Главный из них состоит в неоднозначности интерпретации термограмм из-за одновременного влияния на тепловое поле нескольких процессов (в том числе происшедших до начала измерений). Негативно сказывается на результативности интерпре-

тации необходимость учета большого числа априорных данных низкой надежности (прежде всего о тепловых свойствах жидкости, заполняющей ствол скважины, и вмещающей среды).

Указанные факторы обуславливают низкую достоверность стандартных технологий термических исследований, в основе которых лежит регистрация одиночных профилей температуры по длине ствола. Для реализации всего потенциала термометрии нужны нестационарные технологии измерений. Привычный способ их применения – одновременные измерения по стволу – тоже далеко не всегда эффективен. Причина в том, что связанные с интенсивностью работы пластов нестационарные процессы часто непродолжительны. Их длительность нередко в несколько раз меньше, чем время, необходимое для регистрации профиля температуры по стволу.

Выход из данной ситуации заключается в более широком использовании распределенных по стволу измерительных систем. В настоящее время потенциал для практического использования представляют собой системы двух видов.

Во-первых, так называемые «косы термометров», стационарно размещаемые в продуктивной толще (в том числе под приемом ЭЦН). Такая коса представляет собой множество разнесенных по глубине датчиков. При решении ряда прикладных задач, где не нужна высокая разрешающая способность метода по длине ствола, например, при оценке профиля притока, возможно неравномерное распределение температурных датчиков по стволу с расстоянием между ними от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров. В этом случае для контроля работы продуктивного пласта требуется примерно 100-200 датчиков.

Хотя необходимость и возможность появления таких измерительных систем обсуждаются давно, пригодные для практики технические решения по их реализации, к сожалению, пока не найдены.

Вторым, более реальным на сегодняшний день вариантом является использование распределенных датчиков температуры на основе оптоволоконна (DTS) [6–11]. Опыт использования подобных систем в отечественной нефтегазовой отрасли является пока эксклюзивным. Обычно эти исследования проводятся в рамках опытно-промышленных работ (испытаний). Тем не менее результаты, полученные российскими добывающими и сервисными компаниями, показывают высокий потенциал оптоволоконной термометрии как средства геомониторинга [8, 9, 11].

Следует отметить, что оптимальными объектами для подобных исследований, где преимущества данной технологии по критерию цена – качество неоспоримы, являются скважины со сложным заканчиванием (горизонтальные, с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), многоствольные, в том числе пробуренные по технологии fish-bone).

Ниже рассмотрено несколько примеров подобных исследований, выполненных на месторождениях компании «Газпром нефть».

УТОЧНЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОПТОВОЛОКОННОГО ДАТЧИКА (НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫЙ СТОЛ)

Прежде всего следует отметить опытно-методические работы, выполненные по инициативе и при техническом обеспечении ОАО «ГПН-Ноябрьскнефтегазгеофизика». При исследовании использовалась одна из наиболее простых технологий проведения измерений. Оптоволоконный кабель был помещен в бронированную оплетку, на время измерений он спускался в скважину, т.е. измерения проходили по технологии, аналогичной стандартным ПГИ. Исследовалась обычная наклоннонаправленная скважина, в которой преимущества оптоволоконной технологии перед стандартной невелики. Ценность выполненных работ состоит прежде всего в том, что в промысловых условиях были протестированы

метрологические характеристики распределенного датчика.

Как известно, в процессе измерений распределенным термодатчиком происходит последовательный прием отраженных сигналов с некоторым временным шагом. Величина этого шага определяет минимально возможную длину отрезка оптоволоконного кабеля, температуру которого можно измерить. В реальности наземное программное устройство суммирует отраженный сигнал от источника излучения в диапазонах времени и длины, которые намного больше предельных. Таким образом, набирается статистика, необходимая для достижения требуемой точности измерения. Очевидно, что чем больше интервалы, тем точнее результат, но не имеет смысла бесконтрольно увеличивать шаги и по глубине, и по времени, поскольку в этом случае мы не сможем осуществить мониторинг меняющегося по глубине профиля температуры, поэтому необходим компромисс между точностью и детальностью выполняемого измерения (рис. 1). Из рис. 1, а видно, что в диапазоне значений Δt порядка первых минут и ΔL первых десятков метров удается достичь точности измерений температуры T в первые десятые доли градуса. Такой результат дополнительно иллюстрируют расчетные профили температуры, полученные при усреднении данных одной из исследованных скважин (рис. 1, б). Это приемлемо для решения большинства задач контроля разработки, что свидетельствует о пригодности современных модификаций DTS в практике

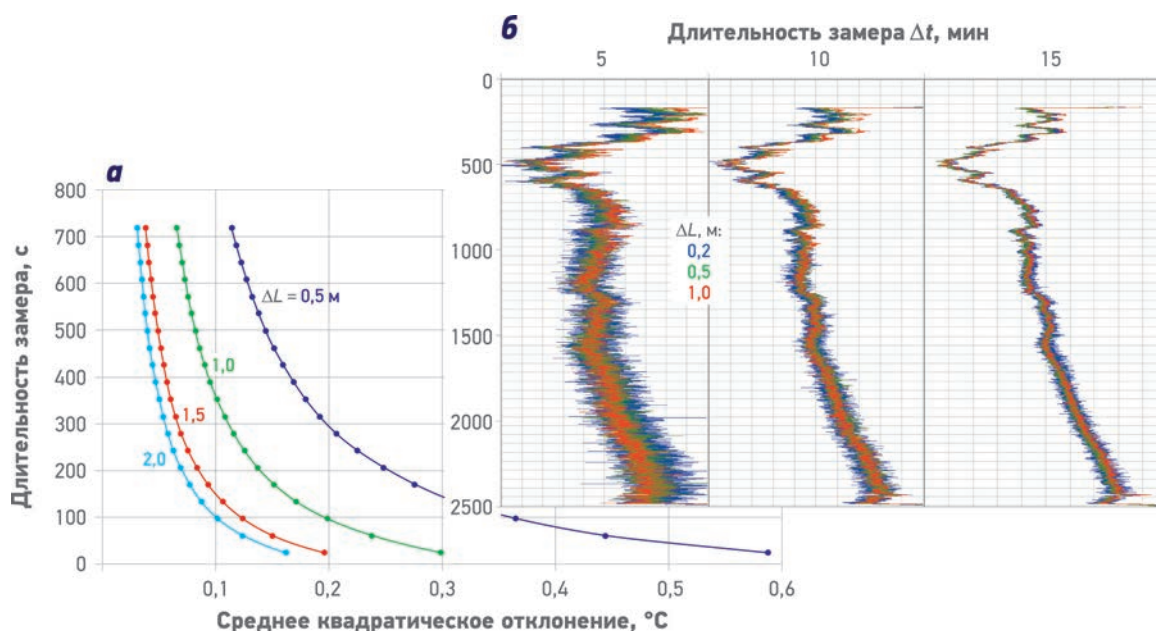


Рис. 1. Влияние шагов дискретизации температуры T по глубине и по времени на точность температурных измерений оптоволоконным датчиком:

а – связь среднего квадратического отклонения измерений интервалом по длине ΔL и длительностью замера Δt ;
б – расчетные профили температуры

ПГИ. Подобные системы, несомненно, будут совершенствоваться, так как потребность в них и потенциал их дальнейшего развития очень высоки.

Рассмотрим конкретные примеры практического использования.

МОНИТОРИНГ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ КОМПРЕССИРОВАНИЕМ (НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫЙ СТВОЛ)

В ходе работ, описанных в предшествующем разделе, были выполнены измерения в процессе освоения скважины компрессированием [8]. При этом стояла задача понять, насколько новый метод исследований способен отражать происходящие в стволе процессы, связанные с существенно нестационарным освоением пласта.

Результаты измерений показали, что пласты слабо реагируют на снижение депрессии. Один из двух совместно вскрытых пластов практически не участвовал в разработке. Диагностируемая в пределах его толщины температурная аномалия была практически стационарна и связана с предшествующими циклами работы компрессора. Приток из второго пласта был настолько слаб, что в процессе компрессирования не наблюдалось типичной инверсии температуры после того, как из пласта начинает поступать флюид. Характерны особенности динамики фронта температуры в кровле данного пласта, вызванные его работой: на начальной стадии компрессирования, когда пласт временно поглощал флюид, происходило характерное для слабого нисходящего движения флюида смещение фронта вниз по стволу. В цикле притока фронт смещается вверх. При изучении подобных процессов удалось не только диагностировать направление, но и оценить интенсивность движения флюида в стволе. При этом подобная оценка более устойчива к погрешностям в

априорных данных (прежде всего для тепловых свойств вмещающей среды).

Следует отметить, что временной интервал, в котором наблюдались описанные выше температурные эффекты, составляет первые десятки минут. При стандартной технологии термических исследований в процессе профильного каротажа зарегистрировать за столь краткий промежуток времени серию разновременных диаграмм практически невозможно.

МОНИТОРИНГ ЗАКАЧКИ РАБОЧЕГО АГЕНТА В ПРОЦЕССЕ НЕСКОЛЬКИХ ЦИКЛОВ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА (ГРП)

В данной скважине выполнялся мониторинг повторных ГРП, в процессе которого проводились циклические закачки рабочего агента (отклоняющей жидкости) (рис. 2). Работы и сопутствующие им термические исследования выполнялись компанией Schlumberger. На рис. 3 приведены основные особенности изменения температуры в интервале продуктивной толщи в циклах закачки отклоняющего агента, до и после ГРП. Результаты представлены в виде разновременных профилей температуры по стволу.

Изменение термограмм в процессе закачки и в остановленной скважине свидетельствует о неравномерном распределении закачиваемой жидкости по портам ГРП, причем вклад портов в общий расход жидкости после повторного ГРП существенно изменился. Если до ГРП наиболее интенсивно работала носочная часть скважины (порт 3), то после ГРП зона интенсивного поглощения сместилась в пяточную часть (порт 6). При этом порты (1 и 2) практически перестали работать. Наблюдаемые при этом особенности изменения термограмм соответствуют классическим представлениям, что иллюстрирует рис. 3, на котором приведены результаты моделирования температуры при вскрытии пласта двумя портами с ГРП. Представленные диаграммы отличаются распределением закачки между портами.

На рис. 4 приведены результаты диагностики по термометрии межпластового перетока в интервале портов 3–7 по стволу остановленной горизонтальной скважины.

Так же как и в предыдущем случае, изменение термограмм соответствует классической теории, что подтверждается результатами температурного моделирования. В связи с этим условия исследований наиболее благоприятны для количественной интерпретации результатов термометрии, прежде всего для определения вкладов отдельных портов в общий расход скважины.

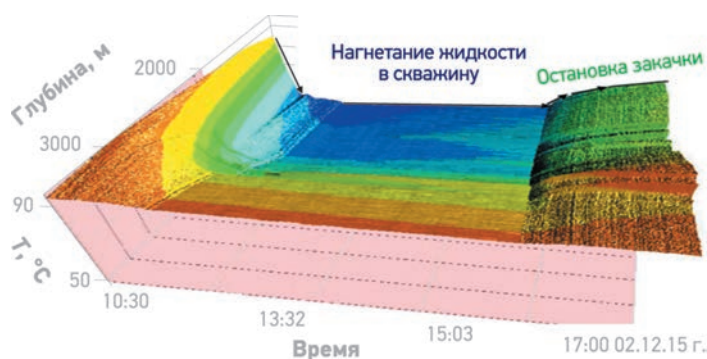


Рис. 2. Диаграмма динамики температуры в циклах закачки и при последующей остановке скважины

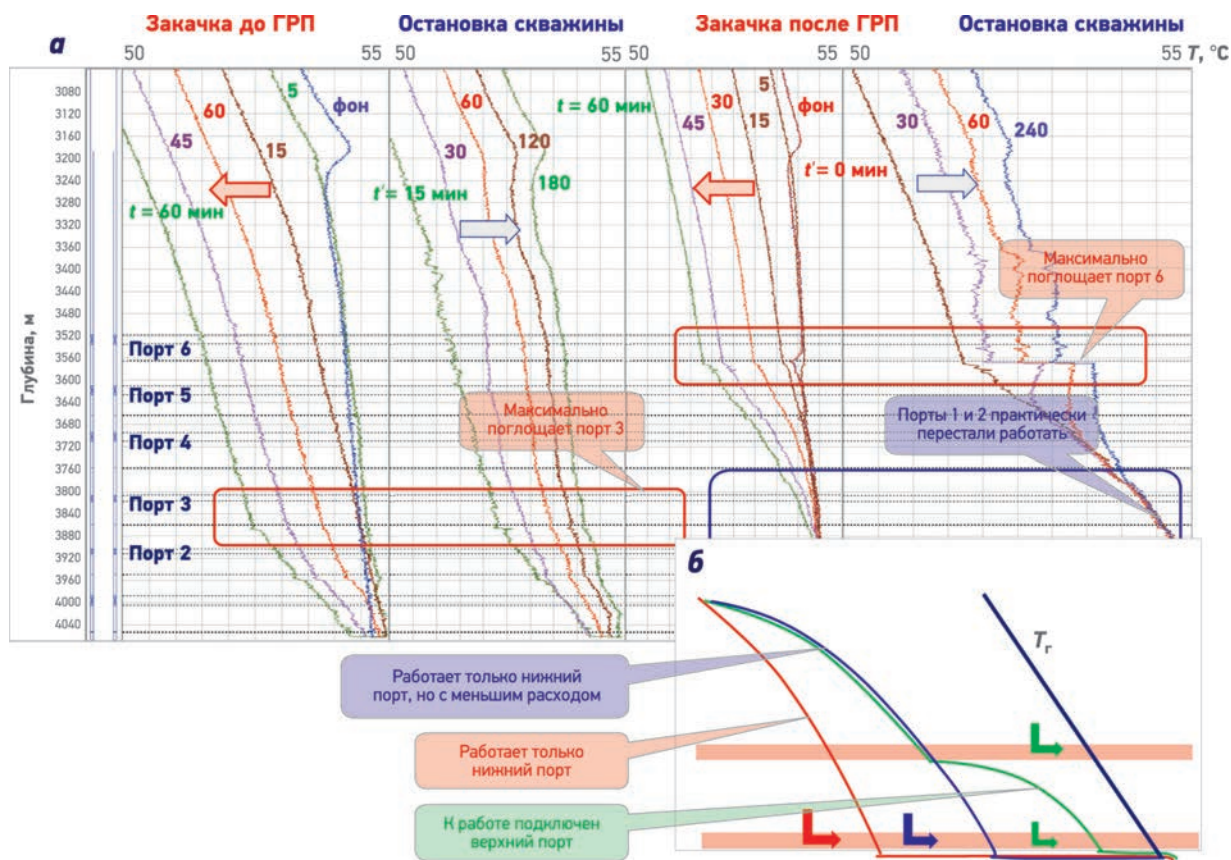


Рис. 3. Динамика работы портов в горизонтальной скважине с МГРП (а) и типовые термограммы, полученные в результате моделирования, при закачке в пласт жидкости со стабильным расходом и различным соотношении приемистости верхнего и нижнего портов (б): t – время, прошедшее после начала закачки; t' – длительность остановки; T_r – геотермическая температура

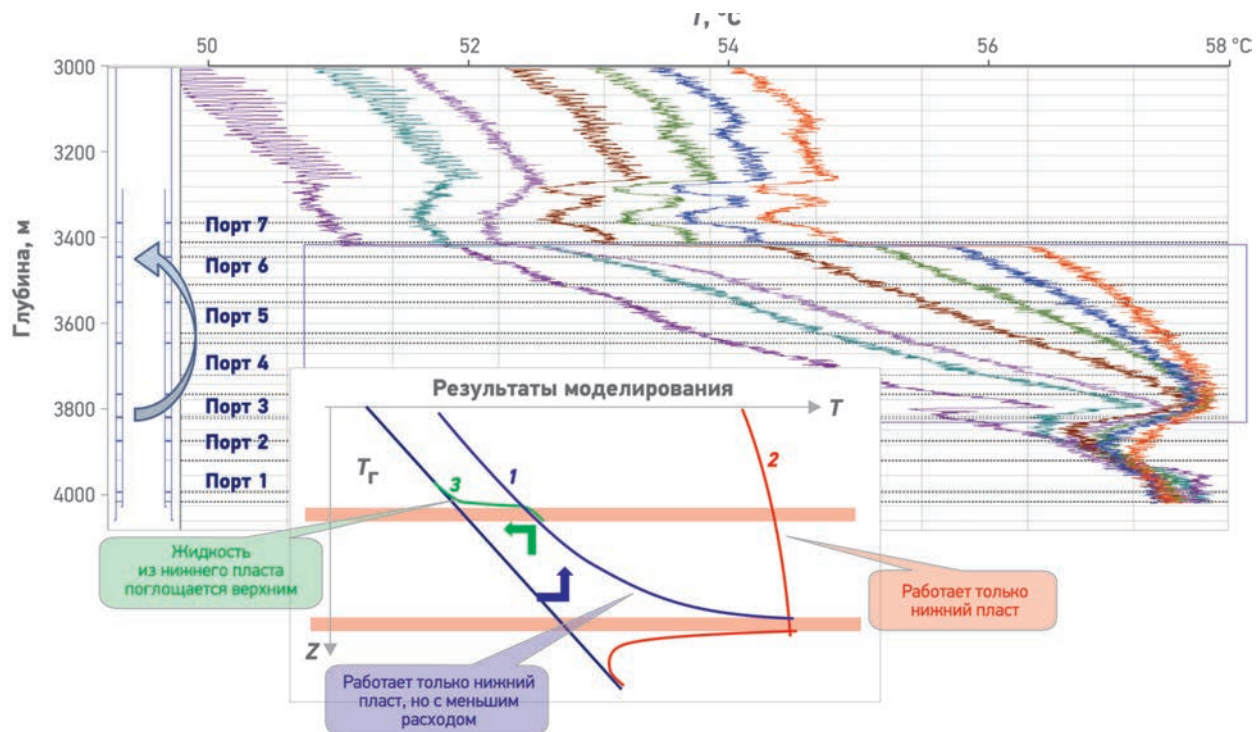


Рис. 4. Результаты измерений в скважине и типовые кривые, полученные при моделировании в процессе вскрытия двух интервалов в режиме отбора с низким (1) и высоким (2) расходом при работе только нижнего интервала и при перетоке в остановленной скважине из нижнего интервала в верхний (3)

ДОЛГОВРЕМЕННЫЙ МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА, ВСКРЫТОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНОЙ

Рассмотрим результаты распределенной оптоволоконной термометрии в добывающей нефтяной горизонтальной скважине, вскрывающей продуктивную толщу единым фильтром. Этот объект интересен тем, что непрерывный мониторинг проводился в течение значительного промежутка времени (около полугода), что позволило не только диагностировать информативные температурные эффекты, но и наблюдать их динамику в процессе разработки пластов.

Динамика температуры свидетельствует о том, что запасы пласта вырабатываются неравномерно. В наиболее интенсивно дренируемой толще коллектора (вследствие высокого газового фактора нефти) формируются отрицательные аномалии, величина и контрастность которых увеличиваются со временем. Их релаксация после остановки скважины проходит очень медленно, поэтому они являются фоном для последующего цикла запуска скважины.

Рассмотрим результаты исследований в периоды, когда в скважине и пласте протекали наиболее информативные процессы.

Следует обратить внимание на динамику профилей температуры по стволу при контроле закачки «горячей» пачки нефти (рис. 5),

которая характеризует полный спектр состояний скважины, сменявших друг друга в процессе проведения циклов закачки: ее начало, стабилизацию температуры закачиваемой жидкости, изменение режима закачки, остановку скважины.

На рис. 6 более детально показано изменение температуры вблизи устья скважины в начальные периоды чередующихся циклов запуска и последующей остановки скважины. Особенно интересен период после запуска, когда вблизи точки поступления флюида в ствол образуется динамичный температурный фронт, скорость перемещения которого зависит от интенсивности работы скважины. Аналогичный, но менее контрастный процесс описан авторами в работе [8]. Он был связан с работой пласта при компрессировании. Данные процессы при кажущихся различиях очень близки: их основу составляет нестационарный теплообмен движущегося по стволу флюида с непроницаемым массивом горных пород. Именно с этим процессом связан главный информативный потенциал термометрии при количественной оценке профиля притока и приемистости.

Более подробно изменение профиля температуры в интервале продуктивной толщи рассмотрено ниже при запуске в эксплуатацию фонтанирующей горизонтальной скважины. Спектр одновременно наблюдаемых здесь эффектов очень широк. В этих условиях

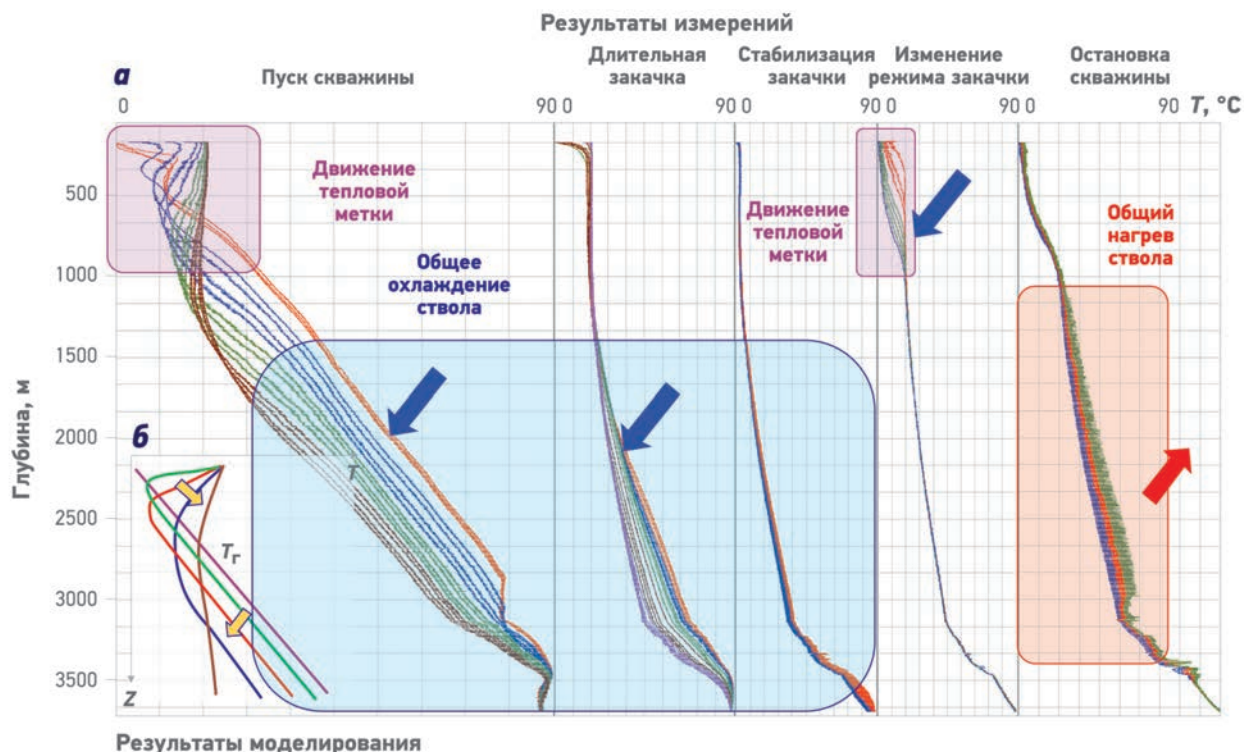


Рис. 5. Общие закономерности изменения температуры в стволе в процессе циклической закачки горячей нефти (а) типовые профили температуры при закачке в случае линейной зависимости первоначальной температуры T_r от глубины (б) (стрелками показано направление смещения термограмм в цикле при увеличении времени наблюдения)

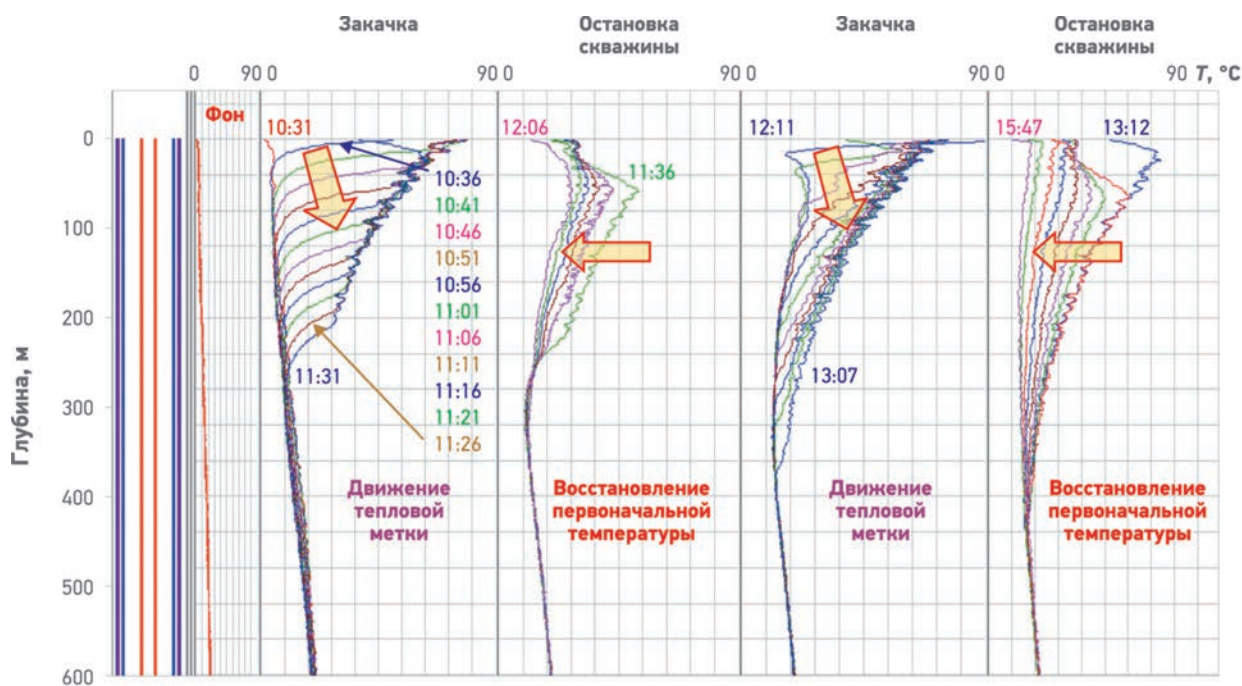


Рис. 6. Изменение температуры вблизи устья при повторяющихся циклах закачки и остановки скважины

преимущество долговременного мониторинга температуры, позволяющего отличить один эффект от другого по темпу и характеру динамики температуры, проявляется наиболее наглядно (рис. 7). Успешности распределенного термомониторинга в данном случае способствует контрастный фон температуры, связанный с по-

ступлением из коллекторов газонефтяной смеси (фрагмент 1). В начальной фазе притока преобладает эффект переноса теплоты вдоль ствола движущейся в скважине газонефтяной смесью (фрагменты 2, 3). Через некоторое время, начинают проявляться аномалии, связанные с дросселированием флюида в дренируемых пластах. При этом можно ди-

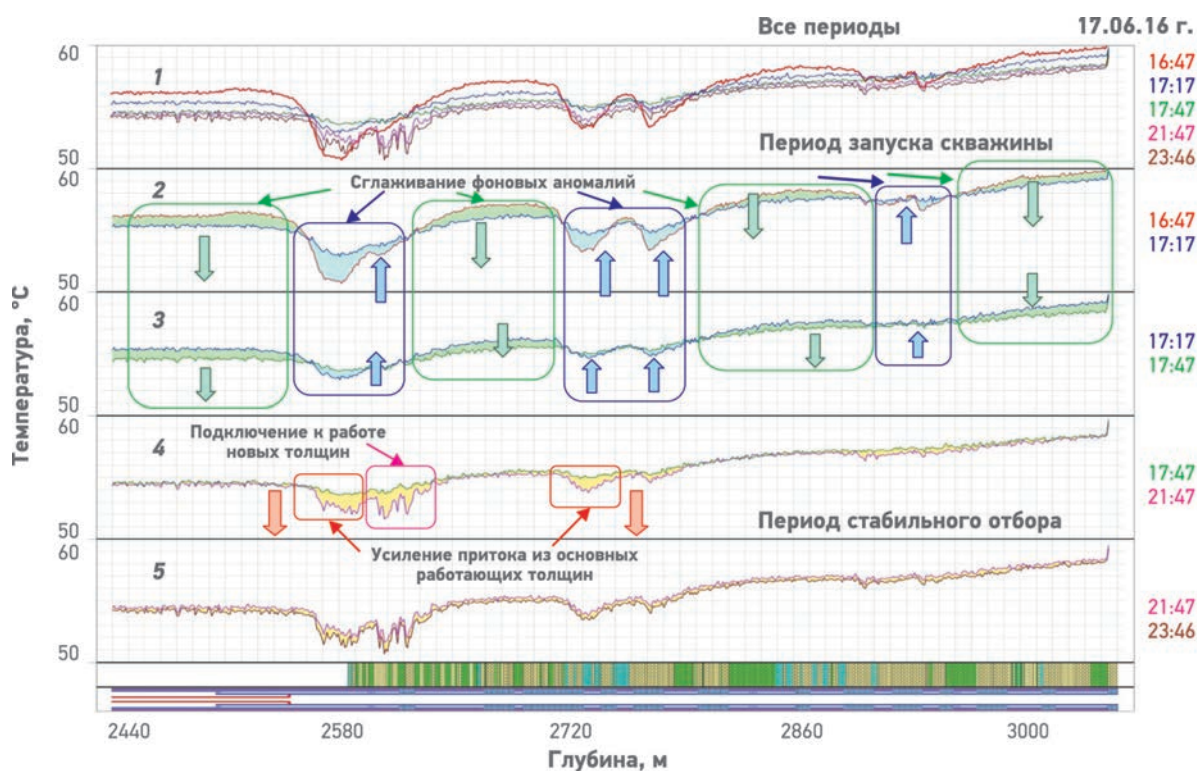


Рис. 7. Динамика профиля температуры в горизонтальном стволе при запуске скважины

агностировать как интервалы, работавшие в предшествующих циклах отбора, так и подключившиеся к работе в текущем цикле (фрагмент 4). В период стабильного отбора все эффекты проявляются совместно (фрагмент 5). Разделить их, а тем более количественно оценить довольно трудно.

ВОЗМОЖНЫЕ ПОДХОДЫ К КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКЕ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА И ПРИЕМИСТОСТИ

Базовые закономерности изменения температуры в действующей скважине изучены достаточно хорошо. Они, в частности, являются основой многочисленных термосимуляторов, которые при несущественных различиях сходны по своей функциональности. Данные закономерности представляют собой количественные соотношения, описывающие основные закономерности выделения теплоты (прежде всего при адиабатическом и дроссельном эффектах), а также конвективного и кондуктивного теплообмена. Нередко данные программные продукты рассматриваются как универсальные средства количественной оценки скважины и пласта, но это явное преувеличение.

ПОТЕНЦИАЛ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПОЛНОСТЬЮ РЕАЛИЗУЕТСЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИН, ГДЕ РЕЗКО УМЕНЬШАЕТСЯ ИНФОРМАТИВНОСТЬ ДРУГИХ МЕТОДОВ ПГИ

Точность современных скважинных термометров предельно высока, поэтому основные риски недостоверной интерпретации связаны не столько с достоверностью первичных измерений, сколько с многозначностью решения обратной задачи. Эта общая для всех геофизических методов проблема для метода термометрии усугубляется большим числом факторов, формирующих тепловое поле, причем на температуру в скважине во время измерения могут влиять процессы, протекающие не только в момент измерения, но и закончившиеся к этому моменту.

Проблемой количественной оценки по данным термометрии может быть также отсутствие надежной сопутствующей априорной информации (прежде всего о тепловых и фильтрационных свойствах пласта). В этих условиях формальное сопоставление результатов измерений и расчетов, которое часто считается единственной основой количественной интерпретации, далеко не всегда самый хороший способ

решения задачи. Иногда более простая экспресс-оценка является более надежной. Ее преимущество (при правильном использовании) в том, что ей, как правило, предшествует анализ информативности выполненного измерения. Цель подобного анализа – выделение наиболее значимых эффектов, формирующих тепловое поле в конкретной ситуации, и оценка ошибок за счет пренебрежения влиянием прочих факторов, которые в данном случае рассматриваются как помехи.

В качестве основного инструмента подобного анализа применяют моделирование теплового поля с учетом максимального спектра влияющих факторов. Именно в этом авторы видят основную роль активно разрабатываемых температурных симуляторов.

Детальный анализ информативности термометрии выходит за рамки данной работы.

Ограничимся рассмотрением количественной оценки расхода по результатам термометрии на основе анализа интенсивности теплообмена движущегося по стволу флюида с горными породами. Информативные возможности детального анализа авторы подробно рассматривали в своих предшествующих работах [3, 5, 6].

Влияние этого эффекта можно отметить почти во всех приведенных выше примерах: – в динамике температурного фронта в кровле продуктивного пласта при компрессировании [8];

– в изменении температуры между портами ГРП при закачке отклоняющего агента (см. рис. 3) и перетоке по стволу между портами горизонтальной скважины после ее остановки (см. рис. 4);

– в особенностях изменения температуры вблизи устья при циклической закачке «горячей» нефти (см. рис. 5, 6).

Данный эффект можно наблюдать практически обособленно, сведя влияние работающих интервалов к контролируемой динамике температуры поступающего в ствол флюида [6].

Визуально указанный эффект диагностируется по характерному экспоненциальному изменению температуры по длине ствола (см. рис. 3, 4, 5). Типичную, близкую к теоретической, форму термограмм можно наблюдать при стабильной работе скважины с постоянным расходом, если фоновое распределение температуры близко к геотермическому (см. рис. 3, 5). Непосредственно после запуска скважины дебит можно оценить по интенсивности изменения температуры во времени (см. рис. 6).

В пределах продуктивной толщи рассматриваемый эффект проявляется наиболее явно в условиях, когда в скважине за счет протекавших ранее интенсивных процессов сформировалось контрастное фоновое тепловое

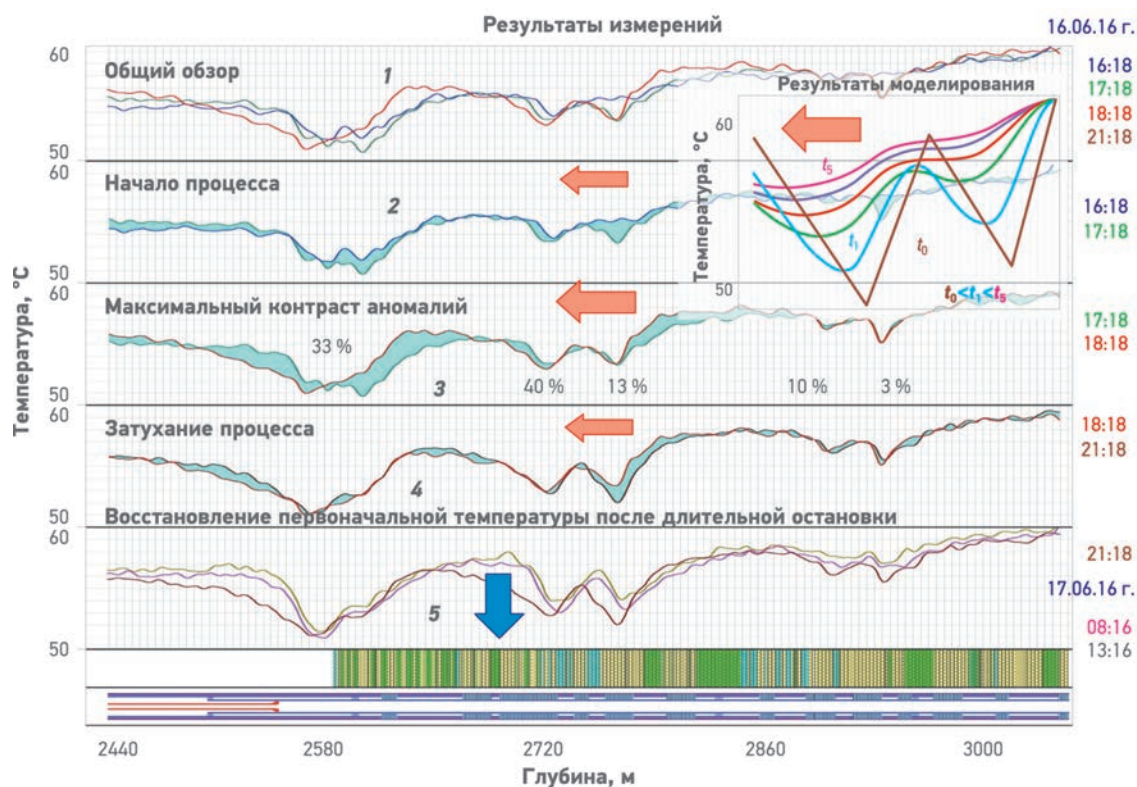


Рис. 8. Количественная оценка профиля притока по динамике аномалий в интервалах между работающими пластами при запуске скважины (t_0 – момент запуска скважины; t_1 – t_5 – время, прошедшее с момента запуска)

поле, существенно отличающееся от естественного. В этом случае расход можно дополнительно оценить по динамике деформации фоновых температурных аномалий. Эффект наиболее нагляден, если контрастные фоновые аномалии развиты в пределах всей продуктивной толщи (см. рис. 7). Пример влияния дебита на их динамику приведен на рис. 8. На фрагменте 1 данного рисунка представлены четыре разновременные термограммы в процессе запуска скважины. На последующих фрагментах эти термограммы сопоставлены попарно. Данное сопоставление наглядно иллюстрирует, как процесс деформации аномалий развивается в динамике. В начальный период времени эффект едва заметен (фрагмент 2), затем он достигает максимальной интенсивности (фрагмент 3), и затухает (фрагмент 4). Таким образом, из рис. 8 видно, что образовавшееся тепловое поле локализовано в стволе и ближней прискважинной зоне пласта. В остановленной скважине образовавшиеся при притоке аномалии быстро релаксируют (фрагмент 5).

СПОСОБЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ

Основным принципом количественной интерпретации результатов термометрии, как и любого другого геофизического метода, является сопоставление результатов измерений с расчетами в рамках обоснованной модели изучаемого процесса. Термометрия не составляет ис-

ключения. Подобные задачи обычно решаются с использованием различных симуляторов теплового поля.

В данной работе авторы ограничились примерами экспресс-оценок, основанных на принципах, изложенных в предшествующем разделе, т.е. на особенностях распределения температуры по стволу вне работающих пластов. С этой точки зрения можно выделить исследования в скважине с МГРП при стабильной закачке рабочего агента (см. рис. 3). Специфической особенностью условий исследования в данном случае является малая толщина интервалов притока (через порты) и резкий контраст между ними по приемистости.

Как показывают результаты моделирования поля температур в таких условиях, соотношение расходов из портов можно оценить, сопоставляя между собой углы наклона термограмм выше и ниже интервала притока в непосредственной близости от него (табл. 1). Другой возможный подход к оценке дебитов состоит в анализе температуры в действующей скважине и при фоновом замере. В качестве фонового распределения температуры достаточно использовать поле, сформированное предшествующими циклами работы скважины. Количественная интерпретация основана на анализе площади между изучаемой и фоновой температурными кривыми в заданном интервале. Этот параметр необходимо нормировать по среднему градиенту температур в интервале.

Таблица 1

Номер порта	Расход жидкости ГРП, %, рассчитанный	
	по экспресс-методике	на основе моделирования поля температур (Schlumberger)
7	52,5	42
6	4,7	11
5	19	14
4	7	10
3	13,7	17
2	1	5
1	2,1	1

Таблица 2

Глубина, м		Дебит флюида, м³/сут(%)
кровли	подшвы	
2565	2614	11,55/(33)
2714	2750	14/(40)
2762	2792	4,55/(13)
2896	2926	3,5/(10)
2940	2946	1,4/(4)

Результаты количественной экспресс-оценки для примера, представленного на рис. 8, приведены в табл. 2.

ВЫВОДЫ

1. Распределенная оптоволоконная термометрия является эффективным методом контроля профиля притока и приемистости.
2. Основное преимущество описанного метода состоит в возможности изучения динамики быстротекущих переходных процессов.
3. Потенциал технологии термических исследований полностью реализуется в горизонтальных стволах скважин, где резко уменьшается информативность других методов ПГИ.
4. Оптимальным условием для успешного использования термометрии является наличие высокого контраста фонового температурного поля.

Список литературы

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Долговременный мониторинг промысловых параметров, как знаковое направление современных ГДИС//Инженерная практика. – 2012. – № 9. – С. 4–8.
2. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти/ В.Г. Мартынов, А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий. [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 106–109.
3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М. – Ижевск: РХД, 2005. – 780 с.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. – М. – Ижевск: РХД, 2012. – 894 с.
5. Кременецкий М.И., Мельников С.И., Панарина Е.П. Промышленно-геофизический мониторинг многопластовых скважин, оборудованных насосами (ЭЦН) и байпасными системами Y-tool// Каротажник. – 2015. – № 9. – С. 14–24.
6. Панарина Е.П., Кременецкий М.И., Мельников С.И. Количественный мониторинг нестабильного притока. На что способна нестационарная термометрия//SPE 181981-RU. – 2016.
7. Браун Дж., Рогачев Д. Распределенные системы контроля температуры на базе современных волоконно-оптических датчиков // Технологии ТЭК. – 2005. – № 1. – С. 5–11.
8. Каешков И.С., Кременецкий М.И., Буянов А.В. Мониторинг работы горизонтальных скважин на основе измерения профиля температуры распределенными стационарными датчиками//SPE 171236, ROG. – 2014.
9. Скрытый потенциал оптоволоконной термометрии при мониторинге профиля притока в горизонтальных скважинах//А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, И.С. Каешков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 96–100.
10. Успешный опыт проведения работ по определению профиля приемистости скважин, законченных многостадийным ОРП с использованием распределенной термометрии (DTS) на ГНКТ Г. Малания, К. Крешо, К. Бурдин [и др.] // SPE 182086-RU. – 2016.
11. Оптоволоконные технологии мониторинга действующих горизонтальных скважин /Р.К. Яруллин, Р.А. Валиуллин, А.А. Садретдинов [и др.] // Каротажник. – 2014. – № 9. – С. 38–46.

Reference

1. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Long-term monitoring of field data as a sign line of modern well testing (In Russ.), Inzhenernaya praktika, 2012, no. 9, pp. 4–8.
2. Martynov V.G., Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. et al., Permanent reservoir monitoring by logging gages at the stage of tight oil recovery (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 3, pp. 106–109.
3. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Geofizicheskiy i gidrodinamicheskiy kontrol' razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov (Geophysical and hydrodynamic control of development of hydrocarbon deposits), Moscow – Izhevsk: RKHD Publ., 2005, 780 p.
4. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N., Informatsionnoe obespechenie i tekhnologii gidrodinamicheskogo modelirovaniya neftnykh i gazovykh zalezhey (Information support and technologies of hydrodynamic modeling of oil and gas deposits), Moscow – Izhevsk: RKHD Publ., 2012, 894 p.
5. Kremenetskiy M.I., Mel'nikov S.I., Panarina E.P., Production log monitoring of multifurcation wells equipped with electric submersible pumps and bypass Y-tools (In Russ.), Karotazhnik, 2015, no. 9, pp. 14–24.
6. Panarina E.P., Kremenetskiy M.I., Mel'nikov S.I., Quantitative inflow profile determination in unsable producers transient temperature potential (In Russ.), SPE 181981-RU, 2016.
7. Braun Dzh., Sautkhempston, Rogachev D., Distributed temperature control systems based on modern fiber-optic sensors (In Russ.), Tekhnologii TEK, 2005, no. 1, pp. 5–11.
8. Kaeshkov I.S., Kremenetskiy M.I., Buyanov A.V., Horizontal well monitoring based on temperature profile measuring with Distributed Temperature Sensors (DTS) (In Russ.), SPE 171236, 2014.
9. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Kaeshkov I.S. et al., Undiscovered DTS potential of horizontal well inflow profile monitoring (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 5, pp. 96–100.
10. Malaniya G., Kresho K., Burdin K. et al., Successful experience of estimating injection flow profile in horizontal wells completed with multistage fracs in conventional reservoirs using CT conveyed distributed temperature sensing (In Russ.), SPE 182086-RU, 2016.
11. Yarulkin R.K., Valiullin R.A., Sadretudinov A.A. et al., Fiber optic technologies for monitoring of operating horizontal wells (In Russ.), Karotazhnik, 2014, no. 9, pp. 38–46.

ПРОБЛЕМЫ ОТСУТСТВИЯ ЕДИНОЙ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПРИ ОБОСНОВАНИИ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ И ОПЫТ КОМПАНИИ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» В ИХ РЕШЕНИИ

УДК 006.622.276

© А.И. Брусиловский,
И.О. Промзелев,
С.А. Федоровский, 2017

THE PROBLEM OF LACK OF UNIFIED REGULATORY AND METHODOLOGICAL BASE FOR THE STUDY OF THE PROPERTIES OF RESERVOIR HYDROCARBON FLUIDS AND EXPERIENCE OF PJSC GAZPROM NEFT IN THEIR DECISION

А.И. Брусиловский, д.т.н., **И.О. Промзелев**, **С.А. Федоровский**

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Brusilovskiy.AI@gazprom-neft.ru, Promzelev.IO@gazpromneft-ntc.ru, Fedorovskiy.SA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: пластовая нефть, газоконденсатный флюид, PVT-свойства, отбор проб пластовых флюидов, объемный коэффициент, подсчетные параметры пластовых нефтей, дифференциальное разгазирование, ступенчатая сепарация, дифференциальная конденсация, истощение при постоянном объеме (CVD), z-фактор

A.I. Brusilovskiy, I.O. Promzelev, S.A. Fedorovskiy Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In the article actual problems, the solution of which is necessary to enhance the reliability of information on PVT properties of reservoir fluids of oil and gas deposits, are discussed. The created in Gazpromneft NTC LLC scientific and methodological standard of PJSC Gazprom Neft "Sampling and laboratory studies of reservoir fluids" is characterized. It is noted that the document accumulates the Russian and worldwide experience. It is noted the necessity of creation in Russia a uniform regulatory and methodological recommendations for sampling and laboratory studies of reservoir fluids. It is important for improving the quality of the reserves calculation and designing of deposits development.

Keywords: reservoir oil, gas/condensate fluid, PVT-properties, sampling of reservoir fluids, formation volume factor, differential liberation, multistage separation, differential condensation, constant volume depletion (CVD), z-factor

ВВЕДЕНИЕ

Обоснование компонентного состава и PVT-свойств пластовых флюидов является одним из важнейших условий повышения достоверности подсчета (пересчета) геологических запасов и эффективности проектирования разработки месторождений. В связи с этим наиболее пристальное внимание в ходе лабораторных исследований уделяется термодинамическим исследованиям глубинных и рекомбинированных проб пластовых флюидов.

В настоящее время в РФ не существует единого нормативно-методического документа, в котором описывается процедура лабораторных исследований пластовых флюидов (нефти, газа и воды). В работе [1] отмечено, что роль государства как надзорного органа за проектированием разработки снижается по объективным причинам. Контролировать качество и объем проводимых исследований должен недропользователь, так как определяемые параметры непосредственно влияют

на прогноз запасов и добычи углеводородного сырья и, как следствие, на точность оценки прибыли компании.

Принято считать, что исследования пластовой нефти в нашей стране проводятся согласно ОСТ 153-39.2-048-2003 «Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов», который был введен взамен ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследования, формы представления результатов» и в значительной степени дублирует его, исследования пластового газа (газоконденсатных систем) – в соответствии с инструкцией [2]. Следует отметить, что в ПАО «Газпром» в 2011 г. выпущен документ Р Газпром 086-2010 [3], который, по сути, содержит основные положения инструкции [2] с некоторыми дополнениями.

Однако методическое содержание указанных документов не соответствует современной практике в связи с появлением в лабораториях и научно-исследовательских ин-

ститутах современного высокоточного оборудования (прежде всего PVT-установок и хроматографов, а также цифровых вискозиметров и плотномеров высокого давления) и изменением методик проведения экспериментов. Например, в инструкции [2] описана процедура выполнения эксперимента по дифференциальной конденсации как основного эксперимента исследования газоконденсатных систем. На практике данный эксперимент по описанной процедуре выполняется только единичными лабораториями. Кроме того, на текущий момент у отмеченных документов нет статуса действующих и обязательных к повсеместному применению.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

В соответствии с Федеральным законом от 27.12.02 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» ОСТ 153-39.2-048-2003, утвержденный 01.07.03 г., действовал на протяжении семи лет. Таким образом, с 01.07.10 г. в Российской Федерации отсутствует нормативный документ, в котором описаны методические основы проведения лабораторных исследований пластовой нефти.

ИСПОЛЬЗОВАВШИЕСЯ В ПОСЛЕДНИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ ПО ЛАБОРАТОРНЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ УСТАРЕЛИ И НЕ ОТРАЖАЮТ НОВЫХ МЕТОДОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ДАННОМ НАПРАВЛЕНИИ

Нефтяным сообществом признано, что уже не действующий ОСТ 153-39.2-048-2003 мало чем отличался от своего предшественника – ОСТ 39-112-80. С 1980 г. в нашей стране и за рубежом технологии как в сфере разведки и добычи углеводородов, так и в сфере лабораторных исследований пластовых флюидов шагнули далеко вперед.

С увеличением глубины поисково-разведочного бурения значительно расширились диапазоны изменения свойств пластовой нефти (газосодержания, давления насыщения, динамической вязкости и др.), а с развитием технологий отбора глубинных проб существенно возросли возможности получения представительных проб пластовых нефтей с повышенным газосодержанием и углеводородных флюидов, находящихся в околокритическом состоянии. В ОСТ 153-39.2-048-2003 не отражена специфика исследования подобных систем.

Отметим, что в работе [4] на конкретных примерах демонстрируется сложность опреде-

ления такого ключевого параметра пластовой нефти, как давление насыщения, в случае ее высоких газосодержания и пластовой температуры. Стандартный объемный метод, позволяющий достоверно определять давление насыщения классической «черной» нефти (black oil), для нефтей с высоким газосодержанием дает очень большую погрешность. Этим в настоящее время во многом обусловлено обязательное оборудование современных PVT-установок смотровым окном. Ранее считалось, что смотровое окно необходимо только для исследования газоконденсатных систем. Таким образом, в нормативно-методический документ необходимо включать минимально необходимые технические требования к исследовательскому лабораторному оборудованию.

Актуальным является вопрос обоснования свойств пластовой нефти двухфазных залежей. Отбор глубинных проб из таких залежей – технически сложная задача, и очень часто полученные глубинные пробы характеризуются заниженным газосодержанием. Результаты лабораторных исследований заведомо некондиционных проб не могут быть использованы при подсчете запасов и в проектных документах. В лабораторной практике часто применяется методика так называемого «физического донасыщения» частично дегазированной и некондиционной по условиям отбора пробы нефти газом, отобранном из того же пласта и находящимся в равновесии с пластовой нефтью при начальных термобарических условиях. Донасыщение пробы частично дегазированной нефти газом проводится на основании классических физических представлений о термодинамическом равновесии сосуществующих газовой и жидкой фаз: давление насыщения пластовой нефти равно пластовому на газонефтяном контакте (ГНК). Таким образом, донасыщение проводится до соблюдения условия равенства давления насыщения и принятого пластового.

Теоретическая составляющая данного подхода описана в работах [5–7]. Результаты лабораторных исследований по физическому донасыщению частично дегазированных проб пластовой нефти показывают хорошую сходимость с методикой математического донасыщения частично дегазированной нефти, используемой в специализированных программных продуктах.

Еще одним недостатком ОСТ 153-39.2-048-2003 является, по сути, отсутствие перечня критериев представительности проб. В документе говорится исключительно об идентичности отобранных проб по контрольному параметру – давлению в приемной камере пробоотборника при температуре окружающей

среды. Кондиционность проб при условиях отбора не оценивается. Однако помимо давления в камерах при температуре окружающей среды требуются определение давления в камерах при температуре отбора, наличия в камерах свободного газа и его объем. При наличии в камерах свободного газа необходима дополнительная проверка кондиционности проб по давлению насыщения при температуре отбора с целью определения фазового состояния флюида в момент отбора. Только на основании вышеописанных экспериментов можно судить о представительности отобранных проб. В настоящее время под контролем научно-технических центров в лабораториях выполняются все вышеуказанные виды проверочных экспериментов, однако в анализируемом ОСТ они не регламентируются. Таким образом, требуется разработка единой методики определения кондиционности проб.

Несмотря на многолетнюю практику исследования глубинных проб пластовой нефти, детально методики проведения экспериментов стандартной и ступенчатой сепарации, дифференциального разгазирования в отраслевом стандарте ОСТ 153-39.2-048-2003 не приведены. В отдельных методических документах и инструкциях они обычно описываются применительно к какому-либо конкретному оборудованию.

При составлении актуального нормативно-методического документа необходимо использовать накопленный отечественный и зарубежный опыт, касающийся исследования проб пластовых флюидов сложного фазового состояния, а также исключить недочеты, о которых упоминается выше.

ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Текущая инструкция [2] в еще большей степени нуждается в доработке, что также признано инженерным сообществом. Обусловлено это следующими причинами:

- рекомендацией в качестве основного эксперимента проводить дифференциальную конденсацию – методику, в настоящий момент мало применяемую в лабораторной практике;
- отсутствием описания эксперимента контактной конденсации – исследования при постоянных компонентном составе и массе газоконденсатной смеси;
- недостаточно подробным описанием экспериментов;
- адаптацией описания экспериментов исключительно под отечественные PVT-установки УФР-2 и УГК-3 (давно снятые с производства), несмотря на повсеместное распространение более современных PVT-установок, в том числе

зарубежного производства;

- отсутствием описания физических измерений ключевых параметров пластового газа (в том числе конденсатсодержащего): плотности, коэффициента сверхсжимаемости (z -фактора), динамической вязкости и др.

Сравнение экспериментов

дифференциальной конденсации и CVD

В инструкции [2] для определения подсчетных параметров пластового газа и коэффициента извлечения конденсата (КИК) рекомендуется проводить лабораторные исследования газоконденсатной смеси методом дифференциальной конденсации, основным недостатком которого является отсутствие термодинамического равновесия между газовой и жидкой фазами в процессе проведения эксперимента. В связи с этим завышается содержание стабильного конденсата (C_{5+}) в добываемом газе. Как следствие, завышается КИК, определенный по данной методике, и занижаются пластовые потери конденсата.

РАЗРАБОТАННЫЙ СПЕЦИАЛИСТАМИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ЦЕНТРА «ГАЗПРОМ НЕФТИ» СТАНДАРТ «ОТБОР И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ» ПОЗВОЛЯЕТ РЕШИТЬ ПРОБЛЕМУ НЕПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТИ ОТБИРАЕМЫХ ПРОБ И ПРИМЕНИМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ПЕРИМЕТРЕ ОДНОЙ КОМПАНИИ, НО НЕ РЕШАЕТ ПРОБЛЕМУ НА ФЕДЕРАЛЬНОМ УРОВНЕ

В зарубежной практике для моделирования компонентного состава добываемого газа и пластовых потерь конденсата в процессе разработки газоконденсатной залежи на режиме истощения проводится эксперимент, называемый CVD (Constant Volume Depletion). Основным его отличием от дифференциальной конденсации является достижение термодинамического равновесия на каждой ступени снижения давления и в процессе выпуска газовой фазы. Эксперимент CVD проводится значительно дольше (10–20 сут в зависимости от потенциала C_{5+}), чем дифференциальная конденсация (5–6 ч). Это обусловлено длительной стабилизацией системы на каждой ступени снижения давления и невысокой скоростью выпуска газовой фазы в процессе эксперимента CVD. Более подробный анализ результатов исследований, проведенных на основе данных методик, представлен в работе [8]. В современной инженерной практике результаты CVD используются при построении PVT-моделей, применяемых для гидродинамического моделирования разработки залежей.

Контактная конденсация

Проведение эксперимента контактной конденсации в инструкции [2] не отражено.

В современной практике лабораторных исследований газоконденсатных систем на основании данного эксперимента (исследования при постоянных составе и массе) определяют следующие параметры:

- давление начала конденсации;
- коэффициент сверхсжимаемости пластового газа (z -фактор);
- долю ретроградного конденсата при различных термобарических условиях.

Следует отметить, что давление начала ретроградной конденсации и ретроградные потери конденсата на современном оборудовании с высокой точностью определяются визуальным методом благодаря наличию в PVT-ячейках смотрового окна. Это значительно повышает точность экспериментов контактной конденсации и CVD.

ПРОБЛЕМА ОБОСНОВАНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

В соответствии с действовавшей в СССР и используемой в РФ Инструкцией по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов [9] при подсчете запасов нефти и растворенного в ней газа объемным методом используются следующие свойства пластовой смеси, определяемые в ходе лабораторных исследований:

- газосодержание нефти;
- пересчетный коэффициент (величина, обратная объемному коэффициенту);
- плотность сепарированной нефти.

Современные методы позволяют корректно и с высокой точностью определить данные показатели.

Суть проблемы заключается в том, что в настоящее время программы лабораторных исследований пластовых флюидов, отобранных при проведении геолого-разведочных работ, составляются непосредственно представителями геологических служб недропользователя. В некоторых случаях это приводит к невыполнению ключевого эксперимента по определению подсчетных параметров нефти – ступенчатой сепарации пластовой нефти. Невыполнение ступенчатой сепарации объясняется следующей формулировкой из инструкции [9]:

«при обосновании подсчетных параметров нефти необходимо использовать результаты эксперимента по дифференциальному разгазированию глубинных проб нефти до стандартных условий». Однако отсутствует упоминание о том, что необходимо использование результатов ступенчатой сепарации нефти (являющейся частным случаем дифференциального разгазирования) по схеме подготовки нефти на промысле и доведении ее до товарных кондиций. Эксперты ГКЗ и специалисты в данной области в большинстве случаев в качестве подсчетных используют корректные параметры пластовой нефти, определенные методом ступенчатой сепарации. Однако некорректность процитированной формулировки может привести (и уже приводила) к неправомерному использованию параметров, полученных по результатам дифференциального разгазирования при пластовой температуре, в качестве подсчетных.

Несмотря на это, следует отметить, что дифференциальное разгазирование при пласто-

Формулировка из работы [10]	Комментарий авторов
Подсчет геологических запасов нефти производится с учетом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального, или ступенчатого, разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий.	Подсчет геологических запасов нефти должен проводиться с учетом величин объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Термобарические условия на ступенях сепарации должны соответствовать фактической или планируемой системе промысловой сепарации на месторождении. Исходя из этого использование результатов дифференциального разгазирования для определения подсчетных параметров методически неправомерно и должно быть исключено.
При отсутствии исследований таких проб на месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки (3, 4), допускается: а) применение данных, полученных методом однократного разгазирования; б) учет данных по результатам моделирования PVT-свойств. В отдельных случаях для запасов категории В ₂ , С ₁ и С ₂ допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов	Часто даже на стадии разведки при испытаниях поисково-оценочных и разведочных скважин отбираются некондиционные пробы. Проблема заключается в том, что существует вероятность отбора некондиционных проб даже при условии стабильной работы скважины в фонтанирующем режиме и четком соблюдении плана работ. Причиной могут быть как технические неполадки, так и человеческий фактор. Кондиционность проб определяется в лаборатории, находящейся на значительном удалении от промысла. В связи с этим повторный отбор проб с данного объекта испытаний почти всегда невозможен. Следует также учитывать проблематику отбора проб из скважин, вскрывших залежи сложного фазового состояния – летучей нефти, околокритических систем, двухфазных залежей и др. В связи с этим очевидно, что PVT-моделирование в данных случаях является необходимым и, при квалифицированном применении, достаточно надежным инструментом идентификации искоемых свойств пластовой нефти. Наиболее прогрессивный подход – комплексное использование имеющихся результатов экспериментальных исследований и PVT-моделирования.

вой температуре является важным экспериментом и отказываться от его выполнения ни в коем случае не рекомендуется. Данный процесс позволяет получать зависимости свойств жидкой и газовой фаз пластовой углеводородной смеси от давления при пластовой температуре. Такие зависимости используются при прогнозировании разработки залежей с применением моделей типа «черной нефти» (Black oil).

В таблице приведены формулировки из нового документа [10], вступившего в силу 01.01.16 г. Однако данные формулировки фактически не снижают степени неопределенности при обосновании подсчетных параметров пластовых нефтей. Поэтому авторы сочли необходимым высказать свою точку зрения.

ОПЫТ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

Лабораторные исследования проб пластовых флюидов, отбираемых на лицензионных участках ПАО «Газпром нефть» из поисково-оценочных и разведочных скважин в ходе геолого-разведочных работ, проводятся при непосредственном сопровождении специалистов Центра исследований пластовых систем (ЦИПС) Научно-Технического Центра «Газпром нефти». Программы лабораторных исследований составляются с целью использования их результатов для удовлетворения всех потребностей компании и в первую очередь при подсчете/пересчете геологических запасов, проектировании и мониторинге разработки месторождений, их обустройстве.

Поскольку в компании работают совместные предприятия, появляются новые активы, эксплуатируются месторождения, находящиеся на завершающих стадиях разработки и т.д., регулярно проводится работа с историческим неконсолидированным материалом по исследованиям пластовых флюидов, а также с техническими отчетами по лабораторным исследованиям, выполненным по программам работ, составленным научно-техническими центрами других компаний.

Исходя из этого, а также учитывая актуальность проблемы отсутствия в РФ единой нормативно-методической базы по отбору и лабораторным исследованиям пластовых флюидов и оформлению результатов исследований, специалистами ЦИПС был разработан корпоративный нормативно-методический документ – стандарт компании «Отбор и лабораторные исследования проб пластовых флюидов». Стандарт включает три методических документа.

1. Отбор проб пластовых флюидов

2. Лабораторные исследования проб пластовых флюидов.

3. Форма представления результатов лабораторных исследований проб пластовых флюидов.

Основные положения стандарта описывают:

- типы пластовых флюидов;
- методы и технологии отбора проб;
- объемы отбора проб пластовых флюидов;
- требования к транспортировке проб в лабораторию;
- требования к предоставлению результатов промысловых исследований и сопроводительной документации к пробам;
- проверку представительности проб;
- лабораторные исследования пластовой нефти (глубинных и рекомбинированных проб);
- лабораторные газоконденсатные исследования;
- лабораторные исследования пластовой воды;
- лабораторные исследования проб дегазированных углеводородных жидкостей;
- требования к оформлению и содержанию технического отчета.

НЕОБХОДИМО СОЗДАНИЕ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЕДИНОЙ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЮ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Важной особенностью стандарта является обобщение в нем методик исследования всех существующих типов пластовых флюидов: нефти, газа и воды. Описаны виды и способы исследований как глубинных, так и устьевых проб пластовых флюидов. Подробно описаны методические последовательности проведения PVT-экспериментов без привязки к конкретному лабораторному оборудованию.

При составлении стандарта учитывался как собственный опыт, так и опыт отечественных и зарубежных исследователей пластовых флюидов. Таким образом, стандарт компании «Отбор и лабораторные исследования проб пластовых флюидов» является единым методическим документом, аккумулирующим отечественные и зарубежные достижения и разработки в области отбора и лабораторных исследований пластовых флюидов.

Соблюдение стандарта, утвержденного в 2015 г., обязательно для всех организаций, осуществляющих разведку и добычу природных углеводородных ископаемых в ПАО «Газпром нефть». Все текущие исследования проб пластовых флюидов выполняются в

строгом соответствии с требованиями, изложенными в стандарте. Специалистами ЦИПС на постоянной основе проводятся мероприятия по обучению сотрудников геологических служб компании основным положениям стандарта и методам отбора и лабораторных исследований проб пластовых флюидов.

Проведенная нормативно-методическая стандартизация процессов существенно способствует решению задачи получения представительных проб пластовых флюидов и корректного применения результатов лабораторных исследований.

ВЫВОДЫ

1. Используемые в последние десятилетия нормативно-методические документы по лабораторным исследованиям проб пластовых флюидов устарели и не отражают новых методов, применяемых в данном направлении.

2. Методический документ [10], вступивший в силу 01.01.16 г., не обязывает компании использовать при подсчете запасов свойства нефти, определенные путем ступенчатой сепарации по схеме обустройства месторождения. Поэтому остается вероятность некор-

ректного использования свойств, определенных по результатам дифференциального разгазирования при пластовой температуре.

3. Документ [10] не допускает возможности обоснования свойств нефти на основе PVT-моделирования для объектов, находящихся на стадии разведки, в случае отсутствия качественно исследованных представительных проб.

4. Разработанный специалистами Научно-Технического Центра «Газпром нефти» стандарт «Отбор и лабораторные исследования проб пластовых флюидов» является важным научно-методическим инструментом в решении актуальной проблемы кардинального уменьшения числа непредставительных проб и повышения качества результатов лабораторных исследований в периметре одной компании, но не решает проблему на федеральном уровне.

5. Необходимо создание в Российской Федерации единой нормативно-методической базы по выполнению лабораторных исследований и определению свойств пластовых флюидов при обосновании подсчетных параметров.

Список литературы

1. Гужиков П.А. Проблемы и недостатки нормативно-методической базы экспериментальных исследований пластовых флюидов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С.124–128.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин/Под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
3. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Р Газпром 086–2010. – М.: ООО «Газпром экспо», 2011. – 319 с.
4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
5. Коррекция физико-химических свойств нефти методом моделирования с использованием уравнений состояния / В.А. Байков, М.А. Шабалин, В.И. Савичев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 6–8.
6. Ефимов Д.В., Сергеев Е.И., Юрьев Д.А. Восстановление корректных PVT-свойств пластового флюида нефтегазоконденсатного месторождения с использованием физико-математического моделирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2008. – № 1. – 35–38.
7. Брусиловский А.И., Промзелев И.О. О методических подходах к уточнению PVT-свойств пластовой нефти двухфазных залежей // Вести газовой науки. – 2013. – № 1. – С. 41–45.
8. Новопашин В.Ф., Филиппова Ю.А., Ваганов Д.С. Сравнение методик термодинамического исследования пластовых флюидов/Четвертая Сибирская международная конференция молодых ученых по наукам о Земле. – Новосибирск: ИГМ СО РАН, 2008. – 301 с.
9. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М.: ГКЗ СССР, 1984. – 22 с.
10. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждены распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р. – М.: Минприроды России, 2016. – 30 с.

Reference

1. Guzhikov P.A., *Problems and shortcomings normative and methodical base of experimental studies of reservoir fluids* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2012, no. 12, pp. 124–128.
2. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* (Instructions for a comprehensive study of gas and gas condensate reservoirs and wells): edited by Zotov G.A., Aliev Z.S., Moscow: Nedra Publ., 1980, 301 p.
3. R Gazprom 086-2010, *Instruktsiya po kompleksnym issledovaniyam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* (Instructions for complex research of gas and gas condensate wells), Part II, Moscow: Publ. of Gazprom ekspoz, 2011, 319 p.
4. Brusilovskiy A.I., *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefiti i gaza* (Phase transformations in the development of oil and gas fields), Moscow: Graal' Publ., 2002, 575 p.
5. Baykov V.A., Shabalin M.A., Savichev V.I. et al., *Correction of physical and chemical properties of oil by a method of modeling with use of the equations of a state* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2006, no. 9.
6. Efimov D.V., Sergeev E.I., Yur'ev D.A., *Recovering the correct PVT properties of the reservoir fluid of the oil and gas condensate field using physical and mathematical modeling* (In Russ.), Nauchno-tehnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft", 2008, no. 1, pp. 35–38.
7. Brusilovskiy A.I., Promzelev I.O., *About methodical approaches to refinement of PVT-properties of reservoir oil of two-phase deposits* (In Russ.), Vesti gazovoy nauki, 2013, no. 1, pp. 41–45.
8. Novopashin V.F., Filippova Yu.A., Vaganov D.S., *Sravnienie metodik termodinamicheskogo issledovaniya plastovykh flyuidov* (Comparison of methods of thermodynamic study of formation fluids), Proceedings of 4th Sibirskaya mezhdunarodnaya konferentsiya molodykh uchenykh po naukam o Zemle (Siberian International Conference of Young Scientists on Earth Sciences), Novosibirsk, 2008, 301 p.
9. *Instruktsiya po primeneniyu klassifikatsii zapasov mestorozhdeniy, perspektivnykh i prognoznnykh resursov nefiti i goryuchikh gazov* (Instructions for the use of the classification of reserves, perspective and expected resources of oil and combustible gases), Moscow: Publ. of GKZ SSSR, 1984, 22 p.
10. *Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu klassifikatsii zapasov i resursov nefiti i goryuchikh gazov* (Guidelines on the application of oil and combustible gas resources and reserves classification), Moscow: Publ. of Russian Ministry of Natural Resources, 2016, 30 p.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ И УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 665.62

© С.С. Иванов,
А.А. Зобнин, 2017

SIMULATION AND EVALUATION OF JOINT WORK OIL TREATMENT PLANTS, COMPRESSOR STATIONS AND GAS TREATMENT PLANTS OF OIL AND GAS FIELDS

С.С. Иванов, К.Т.Н., А.А. Зобнин

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Ivanov.SSe@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: моделирование, установка подготовки нефти (УПН), компрессорная станция (КС), установка подготовки газа (УПГ), нефтегазоконденсатные месторождения

S.S. Ivanov, A.A. Zobnin

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

This article describes the basics of modeling processes for the preparation of oil, gas and water. The article shows the need to take account of phase transitions in co-operation of oil treatment units and compressor stations (gas processing plant) oil and gas fields.

Keywords: modeling, oil treatment plant, compressor station, gas treatment plant, oil and gas fields

ВВЕДЕНИЕ

Процесс добычи углеводородного сырья нефтегазоконденсатных месторождений связан с постоянно меняющимися факторами: количеством добываемого сырья, его составом и физико-химическими свойствами, технологическими параметрами систем добычи и подготовки, а также взаимным влиянием совместных процессов подготовки нефти и газа. Эти факторы, несомненно, влияют на результат – выработку товарной продукции при сохранении ее качества – для достижения которого необходимо повышение эффективности работы объектов подготовки.

Особого внимания требуют установки подготовки различных сред (газа, нефти, воды), влияющие друг на друга [1]. Например, при совместной работе установки подготовки нефти (УПН) и компрессорной станции (КС) или установки подготовки газа (УПГ) (рис. 1) углеводородный конденсат, возвращаемый из технологического процесса компримирования или подготовки газа в технологический процесс подготовки нефти, может влиять на товарные свойства нефти: увеличить давление насыщен-

ных паров (ДНП) последней выше товарных кондиций.

Инструментом детального рассмотрения протекающих технологических процессов является их математическое моделирование, позволяющее обнаружить «узкие» места и выработать оптимизационные решения.

ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

В настоящее время существует ряд программных комплексов (ПК) для моделирования технологических процессов сбора, подготовки и переработки углеводородного сырья: Aspen HYSYS, PetroSIM, «Газконднефть» [2–4] и др. Перечень исходных данных, используемых при моделировании, в большинстве ПК идентичен. Для вновь проектируемых установок он включает:

- физико-химические свойства нефти, попутно добываемой воды, нефтяного газа, природного (прорывного) газа, их составы;
- профили добычи нефти, жидкости, газа и за- качки воды;
- требования к качеству подготовки нефти в точках сдачи, газа, воды для закачки в пласт;

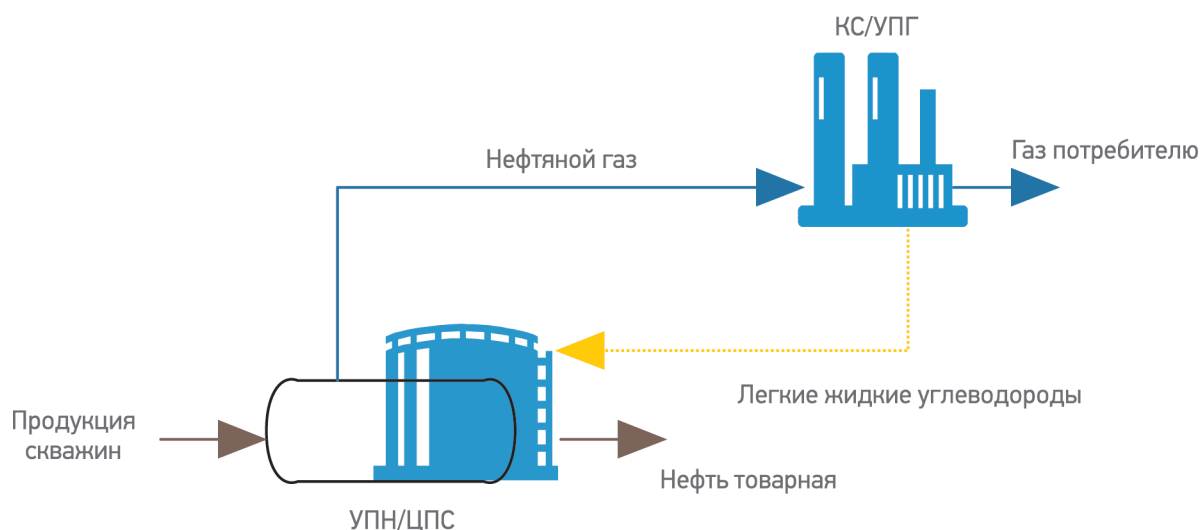


Рис. 1. Технологическая схема процесса сбора
(ЦПС – центральный пункт сбора)

– параметры на входе установок (давление и температура) и их динамика.
В случае моделирования действующего объекта анализ его технологической схемы, технологического режима за исторический период позволяет определить основные закономерности работы объекта, адаптировать модель с учетом гидрогазодинамических характеристик оборудования и трубопроводов и более точно спрогнозировать поведение системы в будущем с учетом возможных изменений в системе добычи и сбора.

Особое внимание с точки зрения правильности построения технологической модели необходимо уделять компонентно-фракционному составу и физико-химическим свойствам материальных потоков всех стадий процесса подготовки нефти, газа и воды. Для этого необходимо проведение комплекса работ, включающего следующие этапы:

- отбор проб газовых и жидкостных потоков на каждой ступени технологического процесса;
- подробные экспериментальные (лабораторные) исследования компонентно-фракционных составов и физико-химических свойств отобранных проб (газа, нефти, углеводородного конденсата) с учетом уноса капельной жидкости с газом при сепарации, содержания воды, окклюдированного и растворенного газа в нефти после отстоя воды, содержания нефтепродуктов, окклюдированного и растворенного газа в воде после отделения ее от нефти;
- обработка полученных результатов экспериментальных исследований – получение унифицированного (модельного) компонентно-фракционного состава потоков газа, нефти, углеводородного конденсата, определение наличия примесей в нефти, газе и воде из-за несовершенства технологических процессов и работы оборудования.

Комплексное обследование также позволяет как прямыми, так и косвенными методами оценить эффективность работы имеющегося технологического оборудования. Особое внимание необходимо уделить эффективности работы сепарационного и теплообменного оборудования. Прямые методы определения эффективности работы сепарационного оборудования, описанные в работе [5], позволяют с помощью непосредственных измерений определить качество разделения сырьевого потока на газовую и жидкую фазы. Среди косвенных методов [6] наиболее простым в применении является метод, основанный на сравнении фактического и равновесного компонентно-фракционных составов углеводородного конденсата, отделяемого от газа на последующей ступени сепарации. Унос мелкодисперсной капельной жидкости с газом из сепаратора существенно влияет на компонентно-фракционный состав.

На **рис. 2** приведено сравнение экспериментального (полученного в ходе хроматографических исследований) и расчетных (определенных из уравнения фазового состояния) компонентно-фракционных составов газа. Отмечено существенное различие характера кривых, особенно при температуре кипения фракций 20 °C и более. После учета уноса капельной жидкости газом в сепарационном оборудовании кривые приобретают схожий характер. Исходные данные и результаты комплексного обследования являются основой построения математической модели технологического объекта. Современные ПК позволяют моделировать процессы, комплексные технологии и схемы процессов (сепарация, нагрев, охлаждение, ректификация, абсорбция, адсорбция и др.), задавать материальные потоки и их технологические параметры, а также проводить всесторонние расчеты (исследования).

Моделирование технологических процессов начинается с выбора уравнения состояния, наиболее полно характеризующего моделируемые процессы. Для моделирования процессов сбора, подготовки, транспорта и первичной переработки нефти/углеводородного конденсата и газа рекомендуется использовать пакет свойств Peng Robinson и его модификации [7]. Далее вводится информация о компонентно-фракционном составе и физико-химических свойствах компонентов нефти, газа и воды, расходов материальных потоков и их параметрах (давлении и температуре). Следующим шагом является построение технологической схемы с включением в нее аппаратов, оборудования и технологических трубопроводов. Для каждой единицы оборудования и технологических трубопроводов проводится детализация основных характеристик:

- двух- и трехфазное сепарационное оборудование: входные/выходные потоки, геометрические характеристики аппарата, его гидравлическое сопротивление (в том числе сопротивление каплеотбойных сеток), унос одной фазы другой, подвод тепла (при наличии);
- теплообменное оборудование и аппараты воздушного охлаждения: входные/выходные потоки, геометрические характеристики аппарата (размеры корпуса, трубного пучка или поверхности теплообмена), движение потоков по аппарату, гидравлическое сопротивление трубного и межтрубного пространств, тепловые потери (при наличии);
- эжектор или дросселирующий клапан: входные/выходные потоки, геометрические характеристики проточных частей, обеспечивающих заданные технологические параметры на выходе;
- насосное оборудование: входные/выходные потоки, к.п.д., мощность привода, требуемое давление перекачиваемой среды на выходе;
- детандер-компрессорное оборудование: входные/выходные потоки, политропный и адиабатический к.п.д., мощность, требуемое давление перекачиваемой среды на выходе;
- технологические трубопроводы: входные/выходные потоки, выбор методики расчета гидравлики, спецификация сегментов трубопровода с указанием их геометрических характеристик (арматура, фитинги) и высотных отметок, характеристика окружающей трубопровод среды, тепловой изоляции для расчета тепловых потерь;
- ректификационные и абсорбционные колонны: входные/выходные потоки, выбор конструкции колонны для технологического процесса, ее геометрических характеристик, числа тарелок, теплового режима работы и др.

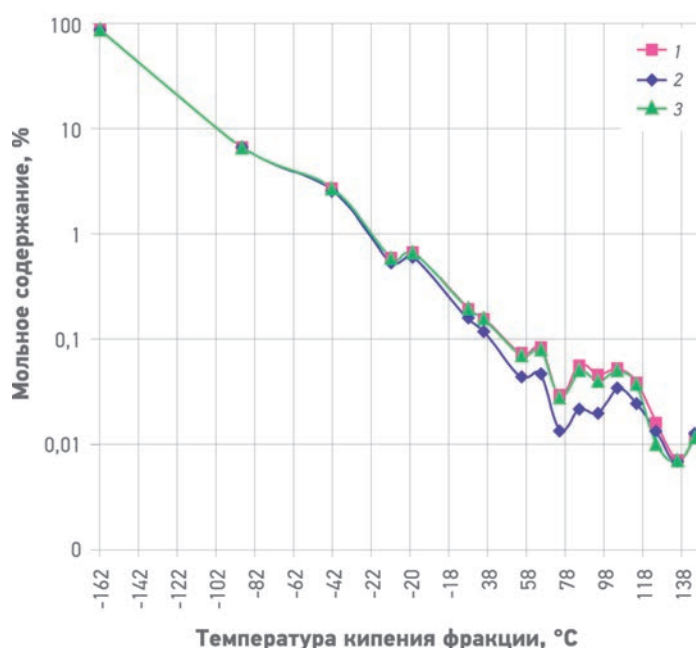


Рис. 2. Экспериментальный (1) и расчетные без учета (2) и с учетом (3) уноса капельной жидкости компонентно-фракционные составы газа сепарации

После ввода параметров материальных потоков и построения технологической схемы задаются регулируемые значения технологических параметров работы оборудования установки (температура, давление, параметры разделения продуктов), затем осуществляются расчеты.

При моделировании вновь проектируемых установок достоверность построенной модели можно проверить на основе состава пластового флюида путем сопоставления фазовых диаграмм, данных лабораторных исследований процесса сепарации и обезвоживания нефти и паспортных параметров оборудования (уносов капельной жидкости из сепараторов, рабочих характеристик насосов и компрессоров и др.).

При моделировании действующих установок (УПН, КС, УПГ) достоверность построенной модели проверяется сравнением расчетных и фактических технологических параметров работы установки в целом и каждого вида оборудования в отдельности, компонентно-фракционных составов и физико-химических свойств газовой и жидкой фаз каждой ступени процесса, отобранных в процессе обследования, а также товарных свойств продуктов и полупродуктов.

1. УПН: для нефти – плотность, ДНП, содержание воды; для нефтепромысловой сточной воды – содержание нефтепродуктов и растворенного газа.

2. КС и УПГ: для сухого отбензиненного газа – температура точки росы по влаге и углеводородам, плотность, состав; для стабильного конденсата – плотность, ДНП; для смеси пропан-бутан технической (СПБТ) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) – состав и давление на-

сыщенных паров; для водометанольного раствора – плотность и содержание метанола. При обнаружении несоответствий фактических (экспериментальных) и модельных данных современные ПК позволяют провести адаптацию моделей следующим образом:

- «подстройка» критических параметров нефтяных или конденсатных фракций к расчетным фазовым диаграммам путем коррекции критических давления и температуры при сохранении постоянного ацентрического фактора [8];
- настройка фазовых переходов газ – углеводородная фаза, газ – водная фаза, углеводородная фаза – водная фаза с учетом эффективности работы сепарационного оборудования: фактические либо расчетные значения;
- корректировка тепловых потерь.

Данные операции позволяют более точно моделировать распределение компонентов и фракции по потокам в технологической модели, что повышает степень ее достоверности.

ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРАВИЛЬНОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕОБХОДИМО УДЕЛЯТЬ КОМПОНЕНТНО-ФРАКЦИОННОМУ СОСТАВУ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ ВСЕХ СТАДИЙ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

ВЛИЯНИЕ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ УПН, КС И УПГ НА КАЧЕСТВО ТОВАРНЫХ ПРОДУКТОВ

Товарной продукцией УПН является нефть по ГОСТ Р 51858-2002 и нефтяной газ, направляемый потребителю. В случае наличия в составе нефтедобывающего предприятия объектов по подготовке/переработке/компримированию газа дополнительными товарными продуктами могут быть: газ горючий природный по СТО Газпром 089-2010; СПБТ по ГОСТ 52087-2003; ШФЛУ по ТУ 38.101524-93; конденсат газовый стабильный (бензин) (КГС) по ГОСТ Р 54389-2011; полупродуктами – легкие жидкие углеводороды (ЛЖУ) [9].

При невозможности получения дополнительных продуктов или сбыта ШФЛУ, КГС и ЛЖУ последние из технологического процесса компримирования и подготовки газа возвращаются в технологический процесс подготовки нефти. При определенном количестве ЛЖУ, возвращаемых на УПН, будут происходить фазовые переходы и изменение состава и свойств получаемой нефти – увеличение ДНП выше товарных кондиций. Поддержание ДНП нефти на уровне требований ГОСТ технологическими ме-

тодами (изменением температуры, давления на ступенях подготовки) приведет к накоплению углеводородов $C_3...C_4$ в технологическом процессе УПН, что утяжелит нефтяной газ, который вновь направляется на объекты компримирования и подготовки. В определенный момент возникнет необходимость вывода углеводородов $C_3...C_4$ из системы, например, путем сжигания нефтяного газа на факельной установке. Ниже рассматривается влияние состава нефтяного газа (содержания углеводородов $C_3...C_4$), газового фактора нефти для различных технологий подготовки и компримирования газа (КС, УПГ) на стабильность работы УПН при совместной эксплуатации и определяются границы, при которых потери углеводородов на факелах будут отсутствовать, т.е. не будут происходить накопление ЛЖУ на УПН и утяжеление нефтяного газа до критических параметров. Расчетное исследование выполнялось при следующих условиях:

- 1) трехступенчатая сепарация нефти с давлением соответственно 0,8, 0,4 и 0,105 МПа на ступенях сепарации и температурой 40 °С;
- 2) трехступенчатое компримирование газа до давления транспорта 7,5 МПа и возврат выделяемых ЛЖУ на первую ступень сепарации нефти;
- 3) свойства нефти: плотность – 870 кг/м³, газовый фактор (растворенный газ) – 100 м³/т;
- 4) изменение газового фактора нефти (за счет прорывного газа) от 100 до 1500 м³/т;
- 5) изменение состава нефтяного газа за счет прорывного газа (содержания углеводородов C_{3+} от 37 до 525 г/м³).

На рис. 3 показано изменение ДНП нефти при возврате ЛЖУ с компрессорной станции в технологический процесс подготовки нефти в зависимости от состава нефтяного газа и газового фактора нефти. Из рис. 3 видно, что утяжеление нефтяного газа (увеличение содержания C_{3+}) и, как следствие, увеличение количества «циркулирующих» ЛЖУ в системе УПН – КС/УПГ приводят к повышению ДНП нефти; фазовые переходы в системе нефть – нефтяной газ с увеличением газового фактора могут как увеличивать, так и уменьшать ДНП.

При совместной работе УПН и УПГ для стабилизации технологического режима подготовки нефти необходимо получение товарных продуктов СПБТ или ШФЛУ, либо полупродуктов – ЛЖУ.

Проведенные расчеты показали, что при содержании в добываемом нефтяном газе компонентов C_{3+} более 160 г/м³ и газовом факторе нефти более 300 м³/т необходимо предусматривать вывод углеводородов C_{3+} из системы УПН – КС (УПГ) для обеспечения работоспособности технологии подготовки нефти и обеспечения товарных свойств нефти. Наиболее рациональный

способ – получение дополнительных продуктов и полупродуктов: СПБТ, или ШФЛУ, или ЛЖУ. Для этого требуются модернизация и строительство в границах установок КС/УПГ технологических линий и резервуарных парков по получению сжиженных углеводородных газов (СПБТ или ШФЛУ) либо ЛЖУ, а также определение направлений их сбыта и реализации [10].

ВЫВОДЫ

1. При совместной работе УПН и УПК (КС) нефтегазоконденсатных месторождений необходимо учитывать влияние циркулирующих в системе ЛЖУ на ДНП нефти и накопление балластного количества циркулирующих углеводородов.
2. При превышении ДНП нефти сверх регламентированного ГОСТ Р 51858-2002 значения 66,7 кПа необходимо предусматривать мероприятия по выводу из системы ЛЖУ.

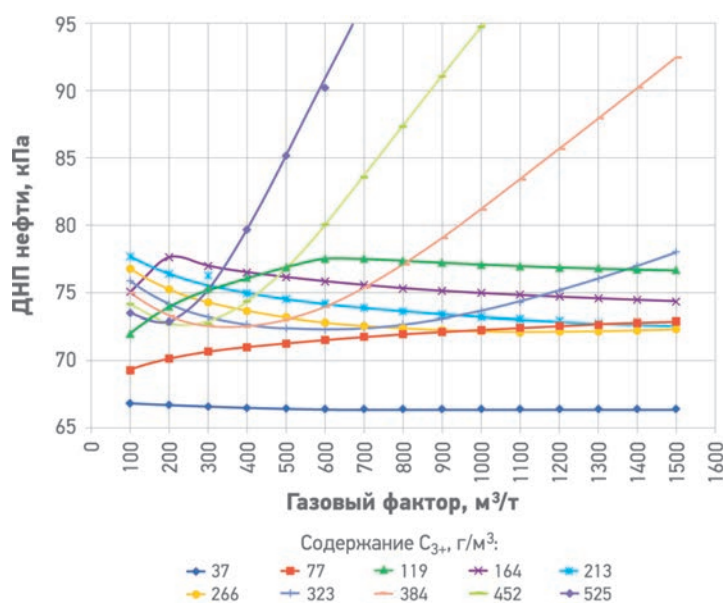


Рис. 3. Изменение ДНП нефти при возврате ЛЖУ с компрессорной станции в технологический процесс подготовки нефти в зависимости от состава нефтяного газа и газового фактора нефти

Список литературы

1. Максимов Ю.В., Иванов С.С. Особенности моделирования и материально-теплого расчета процесса сепарации нефти, добываемой из подгазовых нефтяных оторочек // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 87–89.
2. Dinu Ajikutira. Jump Start: Aspen HYSYS® V8.0. A Guide for Getting Started in Aspen HYSYS. – USA, Texas, Houston: Aspen Technology Inc., 2016. – 27 с.
3. <http://thermogas.kiev.ua>
4. PetroSIM. Advanced Process Simulation for Upstream & Midstream. – UK, Walton on Thames: KBC Advanced Technologies Limited, 2016. – 4 с.
5. Анализ существующего положения в измерении капельного уноса жидкости их технологического оборудования и рекомендации по его совершенствованию / В.Н. Маслов, М.С. Рогалев, Н.В. Саранчин [и др.] // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2013. – С. 203–212.
6. Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей / В.А. Истомин, И.В. Колчинченко, А.М. Деревягин, С.В. Селезнев // Наука и техника в газовой промышленности. – 2006. – № 4. – С. 37–41.
7. Особенности расчетов материально-тепловых балансов процессов сбора, подготовки и транспорта нефти и газа в среде HYSYS газа / С.В. Чернышев, И.З. Фахретдинов, М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 118–120.
8. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
9. Н.Н. Андреева, С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов Использование легких жидких углеводородов при эксплуатации систем промысловой подготовки, транспорта и реализации нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 92–94.
10. Снижение потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 96–99.

Reference

1. Maksimov Yu.V., Ivanov S.S., Features of modeling material and thermal calculation of oil separation process for oil rims (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 87–89.
2. Ajikutira D., Jump Start: Aspen HYSYS® V8.0. – A Guide for Getting Started in Aspen HYSYS, 2016, 27 p.
3. URL: <http://thermogas.kiev.ua>
4. PetroSIM. Advanced Process Simulation for Upstream & Midstream, 2016, 4 p.
5. Maslov V.N., Rogalev M.S., Saranchin N.V. et al., Analiz sushchestvuyushchego polozheniya v izmerenii kapel'nogo unosa zhidkosti ikh tekhnologicheskogo oborudovaniya i rekomendatsii po ego sovershenstvovaniyu (Analysis of the existing situation in the measurement of the droplet entrainment from technological equipment and recommendations for its improvement), Proceedings of TyumenNIIGiprogaз, Tyumen', 2013, pp. 203–212.
6. Istomin V.A., Kolinchenko I.V., Derevyagin A.M., Seleznev S.V., The dew point method for estimating the droplet entrainment of hydrocarbons during the of the Valanginian gas treatment (In Russ.), Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti, 2006, no. 4, pp. 37–41.
7. Chernyshev S.V., Fakhretidinov I.Z., Tarasov M.Yu., Ivanov S.S., Features of calculations of heat and material balances of the collection, treatment and transportation of oil and gas in the environment of HYSYS (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 10, pp. 118–120.
8. Brusilovskiy A.I., Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza (Phase transformations in the development of oil and gas fields), Moscow: Graal' Publ., 2002, 575 p.
9. Andreeva N.N., Ivanov S.S., Tarasov M.Yu., The use of light liquid hydrocarbons at design of the systems of field treatment, transport and sales of associated petroleum gas (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2011, no. 11, pp. 92–94.
10. Ivanov S.S., Tarasov M.Yu., Reducing the loss of light liquid hydrocarbons at the oil fields (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 1, pp. 96–99.

БАЗЫ ДАННЫХ КАК ОСНОВА РАБОТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО НАПРАВЛЕНИЯ

GEOLOGICAL DATABASES, AS THE BASIS FOR OPERATION IN GEOLOGICAL DIRECTION

УДК 550.834.017

© Р.З. Гизатуллин,

В.В. Анищик, 2017

Р.З. Гизатуллин, В.В. Анищик

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Anischik.VV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: база данных, информация, GeoMate, геобД, ценность данных, геология

R.Z. Gizatullin, V.V. Anishchik

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

This article is devoted to the maintenance of geological databases in Gazprom Neft. The work justifies the need to maintain the quality of data at a high level. The issue of the important role played by data in achieving the company's goals is touched upon. Attention is paid to a number of basic tasks, which are paramount in the work with information. The article describes the history of creating a geological database, the mechanisms of information movement and the results achieved in recent years.

Keywords: database, information, GeoMate, GeoBD, value of data, geology

ВВЕДЕНИЕ

Информация играет стратегическую роль в современном обществе. Проблема достоверности имеющихся данных становится все более актуальной. При этом важным этапом ее консолидации является верификация. Изменения, произошедшие в области информационных технологий в последнее десятилетие, с одной стороны, значительно расширили возможности ученых и специалистов по использованию и распространению информации, с другой – породили новые проблемы, обусловленные нерелевантной информацией, затрудняющей работу пользователей [1].

Работа нефтяной компании связана с обработкой и аккумуляцией колоссального объема разнородной информации о работе скважин и геологических особенностях пластов. Обработка информации является важной задачей, которая с каждым днем становится все сложнее вследствие увеличения объема данных и усложнения алгоритмов их движения. Деятельность направления по работе с данными по геологии и разработке в ПАО «Газпром нефть» призвана обеспечить специалистов актуальной верифицированной информацией.

БАЗЫ ДАННЫХ В КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

В ПАО «Газпром нефть» активные работы по формированию и сопровождению баз геологических данных ведутся уже на протяжении нескольких лет.

Данные, участвующие в процессе накопления и обработки в компании, приведены на **рис. 1**. В настоящее время базы геолого-геофизические данных компании включают информацию по 40000 скважинам 99 месторождений, разрабатываемых 10 дочерними обществами. Эти базы данных формировались более 5 лет и процесс продолжается (**рис. 2**).

Существуют два вида геологической информации:

✓ первичная – геодезические координаты пунктов наблюдений и опробования; керн скважин и образцы каменного материала; журналы полевых наблюдений; результаты анализов проб и испытаний минерального сырья; записи геофизических наблюдений и др.;

✓ вторичная – результаты обработки, интерпретации, анализа или обобщения первичных данных (геологические отчеты с графическими приложениями, изданные карты и пояснительные записки к ним, цифровые карты геологического содержания и

постоянно действующие модели, банки и базы данных по минеральным ресурсам, мониторингу геологической среды, геофизическим исследованиям скважин (ГИС), нефтепользованию и др.

Хранение данных организовано способом, позволяющим в любой момент оперативно получать как верифицированную, так и первичную информацию.

В ПАО «Газпром нефть» в настоящее время используются программные продукты как сторонних организаций, так и собственные, интегрированные в единое информационное пространство:

- GeoMate (собственная разработка, рабочее место геолога);
- NGT-Smart (разработка сторонних организаций, рабочее место разработчика);
- ГеоБД (собственная разработка, глобальный банк геолого-геофизических данных);
- ГеоПоиск (разработка сторонних организаций, интерпретация ГИС);
- Petrel (инструмент геологического моделирования);
- Eclipse (инструмент гидродинамического моделирования).

При работе с информацией можно выделить основные задачи, которые требуют первоочередного решения.

- *Увеличение скорости получения информации.* Скорость поступления данных от скважины до пользовательских интерфейсов геологов и разработчиков является критическим фактором для специалистов по работе с данными.
- *Оптимизация алгоритмов по формированию баз данных.* Постоянно ведется мониторинг процесса движения данных с возможной автоматизацией различных этапов. Создан стандарт движения информационных потоков данных СК-01.03.2015, определены ответственные за каждый этап специалисты (рис. 3).

Специалисты, вовлеченные в процесс управления геологическими данными, должны обладать широкими компетенциями в области геологии и разработки месторождений, чтобы правильно оценивать корректность данных.

Кроме того, как показал опыт, наиболее успешной является модель движения данных, при которой поток информации на протяжении всего процесса загрузки контролируется как можно меньшим числом людей. Большие цепочки специалистов приводят к появлению большего числа ошибок.

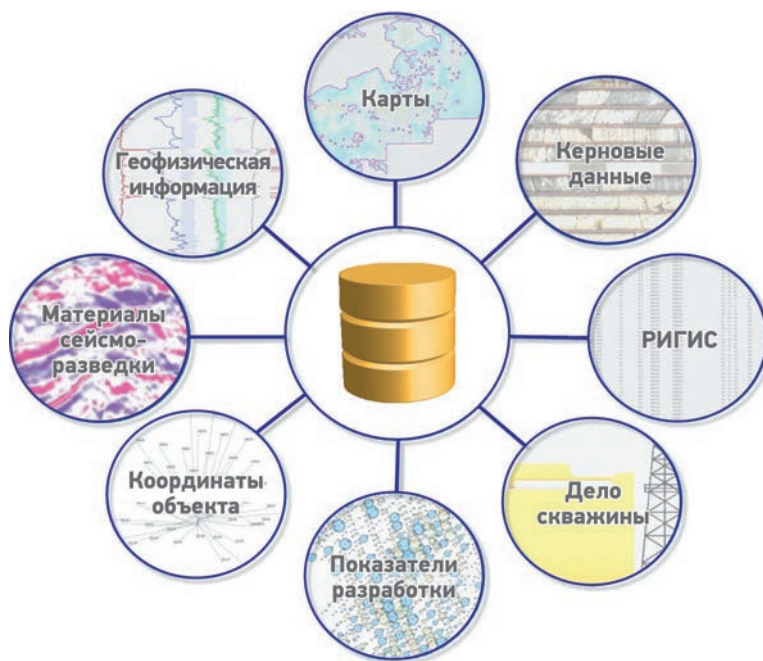


Рис. 1. Данные, вовлеченные в процесс накопления и обработки (РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин)

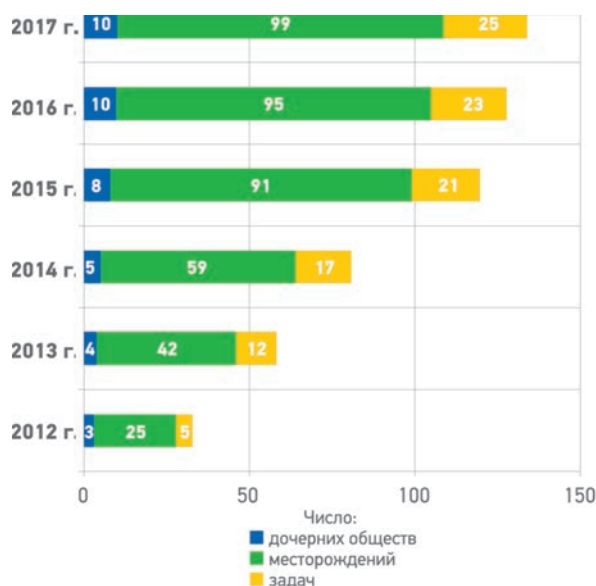


Рис. 2. Расширение и развитие баз данных в компании «Газпром нефть»

- *Обнаружение и оперативное исправление ошибок. Описание алгоритма, исключаящего их возникновение в будущем. Контроль качества данных.* Получение геологических данных всегда осложнено различного рода помехами: систематическими, случайными, грубыми. Независимо от генезиса и типа помех их обнаружение и устранение является важнейшей задачей. Наиболее полную информацию о геологическом строении месторождения дают скважинные данные, поэтому контролю качества и корректности этих данных следует уделить особое внимание [2].

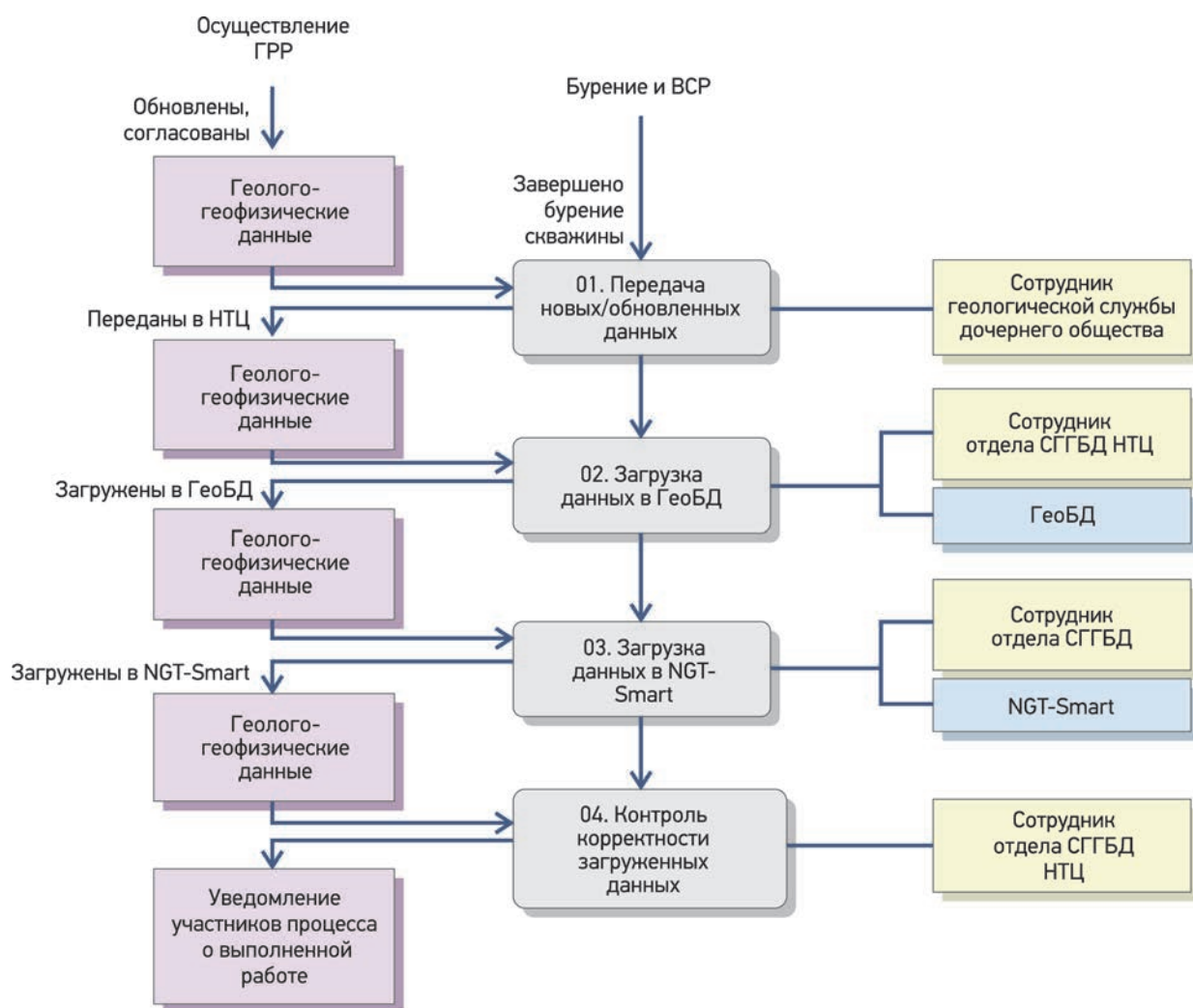


Рис. 3. Движение геолого-геофизических данных в компании «Газпром нефть» (ГРП – геолого-разведочные работы; ВСП – внутрискважинные работы; СГГБД – сопровождение геолого-геофизических баз данных)

После поступления в систему хранения данные проходят проверку. В настоящее время в системе существует несколько десятков проверок. Их число постоянно растет, чтобы предотвратить появление в системе ошибочных данных.

● *Кроссплатформенная верификация информационных систем между собой.* При наличии большого числа взаимодействующих между собой баз данных и пользовательских интерфейсов встает вопрос верификации данных между различными системами для исключения противоречивой информации в источниках, к которым имеют доступ специалисты компании. Использование верифицированной базы обеспечивает одновременную работу всех прикладных программ без ремастеринга и переформатирования данных, предоставляет широкий набор средств для управления геологическими данными и их интеграции при проведении анализа и интерпретации геолого-геофизической информации, при этом обеспечивается единая технологи-

ческая цепочка выполнения большинства технологических процессов [3].

Современные базы данных предоставляют пользователям возможность коллективной работы в глобальной информационной системе. В настоящее время в компании запущен проект по верификации данных между информационными системами OIS, ГеоБД, GeoMate, NGT-Smart, Шахматка и Техрежим. Верификация позволит исключить противоречивость и обеспечить качество геолого-технологических данных в учетных информационно-технологических системах Блока разведки и добычи.

В рамках первого корпоративного проекта по верификации геолого-геофизической базы данных был разработан и внедрен программный продукт GeoMate. В 2014–2015 гг. в программном комплексе GeoMate были созданы два региональных проекта: первый охватывает большинство месторождений компании, второй – включает все скважины баженовской свиты, по которым на момент формирования имелись данные. Однако для полноценной работы с проектами необходи-

мы автоматическое обновление и наполнение их новыми данными. Дело в том, что названия скважин некоторых месторождений совпадают, а сами месторождения находятся в разных системах координат. В результате реализации проекта по верификации данных эти проблемы будут исключены, и данные в информационных системах, в том числе Geo-Mate, будут обновляться автоматически. В начале 2016 г. совместно с Управлением информационных технологий разработаны конверторы, оптимизирующие загрузку данных из ГеоБД в GeoMate. Фактически эта работа не была связана с проектом верификации, но практически явилась началом процесса верификации этих систем вследствие необходимости создания унифицированных справочников.

● *Максимальное вовлечение информации в процесс.* Большой объем информации открывает перед ее обладателями большие возможности, но, по мнению специалистов по их управлению, – это еще и большая проблема, связанная со структуризацией и обработкой данных. Информация, с которой сталкиваются менеджеры по работе с данными, часто не может быть сразу использована по разным причинам: содержание разнородных ошибок; отсутствие информации в цифровом формате и др. Поэтому большие объемы информации, засоренные непригодными данными, не полностью вовлекаются в процесс принятия решений и остаются лишь в качестве библиотеки, архивов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

За счет автоматизации и оптимизации процесса за 4 года ведения работ время на выполнение оперативной работы уменьшилось на 70 %. Число ошибок в геологических данных снизилось на 80 % благодаря внедренным проверкам. Сокращение времени на обработку данных и уменьшение числа ошибок дали возможность увеличить ресурс для проведения анализа и повысить производительность (рис. 4).

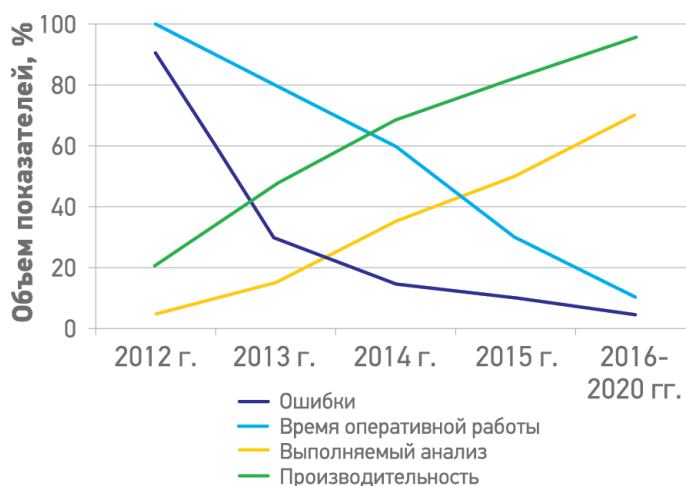


Рис. 4. Динамика основных показателей процесса

Говоря о важности функционирования верифицированных баз данных, можно привести в пример информационную систему NGT Smart, наполненность которой в последний год увеличилась за счет возможности обрабатывать новые типы данных, а также благодаря настройке механизмов импорта информации из различных источников. Настроенная многоэлементная система хранения, верификации и отображения данных позволяют оперативно работать с большими объемами неоднородных и недостаточно структурированных данных, управлять возникающими рисками, извлекать дополнительную информацию из данных, выполнять стратегические цели компании. Состояние баз данных оказывает непосредственное влияние на построение геологических моделей, мониторинг разработки месторождений и достижение поставленных компанией целей. Направление работы с базами данных нельзя считать побочным или второстепенным в разработке месторождений, оно играет ответственную роль провайдера качественных данных.

Список литературы

1. Рыкова В.В., Лукьянова Е.И. Создание научного задела для формирования новых информационных ресурсов (на примере проблемно ориентированных баз данных геологической тематики) // Библиосфера. – 2010. – № 4. – С. 61–64.
2. Закревский К.Е. Оценка качества 3D моделей. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008. – 272 с.
3. Алмамедов Я.Л., Серебрякова О.А. Формирование геологической модели и создание базы данных геологической и технологической информации // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 4 (47). – С. 075–081.

Reference

1. Rykova V.V., Luk'yanova E.I., *The creation of scientific groundwork for the formation of new information resources (on the example of problem-oriented databases on geology)* (In Russ.), Biblosfera, 2010, no. 4, pp. 61–64.
2. Zakrevskiy K.E., *Otsenka kachestva 3D modeley* (Quality assessment of 3D models), Moscow: Maska Publ., 2008, 272 p.
3. Almamedov Ya.L., Serebryakova O.A., *Forming a geological model from a database of geological information technology* (In Russ.), Geologiya, geografiya i global'naya energiya, 2012, no. 4(47), pp. 75–81.

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. Васькевич



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



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



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



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



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



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



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



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



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

АВТОРАМ ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»

Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы и выделенное заключение.

ОБЪЕМ СТАТЬИ не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки)

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 dpi. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисуночной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

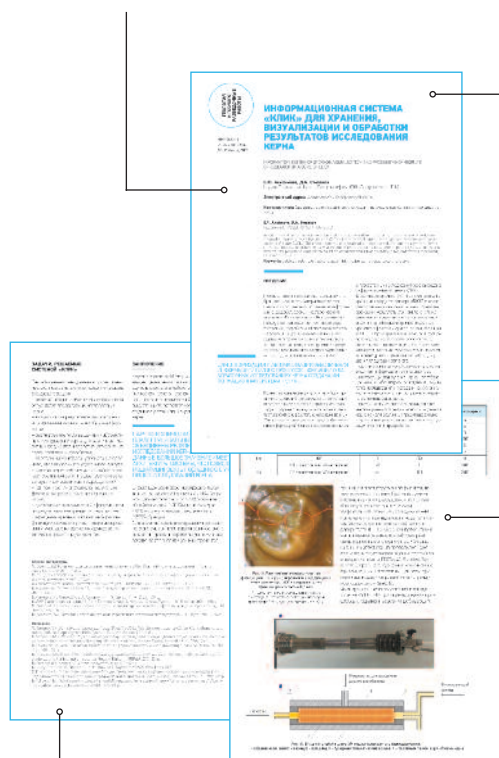
Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СИ.

ФОРМУЛЫ. Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы лучше выполнять в Word.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию и тезисы на русском и английском языках.



НАХОДИ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВМЕСТЕ С НАМИ

Сегодня мы успешно осваиваем заполярные месторождения, разработка которых стала возможной только спустя полвека с момента их открытия. Терминал «Ворота Арктики» стал ключом к богатейшим запасам арктической нефти. Это уникальное инженерное сооружение, способное работать в тяжелейших условиях крайнего Севера.



Стремиться к большему

WWW.GAZPROM-NEFT.RU/CAREER