

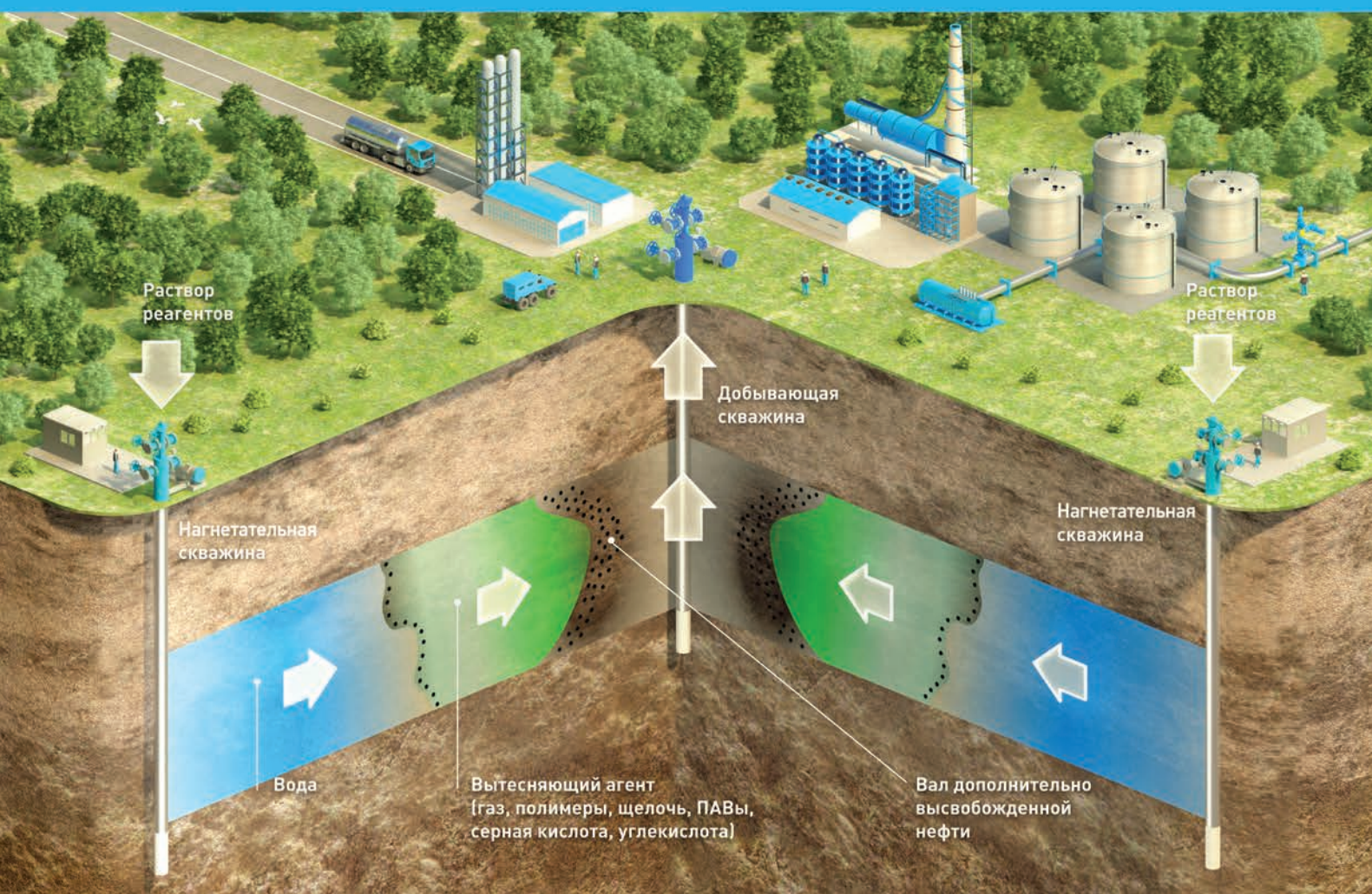
36
стр. Представление результатов
петрографических
исследований
в численной форме

47
стр. Новый метод
учета ГРП
в гидродинамических
моделях

42
стр. Классификация данных
ГИС – быстрый и удобный
способ их качественной
интерпретации

LEAN-менеджмент – фундаментальный элемент создания
эффективных интегрированных систем управления
операционной деятельностью

стр. 65



ЦИФРОВАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Создание цифровых двойников наших производств и внедрение элементов искусственного интеллекта позволяет нам контролировать путь нефти от скважины до заправки машины на АЗС. А технологии анализа больших данных помогают прогнозировать работу сложнейшего оборудования и принимать оптимальные решения.



ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

11

Митяев М.Ю., Буторин А.В., Онегов А.В., Асмандияров Р.Н.

Геологическая интерпретация и вовлечение в разработку распределительных каналов глубоководных отложений

Mityaev M.Y., Butorin A.V., Asmandiyarov R.N.

Deep-marine channels interpretation and development involve

16

Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г., Погребнюк С.А., Тимошенко Г.М., Солодов Д.В., Жуков В.В., Бочков А.С., Волков Г.В., Вашкевич А.А.

Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования

Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G., Pogrebnyuk S.A., Timoshenko G.M., Solodov D.V., Zhukov V.V., Bochkov A.S., Volkov G.V., Vashkevich A.A.

Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying

22

Белослудцев П.Ю., Котова В.З., Черепанов Е.Е.

Особенности подсчета запасов сложных литологически экранированных залежей на примере одного из месторождений ПАО «Газпром нефть»

Belosludtcev P.Y., Kotova V.Z., Cherepanov E.E.

Reserve calculation features of complex lithological screened deposits shown on the example of one of Gazprom Neft PJSC fields

26

Абдразаков А.Х., Грабовская Ф.Р., Муртазин Д.Г.

Концептуальная геологическая модель пласта Ю₁ на Западно-Лугинецком и Нижнелугинецком месторождениях

Abdrzakov A.H., Grabovskaya F.R., Murtazin D.G.

Conceptual geological model for U₁ reservoir on Zapadno-Lugineckoe and Nijnelugineckoe fields

31

Михайлова С.В.

Анализ сейсмических атрибутов – комплексный подход при концептуальном моделировании

Mikhaylova S.V.

Seismic attribute analysis: an integrated approach at conceptual modeling

36

Идрисова С.А., Тугарова М.А., Стремичев Е.В., Белозеров Б.В.

Цифровой керн. Комплексирование данных петрографических исследований карбонатных пород с результатами исследований керна

Idrisova S.A., Tugarova M.A., Stremichev E.V., Belozerov B.V.

Digital core. Integration of carbonate rocks thin section studies with results of routine core tests

42

Морозов В.В., Парфенов Н.А., Мельникова О.А.

Применение кластеризации для петрофациального анализа на примере месторождения провинции Загрос

Morozov V.V., Parfenov N.A., Melnikova O.A.

Applying of clustering for petrofacial analysis on the example of the field in Zagros province

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**47**

Рощектаев А.П., Якасов А.В.

Новый метод учета трещины ГРП в гидродинамических моделях на неструктурированных сетках

Roshchektaev A.P., Yakasov A.V.

A new approach for accounting of hydraulic fracture in simulation models based on unstructured grids

52

Кайгородов С.В.

Типичные ошибки при создании гидродинамических моделей. Часть I. Ремасштабирование геологической модели

Kaygorodov S.V.

Typical errors in the reservoir simulation. Part I. Upscaling of the geological model

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ**59**

Иванов С.С., Гальчанский П.В.

Извлечение тяжелых углеводородов из низконапорного нефтяного газа при промысловой подготовке нефти

Ivanov S.S., Galchanskiy P.V.

Recovery of heavy liquid hydrocarbons from low-head associated petroleum gas during oil production processing

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**65**

Билинчук А.В., Рустамов И.Ф., Булгаков Е.Ю., Хасанов М.М., Корябкин В.В.

Принципы построения интегрированных систем управления операционной деятельностью на примере центра управления бурением группы компаний «Газпром нефть»

Bilinchuk A.V., Rustamov I.F., Bulgakov E.Yu., Khasanov M.M., Koryabkin V.V.

Principles of construction of integrated operations management systems by the example of the drilling operations support center of Gazprom Neft Group

71

Белоногов Е.В., Перец Д.С.

Совершенствование методики расчета коэффициента сложности разработки месторождения

Belonogov E.V., Perets D.S.

Improvement approach for the reservoir complexity index calculation

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**75**

Гильфанов Р.Р., Васильев А.Б., Гайдуков О.Н., Мохнаткин И.В., Билалов А.Д., Карамутдинова Д.М., Шакурьянова Ю.Р.

Современные подходы к комплексной оценке безопасности производственных объектов на шельфе Арктических морей Российской Федерации на примере Приразломного нефтяного месторождения

Gilfanov R.R., Vasiliev A.B., Gaidukov O.N., Mokhnatkin I.V., Bilalov A.D.,

Karamutdinova D.M., Shakuryanova Yu.R.

Modern approaches to a comprehensive assessment of the safety of production facilities on the shelf of the Arctic seas of the Russian Federation on the example of the Pirazlomnoe oil field

Создаем новые материалы с заданными свойствами

НТЦ «Газпром нефти» совместно со Сколтехом реализует проект по созданию новых сверхтвердых материалов для резцов бурового долота. Команда проекта проводит исследования с использованием российского инновационного метода компьютерного предсказания кристаллических структур USPEX®.

Наиболее перспективные образцы будут произведены в Институте физики высоких давлений РАН. Проект является первым примером технологического партнерства, связывающего фундаментальные и прикладные научные исследования, а также опытно-конструкторские разработки и реальные бизнес процессы в компании.

Скважинные испытания долот с новыми материалами запланированы уже в этом году.



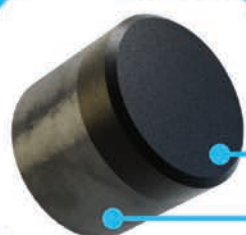
Резец из традиционных материалов



Алмазная пластина

Карбид вольфрама

Резец из новых спроектированных материалов



Новый материал

Новый материал

до **20%**

оценочное снижение
стоимости долота

- » Твердость и трещиностойкость не хуже, чем у традиционных резцов
- » При синтезе не требуются высокие температуры и давления
- » Производство дешевле в **2 раза**

¹ метод разработан профессором А.Огановым из Сколковского института науки и технологий и его учениками



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМУ
ЦЕНТРУ ГАЗПРОМ НЕФТИ

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПРИМЕНЯЕТ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ ДЛЯ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Специалисты Научно-технического центра «Газпром нефти» совместно с Московским физико-техническим институтом (МФТИ) создали самообучающуюся программу, позволяющую прогнозировать свойства пород на новых месторождениях. Реализация проекта позволит сэкономить компании десятки миллионов рублей за счет оптимизации количества исследований и повышения качества прогнозирования.

Единственная возможность физического изучения породы месторождения – доставить в процессе разведочного бурения с глубины в несколько тысяч метров ее образец – керн (шлиф). Эта дорогостоящая процедура сегодня является практически единственным способом анализа породы на наличие углеводородов. Благодаря новой уникальной программе можно прогнозировать свойства пород на новых месторождениях без отбора новых образцов керна. Теперь специалисты «Газпром нефти» смогут анализировать «цифровые двойники» шлифов, собранные в единую самообучающуюся базу данных, объединяющую весь со-

вокупный опыт разведочного бурения компании. Новая технология была разработана совместно с МФТИ, который создал ее программный код. Специалисты НТЦ проводили экспертизу проекта и адаптировали алгоритмы программы для решения прикладных задач нефтегазовой отрасли. Разработка будет интегрирована в информационную систему «Газпром нефти» ЭРА.

««Газпром нефть» занимает лидирующие позиции по цифровизации в российской нефтегазовой отрасли. Нейронные сети и машинное обучение позволяют нам обрабатывать огромные массивы данных. В периметре компании накоплены уникальные знания и опыт анализа ядерного материала, которые, благодаря современным технологиям, теперь доступны всем профильным специалистам «Газпром нефти», — отметил генеральный директор НТЦ Марс Хасанов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОЛУЧИЛА ПЕРВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБРАЗЦЫ НОВЫХ СВЕРХТВЕРДЫХ МАТЕРИАЛОВ

Научно-технический центр «Газпром нефти» совместно со Сколковским институтом науки и технологий реализует проект по созданию новых сверхтвердых материалов для резцов бурового долота. Отечественная разработка сможет составить конкуренцию импортным продуктам, снизив стоимость производства буровых долот на 10–30 %, а также станет прорывной для других отраслей – строительства, горной промышленности, приборостроения.

Идеальный материал для резцов бурового долота – алмаз – является самым твердым веществом. Вместе с тем у него есть ряд существенных недостатков.

Алмаз – хрупкий материал и для его производства требуется колоссальное давление – 60 тыс. атмосфер (6 ГПа) и температура 1500–1700 °С. Кроме того, производить из него продукцию очень дорого и трудозатратно.

Научно-технический центр «Газпром нефти» разрабатывает новые сверхтвердые материалы, которые по твердости и трещиностойкости должны не сильно уступать алмазу, но были бы гораздо дешевле в производстве (синтезироваться при более низких давлениях и/или температуре).

Для решения этой задачи НТЦ использует российскую инновацию USPEX – метод компьютерного предсказания кристаллических структур, разработанный профессором Артёмом Огановым из Сколковского института науки и технологий и его учениками.

Метод USPEX позволяет предсказывать кристаллическую структуру при произвольных давлениях и температурах исходя из знания только химического состава материала. Такой подход дает возможность анализировать множество образцов в цифровом виде без их изготовления.

В феврале были получены первые перспективные образцы новых сверхтвердых материалов. После проведения исследований их свойств наиболее перспективные варианты будут изготовлены в Институте физики высоких давлений РАН (г. Троицк). Первые скважинные испытания долот с новыми материалами будут проведены до конца 2018 года.

«Чтобы оставаться технологическим лидером отрасли, «Газпром нефть» постоянно разрабатывает новые подходы к решению производственных задач. Создание новых материалов — это одна из наиболее интересных и перспективных областей науки, в которой мы ожидаем технологические прорывы в ближайшем будущем. Появление новых веществ с управляемыми свойствами может существенно изменить не только нефтяное хозяйство, но и стать импульсом для модернизации многих других отраслей промышленности», — отметил генеральный директор Научно-технического центра «Газпром нефти» Марс Хасанов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ОТГРУЗИЛА СОТУЮ ПАРТИЮ НЕФТИ С РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

«Газпром нефть» завершила сотую отгрузку нефти сорта ARCO с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная», расположенной на российском арктическом шельфе (Печерское море). Юбилейную транспортировку осуществил танкер «Кирилл Лавров».

Платформа «Приразломная» — первый и единственный нефтедобывающий проект на российском арктическом шельфе. Первая партия нефти с Приразломного месторождения была отгружена в апреле 2014 г. С начала промышленной эксплуатации месторождения с МЛСП «Приразломная» отгружено более 6,6 млн тонн нефти.

Спрос на нефть сорта ARCO, добываемую на шельфе Печорского моря, обусловлен ее высокой плотностью (около 906 кг/м³), низким показателем коксового остатка, большим количеством фракций, используемых для производства масел. Продукты, получаемые из этой нефти путем глубокой переработки, имеют широкий спектр применения — в частности, используются в шинной, фармацевтической и космической промышленности.

«Разрабатывая Приразломное месторождение, мы реализуем смелый и амбициозный проект в экстремальных природно-климатических условиях. Успешно завершив сотую отгрузку нефти с платформы «Приразломная», мы подтвердили, что добыча углеводородов на российском арктическом

шельфе эффективна и безопасна, а нефть сорта ARCO заняла прочное место на мировом рынке», — отметил заместитель генерального директора по развитию шельфовых проектов «Газпром нефти» Андрей Патрушев.

Справка

Приразломное нефтяное месторождение открыто в 1989 году и располагается в Печорском море в 60 км от берега. Извлекаемые запасы нефти превышают 70 млн тонн. Для его разработки создана МЛСП «Приразломная». Она рассчитана на эксплуатацию в экстремальных природно-климатических условиях, отвечает самым современным требованиям безопасности и способна выдерживать максимальные ледовые нагрузки.

Устья скважин, эксплуатируемых на месторождении, находятся внутри платформы — ее корпус одновременно является буфером между скважиной и открытым морем. Глубина моря в районе месторождения — 20 м. Кроме того, установленное на скважинах оборудование позволяет предотвратить возможность неконтролируемого выброса нефти или газа.

«Приразломная» работает в соответствии с принципом «нулевого сброса»: использованный буровой раствор, шлам и другие технологические отходы закачиваются в специальную поглощающую скважину.



«МЕССОЯХАНЕФТЕГАЗ» РЕАЛИЗУЕТ УНИКАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ ПО УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

«Мессояханефтегаз», совместное предприятие «Роснефти» и «Газпром нефти», получил положительное заключение Главгосэкспертизы России на проект обустройства кустовых площадок под закачку попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт на Западно-Мессояхском месторождении с межпромысловым газопроводом от Восточной Мессояхи. Проект по хранению ПНГ в газовой шапке соседнего нефтегазоконденсатного месторождения является уникальным для нефтегазовой отрасли.

В ходе реализации проекта предприятие построит компрессорную станцию мощностью 1,5 млрд м³ газа в год – на Восточной Мессояхе, две кустовые площадки с девятью скважинами для закачки ПНГ в пласт – на Западной Мессояхе. Два месторождения свяжет межпромысловый газопровод протяженностью 54 км.

Реализация нового проекта позволит «Мессояханефтегазу» максимально эффективно использовать попутный нефтяной газ. Уже сейчас ПНГ, полученный в процессе добычи нефти на Мессояхе, применяется для работы газотурбинной электростанции, а также как топливо для печей нагрева нефти и котельных. Транспортировка и последующая закачка ПНГ с Восточной Мессояхи в газовую шапку соседнего Западно-Мессояхского месторождения даст возможность в дальнейшем использовать газ из подземного хранилища. Реализовать такой проект непосредственно на Восточной Мессояхе не позволяет геологическое строение месторождения – нет залежей с подходящими характеристиками и участ-

нами для хранения больших объемов газа.

«Проект по утилизации попутного газа на Мессояхе станет уникальным для компании. Впервые мы используем так называемые подземные хранилища для решения вопроса утилизации ПНГ. Для компании это новая практика, в случае успеха мы сможем тиражировать данную технологию на других предприятиях», – отметил Денис Сугаипов, директор дирекции по крупным проектам БРД, генеральный директор «Газпромнефть-Развития».

«Утилизация попутного нефтяного газа – задача высокого приоритета для нефтедобывающего предприятия. Строительство подземного хранилища ПНГ и объектов газовой инфраструктуры позволит достичь на Мессояхе максимального показателя по рациональному использованию газа и даст возможность реализовать нестандартный для России проект, имеющий большое значение для экологии», – сказал Виктор Сорокин, генеральный директор «Мессояханефтегаза».

При строительстве объектов подготовки и транспортировки газа планируется использовать оборудование отечественного производства. Вся инфраструктура будет возводиться путем блочно-модульной сборки в максимальной заводской готовности. Это обеспечит высокие темпы строительства и общую рентабельность проекта. Его планируется реализовать за 2,5 года.



ЦИФРОВАЯ МОДЕЛЬ НОВОПОРТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИЗНАНА ЛУЧШЕЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ IT-РАЗРАБОТКОЙ

Проект «Применение российских технологий информационного моделирования (BIM) при проектировании, строительстве и эксплуатации Новопортовского месторождения» стал победителем конкурса «Проект года» IT-портала Global CIO в номинации «Лучшая отечественная разработка».

Информационная модель инфраструктуры Новопортовского месторождения разработана компаниями «Газпромнефть-Ямал» (оператор Новопортовского месторождения) и «Неолант». Она представляет собой единое электронное хранилище инженерной и финансовой информации о каждом производственном объекте актива. Прототип отражает рельеф местности, инженерные сети, трубопроводы, архитектурно-строительные элементы и другие конструкции и оборудование.

Для постоянного обновления фото- и видеоданных строящихся объектов применяются камеры, установленные на квадрокоптерах и позволяющие проводить панорамную съемку с обзором 360°. Качество и эффективность строительства обеспечиваются использованием 6D-моделей, включающих не только инженерную и архитектурную информацию, но и данные о сроках и финансировании. Соответствие гото-

вых объектов рабочей документации можно оценить в ходе виртуального тура.

Использование цифровой модели на стадии строительства позволяет повысить эффективность управленческих решений, предотвратить критические ситуации, снизить финансовые затраты и сроки выполнения строительно-монтажных работ. В целом период реализации проекта от «нулевого цикла» до ввода в эксплуатацию за счет использования технологии информационного моделирования может быть сокращен на 30–40 %.

«Применение цифровых технологий – одно из приоритетных направлений технологического развития «Газпром нефти». Технические решения, применяемые сегодня на Новопортовском месторождении, позволяют повысить эффективность и безопасность производственной деятельности и в дальнейшем могут успешно применяться при реализации других проектов компании», – отметил генеральный директор «Газпромнефть-Ямала» Алексей Овечкин.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЕТ СОБСТВЕННУЮ ЦИФРОВУЮ ТЕХНОЛОГИЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический центр «Газпром нефти» и Сколковский институт науки и технологии (Сколтех) создают уникальную цифровую технологию для выбора оптимальной системы разработки нефтяных месторождений. Собственный цифровой инструмент даст возможность сократить использование коммерческих аналогов, сэкономив компании около 200 млн рублей до 2022 года.

Инновационные алгоритмы, разрабатываемые в рамках проекта «Мета модель притока к скважине», позволят в разы уменьшить время для определения оптимального числа добывающих и нагнетательных скважин с учетом геологических предпосылок, а также обеспечат мониторинг добычи после их ввода в эксплуатацию. Для создания программы используются технологии машинного обучения, в том числе глубокие нейронные сети. Проект реализуется в рамках технологической стратегии компании «Газпром нефть» по направлению «ЭРА» (Электронная разработка активов). При разработке месторождений важно построить качественную гидродинамическую модель нефтяной залежи. Нужно ответить на вопросы о том, сколько необходимо скважин, какого они должны быть типа, где их лучше разместить в пла-

сте. Оптимальный вариант для каждого месторождения определяется индивидуально. Специально для Научно-технического центра «Газпром нефти» сотрудники Сколтеха разрабатывают метамодель, которая выполняет необходимые расчеты на суперкомпьютере института и анализирует полученные результаты.

«Создание новых цифровых продуктов, оптимизирующих технологические процессы компании — один из приоритетов нашего развития. Представьте себе человека, который обладает большим опытом решения тысяч похожих уравнений с разными параметрами. Его опыт настолько велик, что он может очень точно предсказывать ответы в новых уравнениях. Здесь то же самое — мы обучились на тех уравнениях, что мы знаем, просчитав их сотни тысяч раз, и можем предсказать на основании новых данных значения интересующих нас параметров», — отметил генеральный директор Научно-технического центра Марс Хасанов.



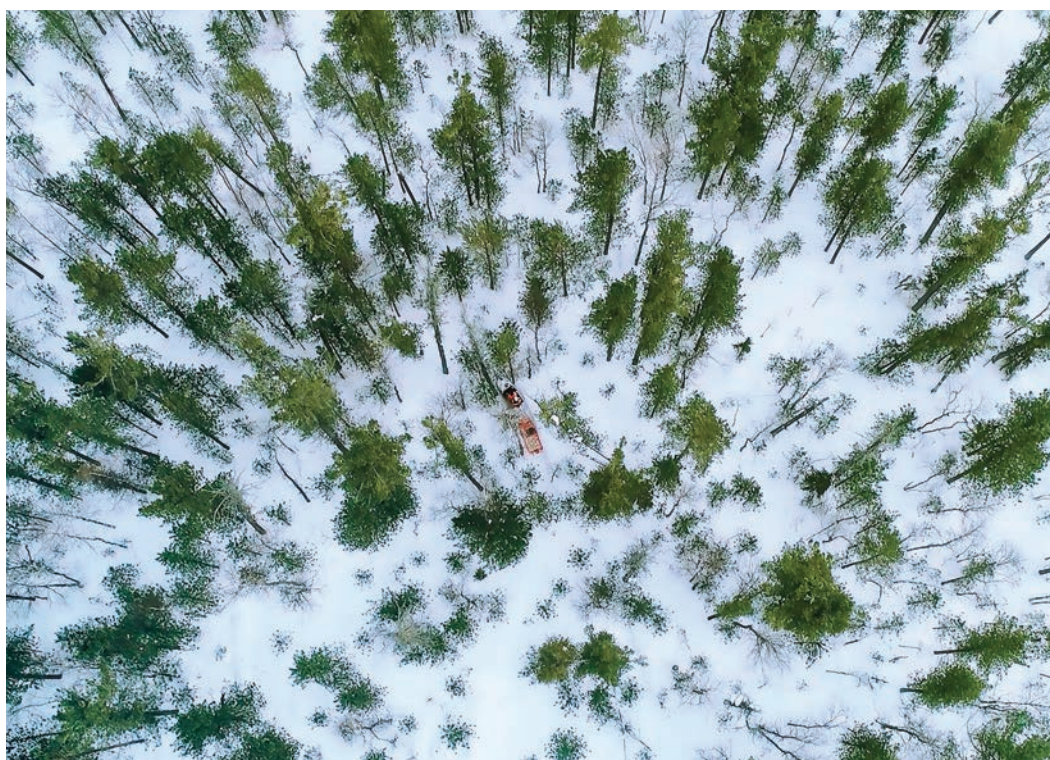
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» РАСШИРЯЕТ ПРИМЕНЕНИЕ «ЗЕЛЕННЫХ» ТЕХНОЛОГИЙ В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ

«Газпром нефть» завершила сезон сейсморазведочных работ, исследовав в зимнем сезоне 2017–2018 с помощью 3D сейсморазведки 900 км² Западно-Зимнего лицензионного участка и Западно-Покурской площади в Ханты-Мансийском автономном округе, а также Западно-Воргенской площади в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО). Кроме того, досрочно была завершена трехлетняя программа сейсморазведочных работ на Отдаленной группе месторождений в ЯНАО, которая включала исследование 1270 км² территории нового актива.

Для сохранения лесных массивов при проведении сейсморазведочных работ на Западно-Покурской площади «Газпром нефть» применила технологию «Зеленая сейсмика». Помимо снижения антропогенного воздействия на природу новая технология позволяет качественно изучить участки с развитой инфраструктурой, недоступные для исследований по стандартным методикам, за счет использования беспроводной системы передачи данных. На этой же площади был реализован пилотный проект техноло-

гии «Зеленая сейсмика 2.0», практически не требующий вырубки просек благодаря применению легких буровых станков и снегоходов вместо крупногабаритной техники.

«Сейсморазведочные работы — ключевой элемент начального этапа освоения месторождений. Именно на основании результатов сейсмических исследований формируется стратегия дальнейшей разработки новых активов. Наша задача — реализовать этот этап в минимальные сроки и без потери качества. Постоянно повышая эффективность своих решений в геологоразведке, мы успешно выполняем задачу по восполнению запасов и наращиванию ресурсной базы компании», — отметил директор по геологоразведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти» Алексей Вашкевич.



ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И ВОВЛЕЧЕНИЕ В РАЗРАБОТКУ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ ГЛУБОКОВОДНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

УДК 550.8

© Коллектив
авторов, 2018

DEEP-MARINE CHANNELS INTERPRETATION AND DEVELOPMENT INVOLVE

М.Ю. Митяев, А.В. Буторин, А.В. Онегов, Р.Н. Асмандияров

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

Электронный адрес: Mityaev.MYu@gazpromneft-ntc.ru**Ключевые слова:** глубоководные отложения, подводные каналы, турбидиты**M.Y. Mityaev, A.V. Butorin, A.V. Onegov, R.N. Asmандияров** Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The work is connected with geological features of deep-marine channels in the case of oil fields of Nadim-Purovsky region. The aim was to understand the geological features with the help of geological and geophysical data in order of stiffening the value of consistency of the data.

On the basis of core analysis, well logging and seismic interpretation it was claimed that the geological concept is connected with the multiple aggradation cycles with the lateral migration. This claim was used in a found of geological model with the purpose to exclude the non-physical ways to history matching.

The results of the work can be used for the same geological objects with the purpose of considering the accurate ways of start and cumulative fluid production, pressure maintenance, infill drilling and well completions.

Keywords: deep marine sediments, submarine channels, turbidities**DOI:** 10.24887/2587-7399-2018-2-11-15

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время сложные геологические условия обуславливают принятие принципиальных решений по способу заканчивания скважин и геолого-техническим мероприятиям.

Ключевым аспектом при принятии подобных решений может быть распределение значений проницаемости по площади и разрезу. Кроме проницаемости, существенное влияние оказывает связанность коллектора. Последняя может иметь специфический характер вследствие наличия анизотропии по проницаемости. Кроме того, существенная неоднородность коллектора может приводить к ошибочным трактовкам геологического строения и, следовательно, прогнозных параметров.

Отложения подводных каналов обладают сравнительно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) относительно свойств вмещающих пород. Например, среднее значение проводимости пласта kh (k – проницаемость, h – эффективная толщина пласта) может составлять около

0,55 мкм²·м. Для сравнения, в районах аккумулятивных прирусловых валов $kh \approx 0,13$ мкм².

При этом дебиты добывающих скважин, вскрывших указанные отложения, могут иметь не столь значимые отличия – соответственно 100-120 и 60-70 т/сут. Сравнение показателей вызывает необходимость выявить причины таких различий и возможные последствия для дальнейшей эксплуатации объектов.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Рассмотрено несколько месторождений Надым-Пуровского региона. Все объекты относятся к верхней части ачимовских отложений и характеризуются наличием транспортировочных каналов. Генетически данные каналы являются началом образования турбидитных конусов выноса. Они могут иметь достаточно сложную геометрическую форму с наличием схожих с континентальными меандр. Длина канала составляет 7–15 км, видимая ширина согласно анализу сейсмических данных – 80–150 м (рис. 1).



Рис. 1. Фрагмент карты спектральной декомпозиции по пласту БП₁₂, Вынгаяхинского месторождения

Помимо ярко выраженных геометрических характеристик подводные каналы имеют структурно-текстурные особенности. По данным анализа керна они связаны с наличием глинистых интракластов, увеличением зернистости вниз по разрезу внутри отдельных интервалов, кривой слоистостью, характерной для наличия течений. На каротажных кривых подводные каналы отличаются увеличением показаний кривой самопроизвольной поляризации вследствие относительно высоких ФЕС в нижней части разреза и в некоторых случаях увеличением значений гамма-каротажа за счет наличия глинистых интракластов. Глинистые

интракласты являются продуктом разрушения вмещающих пород и могут различаться по размеру, преимущественно их диаметр составляет около 3–5 см. Характерная толщина данных отложений также может изменяться от первых десятков сантиметров до десятков метров. Общие толщины подводных каналов на Меретояхинском месторождении в большинстве случаев составили 20 м, на Вынгаяхинском – от 20 до 45 м по отдельным скважинам (рис. 2). Из рис. 2, а видно, что разрез представлен ритмичным чередованием проницаемых слоев толщиной несколько десятков сантиметров. При более детальном анализе керна видны ритмы более мелкого масштаба толщиной 5–15 см. Такие ритмы позволяют рассматривать теорию наличия аградационной последовательности эродированных друг друга каналов. Данную теорию подтверждают также результаты эксплуатации скважин внутри единичного канала. Так, на Вынгаяхинском месторождении имеются факты отсутствия влияния нагнетательных скважин, переведенных из добывающего фонда, на близлежащие (500–1000 м) добывающие скважины. Кроме того, имеются результаты идентичной работы скважин с проведенным гидроразрывом пласта, но с эффективными нефтенасыщенными толщинами, различающимися в 2 раза. С целью более детального освещения строения пласта были собраны и проанализированы современные аналоги подобных систем осадконакопления.

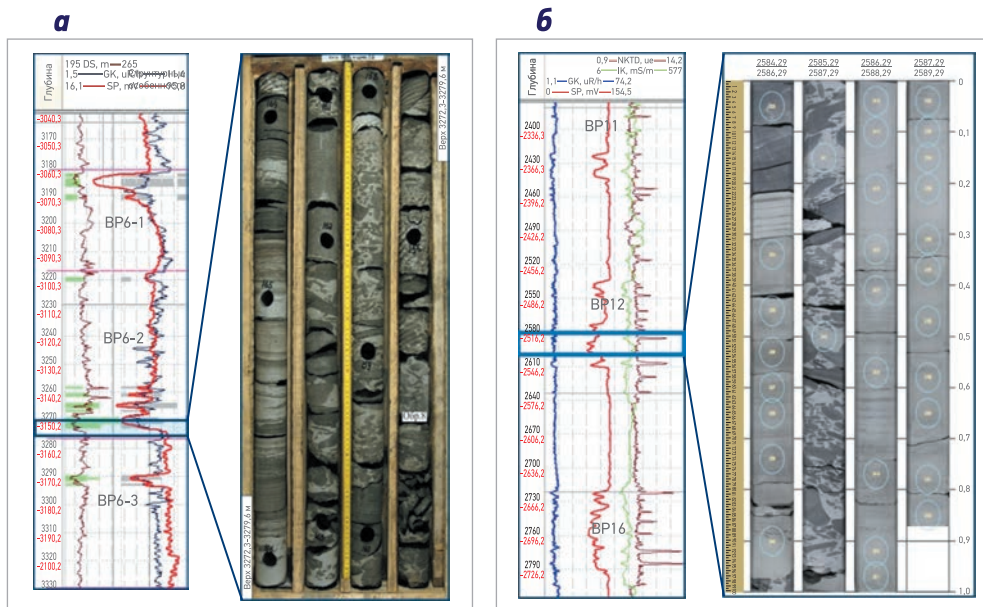


Рис. 2. Выделение подводных каналов в скв. 605 Меретояхинского месторождения (а) и в скв. 77R Вынгаяхинского месторождения (б) по данным геофизических исследований скважин и керна

СОВРЕМЕННЫЕ АНАЛОГИ ПОДВОДНЫХ КАНАЛОВ

С целью установления возможности наличия нескольких эродирующих каналов были рассмотрены результаты детального сейсмического анализа на побережьях различных континентальных окраин. На **рис. 3** представлен фрагмент батиметрической карты глубоководного канала на восточном континентальном склоне Южной Америки, а на **рис. 4** – разрезы, полученные по данным батиметрических исследований района дельты р. Амазонки. Результаты приведенных исследований позволяют сделать вывод о наличии систем меандрирования подводных каналов с извилистостью, близкой к извилистости континентальных флювиальных систем [2, 3]. Очевидно наличие вертикальной аградационной эрозии каналов с латеральным перемещением (см. **рис. 4**). Выделены фациальные разности, аналогичные обсуждаемым выше аккумулятивным прирусловым валам и каналам. Рассмотренные примеры, несомненно, являются гиперболизированными с точки зрения применимости к условиям формирования ачимовских отложений, однако типичными для глубоководных отложений. Подобные каналы имеются и в относитель-

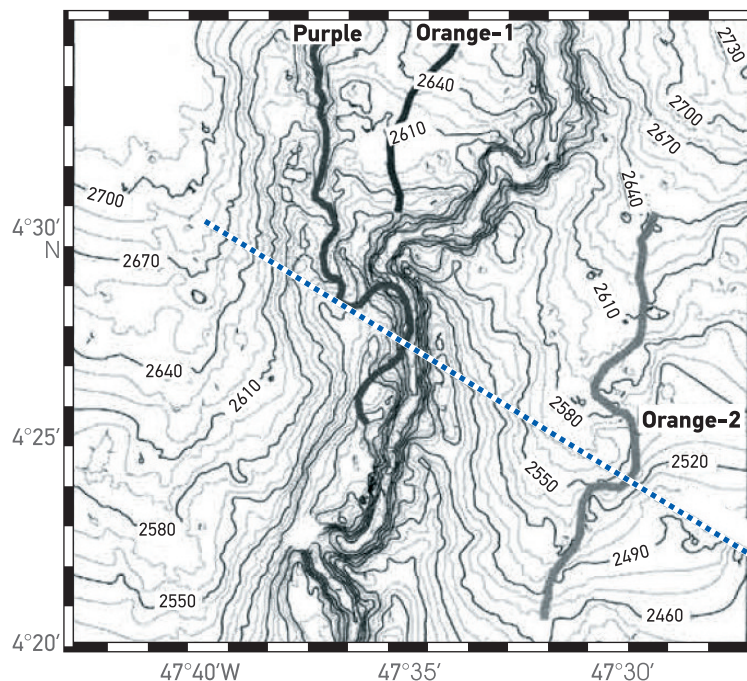


Рис. 3. Фрагмент батиметрической карты глубоководного канала на восточном континентальном склоне Южной Америки [1]

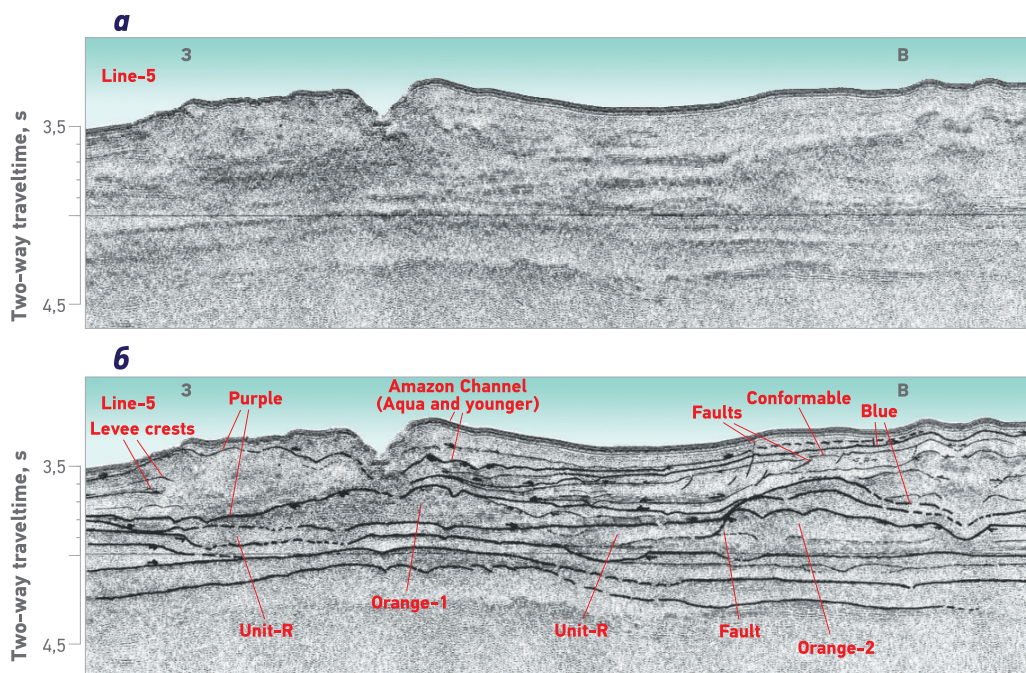


Рис. 4. Данные сейсмических исследований (а) и результаты интерпретации (б) вертикальной и латеральной миграции подводных каналов [1]

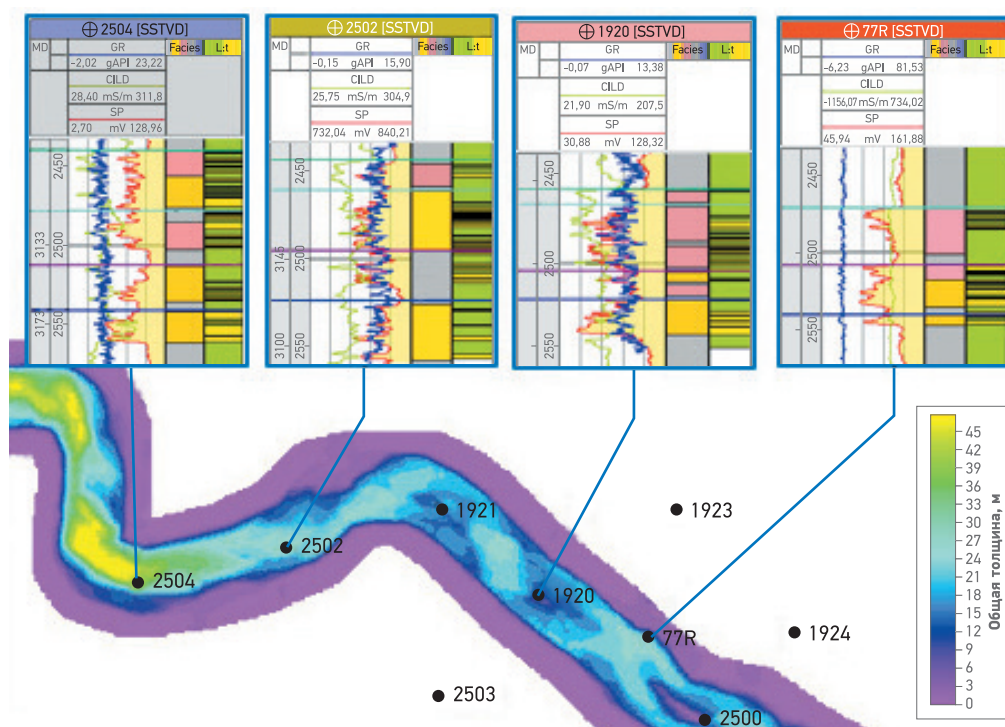


Рис. 5. Фрагмент карты общих толщин фации подводных каналов района скв. 77R Вынгаяхинского месторождения

но небольших закрытых бассейнах (морях), однако являются слабоизученными. Это позволяет выдвигать гипотезы о схожем геологическом строении ачимовских отложений Надым-Пуровского региона.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ

Вышеописанные предпосылки особенностей геологического строения разреза легли в основу обоснования близких динамических (добычи нефти/жидкости, обводненности) и различных статических (эффективных нефтенасыщенных толщин, пористости, проницаемости) параметров в скважинах, расположенных на небольшом расстоянии друг от друга.

Согласовать динамические и статические параметры работы скважин позволила трактовка единичного сейсмического объекта на карте спектральной декомпозиции в виде нескольких объектов.

Для реализации расчетов были использованы методы объектного моделирования с вариативностью геометрических параметров отдельных каналов. Так, скважины с относительно низкими значениями ФЕС получили возможность работать с высокими показателями за счет применения гидроразрыва пласта и приобщения окружающих каналов (рис. 5).

Многовариантный подбор оптимальной ширины канала показал возможную вариацию совокупной ширины от 80 до 300 м, при видимой ширине аномалии на сейсмическом поле от 80 до 150 м (рис. 6). Карта, приведенная на рис. 6, является результатом спектральной декомпозиции сейсмических данных [5].

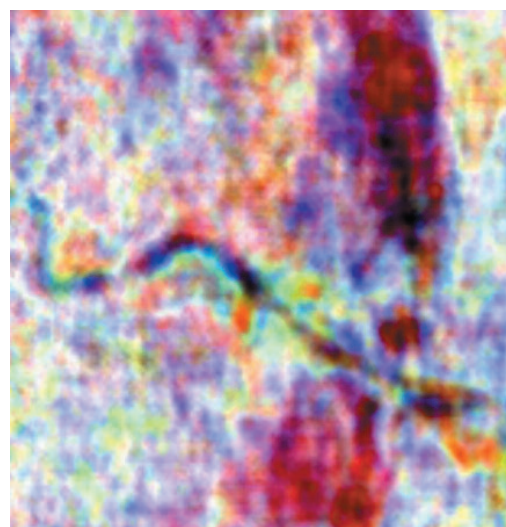


Рис. 6. Фрагмент карты спектральной декомпозиции по району скв. 77R Вынгаяхинского месторождения

ВЫВОДЫ

1. Проведена оценка района скв. 77R с использованием результатов изучения керна, электрофациального анализа, сейсморазведки и концептуальных представлений о геологическом строении по данным современных аналогов.

2. Обоснована возможность наличия системы меандрирующих русел в глубоководных подводных каналах при условии корректности входной информации.

3. Реализация данной концепции позволила адаптировать геологическую модель к данным фактической работы скважин, не исключая из построений скважины с низкими либо чрезмерно высокими значениями толщин и проницаемостей, принять решения о проведении дальнейших мероприятий.

4. В рамках интерпретации сейсмических данных, полученных в Надым-Пуровском регионе, подобные отложения были выделены практически на каждом активе.

5. Большая часть вовлекаемых в настоящее время схожих по геологическому строению районов относится к более дистальной части разреза в связи с наличием уверенно выделяемых площадей конусов выноса вдоль развития распределительных каналов.

6. Выполненный анализ позволяет уверенно трактовать сейсмические данные, результаты изучения керна и геофизических исследований скважин для оптимального вовлечения подобных фациальных разностей в разработку.

Список литературы

1. Pirmez C. Growth of a submarine meandering channel-levee system on the Amazon Fan. – New York : Columbia University, 1994. – 1174 p.
2. Straub K.M., Mohrig D. Quantifying the morphology and growth of levees in aggrading submarine channels // Journal of Geophysical Research. – 2008. – V. 113. DOI:10.1029/2007JF000896.
3. Pirmez C., Flood R.D. Morphology and Structure of Amazon Channel // Proceedings of the Ocean Drilling Program, Initial Reports. – 1995 г. – V. 155. – P. 23–45. – DOI:10.2973/odp.proc.ir.155.103.1995.
4. Flood R.D., Piper D.J.W., Klaus A. Proceedings of the Ocean Drilling Program // Initial Reports. – 1995. – Т. 155. – P. 591–633.
5. Использование современных сейсмических алгоритмов анализа сейсмических данных для определения потенциала ачимовских отложений Ноябрьского региона / А.В. Буторин, Р.Р. Зиннурова, М.Ю. Митяев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 52–54.

Reference

1. Pirmez C., *Growth of a submarine meandering channel-levee system on the Amazon Fan*, New York: Columbia University, 1994, 1174 p.
2. Straub K.M., Mohrig D., *Quantifying the morphology and growth of levees in aggrading submarine channels*, Journal of Geophysical Research, 2008, V. 113, DOI:10.1029/2007JF000896.
3. Pirmez C., Flood R.D., *Morphology and structure of Amazon channel*, Proceedings of the Ocean Drilling Program, 1995, V. 155, pp. 23–45. DOI:10.2973/odp.proc.ir.155.103.1995.
4. Flood R.D., Piper D.J.W., Klaus A., *Proceedings of the Ocean Drilling Program*, Initial Reports, 1995, V. 155, pp. 591–633.
5. Butorin A.V., Zinnurova R.R., Mityayev M.YU. et al., *Modern seismic data analysis for estimation of Achimov formation potential in Noyabrsk region* (In Russ.), Neftyanoye Khozyaystvo = Oil Industry, 2015, no. 12, pp. 52–54.

КЛЮЧЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА РАЗНЫХ МАСШТАБАХ ИССЛЕДОВАНИЯ

KEY PROBLEMS OF ACHIMOV DEPOSITS DEVELOPMENT ON THE DIFFERENT SCALES OF STUDYING

М.В. Букатов, Д.Н. Пескова, М.Г. Ненашева, С.А. Погребнюк, Г.М. Тимошенко, Д.В. Солодов, В.В. Жуков, А.С. Бочков, к.г.-м.н.
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»),
Г.В. Волков ООО «Газпромнефть-Ангара»,
А.А. Вашкевич ПАО «Газпром нефть»

Электронные адреса: Peskova.DN@gazpromneft-ntc.ru, Nenasheva.MG@gazpromneft-ntc.ru, Bukatov.MV@gazpromneft-ntc.ru, Pogrebnyuk.SA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: Западная Сибирь, ачимовские отложения, региональная геология, оценка неопределенностей

M.V. Bukatov, D.N. Peskova, M.G. Nenasheva, S.A. Pogrebnyuk, G.M. Timoshenko, D.V. Solodov, V.V. Zhukov, A.S. Bochkov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg,
G.V. Volkov Gazpromneft - Angara LLC, RF, Saint-Petersburg,
A.A. Vashkevich Gazprom neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

Nowadays Western Siberia is still the main oil and gas basin of Russia. However, shortage of perspective recourses in traditional reservoirs and traps leads to active search of new perspectives in nonanticlinal traps. In this case, studying of Achimov sediments is very interesting to hold production oil capacity on the necessary level. It is very important to collaborate all project connected with Achimov formation and recognize its key problems and uncertainties in all scales of studying in order to make optimal exploration program and economically profitable development of these reservoirs in the Company.

Keywords: Western Siberia, Achimov sediments, regional geology, uncertainty analysis

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-16-21

ВВЕДЕНИЕ

Ачимовские пласты представляют собой песчано-глинистые отложения глубоководного генезиса, приуроченные к фондоформенной части клиноциклита неокомского возраста [1]. Несмотря на то, что история изучения геологии ачимовской толщи насчитывает несколько десятков лет, объем выработки запасов этих отложений не достигает даже 10 %, а число лицензионных объектов, на которых ачимовские пласты введены в промышленную разработку, составляет единицы. Это связано со сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и высоким коэффициентом водонасыщенности. Ачимовская толща занимает важное место в

стратегии развития ресурсной базы компании «Газпром нефть», так как обладает огромным ресурсным потенциалом (рис. 1).

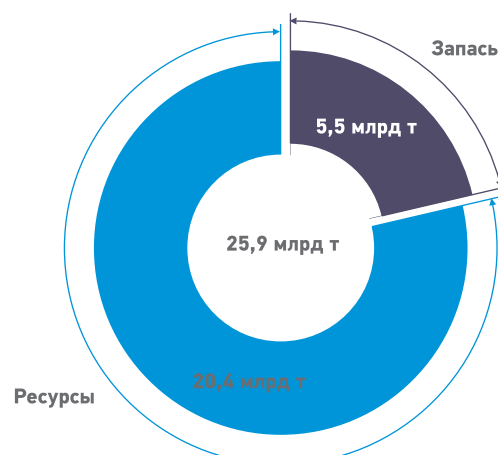


Рис. 1. Потенциал ачимовской толщи в ресурсной базе компании «Газпром нефть»

Ввиду сложного геологического строения и специфических особенностей разработки ачимовскую толщу целесообразно выделить в отдельный объект изучения. С целью аккумуляции знаний и опыта работы, структурирования актуальных проблем, развития новых технологий, а также тиражирования наиболее эффективных решений в компании сформирован единый центр компетенций по работе с ачимовской толщей. В данной статье приведена систематизация геологических и технологических вопросов, касающихся опосредованного, изучения и вовлечения в разработку ачимовских отложений.

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ

Впервые отложения нижнего мела были охарактеризованы и выделены в ачимовскую пачку в разрезе юго-восточных районов Западно-Сибирской провинции Ф.Г. Гурари. Значительно позднее А.Л. Наумовым были сформулированы выводы о клиноформной модели неомы Западной Сибири, ставшие впоследствии доминирующими среди геологов. Сегодня клиноформное строение неомы и выделение отложений ачимовской толщи в условно отдельный стратиграфический интервал не вызывают многочисленных дискуссий. Доказанными считаются полого-моноклинальное залегание ачимовской толщи по отношению к глинам бажендовской свиты и наличие в них двух зон глинизации: восточной, обусловленной фациальным переходом в алевро-глинистые породы клинотемы; западной, связанной с дистальным выклиниванием песчаных пластов в удаленной от источника терригенного материала области осадконакопления.

По результатам многочисленных палеонтологических и специальных исследований керны с высокой степенью уверенности установлено, что время формирования ачимовской толщи соответствует стратиграфическому диапазону от берриаса на востоке до нижнего готерива на западе. Данный временной интервал характеризуется преобладанием в неомыском палеобассейне Западной Сибири глубоководных обстановок осадконакопления [2].

РЕГИОНАЛЬНЫЙ МАСШТАБ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

Согласно литологическим, палеогеографическим критериям и морфологическим особенностям сейсмических отражений клиноформные отложения в региональном плане можно разделить на три части восточную (мелководную), центральную (более

глубоководную) и западную (клиноформы восточного падения) [3].

Для восточной зоны ачимовской толщи характерны следующие особенности строения клиноформ:

- небольшие толщины и незначительные вертикальные амплитуды клиноформ ($\Delta t = 80\text{--}90$ мс), что свидетельствуют об относительно мелководности бассейна;
- нечеткое разделение разреза на унда-, клино- и фондоформные части, затрудняющее определение литолого-фациальной зональности;
- нерезкий переход от шельфовых песчаных к глинистым отложениям склона, далее к ачимовским песчано-алевритовым образованиям;
- отсутствие на сейсмических разрезах выраженных сигмовидных отражений (моноклиналичные сейсмofации);
- повышенная песчаность осадочной толщи – незначительная доля глинистых пачек, не выдержанных по площади и образующих экраны только на локальных участках.

С ЦЕЛЬЮ АККУМУЛЯЦИИ ЗНАНИЙ И ОПЫТА РАБОТЫ, СТРУКТУРИРОВАНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ, РАЗВИТИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, А ТАКЖЕ ТИРАЖИРОВАНИЯ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ В КОМПАНИИ СФОРМИРОВАН ЕДИНЫЙ ЦЕНТР КОМПЕТЕНЦИЙ ПО РАБОТЕ С АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩЕЙ

Разведанные запасы и ожидаемый потенциал восточной зоны относительно невелики [2].

Для центральной зоны по сравнению с восточной характерны следующие литолого-фациальные особенности разреза ачимовской толщи:

- выделенные в пределах зоны клиноформы практически везде взаимно перекрывают друг друга;
 - более четко выражена сигмовидная форма отражений, увеличивающаяся в западном направлении;
 - обилие текстур, типичных для турбидитных образований, зон трещиноватости, преобладание комбинированного трещинно-порового типа коллекторов;
 - увеличение в западном направлении крутизны глинисто-алевритовых склонов, вертикальных амплитуд клиноформ ($\Delta t = 280\text{--}310$ мс), что свидетельствует о возрастании глубин седиментационного бассейна;
 - удовлетворительное (на востоке) и четкое (в центре и на западе) деление комплексов на унда-, клино- и фондоформные части.
- Благодаря гидродинамической изолированности резервуаров, наличию выдержанных покровов и коллекторов, многочис-

ленным вариантам литологического экранирования песчаных пластов центральная зона неомских клиноформ наиболее перспективна с точки зрения нефтегазоносности, а также насчитывает большое число открытых залежей углеводородов.

В западной части бассейна распространены клиноформы восточного падения, преимущественно готерив-барремского возраста, характеризующиеся следующими особенностями:

- дугообразное строение без развитой шельфовой части, что свидетельствует об отсутствии песчаного материала в составе рассматриваемых комплексов;
- практически полное отсутствие песчаников, преобладание глин с маломощными прослоями алевролитов.

В пределах западной части залежей углеводородов не выявлено и перспективы нефтегазоносности неокома оцениваются крайне низко [3].

ПРОБЛЕМА ИНДЕКСАЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ ПЕРВООЧЕРЕДНЫХ ЗАДАЧ. РЕШЕНИЕ ПОДОБНЫХ ВОПРОСОВ ИМЕЕТ НЕ ТОЛЬКО ФУНДАМЕНТАЛЬНОЕ, НО И КОНКРЕТНОЕ ПРИКЛАДНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ НОВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЗОН, ЗОН УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ, А ТАКЖЕ ПРИ ВЫБОРЕ АНАЛОГОВ

В региональном плане выделяется еще одно направление изменения закономерностей – с юга на север. Основной причиной этого является увеличение толщины ачимовских отложений в северном направлении, что связано с относительным прогибанием Западно-Сибирского бассейна и интенсивным привносом песчаного материала. Уникальность с точки зрения нефтегазоносности северной части Западной Сибири характеризуется не столько значительным накоплением песчаных тел, сколько специфичностью геотектонического развития рассматриваемой территории плиты. Влияние эндогенных факторов, обусловленных рифтогенезом, определило масштабность процессов нефтогенеза и практически полное углеводородное насыщение линзовидных, гидродинамически изолированных резервуаров, залегающих в нижней части разреза неокома. Такие процессы сопровождались формированием зоны аномально высокого пластового давления (АВПД). Таким образом, территории ЯНАО и Карского моря являются аномальной флюидодинамической системой, а также поясами нефтегазоаккумуляции с низкими ФЕС резервуаров и значительным углеводородным потенциалом. Залежи – литологические, с достоверно не

установленными флюидными контактами и отсутствием гипсометрического контроля нефтегазоносности.

ХМАО и юг Тюменской области – зоны гидростатических давлений с наличием пластовых сводовых нефтяных залежей с элементами литологического и тектонического экранирования.

Существующая региональная модель зонирования ачимовской толщи нуждается в адаптации к имеющейся геолого-геофизической информации. Уточнение областей распространения описанных выше частей клиноформного районирования на территории деятельности компании позволит скорректировать региональное представление об условиях, объеме и составе пород, слагающих ачимовскую толщу не только в пределах границ лицензионных участков, но и потенциально перспективного нераспределенного фонда.

По мере изменения представлений о строении ачимовских пластов менялась и индексация. И.И. Нестеровым был предложен индекс Ач, который был принят для индексации пластов на государственном балансе запасов углеводородов. При этом на каждом месторождении в зависимости от числа выделяемых в разрезе пластов и связанных с ними залежей углеводородов применялась своя нумерация. В результате возникли определенные трудности: пласты с одинаковым индексом на близлежащих месторождениях соответствуют различным стратиграфическим уровням; пласты с различными индексами на государственном балансе контролируют единые залежи; при проведении геолого-разведочных работ появляются новые пласты, для которых индексация неопределенна [4].

С точки зрения авторов, наиболее приемлемой является индексация ачимовской толщи, учитывающая взаимоотношения между осадками ундатемы, клинотемы и фондотемы, образующими единый трансгрессивно-регрессивный седиментационный цикл. Особую актуальность приобретают комплексный анализ строения ачимовских и синхронных им шельфовых осадков и установление связей между ними. В качестве примера подобной индексации на **рис. 2** приведен разрез неомского комплекса северного Приобья.

Проблема индексации является одной из первоочередных задач. Решение подобных вопросов имеет не только фундаментальное, но и конкретное прикладное значение при прогнозировании новых нефтегазоносных зон, зон улучшенных коллекторов, ловушек углеводородов, а также при выборе аналогов.

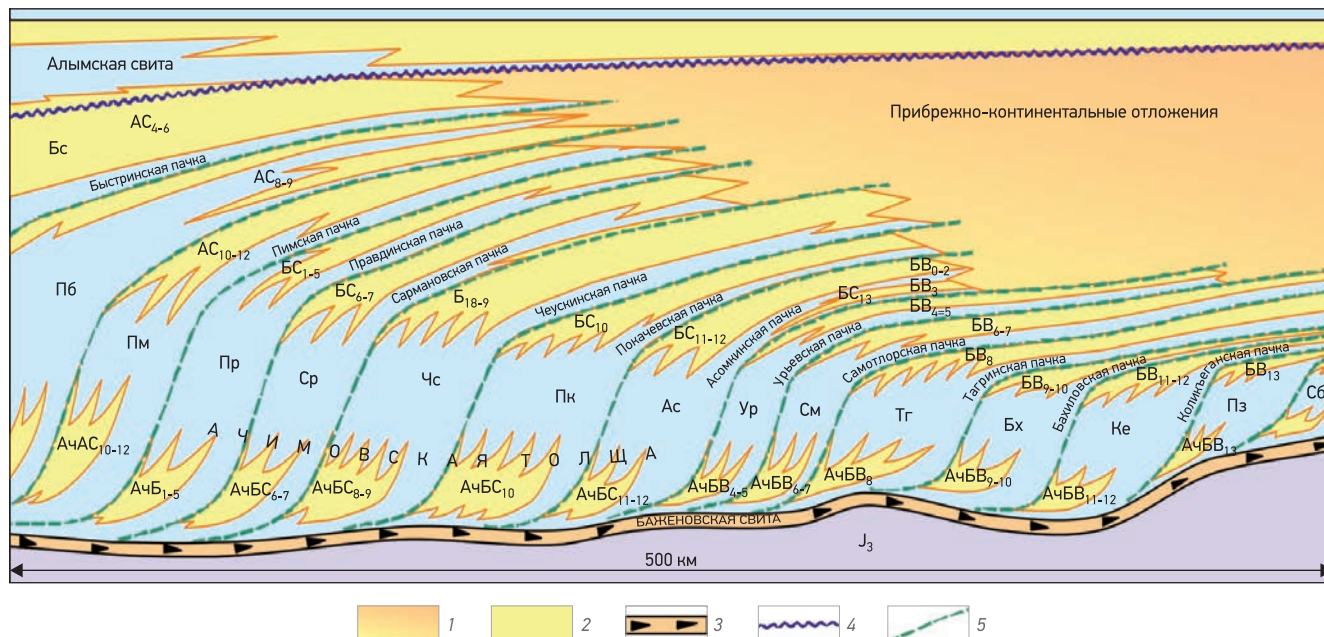


Рис. 2. Индексация пластов клиноформных резервуаров [3]:

клинотектониклы: Бс – быстринский; Пб – приобский; Пм – пимский; Пр – правдинский; Ср – сармановский; Чс – чуевский; Пк – покачевский; Ас – асоминский; Ур – урьевский; См – самотлорский; Тг – тагринский; Бх – бакиловский; Ке – коллекторский; Пз – приозерный; Сб – сабунский; 1 – прибрежно-континентальные отложения; 2 – песчано-алевритовые морские отложения; 3 – углеродисто-кремнистые аргиллиты баженовской свиты; границы: 4 – нексотектониклы; 5 – субрегиональных клинотектониклы

Следующей неопределенностью является фазовая зональность. В связи с недостатком геохимических данных и весьма сложным распределением параметров нефтегазоносности в разрезе существует несколько гипотез о формировании залежей в ачимовской толще. По одной из них формирование залежей могло происходить за счет вертикальной миграции углеводородов из нижележащих верхне- и среднеюрских отложений, по другой – за счет собственного генерационно-аккумуляционного потенциала. Анализ распределения залежей показывает, что преимущественная нефтеносность характерна для южных районов, смешанным характером нефтегазоносности отличаются северные и центральные районы Западной Сибири. Вместе с тем наличие нефтяных залежей на глубине 4 км требует объяснения их формирования. Согласно исследованиям Д.А. Соина и В.А. Скоробогатова уровень катагенеза пород ачимовской толщи практически полностью находится в интервале градаций $МК_1$ – $МК_3$, что соответствует «нефтяному окну» [5]. Вследствие высокой глинистости и весьма ограниченного распространения песчаных прослоев процессы эмиграции углеводородов из ачимовской толщи были незначительны. Процессы вторичной миграции также были ограничены внутрирезервуарным пространством отдельных линз-горизонтов без масштабных межрезервуарных перетоков углеводородов по латерали.

Другой актуальной проблемой остается изучение влияния разломной тектоники в новей-

шее время (неоген) на нефтеносность и сохранность залежей. Несмотря на установленные или прогнозируемые на многих месторождениях Западной Сибири разноамплитудные разломы, определить их влияние на перестроение залежей в вышележащие горизонты с большой долей уверенности можно лишь на некоторых месторождениях.

ОБЪЕКТНЫЙ МАСШТАБ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

Сложность и слабая прогнозируемость процессов формирования коллекторов ачимовских отложений, связанная с глубоководными условиями, гравитационными механизмами и прерывистостью накопления, обусловлены их сложным геологическим строением.

Одной из главных неопределенностей, характеризующих сложность строения ачимовской толщи, является распространение коллектора по площади и разрезу. Отложениям свойственна низкая вертикальная и латеральная связность коллектора, зависящая от фациальной принадлежности (дистальная/проксимальная часть конуса выноса, вершина конуса, подводный канал). Существуют также проблемы выделения границ глинизации, которые носят в большей степени технический характер. Очевидно, что корректный прогноз распространения коллекторов ачимовской толщи возможен только на основе совместного анализа данных сейсмо-

разведки 3D и промыслово-геофизической информации. Однако даже при наличии данных сейсморазведки ситуацию часто усложняют отсутствие единого сшитого массива, не позволяющее количественно оценить пространство коллектора, а также небольшая толщина дистальной части конусов выноса, значительно ниже разрешающей способности приборов.

В петрофизике сложности вызывает выбор методик определения ФЕС горных пород в интервале ачимовских отложений, поскольку в настоящее время отсутствует понимание оптимального комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) и изучения керна. Тонкая слоистость ачимовских отложений усложняет дифференциацию коллекторов нефти и газа, а также вынуждает использовать современные методы ГИС с высокой вертикальной разрешающей способностью. Значительная анизотропия ФЕС пород вносит погрешность в петрофизические модели таких параметров, как пористость, проницаемость, водонасыщенность, а линзовидное строение залежи и гидродинамическая несвязанность прослоев затрудняет применение капиллярных моделей, основанных на определении профиля водонасыщенности в зависимости от высоты над зеркалом чистой воды.

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В МАСШТАБЕ ОБЪЕКТА СУЩЕСТВЕННО ВЛИЯЮТ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ И, СЛЕДОВАТЕЛЬНО, НА УСПЕШНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ, ОДНАКО ПРИРОДА ЛОКАЛЬНЫХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ В БОЛЬШЕЙ СТЕПЕНИ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ РЕГИОНАЛЬНОГО МАСШТАБА

Помимо качества и распространения коллектора, говоря о неопределенностях, должно внимание на объектном уровне следует уделить насыщенности ачимовской толщи. Результаты анализа применяемых методов опробования и разработки отложений изучаемого комплекса свидетельствуют о практически повсеместном смешанном притоке углеводородов и воды в различном соотношении. Отмеченное в сочетании с данными изучения керна свидетельствует о недонасыщенности коллекторов ачимовской толщи углеводородами (отсутствует водонасыщенность ниже критической $K_{в*}$) на большей части Западно-Сибирского бассейна. В результате для залежей изучаемого интервала нехарактерно наличие чисто нефтяных зон (ЧНЗ), а добываемая продукция характеризуется высокой обводненностью.

Открытым остается вопрос об уровне водонефтяного контакта (ВНК) на открытых месторож-

дениях: для ачимовской толщи свойственно локальное изменение ФЕС, уровень ВНК в пределах одного месторождения может значительно изменяться; наличие маломощных гидродинамически несвязанных линз значительно усложняет понимание и оценку характера притока; определение ВНК по ГИС затруднено, слоистая и дисперсная глинистость приводят к занижению сопротивления породы и, как следствие, неверному определению коэффициента нефтенасыщенности.

Помимо геологических неопределенностей, должное внимание на объектном уровне следует уделить разработке ачимовских отложений. Наиболее распространенными проблемами являются высокая начальная обводненность, значительный темп падения давления и неэффективность системы поддержания пластового давления (ППД).

Начальная обводненность на активах компании изменяется от 20 до 90 % (среднее значение составляет 60-70 %). Основными причинами возникновения данного явления являются:

- наличие изолированных водонасыщенных прослоев в разрезе ачимовских отложений;
- распространение трещин гидроразрыва пласта (ГРП) в вышележащие водонасыщенные отложения;
- активизация пластовой воды, которая до проведения ГРП находилась в несвязанных между собой порах;
- капиллярное концевое защемление;
- прорывы воды от нагнетательных скважин при смыкании трещин ГРП.

Высокий темп снижения пластового давления (более 70 % за первый год) обусловлен низкой эффективностью системы ППД: в большинстве случаев реакции добывающих скважин на закачку не происходит. В некоторых нагнетательных скважинах наблюдается также значительное снижение приемистости в первые месяцы работы, что может быть связано с характеристиками закачиваемого агента. В условиях низкопроницаемых коллекторов на эффективность закачки значительно влияют степень очистки воды от механических примесей и эмульсий, а также выбор оптимальных минерализации и состава флюида для предотвращения реакции с пластовыми флюидами и породами [6]. По-прежнему остается актуальным вопрос об экономической целесообразности организации системы ППД в ачимовских пластах. Одним из альтернативных вариантов увеличения коэффициента извлечения нефти из низкопроницаемых коллекторов является использование газа в качестве вытесняющего агента.

Неопределенности в масштабе объекта существенно влияют на эффективность разработки и, следовательно, на успешность реа-

лизации проектов, однако природа локальных неопределенностей в большей степени определяется характеристиками регионального масштаба. Следует отметить, что, начиная с объектного масштаба, технические неопределенности выходят на один уровень с геологическими.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из рассмотренных проблем и неопределенностей освоения ачимовских отложений были выделены ключевые направления дальнейших работ.

В региональном масштабе основные исследования должны быть направлены на ранжирование территории Западной Сибири по перспективности ачимовских отложений и выделение приоритетных зон опоискования. С этой целью необходимо провести следующие мероприятия:

- выявить региональные закономерности распространения ачимовской толщи (изменение ФЕС, фазового состава, песчанистости и толщины пластов) на основании имеющегося в компании материала с целью корректировки представлений об условиях, объемах и составе пород, слагающих ачимовскую толщу;
- уточнить индексацию пластов и границ региональных клиноциклов для прогнозирования новых нефтегазоносных зон, зон улучшенных коллекторов, ловушек углеводородов, а также выбора аналогов;

- увеличить объем геохимической информации, выполнить специальные и биомаркерные исследования керн и пластовых флюидов с целью уточнения нефтематеринской толщи, путей миграции и прогнозирования зон нефтегазоаккумуляции.

Таким образом, можно выделить следующие направления дальнейших работ и исследований:

- разработка новых подходов к обработке и интерпретации данных сейсморазведки с целью детального картирования перспективных объектов клиноформенного тела;
- адаптация существующих либо создание новых технологий исследования керн ачимовских отложений для максимально корректного определения относительной фазовой проницаемости, характера насыщения и ФЕС;
- разработка методики проведения ГИС и интерпретации полученных результатов для эффективного описания высокорасчлененного тонкослоистого разреза;
- составление комплексной программы изучения и максимально рентабельного освоения ачимовской толщи в компании «Газпром нефть» на основании результатов опытно-промышленных работ для различных зон.

Список литературы

1. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неомских отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 140 с.
2. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.
3. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. – М.: Академия горных наук, 2000. – 246 с.
4. Нежданов А.А. Проблемные вопросы стратиграфии мезозоя Западной Сибири // Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты (материалы к Межведомственному стратиграфическому совещанию по мезозою Западно-Сибирской плиты) / Под ред. Ф.Г. Гурари, Н.К. Могучевой. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 196 с.
5. Соин Д.А., Скоробогатов В.А. Катагенетический контроль формирования и размещения залежей углеводородов в ачимовских отложениях // Вести газовой науки. – 2014. – № 3(19). – С. 62–69.
6. Определение критериев выбора оптимального способа разработки в низкопроницаемых коллекторах / Е.В. Белоногов, А.А. Пустовских, Д.А. Самоловов, А.Н. Ситников // SPE-180241-RU. – 2016.

Reference

1. Gurari F.G., *Stroenie i usloviya obrazovaniya kliniform neokomskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity* (History of representations the formation), Novosibirsk: Publ. of SNIIG-GiMS, 2003, 140 p.
2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., *Kharakteristika geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti achimovskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri* (Characteristics of the geological structure and oil and gas potential of the Achimov complex of Western Siberia), Novosibirsk: Publ. of SB RAS, 2015, 300 p.
3. Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A., *Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi Zapadnoy Sibiri* (Geology and oil and gas potential of Achimov formation of Western Siberia), Moscow: Academy of Sciences Publishing, 2000, 246 p.
4. Nezhdanov A.A., *Problemy stratigrafii mezozoya Zapadnoy Sibiri* (Problematic issues of the stratigraphy of the Mesozoic in Western Siberia), Collected papers "Problemy stratigrafii mezozoya Zapadno-Sibirskoy plity" (Problems of the Mesozoic stratigraphy of the West Siberian Plate): edited by Gurari F.G., Mogucheva N.K., Novosibirsk: Publ. of SNIIG-GiMS, 2003, 196 p.
5. Soin D.A., Skorobogatov V.A., *Katagenerich control over the formation and distribution of hydrocarbons deposits in the Achimovsky deposits of northern areas of the West Siberia* (In Russ.), Vesti gazovoy nauki, 2014, no. 3(19), pp. 62–69.
6. Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Samolovov D.A., Sitnikov A.N. *Methodology for determination of low-permeability reservoirs optimal development plan* (In Russ.), SPE 180241-RU, 2016.



УДК 550.8.072

© П.Ю. Белослудцев,
В.З. Котова,
Е.Е. Черепанов, 2018

ОСОБЕННОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ СЛОЖНЫХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

RESERVE CALCULATION FEATURES OF COMPLEX LITHOLOGICAL SCREENED DEPOSITS SHOWN
ON THE EXAMPLE OF ONE OF GAZPROM NEFT PJSC FIELDS

П.Ю. Белослудцев, В.З. Котова, Е.Е. Черепанов

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

Электронный адрес: Kotova.VZ@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: геологическая модель, атрибуты, клиноформное строение, сейсмогеологическая интерпретация, горизонт БП₁₂

P.Y. Belosludtcev, V.Z. Kotova, E.E. Cherepanov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In most cases, the existing simplified geological models do not correspond to the current level of geological knowledge. The authors also faced such contradiction when calculating the reserves of BP₁₂ horizon of the Vyngayakhinskoye field.

The productive layers of the BP₁₂ horizon were plane-parallel according to well logs in previous works. However, the new drilling started to contradict the existing geological model.

Climoform structure was confirmed as a result of a new seismogeological interpretation of the horizon internal structure. Different seismic attributes taken directly from the reflective horizons BP₁₂¹, BP₁₂² and BP₁₂³ (BP₁₅) used to outline lithological bodies. Well correlation was performed taking into account all seismic data.

Generalized facies maps for the layers give a presentation about the distribution of the thickness and reservoir properties in traced lithological bodies.

A more correct estimation of hydrocarbon reserves of BP₁₂ horizon was made using geological model based on local facial patterns.

Keywords: geological model, attributes, clinoform structure, seismogeological interpretation, BP₁₂ horizon

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-22-25

ВВЕДЕНИЕ

С увеличением объема сейсмогеологической информации и повышением ее качества геологические модели длительно разрабатываемых месторождений, требуют пересмотра и уточнения. Как правило, происходящие изменения можно реализовать в ходе работ по пересчету запасов. В большинстве случаев существующие геологические модели не соответствуют современной степени изученности объектов. С таким несоответствием столкнулись авторы статьи при пересчете запасов пластов горизонта БП₁₂ Вынгайхинского месторождения. Месторождение хорошо изучено разведочным, эксплуатационным бурением, 2D и 3D сейсморазведкой.

Новое бурение противоречило существующей сейсмогеологической модели: скважины

с добычей оказывались за пределами залежей, водонасыщенные – в их границах, отмечались скважины, не удовлетворяющие гипсометрическому уровню водонефтяного контакта.

В предыдущих работах по подсчету запасов в пределах горизонта БП₁₂ выделены три пласта: два нефтеносных БП₁₂¹, БП₁₂² и водоносный БП₁₂³, которые интерпретировались по данным ГИС и сейсморазведки как плоскопараллельные, однако, границы песчаных линз выделялись с применением данных 3D сейсморазведки.

В процессе пересчета запасов углеводородов впервые выполнена сейсмогеологическая корреляция внутреннего строения горизонта БП₁₂ в частности пластов БП₁₂¹, БП₁₂² и БП₁₂³ (БП₁₅). Сейсмические границы, соответствующие кровле и подошве

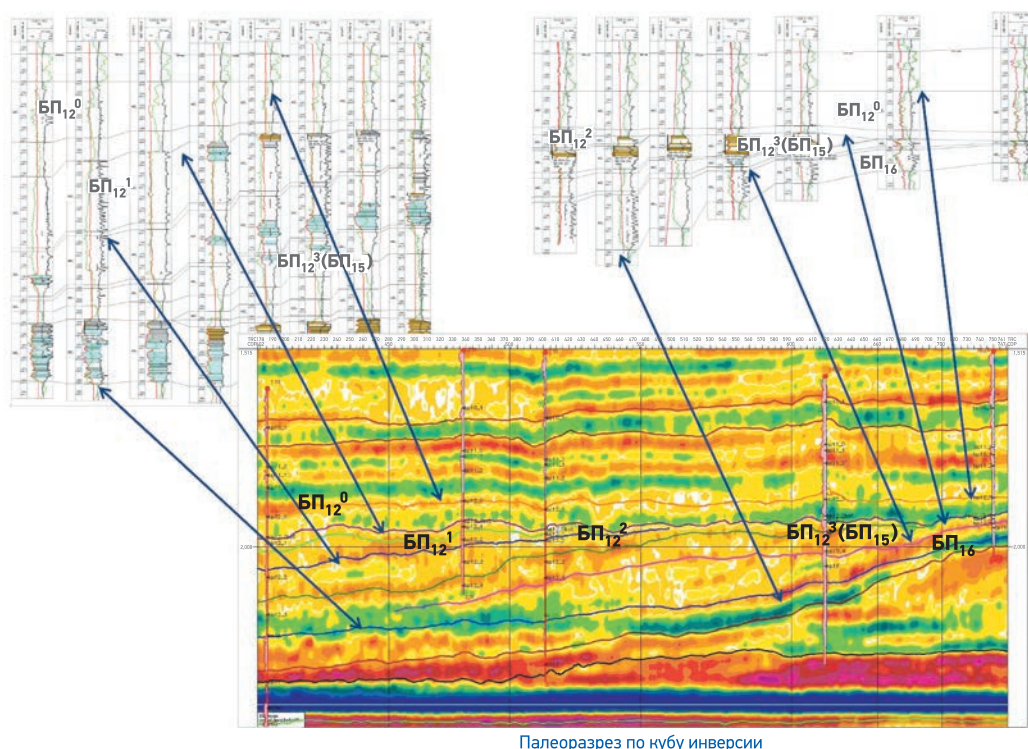


Рис. 1. Пример сейсмогеологической интерпретации разреза

пластов BP_{12}^0 , BP_{16} , обеспечили основу для детальной корреляции скважин. По результатам сейсмогеологической интерпретации внутреннего строения горизонта BP_{12} (пластов BP_{12}^0 , BP_{12}^1 , BP_{12}^2 и $BP_{12}^3(BP_{15})$) подтверждено клиновидное строение (рис. 1).

Формирование пластов горизонта BP_{12} происходило в неокотском морском бассейне в регрессивных условиях. Осадки поступали с востока и юго-востока. По мере заполнения бассейна и наращивания берега в сторону моря область аккумуляции осадков постепенно смещалась в западном направлении. Выделяются три основных этапа формирования горизонта (рис. 2). Песчано-алевролитовый материал поступал в основном благодаря деятельности дельт речного типа [1]. Отложения дельт размывались и образовывались вдольбереговые валы и подводные конусы выноса, что подтверждено седиментологическим описанием керна.

Форма морского бассейна (пологий склон) и небольшое количество поступающего терригенного материала не позволили образовать классический шельф. Осадки каждого пласта горизонта откладывались на склоне и у его подножья [2]. После окончания формирования пласта BP_{12}^1 произошло относительное повышение уровня моря, район оказался вдали от источников сноса песчаного материала и

пласты горизонта BP_{12} были перекрыты качественной глинистой покрывкой. Пласты имеют сложное геологическое строение. Во всех случаях, вызывающих сомнение, детально просматривались вертикальные палеоразрезы по кубу инверсии и амплитуд.

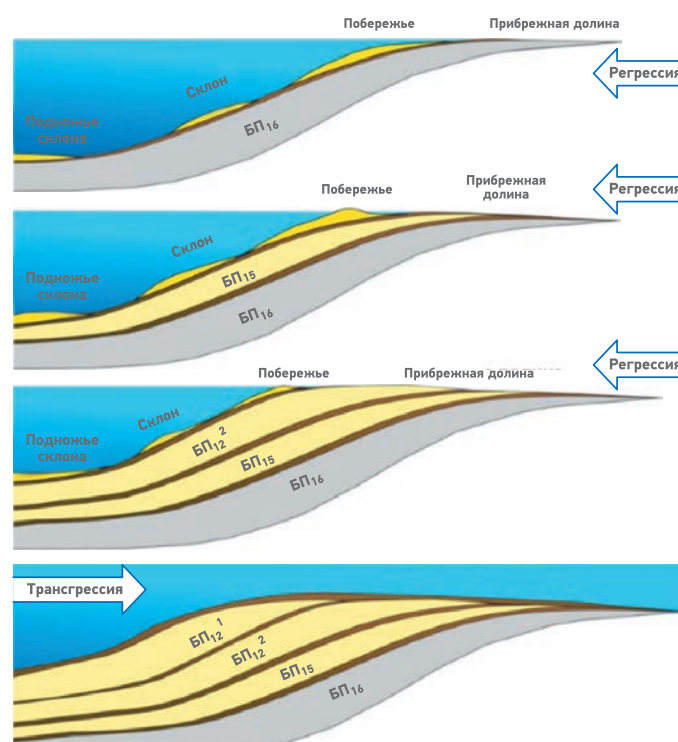


Рис. 2. Схема формирования пластов горизонта BP_{12}

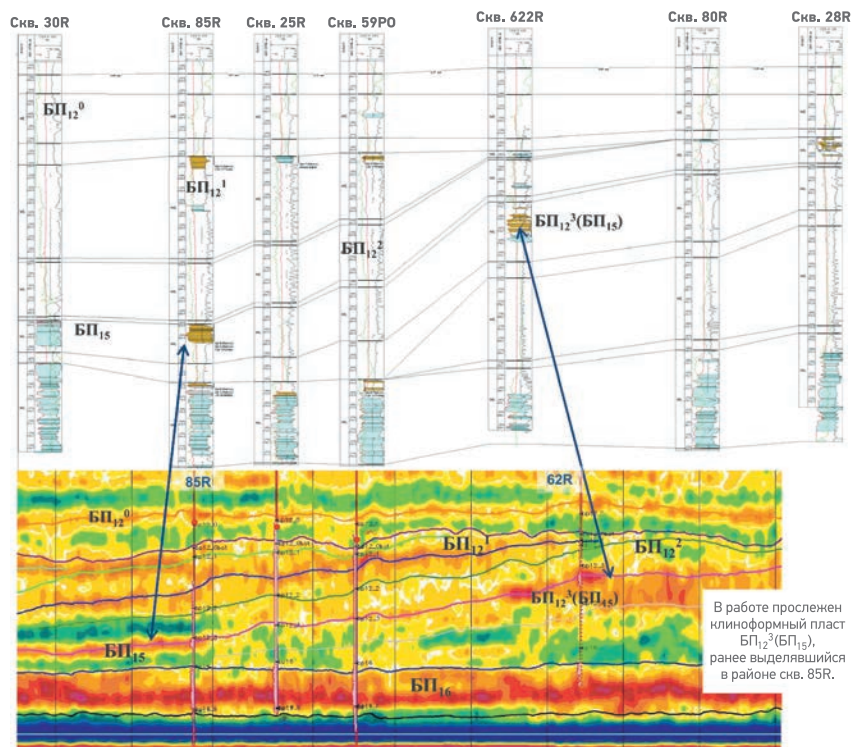


Рис. 3. Соответствие пластов БП₁₅ и БП₁₂³

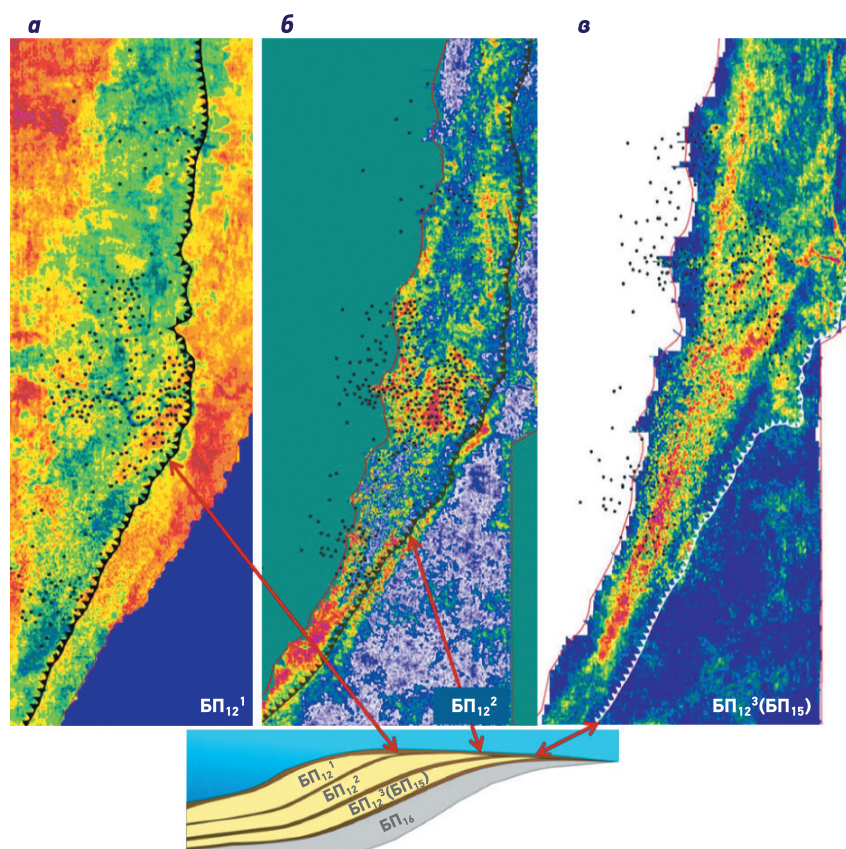


Рис. 4. Линии выклинивания, выделенные по данным сейсморазведки:

а – палеослайс по кубу импеданса в интервале пласта БП₁₂¹; б – палеослайс по амплитудному кубу в интервале пласта БП₁₂²; в – акустический импеданс по отражающему горизонту БП₁₂³(БП₁₅)

С учетом данных сейсмической интерпретации в районе скв. 85R прослежен пласт БП₁₅. На востоке он переходит в отложения пласта БП₁₂³, частично включает ранее выделявшиеся плоскопараллельные пласты БП₁₂¹, БП₁₂² и выклинивается в восточном – юго-восточном направлении. В связи с тем, что пласт БП₁₅ числится на государственном балансе, а пласт БП₁₂³, является его аналогом, в данной работе индекс пласта БП₁₅ в соответствии с сейсмогеологической моделью изменен на БП₁₂³ (рис. 3).

С востока пласты БП₁₂¹, БП₁₂² и БП₁₂³(БП₁₅) ограничены зоной выклинивания. Эта граница уточнялась по слайсам куба амплитуд, картам атрибутов в интервале пласта и на вертикальных сечениях сейсмического куба (рис. 4). В разбуренных зонах границы уточнялись по результатам скважинной корреляции.

Для отложений горизонта БП₁₂, кроме клиноформного строения, характерна сложная литология, свойственная прибрежно-морской обстановке осадконакопления. Для оконтуривания тел применялись атрибуты непосредственно по отражающим горизонтам БП₁₂¹, БП₁₂² и БП₁₂³(БП₁₅), атрибуты в различных окнах и палеослайсы вверх/вниз от ниже или вышележащих отражающих горизонтов. Обобщенные фациальные карты по пластам дали представление о распределении толщин и свойств коллектора в прослеженных литологически экранированных телах (рис. 5). Для более корректного построения карт толщин применялись карты песчанистости, для которых использовался тренд с целью сохранения высоких значений песчанистости внутри палеоканала, в зонах глинизации задавались минимальные значения этого параметра. Откорректированные карты толщин позволили получить истинное представление о геологии пласта.

Значительные изменения геологических моделей не привели к потере объемов пластов, произошло их перераспределение. Увеличение толщин на 27 % при-

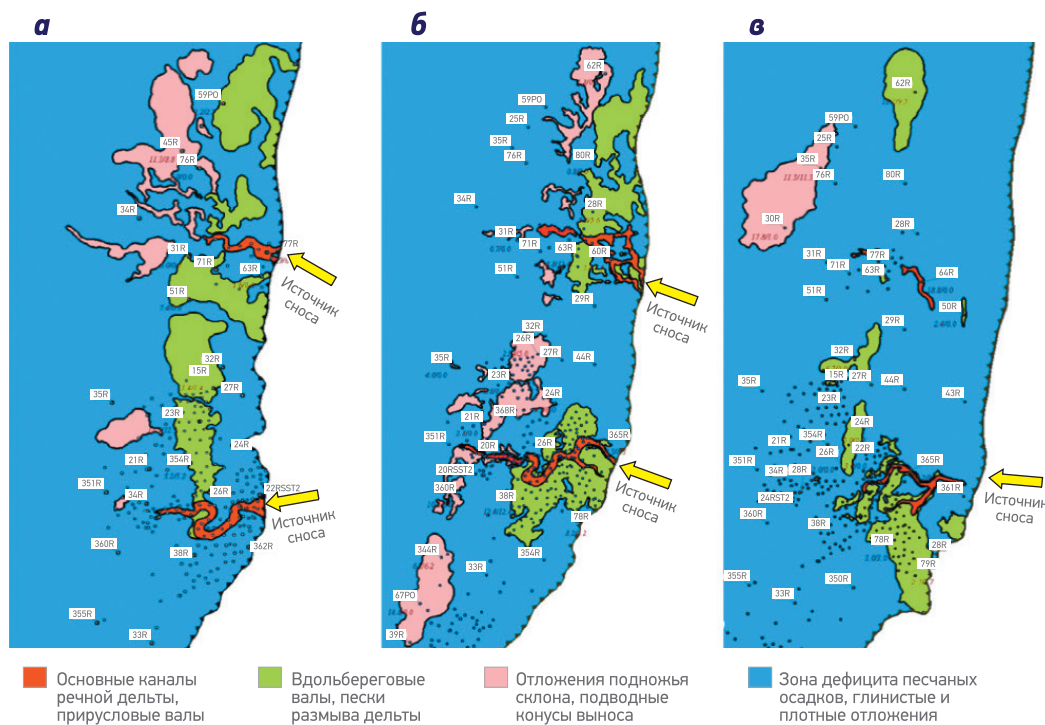


Рис. 5. Принципиальная модель пластов БП₁₂¹ (а), БП₁₂² (б) и БП₁₂³ (БП₁₅) (в) горизонта БП₁₂

вело к увеличению нефтенасыщенного объема на 12 %. Это связано с новыми подходами к построению карт толщин. Новая петрофизическая модель дала возможность уточнить значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости. В результате была выполнена более корректная оценка запасов углеводородов, прирост геологических запасов категории АВ₁ составил 7 %, категории В₂ – 20 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Седиментологический анализ, региональные и фациальные закономерности, сейсмический материал хорошего качества позволили определить условия формирования отложений горизонта БП₁₂ и создать

принципиально новую геологическую модель. Основные отличия построенной модели заключаются в клиноформном строении горизонта, числе залежей, изменении их конфигураций, площадей нефтеносности и средних нефтенасыщенных толщин. Уточнение геологических моделей месторождения необходимо на каждом их жизненном цикле, особенно на поздней стадии разработки. Это позволит корректно оценить остаточные геологические и извлекаемые запасы углеводородов, принять решения о дальнейшей рациональной разработке, вести правильный учет добычи и снизить риски бурения неэффективных скважин, что обеспечит сокращение затрат.

Список литературы

1. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. 1: Пер. с англ./Под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
2. Sequence Stratigraphy / Edited by D. Emery, K. Myers; with contributions from G. Bertram...[et al.]. – Oxford: Blackwell Science Ltd., 1996. – 263 p.

Reference

1. Reading H.G., *Sedimentary environments: processes, facies and stratigraphy*, Blackwell Publishing Limited, Second edition, 1986.
2. *Sequence stratigraphy*: edited by Emery D., Myers K., Oxford: Blackwell Science Ltd., 1996, 263 p.



УДК 550.8.072

© А.Х. Абдразаков,
Ф.Р. Грабовская,
Д.Г. Муртазин, 2018

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЛАСТА Ю₁ НА ЗАПАДНО- ЛУГИНЕЦКОМ И НИЖНЕЛУГИНЕЦКОМ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

CONCEPTUAL GEOLOGICAL MODEL FOR U₁ RESERVOIR ON ZAPADNO-LUGINECKOE
AND NIJNELUGINECKOE FIELDS

А.Х. Абдразаков, Ф.Р. Грабовская, к.г.-м.н., Д.Г. Муртазин
Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Abdrazakov.Akh@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: васюганская свита, пласт Ю₁, палеореконструкция, фации, комплексный анализ данных, запасы, вариативный подход

A.H. Abdrazakov, F.R. Grabovskaya, D.G. Murtazin Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article indicates example of complex data analysis for geological structure comprehension for U₁ reservoir of Vasuganskaya formation. Special attention gives to Facies analysis which defines reservoir characteristics. Different seismic facies zones and prediction of reservoir net sand are based on dynamic interpretation of seismic data. Estimation of reserves was calculated on uncertainty parameters. Methodology is actual for optimization field development system and searching for new drilling sites.

Keywords: Vasuganskaya formation, U₁ reservoir, paleoreconstruction, facies, complex data analysis, reserves, variable approach

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-26-30

ВВЕДЕНИЕ

На территории Томской области верхнеюрские пласты васюганской свиты характеризуются сложным геологическим строением, которое существенно влияет на выбор системы разработки и эффективность извлечения нефти. В связи с отмеченным особенно актуальна достоверная характеристика коллектора. Для решения этой задачи была построена концептуальная геологическая модель, сформированная на основе комплексных данных смежных направлений нефтяной геологии, таких как сейсморазведка, петрофизика, геофизические исследования скважин (ГИС) и разработка [1]. Такая модель позволяет взаимно дополнять и подтверждать результаты исследований по каждому из направлений, тем самым получить максимально точное представление о геологическом строении месторождения.

В процессе построения концептуальной геологической модели Западно-Лугинецкого и Нижнелугинецкого месторождений были выполнены следующие работы.

1. Восстановлена концептуальная седиментологическая модель пласта по результатам:

- анализа керна;

- типизации разнофациальных зон на основе данных ГИС.

2. Определена характеристика коллектора по фациальной модели, построенной на основе анализа:

- петрофизической информации;
- данных ГИС;
- результатов сейсморазведки.

3. Проведена оценка начальных геофизических запасов (НГЗ), включающая:

- вариативный подсчет НГЗ с учетом основных неопределенностей;
- выделение и оценку перспективных зон для эксплуатационного бурения.

КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЛАСТА

Анализ керновых данных

По данным изучения керна, отобранного из 25 скважин, выполнен литолого-фациальный анализ [2, 3], в результате которого выделены шесть трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления (рис. 1). Границы циклов отмечены по локальным максимумам регрессивных уровней, соответствующих кровле и подошве пластов угля (или углистых аргиллитов).

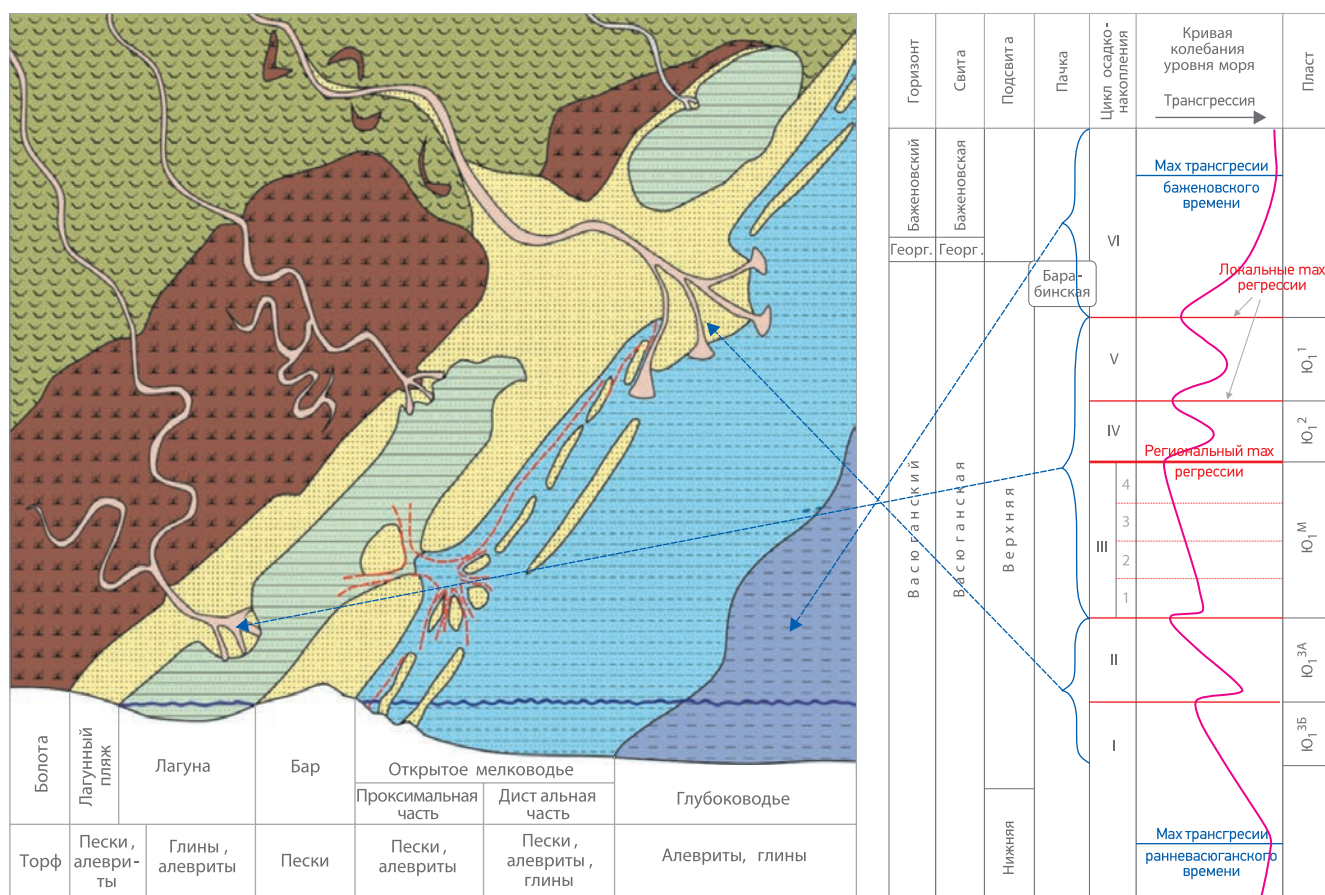


Рис. 1. Схема эволюции ландшафтов по данным изучения керн

В строении васюганской свиты (пласт Ю₁) выделяются две части разреза. Первая часть – пласты Ю₁^{3Б}, Ю₁^{3А}, которые формировались в условиях открытого мелководья дельтовой равнины (наблюдаются увеличение размера зерен вверх по разрезу, хорошая сортированность песчаного материала), вторая – пласты Ю₁^М, Ю₁², Ю₁¹, которые формировались в условиях дельтовой равнины закрытого мелководья (отмечена плохая сортированность песчаного материала). Особенности смещения фациальных комплексов с I по III циклы свидетельствуют о постепенном обмелении бассейна седиментации. Медленное повышение уровня моря начинается с трансгрессии IV цикла и достигает максимума в баженовское время. Анализ выполненных палеогеографических построений позволяет утверждать, что выдвижение лопастей дельты на регрессивных этапах II, III, IV, V циклов осадконакопления носило унаследованный характер.

Типизация по данным ГИС

Типизация разнофациальных зон по данным ГИС проводилась по методике В.С. Муромцева, основанной на форме показаний нормированной кривой метода потенциалов собственной поляризации $\alpha_{ПС}$ [4]. В качестве эталонных выбирались скважины, из которых

был отобран керн. Затем проводилась корреляция по всем скважинам.

С учетом унаследованного характера осадконакопления, были локализованы и построены карты фаций для каждого пласта (цикла). Наибольший интерес представляют дельтовые отложения, поскольку именно с ними связано накопление наиболее мощных (до 14 м) коллекторов.

Концептуальная седиментологическая модель позволила локализовать и дифференцировать коллектор по типу осадконакопления. Это дает возможность осуществить более качественный подсчет запасов углеводородов за счет более точного определения параметров для каждой фации.

ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРА НА ОСНОВЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

Петрофизическая характеристика

На основе фациальной дифференциации коллектора для пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М были рассчитаны петрофизические зависимости $k_{пр} = f(K_n)$ ($k_{пр}$, K_n – коэффициент соответственно проницаемости и пористости), которые использовались для моделирования проницаемости в трехмерной модели.

Пласт Ю₁¹, фация:

$$k_{пр} = 10^{(0,254971 \cdot K_n - 3,12971)}, \quad (1)$$

$$k_{пр} = 10^{(0,152182 \cdot K_n - 2,34157)}, \quad (2)$$

$$k_{пр} = 10^{(0,20375 \cdot K_n - 2,87562)}. \quad (3)$$

Пласт Ю₁², фация:

$$k_{пр} = 10^{(0,340626 \cdot K_n - 4,65623)}, \quad (4)$$

$$k_{пр} = 10^{(0,240626 \cdot K_n - 3,00563)}, \quad (5)$$

$$k_{пр} = 10^{(0,189512 \cdot K_n - 2,6746)}. \quad (6)$$

Пласт Ю₁^М, фация:

$$k_{пр} = 10^{(0,245082 \cdot K_n - 2,95328)}, \quad (7)$$

$$k_{пр} = 10^{(0,178186 \cdot K_n - 2,45236)}, \quad (8)$$

$$k_{пр} = 10^{(0,204123 \cdot K_n - 2,92997)}. \quad (9)$$

Каждой группе пород, формировавшейся в разных палеогидродинамических условиях, соответствуют разные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). В таблице приведены средние начальные показатели по скважинам для разных типов коллектора (см. таблицу).

Фация	Коллектор	K_n	K_n	$k_{пр}h, 10^{-3} \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$	Дебит нефти, т/сут
Дельтовая лапасть	Хороший	0,175	0,54	65	35,6
Подвижная лагуна	Средний	0,165	0,42	9	13,4
Малоподвижная лагуна	Плохой	0,160	0,35	3	4

Примечание. K_n – коэффициент нефтенасыщенности, h – эффективная толщина пласта.

В ходе лабораторных исследований керна определены ФЕС коллектора для разнофациальных зон. Наибольший интерес с точки зрения разработки представляют дельтовые отложения, так как с ними связаны лучшие ФЕС и относительно высокий дебит нефти. Для прогноза структурного плана и выявления зон развития эффективных толщин в межскважинном пространстве был выполнен анализ сейсмических данных.

Анализ сейсмических данных

Анализ включал два основных этапа:

- оценку входящей информации;
- прогноз геологического строения коллекторов по результатам динамической интерпретации. Территория Западно-Лугинецкого и Нижне-лугинецкого меторождений полностью охвачена 3D сейсморазведкой, которая позволяет решать различные геологические задачи (картирование целевых отражающих горизонтов (ОГ), трассирование тектонических нарушений, зон выклинивания и литологического замещения) [5, 6]. В результате обработки сейсмической информации были получены данные с высоким соотношением сигнал/помеха. Основной ОГ U1-1, приуроченный к кровле пласта Ю₁¹, уверенно прослеживается по всей площади исследований. Кроме того, дополнительно был прослежен ОГ U1-3, приуроченный к кровле пласта Ю₁³. Данный ОГ отмечался по переходу от отрицательной фазы к положительной.

Анализ волновой картины в интервалах целевых пластов показал расширение фазы ниже ОГ U1-1 в местах увеличенных эффективных толщин пластов Ю₁¹ и Ю₁^М. Построена карта временного интервала между ОГ U1-1 и U1-3, характеризующая временную толщину первых трех пластов данного интервала (рис. 2). Комплексный анализ эффективных толщин пласта Ю₁¹ и полученной карты показал коэффициент корреляции 0,7. Однако из-за высокой дисперсии точек на кросс-плоте следует с осторожностью относиться к данному параметру с точки зрения количественного прогноза.

В результате сейсмического анализа были выделены потенциальные зоны развития эффективных толщин в неразбуренных интервалах. Такие зоны представляют собой участки развития отложений дельтовых фаций (хороший коллектор) и относятся к краевым частям залежей, поэтому с ними связаны риски бурения. Для их оценки, а также для оценки НГЗ с учетом фациальной основы выполнено построение трехмерной геологической модели.

Построение трехмерной геологической модели

В трехмерной геологической модели интегрирован объем необходимой информации для достоверного отображения геологического строения месторождения. Геологическая модель позволяет решать следующие задачи:

- подсчет НГЗ углеводородов;
- планирование скважин;
- оценка рисков и неопределенностей;
- подготовка основы для гидродинамического моделирования.

Построение цифровой геологической модели включает следующие этапы:

1) создание базы данных, содержащей сведе-

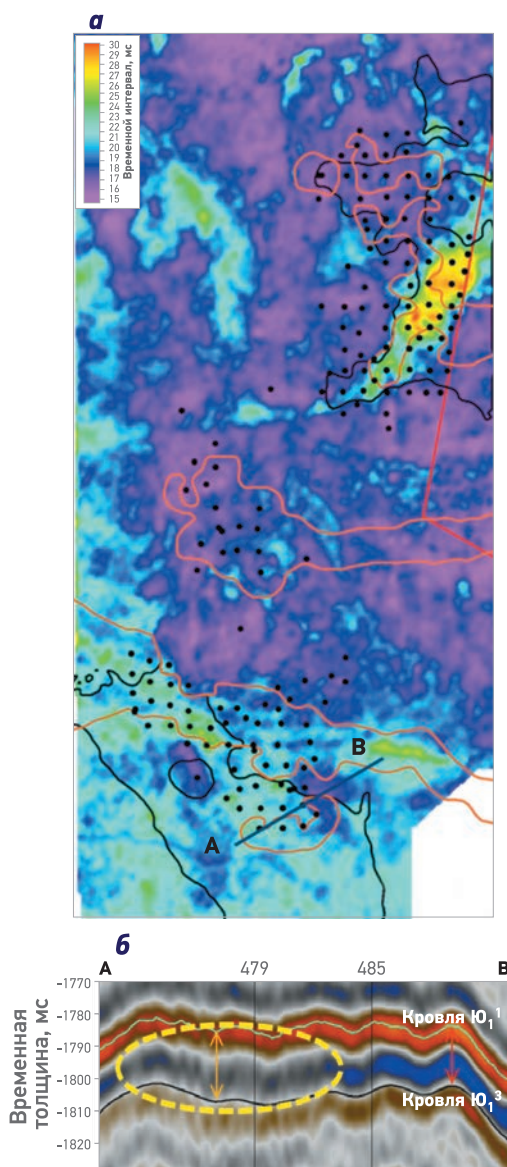


Рис. 2. Карта временного интервала между ОГ U1-1 и U1-3 (а) и сейсмический разрез (б) данного интервала (выделенная зона указывает на увеличение временных толщин)

ния о пробуренных скважинах (координаты устьев, направление траектории ствола), результаты интерпретации данных ГИС и корреляции разрезов скважин, данные испытания скважин; 2) построение структурного каркаса (сеток ячеек) на основе данных сейсморазведки и стратиграфических разбивок скважин; 3) создание трехмерных параметров геологической модели: кубов фаций, литологии, пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

Достоверно построенная геологическая модель является залогом повышения качества гидродинамических расчетов технологических показателей разработки, надежности и точности прогнозирования коэффициента извлечения нефти.

ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ

Вариативная оценка запасов

По результатам вариативной оценки подсчетных параметров получено распределение изменения НГЗ на Нижнелугинецком и Западно-Лугинецком месторождениях. Последний оперативный подсчет запасов Нижнелугинецкого месторождения показал, что они уменьшились на 5,5 %, Западно-Лугинецкого – увеличились на 18 %.

На Нижнелугинецком месторождении запасы уменьшились за счет изменения $K_{\text{н}}$, рассчитанного на основе J-функции с учетом разнофациальных зон. Основные вовлеченные в разработку НГЗ находятся под пробуренным фондом и характеризуются преобладанием хорошего коллектора. Поэтому для повышения эффективности нефтеизвлечения необходимо сконцентрировать внимание на базовом фонде. Запасы в неразбуренных зонах характеризуются плохими ФЕС и в настоящее время не представляют интереса для эксплуатационного бурения.

На Западно-Лугинецком месторождении прирост запасов связан с развитием эффективных толщин хорошего коллектора в южной и юго-западной частях месторождения. На основе изменения НГЗ оценены зоны, представляющие интерес для эксплуатационного бурения [7].

Оценка потенциальных зон для эксплуатационного бурения

Юго-западная часть Западно-Лугинецкого месторождения приурочена к зоне развития дельты и является наиболее перспективной для бурения (хороший коллектор, значительная эффективная толщина). Однако указанная зона является краевой частью месторождения и с ней связаны риски бурения. Для их оценки была построена карта вероятности запасов, которая отражает их изменчивость относительно средней величины (рис. 3).

По проектным скважинам были оценены прогнозные дебиты. Суммарная добыча составила 618 тыс. т. Для участка 1 (см. рис. 3) рассчитан вариант с горизонтальными скважинами, так как он дает возможность обеспечить более продолжительный безводный период работы скважин, а также более равномерную и полную выработку запасов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа геологического строения были получены следующие результаты: – восстановлена седиментологическая модель, которая позволила локализовать и

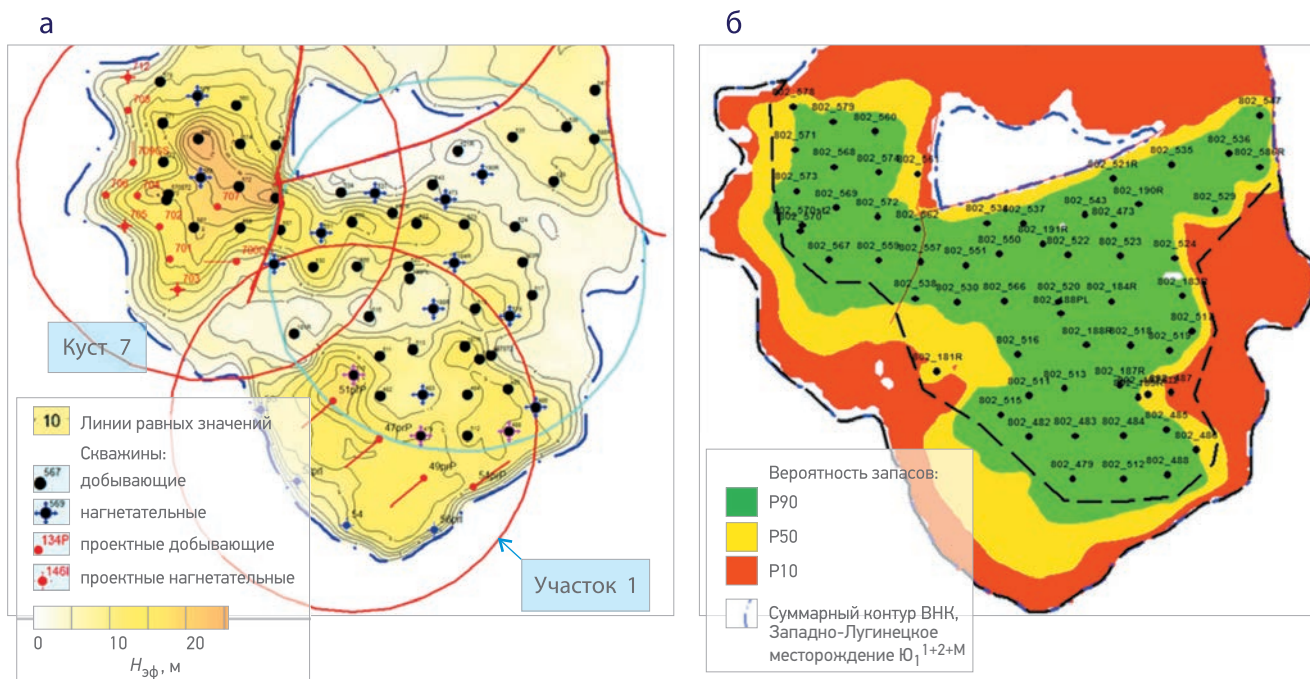


Рис. 3. Проектный фонд скважин на карте суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин $H_{эф}$ (а) и карта вероятности запасов (б)

дифференцировать коллектор по типу осадконакопления; это дает возможность осуществить более качественный подсчет запасов углеводородов за счет более точного определения параметров для каждой фации;

- определены ФЕС коллектора на основе его фациальной принадлежности;
- выделены перспективные зоны развития эффективных толщин в неразбуренных интервалах по результатам комплексного анализа данных сейсморазведки и ГИС;
- построена цифровая геологическая модель

на основе комплексных данных для достоверного отображения геологического строения месторождения;

- выполнены вариативная оценка и пересмотр НГЗ нефти;
- оценены зоны, перспективные для эксплуатационного бурения;
- сформирована геологическая основа анализа разработки.

Список литературы

1. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. – 400 с.
2. Реддинг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации. – Т. 1. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
3. Кузнецов В.Г. Литология. Основы общей (теоретической) литологии. – М.: Научный мир, 2011. – 360 с.
4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
5. Шериф Р.Е., Гелдарт Л. Сейсморазведка. Обработка и интерпретация данных. – Т.2. – М.: Мир, 1987. – 400 с.
6. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсмическая разведка. – М.: Недра, 1980. – 551 с.
7. Роуз П. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. – М.-Ижевск: ИКИ, 2011. – 304 с.

Reference

1. Cosentino L., *Integrated reservoir studies*, Paris: TECHNIP ed., 2001, 400 p.
2. Reading H.G., *Sedimentary environments: processes, facies and stratigraphy*, Blackwell Publishing Limited, Second edition, 1986.
3. Kuznetsov V.G., *Litologiya. Osnovy obshchey (teoreticheskoy) litologii* (Lithology. Fundamentals of general (theoretical) lithology), Moscow: Nauchnyy mir Publ., 2011, 360 p.
4. Muromtsev V.S., *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefi i gaza* (Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas), Leningrad: Nedra Publ., 1984, 260 p.
5. Sheriff R.E., Geldart L.P. *Exploration seismology* (Data-processing and interpretation), London: Cambridge University press, 130 p.
6. Boganik G.N., Gurvich I.I., *Seysmicheskaya razvedka* (Seismic prospecting), Moscow: Nedra Publ., 1980, 551 p.
7. Rose P.R., *Risk analysis and management of petroleum exploration ventures*, AAPG, 2012.

АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТРИБУТОВ – КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ КОНЦЕПТУАЛЬНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

УДК 550.8.072

© С.В. Михайлова, 2018

SEISMIC ATTRIBUTE ANALYSIS: AN INTEGRATED APPROACH AT CONCEPTUAL MODELING

С.В. Михайлова

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

Электронный адрес: Mikhaylova.SV@gazpromneft-ntc.ru**Ключевые слова:** концептуальная модель, анализ, сейсмический атрибут**S.V. Mikhaylova** Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The main aspects of seismic attributes analysis application at geological modeling are considered. The conceptual geological model is positioned as complex idea of geological characteristics of the field and generalizes sedimentation, petrophysical and seismofacial models which creation is based on the analysis of seismic attributes. Application of different attribute analysis types allow to create the model which is a basis for creation of the integrated concept of field research and exploration. It is also possible to specify values and ranges of uncertainty of capacitor parameters of layer and the parameters characterizing quality of a deposit and to estimate field reserves.

Keywords: conceptual model, attribute analysis, petrophysical model, seismofacial model**DOI:** 10.24887/2587-7399-2018-2-31-35

ВВЕДЕНИЕ

При подготовке месторождения к промышленной эксплуатации требуется построение концептуальной модели, отражающей внутреннее строение изучаемых объектов. Концептуальное моделирование в свою очередь основывается на синергии анализа и интерпретации всей имеющейся на изучаемой территории геолого-геофизической и сейсмической информации с применением различных видов атрибутного анализа, который позволяет прогнозировать изменение литологии и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, а также оценивать запасы месторождения [1].

Концептуальная геологическая модель обобщает седиментационную, петрофизическую и сейсмофациальную модели, объединяя их в 3D геологическую модель месторождения. Характерной чертой атрибутного анализа является его многогранность как в выборе собственно атрибутов, так и в спектре задач, для решения которых он применяется. Цель построения концептуальной модели – создание геологической основы для форми-

рования интегрированной концепции поиска, разведки и разработки месторождения, уточнение значений и диапазонов неопределенностей емкостных параметров пласта и параметров, характеризующих качество залежи, а также оценка запасов месторождения.

ДВЕ ГРУППЫ АТРИБУТОВ

Атрибутный анализ может представлять собой изучение как динамических характеристик сейсмического поля и его производных, так и атрибутов, полученных в результате различных преобразований, расчета геометрических параметров, нейронных сетей, спектрального разложения и др. [2].

К первой группе атрибутов относятся формальные параметры записи волнового поля: значения амплитуд отражающего горизонта, частоты, рассчитываемые в разных временных окнах, и их многочисленные производные, огибающие сигнала и др.

Вторая группа представляет собой атрибуты, претендующие на физическую содержательность, или группу трансформантов вол-

нового поля: рассчитанные в инверсии акустический и сдвиговый импедансы, AVO-параметры и их производные, флюид-фактор, поглощение, смешанные кубы, рассчитанные по методу спектральной декомпозиции (RGB-кубы), и др.

КАЧЕСТВЕННЫЙ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗЫ

Атрибутный анализ сейсмической записи предполагает качественные и количественные измерения кинематических и динамических параметров сейсмических волн. Анализ динамических атрибутов, выполненный на качественном уровне, в совокупности с другими геолого-геофизическими данными позволяет выделить различные аномалии записи, которые часто незаметны на временном разрезе. Это могут быть различного вида цветокодированные зоны волнового поля, отражающие возможные элементы тектонических нарушений (по атрибутам когерентности), зоны распространения геологических тел различного генезиса и др. (рис. 1, а). На количественном уровне прогнозируются свойства пород в межскважинном пространстве по регрессионным зависимостям, в том числе многомерным. Основными прогнозируемыми свойствами являются пористость, эффективные толщины, насыщенность. Свойства интегрируются в объемную геолого-технологическую модель месторождения, предназначенную для подсчета запасов и проектирования разработки (см. рис. 1, б). Для количественного анализа подбираются атрибуты, которые на этапе качественного анализа визуально наиболее полно отражают принципиальную модель пласта, т.е. сформированное геологическое представление о месторождении и процессах осадконакопления.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ АТРИБУТНОГО АНАЛИЗА

Расчет динамических атрибутов и интерпретация динамических особенностей сейсмической записи выполняются с целью установления значимых связей с петрофизическими характеристиками, определенными по скважинным данным, для прогноза коллекторских свойств потенциально продуктивных объектов.

Атрибутный анализ проводится в следующей последовательности:

- 1) расчет кубов атрибутов;
- 2) расчет карт атрибутов в окне поиска;
- 3) анализ полученных карт на качественном уровне;
- 4) анализ выбранных карт атрибутов на количественном уровне.

Динамические атрибуты анализируются как на качественном уровне в совокупности с другими геолого-геофизическими материалами, так и на количественном уровне на основе статистической обработки.

Количественная оценка параметра выполняется с использованием технологии нейронных сетей поэтапно.

I этап. Вычисление множества различных сейсмических атрибутов. Для каждого атрибута, рассчитанного по пластам, вычисляется несколько карт с разными параметрами интервала усреднения (изменяются ширина интервала, положение его внутри пласта).

II. Выбор атрибутов для оценки параметра.

Подбираются атрибуты, которые имеют наиболее высокий коэффициент корреляции с оцениваемым параметром или те, которые в совокупности с другими картами атрибутов дают значительное увеличение коэффициента корреляции (чаще всего это карты, визуально наиболее полно отражающие принципиальную модель пласта).

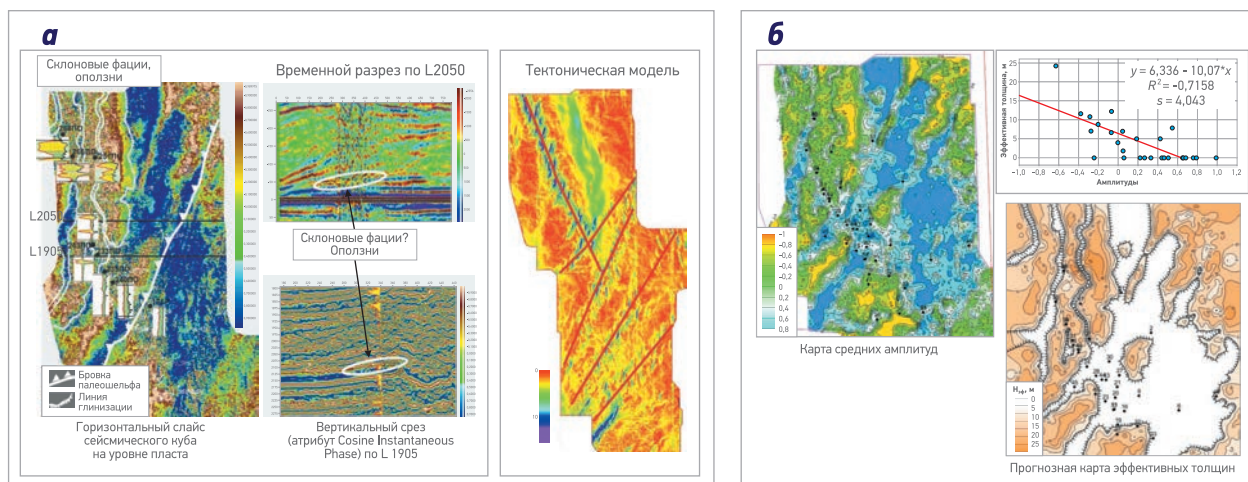
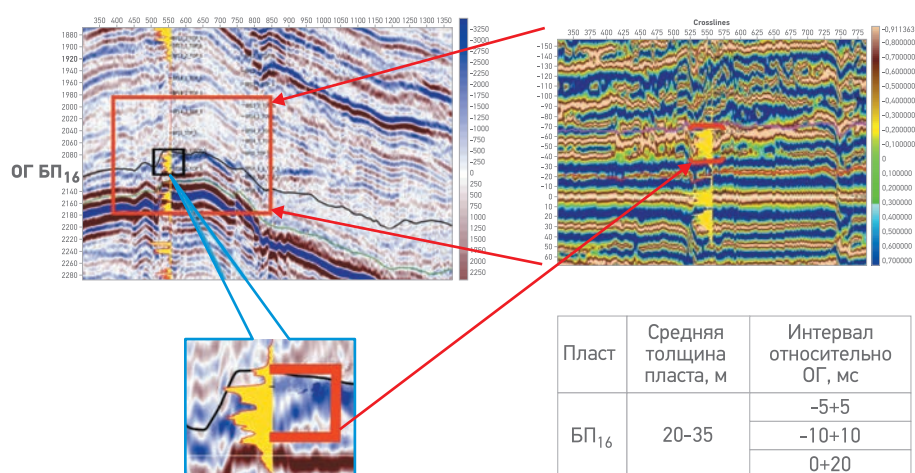


Рис. 1. Анализ сейсмических атрибутов на качественном (а) и количественном (б) уровнях



Анализ атрибута в различных временных окнах

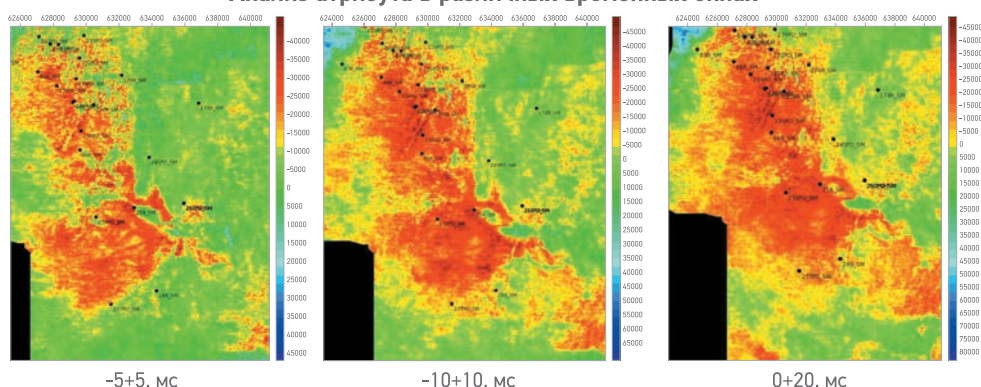


Рис. 2. Подбор временного и глубинного окон для анализа целевых объектов

Нередко существенное улучшение корреляции достигается путем разделения области моделирования на отдельные зоны, связанные с различными условиями седиментации. Исходя из толщин пласта для расчета динамических характеристик по целевым горизонтам выбираются временные окна, обеспечивающие полноценный анализ целевого интервала во временной области. Атрибуты рассчитываются как в узких окнах в пределах одного периода волны, так и в более широких временных интервалах (рис. 2). Кубы атрибутов и карты атрибутов в окне поиска часто рассчитываются для уточнения контуров распространения геологического тела или коллектора и прогноза эффективной толщины. Рассматриваются атрибуты, которые могут выявлять наличие коллектора в цикле осадконакопления: энергетические характеристики отражений (средняя квадратическая амплитуда, огибающая сигнала, различные частотные компоненты сигнала); проводится изучение влияния палеорельефа и общей толщины цикла на наличие и толщину коллектора. Для поиска оптимального атрибута используется подбор различных временных и глубинных окон вдоль линии корреляции. Окно выбирается таким образом, чтобы

наиболее детально изучить весь пласт, в первую очередь его продуктивную часть, и оптимально покрыть область коллектора по всей площади (см. рис. 2).

АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТТРИБУТОВ ПРИ СОЗДАНИИ МОДЕЛЕЙ, СОСТАВЛЯЮЩИХ КОНЦЕПТУАЛЬНУЮ МОДЕЛЬ

Седиментационная модель. Применение анализа сейсмических атрибутов позволяет подтвердить/опровергнуть на качественном уровне концепцию осадконакопления. При определении условий осадконакопления пластов и их тектонического развития разрабатываются принципы корреляции стратиграфических границ, определяются границы фациальных зон, закономерности формирования коллекторов, прогнозируется изменение ФЕС по площади и разрезу для каждой фациальной зоны (рис. 3).

Петрофизическая модель. С помощью атрибутного анализа на основе выявленной взаимосвязи петрофизических характеристик с сейсмическими данными в межскважинном пространстве интерполируются эффективные толщины и ФЕС пластов, выполняются петро-

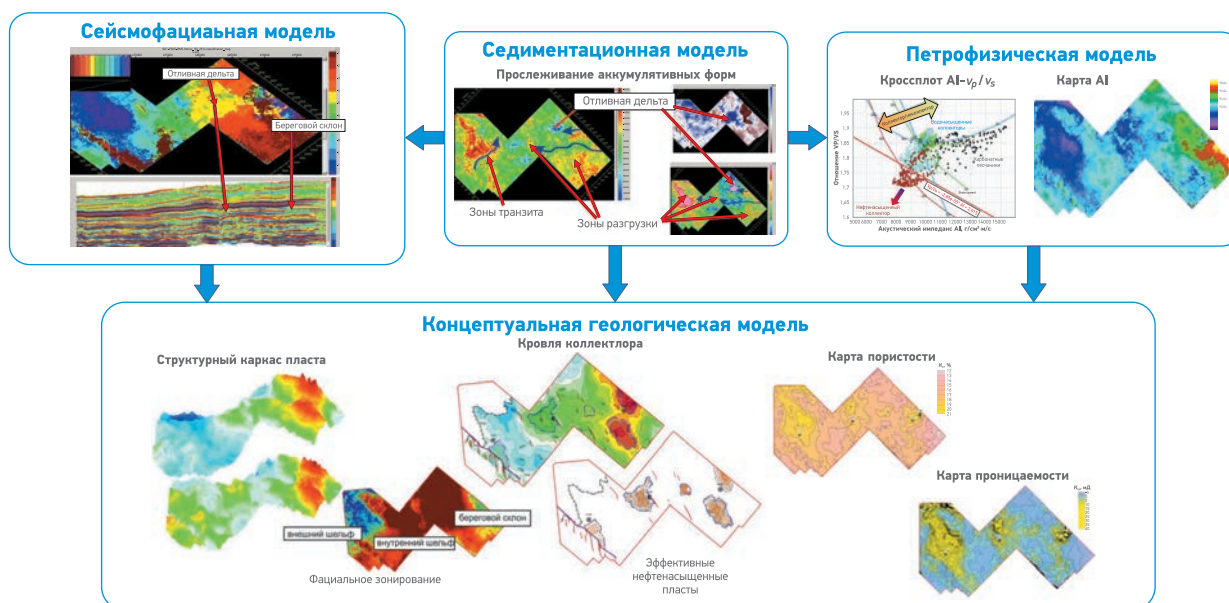


Рис. 3. Алгоритм создания концептуальной геологической модели
(v_p , v_s – скорость соответственно продольной и поперечной волн)

физическое обоснование прогноза литологии и выделение коллекторов. Прогноз ФЕС по упругим свойствам пород осуществляется на основе анализа совместного распределения упругих свойств для различных литотипов и интервалов разреза, включая установление корреляционных связей между упругими параметрами среды и петрофизическими характеристиками отложений, позволяющих перейти к прогнозу параметров ФЕС (литологии, пористости, флюидонасыщенности) и эффективных толщин перспективных объектов. Анализируется влияние пористости и глинистости на акустические свойства пород с последующим моделированием влияния литологии, пористости и типа насыщения отложений на плотность, акустический AI и сдвиговый SI импедансы. На основе статистического анализа устанавливается связь акустических параметров с петрофизическими характеристиками [3]. Создаются корреляционные матрицы для пар акустический параметр - петрофизическая характеристика (см. **рис. 3**). Таким образом, происходит насыщение геометрической модели пласта информацией о распределении основных геолого-физических характеристик. При этом достоверность петрофизической модели повышается, если принимается во внимание физика процессов получения сейсмических и петрофизических данных при анализе качества используемой информации и соблюдений математической корректности операций с учетом истории осадконакопления. **Сейсмофациальная модель.** Выделенные на

этапе сейсмостратиграфического расчленения разреза комплексы изучаются с целью сейсмофациального ранжирования территории для определения их площадного распространения (см. **рис. 3**). Сейсмический комплекс осадочных пород выделяется на временном сейсмическом разрезе и представляет собой последовательность залегания генетически связанных пластов. Сейсмическая фациальная единица - сейсмофация, объединяет группу отражений, характеризующихся схожим набором параметров, таких как конфигурация, непрерывность, амплитуда, частота и др. Каждый параметр несет определенную информацию о геологическом облике изучаемого интервала. Конфигурация отражений тесно связана с основными характеристиками напластования, непрерывность отражений – с непрерывностью пластов, амплитуда показывает соотношение плотности и скорости, частота зависит от толщины пластов и т.д. Карты и блоки сейсмофаций рассчитываются и классифицируются с использованием технологии нейронных сетей NNT (Neural Network Technology), основанной на применении самоорганизующейся нейронной сети для распознавания и оценки изменения формы сейсмического сигнала в изучаемом интервале разреза. На вход подаются кубы амплитуд и различных сейсмических атрибутов. Результатом являются сейсмофациальные карты и набор модельных трасс, которые описывают разнообразие форм сигналов, отражающих неоднородность сейсмических данных и распределение установленных неоднородностей по площади в

цветокодированном виде. Способом контроля процесса автоматической классификации служит расчет специальных карт и графиков.

Цель сейсмофациального анализа – подтверждение/опровержение, восстановление обстановок осадконакопления, прогноз фаций по результатам сейсморазведки и их сопоставление со скважинными данными.

Несмотря на отсутствие прямой корреляции между определенным типом рисунка волновой картины и литологическим составом пород, анализ изменяющихся характеристик отражений в совокупности с геологическими данными позволяет спрогнозировать условия осадконакопления и получить приемлемые оценки литологии.

По полученным количественным оценкам динамических и геолого-промысловых характеристик строятся прогнозные карты.

Построение прогнозных карт это итерационный процесс, в начале которого проводится статистический анализ сейсмических атрибутов с использованием способов оптимизации атрибутивного прогнозирования параметров продуктивных пластов по данным 3D сейсморазведки и геофизических исследований скважин (ГИС). Оптимизация заключается в тщательном выборе положения поверхности в пределах временного интервала, соответствующего пласту, с последующей локальной

коррекцией этой поверхности в окрестностях отдельных скважин, для которых на кросс-плотах обнаружены далеко отстоящие от регрессионной зависимости точки. В качестве окончательной процедуры оптимизации выполняется выбор атрибутов, которые по коэффициентам корреляции, значимости и на визуально-качественном уровне наилучшим образом соответствуют седиментационной модели. После подбора уравнения регрессии для конкретного пласта сейсмические атрибуты пересчитываются в карту прогнозного параметра с последующим расчетом карты невязок и привязкой этого параметра к значениям, полученным в скважинах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты анализа материалов сейсморазведки, являясь в некоторой степени абстракцией, при комплексировании с данными ГИС и керн позволяют спрогнозировать распределение параметров пласта в межскважинном пространстве с учетом закономерностей геологического развития бассейна седиментации и составляют существенную часть концептуального моделирования.



Список литературы

1. Лобусев А.В., Лобусев М.А., Назарова Л.Н. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения. – М.: Недра, 2008. – 125 с.
2. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. – М.: Спектр, 2008. – 384 с.
3. Дюбрюл О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. – SEG EAGE, 2002. – 296 с.

Reference

1. Lobusev A.V., Lobusev M.A., Nazarova L.N., *Modelirovaniye razvedki i razrabotki virtual'nogo neftegazovogo mestorozhdeniya* (Modeling the exploration and development of a virtual oil and gas field), Moscow: Nedra Publ., 2008, 125 p.
2. 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.
3. Dubrule O., *Geostatistics for seismic data integration in Earth models*, Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicist, 2003, 283 p.



УДК 550.822.3

© Коллектив
авторов, 2017

ЦИФРОВОЙ КЕРН. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ДАННЫХ ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД С РЕЗУЛЬТАТАМИ ИЗУЧЕНИЯ КЕРНА

DIGITAL CORE. INTEGRATION OF CARBONATE ROCKS THIN SECTION STUDIES WITH RESULTS OF ROUTINE CORE TESTS

С.А. Идрисова, М.А. Тугарова, д.г.-м.н., Е.В. Стремичев, Б.В. Белозеров

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

Электронные адреса: Idrisova.SA@gazpromneft-ntc.ru, Stremichev.EV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: цифровой керн, петрография, карбонатный коллектор, седиментологическая модель

S.A. Idrisova, M.A. Tugarova, E.V. Stremichev, B.V. Belozеров Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

In order of static reservoir model creation detailed analysis of core description and determination of mineral-structural features of rocks and their correlation with results other studies is required.

A template for representing the results of thin section analysis in numerical form proposed. Analysis of petrographic data carried out using this template is the basis for construction lithologic sedimentation models of carbonate reservoirs. An algorithm for processing petrographic data and its correlation with petrophysical parameters has developed. The proposed algorithm makes it possible: to select lithotypes based on numerical parameters of mineral-structural features of rocks, identify the lithogenetic factors that affect reservoir properties and highlight significant facial features of the rocks, creating an objective basis for constructing conceptual and static models. An example of proposed method approbation for one of the carbonate assets of PJSC Gazprom Neft is given.

Keywords: digital core, thin section analysis, carbonate reservoir, sedimentation model

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-36-41

ВВЕДЕНИЕ

Процессы автоматизации рутинной деятельности и внедрение цифровых методов анализа при больших объемах информации становятся все более востребованными в области геологии, в частности, при проведении литолого-седиментационного исследования керна. Использование машинных методов обработки требует стандартизации аналитических данных, включая систематизацию, типизацию, параметризацию и селекцию объектов. Наличие накопленного в компании «Газпром нефть» аналитического материала, полученного в процессе изучения керна карбонатных резервуаров, требует отработки методического подхода к его оптимальному анализу. В качестве основы для построения литолого-седиментационных моделей карбонатных резервуаров предложен шаблон представления результатов петрографического анализа в числовом виде. Разработан алго-

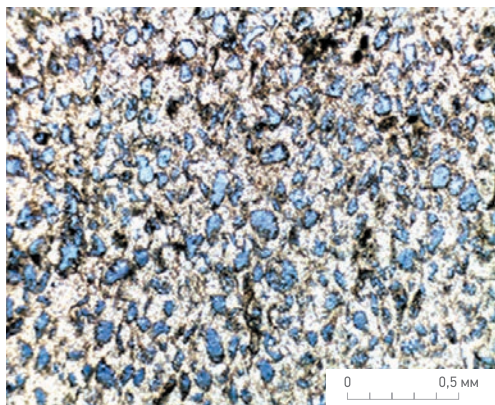
ритм обработки петрографических данных и их корреляции с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород.

АЛГОРИТМ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕТРОГРАФИЧЕСКОГО ШАБЛОНА

Проблематика стандартных способов использования материалов литологических исследований керна связана с трудностями, обусловленными форматом представления данных. Часто результаты изучения керна приводятся в виде текстовых описаний, прилагаемых к фотографиям шлифов (рис. 1). Кроме того, качественные характеристики пород-коллекторов являются субъективными показателями и сравнение их значений не всегда возможно, так как редко приводится численное определение объективных признаков, отражающих петрофизический тип, литотип или фацию. Построение литолого-седиментационных моделей карбонатных резервуаров, сопо-

ГЛУБИНА: 1796,8 м

ОБРАЗЕЦ 26228



ОПРЕДЕЛЕНИЕ: известняк мелко-комковатый с тонкозернистым кальцитовым цементом, выщелоченный.

ФОРМЕННЫЕ КОМПОНЕНТЫ: представлены комками, в основном выщелоченными, редкими экземплярами раковинок глобивальвулины, толипаммины и тонкостенными створками раковин. Размеры выщелоченных комков изменяются от 0,04 до 0,12 мм. Более мелкие комки имеют вытянутую форму, остальные – круглую, слабо продолговатую. Раковинки фораминифер перекристаллизованы, сохраняются только стенки, камеры заполнены тонкокристаллическим кальцитом.

ЦЕМЕНТ: состоит из перекристаллизованного тонкозернистого кальцита, составляющего 50-60 %.

Встречаются крупные кристаллы ангидрита (0,25 мм).

КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА: поры образуются вместо выщелоченных комков, размеры их составляют от 0,08 до 0,4 мм. В прокрашенном шлифе хорошо видно, что за счет целиком выщелоченных комков емкостные свойства хорошие, пористость достигает 20 %, но полная изоляция комков при большом количестве цемента не способствует созданию высокой фильтрационной характеристики, проницаемость – около $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²

Рис. 1. Пример стандартного представления петрографических данных

ставление петрофизической и литологической информации часто выполняется на качественном уровне, в результате выводы часто формальны и не несут информативной нагрузки в геологических моделях продуктивных резервуаров. Следует отметить, что еще в 80-х годах XX века специалистами ВНИГРИ был предложен переход на числовую обработку петрографических данных¹. Внедрение цифрового формата представления результатов петрографического анализа карбонатных пород: численное определение вещественно-структурных признаков, – дает ряд преимуществ по сравнению с представлением результатов в текстовом формате и позволяет:

- систематизировать данные;
- минимизировать субъективный фактор;
- оценить качество петрографических исследований;
- выполнить статистическую обработку данных;
- провести корреляцию литологических признаков с ФЕС;
- определить приоритетные признаки пород, влияющих на ФЕС;
- выделить фации на числовой основе.

На первом этапе перехода к численной форме представления результатов следует уделить особое внимание перечню необхо-

димой информации, которая должна удовлетворять потребностям специалистов и быть согласована с экспертами-литологами. На основе накопленного опыта комплексования и анализа результатов литологических исследований в Научно-Техническом Центре «Газпром нефти» разработан шаблон числового петрографического описания карбонатных пород-коллекторов (рис. 2).

Результаты лабораторного петрографического анализа вносятся в предложенный шаблон. Для удобства он разделен на блоки. На рис. 2 приведен фрагмент шаблона сводной таблицы для наиболее значимых параметров карбонатных пород – структуры и вторичных преобразований. Расширенный формат шаблона содержит также количественную информацию о пористости, микротрещиноватости, минеральном составе пород и др. Параметры первого блока шаблона (см. рис. 2) фиксируют наиболее общие структурные признаки пород (соотношение содержания микрита, цемента (карбонатного или некарбонатного) и зерен), которые позволяют оперативно выделить основные петротипы пород, характеризующиеся различными ФЕС. Соотношение зерен и цемента хорошо коррелируется с коэффициентом пористости (рис. 3).

¹Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа / Под ред. М.Х. Булач, Л.Г. Белоновской. – Л.: ВНИГРИ, 1989. – 103 с.

Структура													Вторичные процессы										
1 Содержание, % площади шлифа						2 Соотношение структурных типов зерен, %							3 Количество, % площади шлифа										
зерна (=форменные элементы)	матрикс (меньше 0,05 мм)/шлам	цемент	матрикс+цемент	зерна/ матрикс+цемент	пустотное пространство	интракласты	литокласты	оолиты	сфероагрегаты	пеллеты	биоморфные зерна			кристаллы	другие	Выщелачивание	Перекристаллизация	Доломитизация	Кальцитизация	Окремнение	Сульфатизация	Пиритизация	Микритизация
											цельносkeletalные	биодетрит	наркасные										

Рис. 2. Фрагмент шаблона числового представления петрографических данных

Из рис. 3 видно, что для исследуемых карбонатных отложений повышение коэффициента пористости в данном случае связано с увеличением соотношения количества зерен и цемента, т.е. качество коллектора обусловлено первичными седиментационными признаками.

На следующем этапе анализа выявляют причину отсутствия прямой корреляции ФЕС с первичными признаками седиментации. На основе данных из блока 3 (см. рис. 2) можно определить, какие вторичные процессы влияют на ФЕС. По результатам исследований была выявлена за-

кономерность влияния сульфатизации как доминирующего вторичного процесса, определяющего ФЕС. Отмечено, что максимальное содержание сульфатов наблюдается в зернистых породах-коллекторах. Интервалы с подобными характеристиками имеют довольно высокую пористость, но при этом имеют очень низкую проницаемость. Данные, представленные в первом и втором блоках шаблона, позволяют на основе численных структурных признаков карбонатных пород диагностировать обстановку осадконакопления и определить фации. На рис. 4 приведен пример разреза карбонатных

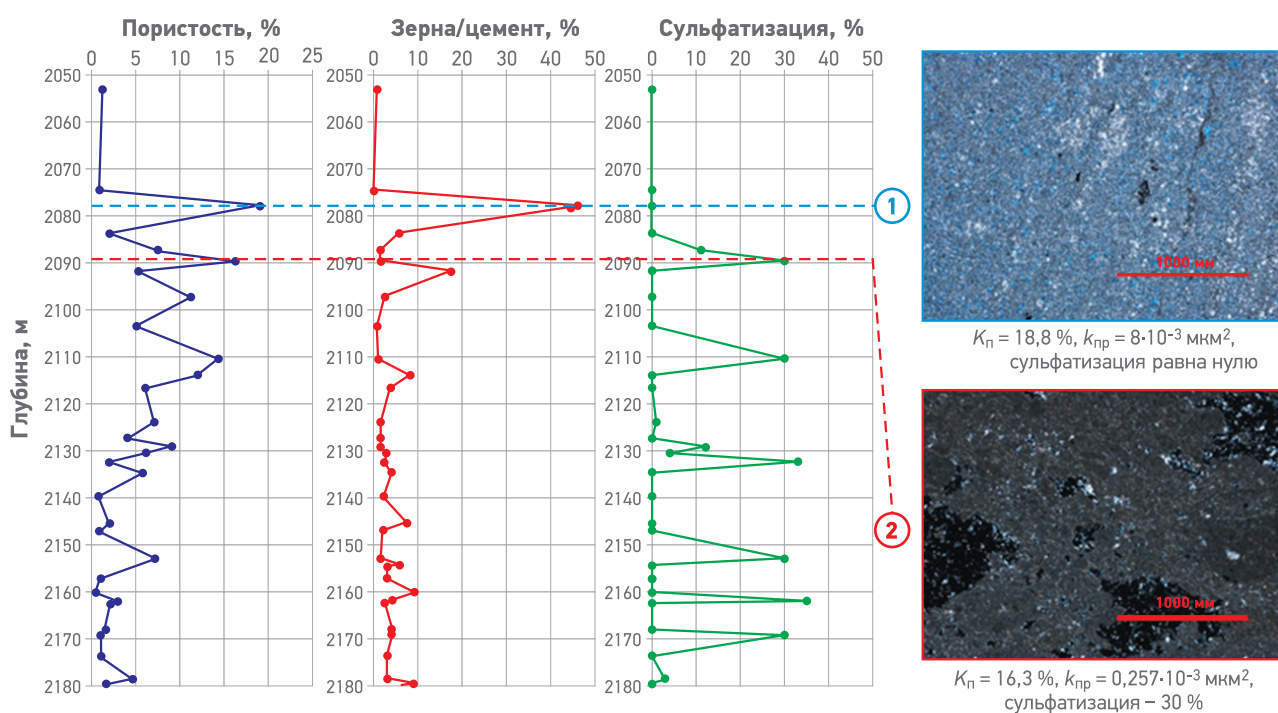


Рис. 3. Анализ первичных и вторичных признаков, определяющих ФЕС пород:

K_n , k_{np} – коэффициент соответственно пористости и проницаемости

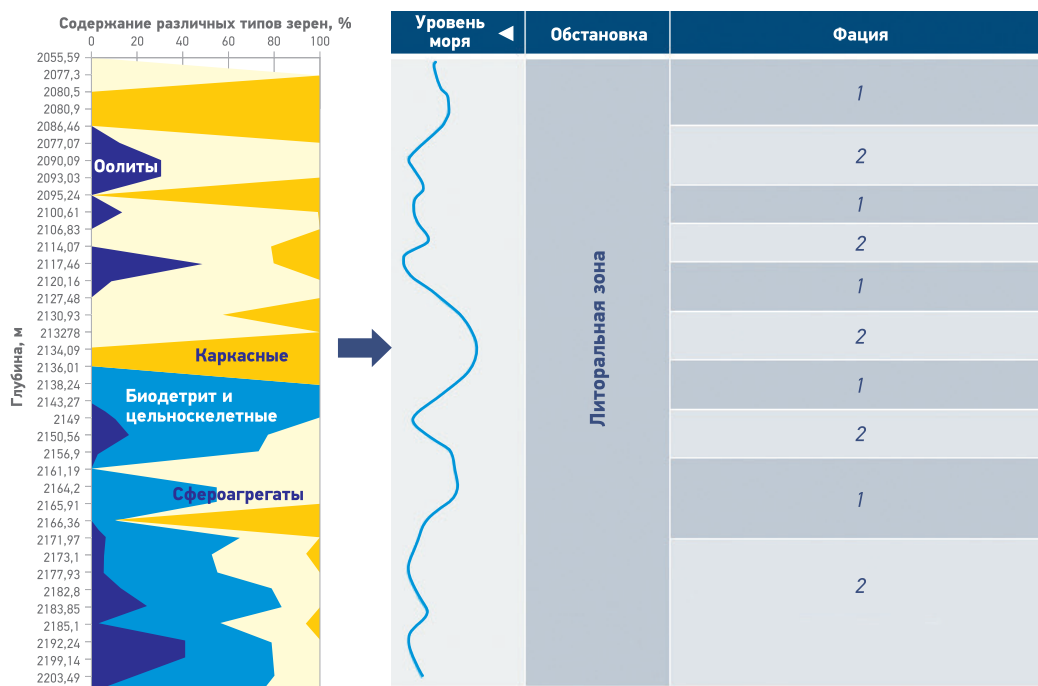


Рис. 4. Пример выделения фаций на основе соотношения различных типов зерен:

1, 2 – фация соответственно каркасных водорослевых известняков литорали и оолитовых полидетритовых известняков литорали

пород, в структуре которых выделяются четыре основных типа зерен: оолиты, биодетриты (реже цельноскелетные), сфероагрегаты и каркасные компоненты. Соотношение компонентов указывает на мелкую цикличность строения разреза, обусловленную, по-видимому, эвстатическими колебаниями уровня моря. Выделены две основные фации: каркасных водорослевых известняков литорали и оолитово-биодетритовых известняков литорали. Вторая фация характеризуется улучшенными коллекторскими свойствами.

АПРОБАЦИЯ МЕТОДА ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЛИТОЛОГО-СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ УРАНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА

В качестве примера использования данного подхода приведены результаты создания литолого-седиментационной модели на одном из активов компании «Газпром нефть» – Уранском лицензионном участке. Лицензионный участок и открытые на его территории газонефтяные месторождения расположены на западе Оренбургской области. Подтверждена промышленная нефтегазоносность 15 пластов. Разведочные скважины, результаты исследования керна которых анализировались по предложенной методике, равномерно распределены по площади участка.

Значительная доля оцениваемых начальных геологических запасов приурочена к объектам заволжского надгоризонта фаменского яруса. С точки зрения палеогеографии эти объекты представлены отложениями мелководного морского шельфа. Весь керновый материал разведочных скважин, пробуренных на данном участке, в соответствии с принятой методологией исследован с использованием единой формы-шаблона.

На рис. 5 приведены диаграммы, отражающие связь первичных седиментационных признаков карбонатных пород с их пористостью.

Тренд увеличения коэффициента пористости породы при повышении соотношения зерна/цемент наблюдается во всех скважинах рассматриваемого участка. Емкость породы обусловлена обстановкой осадконакопления. Таким образом, восстановление обстановки осадконакопления для рассматриваемого участка подразумевает понимание наиболее вероятного тренда распространения свойств по площади.

Для некоторых образцов на приведенных графиках наблюдается отклонение от выделенного тренда. Оценка причин отклонения выполнялась с использованием третьего блока приведенного шаблона – вторичных процессов (см. рис. 2). Сопоставление ФЕС

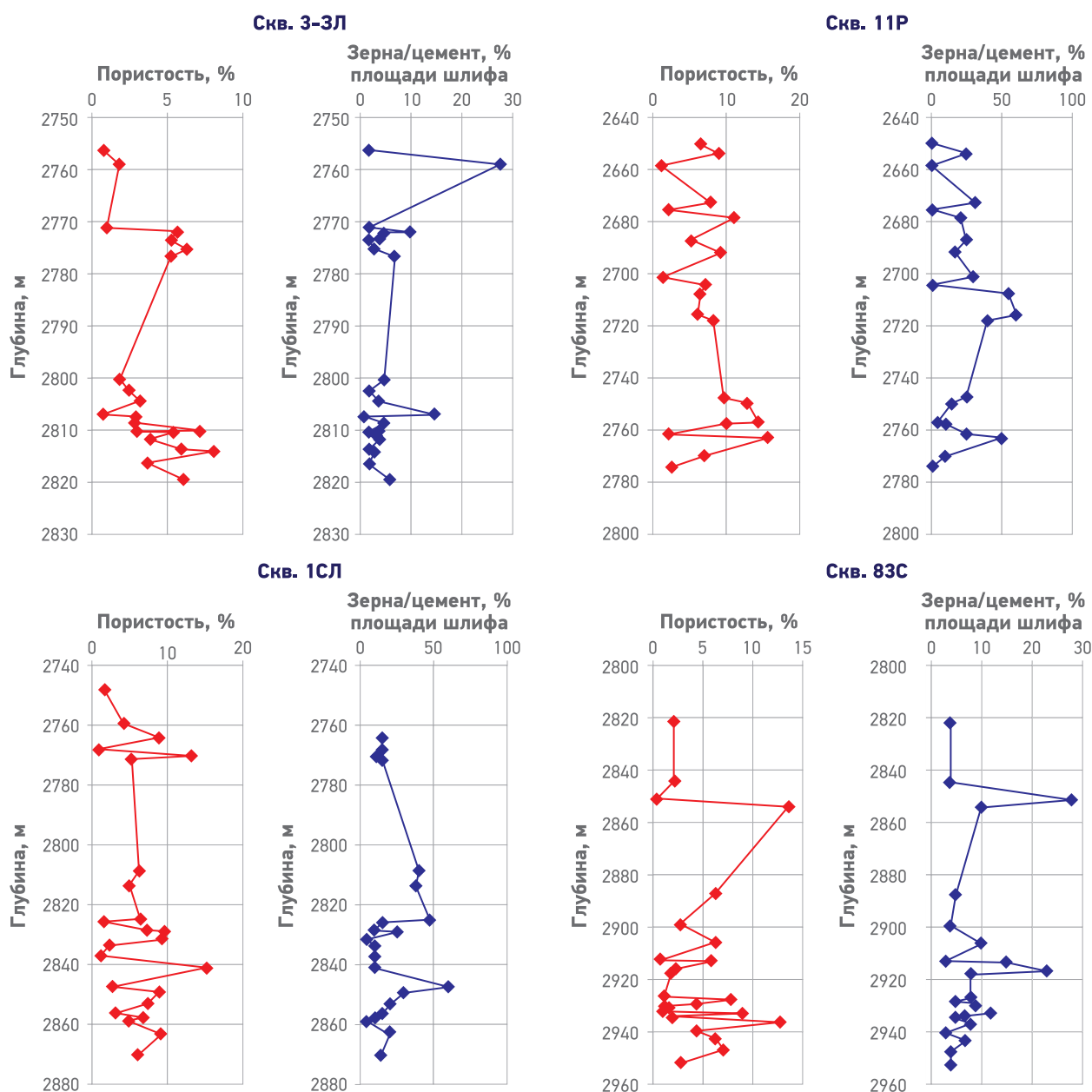
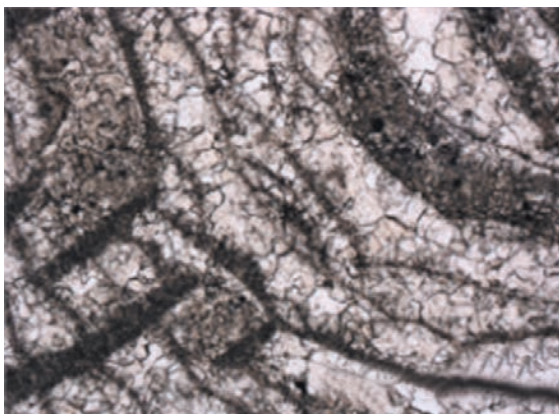


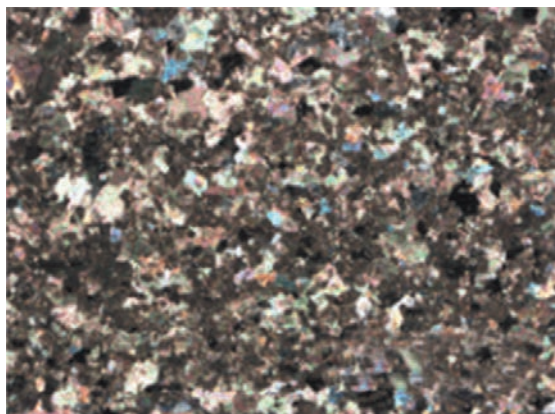
Рис. 5. Связь первичных седиментационных признаков пород с их пористостью (заволжский надгоризонт фаменского яруса, Уранский лицензионный участок)

пород, соотношений содержания зерен/цемента и степени преобразованности пород вторичными процессами в наглядной форме позволяет выделить наиболее значительные из них. В ходе анализа выявлено, что наибольшие преобразования первичных свойств породы произошли вследствие ее перекристаллизации и доломитизации. На рис. 6 приведены образцы шлифов с наиболее яркими примера-

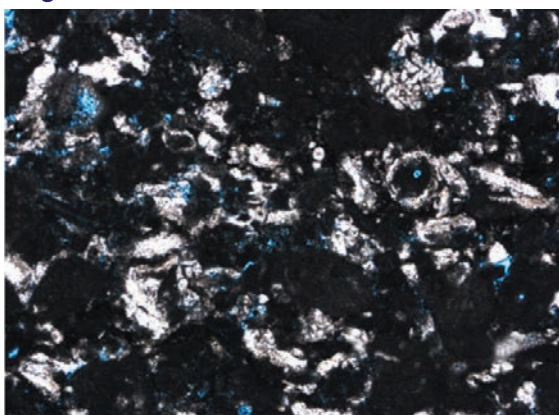
ми проявления данных процессов. В большинстве рассмотренных образцов данные процессы в породе ухудшают емкостные свойства. Степень влияния таких процессов неравномерна по площади месторождения. На текущей стадии изучения направлений вторичных процессов в породе характеризуется неопределенностью.

а

$K_n = 0,019$, $k_{np} = 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²,
 доломитизация – 25 %

б

$K_n = 0,112$, $k_{np} = 7 \cdot 10^{-3}$ мкм²,
 доломитизация – 90 %

в

$K_n = 0,029$, $k_{np} = 10^{-3}$ мкм²,
 доломитизация – 60 %

г

$K_n = 0,005$, $k_{np} = 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²,
 доломитизация – 25 %

Рис. 6. Примеры шлифов со значительным проявлением вторичных процессов, определяющих ФЕС породы (заволжский надгоризонт фаменского яруса, Балеийкинское месторождение):

а, б, в, г – образец соответственно X1 (скв. 3-3Л), X2 (скв. 1 СЛ), X3 (скв. 11Р), X4 (скв. 83С)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Численная форма представления результатов петрографических исследований снижает влияние субъективных факторов при выделении петротипов, генетической интерпретации коллекторских свойств пород, позволяет избежать терминологических разночтений в названиях пород, существенно ускоряет процесс обработки информации. Предложенный шаблон дает возможность структурировать характер

представления данных, решать трудоемкие литолого-петрофизические и фациальные задачи в автоматическом режиме обработки информации. Это способствует сокращению временных затрат и существенно снижает неоднозначность при интерпретации данных.

УДК

553.98.061.12/.17

© В.В. Морозов,
Н.А. Парфенов,
О.А. Мельникова,
2018

ПРИМЕНЕНИЕ КЛАСТЕРИЗАЦИИ ДЛЯ ПЕТРОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРОВИНЦИИ ЗАГРОС

APPLYING OF CLUSTERING FOR PETROFACIAL ANALYSIS ON THE EXAMPLE
OF THE FIELD IN ZAGROS PROVINCE

В.В. Морозов, Н.А. Парфенов, О.А. Мельникова

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

Электронный адрес: NIKYParfenov@gmail.com

Ключевые слова: петрофациальный анализ, кластеризация данных геофизических исследований скважин (ГИС), провинция Загрос

V.V. Morozov, N.A. Parfenov, O.A. Melnikova Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

It is known the interest to carbonate fields is getting stronger. At the same time requirements of comprehensive approach to investigation for such fields are increased. Usage of typical methods of logs interpretation for carbonate formations can cause a high level of uncertainty in future. The main goal of petrophysics in terrigenous formations is geological while in carbonate formations petrophysics strongly influence on reservoir engineering. Significant heterogeneity in vertical and lateral directions increase the number of petrophysical parameters. Neglecting of these parameters can cause failure in yield achievement. There are three problems appeared during the field development became reasons for this work: 1. First problem connected with significant vary in wells yield (from 200 m³/day to 2000 m³/day). It is known facial analysis of carbonate formations is a complex problem due to different secondary processes. Therefore the next goal was set – try to find regularity in logs data. 2. Typical approach to net thickness estimation by porosity cut-off criteria had mistakes, thus, don't suit for carbonate formations. The perforation of non-reservoir by logs interpretation was held relying on master log. As the result well inflow was increased. 3. The last problem was connected with intensive fall of reservoir pressure. Taking into account depletion regime of field development the reservoir pressure is a crucial parameter.

Keywords: petrofacial analysis, clustering of log data, Zagros province

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-42-46

ВВЕДЕНИЕ

В качестве объекта исследований было выбрано месторождение провинции Загрос. Рассматривались продуктивные пласты альбского яруса Mauddud/Sarvak. Свита Mauddud стратиграфически подразделяются на восемь пачек с индексами А, В, С, D, E, F, G, H. Изучаемые отложения представлены преимущественно чистыми известняками с редкими доломитизированными интервалами. Согласно классификации Р. Данхэма пласты сложены вакстоунами, пакстоунами и грейнстоунами. Тип пустотного пространства пород-коллекторов – порово-каверновый, трещины практически отсутствуют. По всему разрезу наблюдаются многочисленные стилолитовые швы, залеченные битумом.

КЛАСТЕРИЗАЦИЯ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Месторождение вскрыто 17 скважинами с типовым для данного региона комплексом

геофизических исследований скважин (ГИС): гамма-каротаж, нейтронный по тепловым нейтронам, гамма-гамма плотностной, литоплотностной, боковой, индукционный, акустический каротаж, кавернометрия. В отдельных скважинах проводились исследования азимутальным электрическим микроимиджером, применялся ядерно-магнитный каротаж, спектрометрический гамма-каротаж. Для комплексного анализа результатов каротажей была применена кластеризация данных ГИС. Ее суть заключается в разделении разреза на интервалы (кластеры), которые затем группируются по степени схожести параметров. В связи с тем, что может быть не один вариант разделения и распределения кластеров, при их группировке будет существовать диапазон неопределенностей. Для анализа выбираются кривые ГИС, которые отражают изменчивость литологических свойств пород. В то же время необходимо следить за схожимостью кластерной модели. Если в качестве исходных использовать большое число

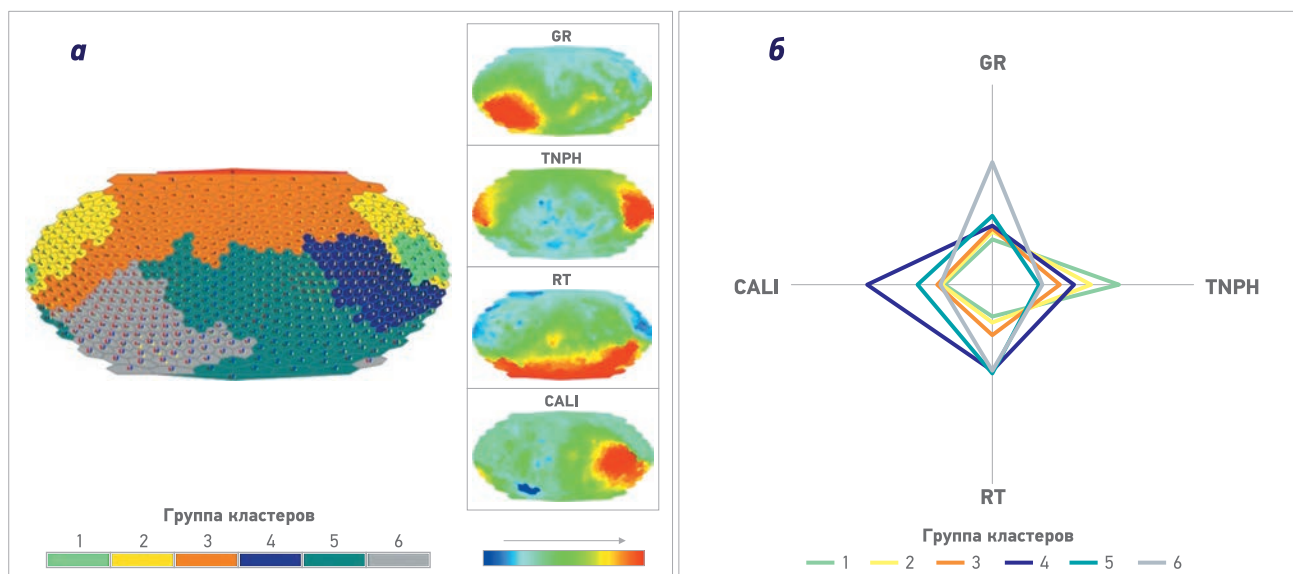


Рис. 1. Кластеризация данных ГИС:
а – самоорганизующиеся карты Кохонена (SOM); б – распределение параметров ГИС

кривых или добавить лишние кривые, то ошибка модели будет увеличиваться. В настоящей работе в качестве параметров были выбраны кривые гамма-каротажа (GR), водородосодержание (TNPH), сопротивление в логарифмическом масштабе (RT), а также разность результатов кавернометрии и номинального диаметра ствола скважины (CALI) (рис. 1). Данные плотностного и акустического каротажей были исключены из выборки, так как ствол скважины имеет многочисленные вывалы, что негативно отражается на качестве этих методов ГИС. Аналитическим путем было определено, что оптимальное число групп кластеров равно шести. Каждая группа имеет характерное распределение данных ГИС (см. рис. 1). Для привязки к геологии кластерных групп, выделенных с помощью математического аппарата, проанализируем каждую полученную группу и проведем сопоставление результатов с керновыми данными. На рис. 2 приведена зависимость газопроницаемости $k_{пр}$ от пористости K_n , полученная по данным анализа керна с учетом деления на кластеры. Поскольку керн из группы кластеров 6 отобран не был, на рис. 2 отображено пять групп. Группы кластеров 1, 2 и 3 имеют преимущественно высокие значения пористости и проницаемости, по данным ГИС характеризуются низкими вывалообразованием и сопротивлением, а также повышенным водородо-

содержанием. Кроме того, из этих интервалов получены притоки нефти. Таким образом, можно сделать вывод, что эти группы кластеров представляют собой коллекторы. Распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) показывает, что группа кластеров 1 является наилучшим коллектором, 2 – коллектором со средними ФЕС, 3 – коллектором с ухудшенными ФЕС. По результатам качественного анализа керна была проведена группировка образцов по степени кавернозности (рис. 3): 0 – монолит, 1 – с единичными крупными кавернами выщелачивания, 2 – с редкими мел-

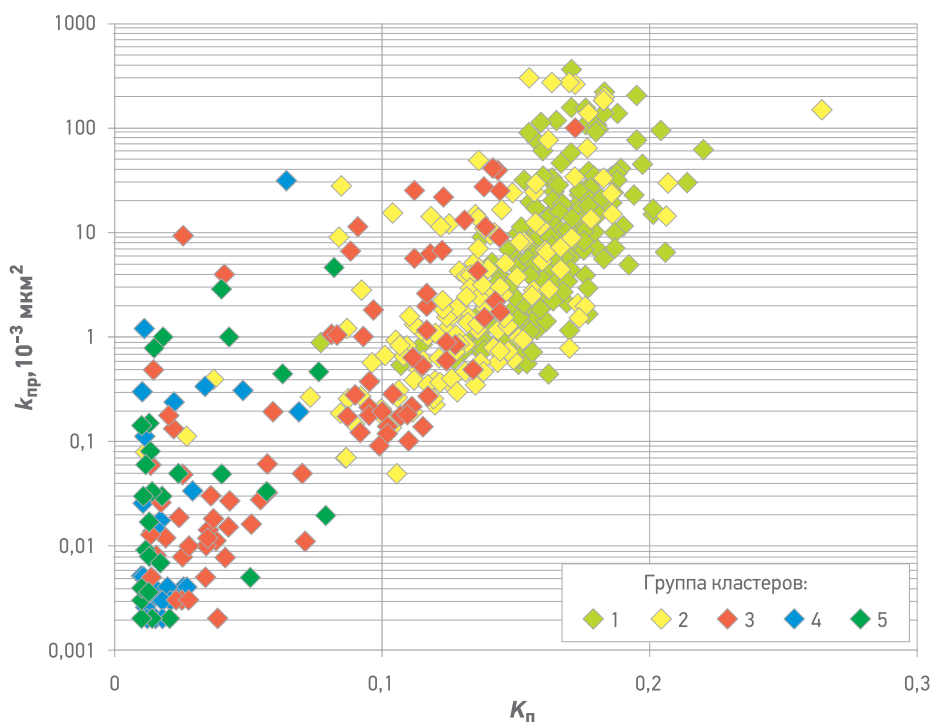


Рис. 2. Зависимость газопроницаемости $k_{пр}$ от пористости K_n с учетом деления на кластеры

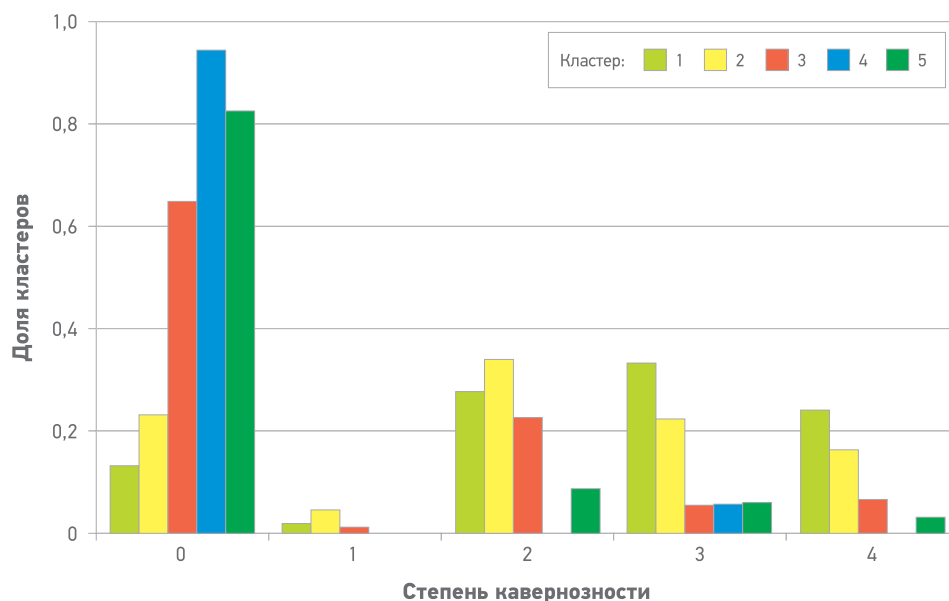


Рис. 3. Относительная доля групп кластеров при разной степени кавернозности

кими кавернами, 3 – средней кавернозности, 4 – сильной кавернозности. Каверны в группах 2, 3, 4 обусловлены многочисленными остатками фораминифер. Сопоставляя степень кавернозности керна с выделенными группами кластеров (рис. 3) можно заметить следующую закономерность: группа кластеров 3 преимущественно имеет низкую кавернозность или монолитную структуру, в то время как группы кластеров 2 и 1 практически полностью состоят из кавернозных образцов. Этот вывод также подтверждается распределением ФЕС на рис. 2.

ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ИНТЕРВАЛОВ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ПРОДУКТИВНОСТИ

Следующим этапом анализа этих трех групп кластеров является сопоставление с фактической добычей. На рис. 4 представлено сопоставление дебитов скважин с проводимостью пласта kh (k – проницаемость; h – толщина пласта) по результатам интерпретации данных ГИС. В связи с тем, что в интервал перфорации может попадать несколько групп кластеров, ему присваивался тип согласно доминирующей группе. Из рис. 4 видно, что выделенные группы кластеров достаточно хорошо группируются по зонам. Кроме того, можно заметить существенное увеличение дебита (до $1500 \text{ м}^3/\text{сут}$) при появлении в разрезе группы кластеров 1. Причина такого скачка дебита может быть связана с особенностями интенсификации добычи нефти. Перед запуском скважины подвергаются солянокислотной обработке (СКО) в течение нескольких суток. При наличии в разрезе высокопроницаемых прослоев группы кластеров 1 большая часть кислоты фильтруется именно в них. В результате остальные группы 2 и 3 подвергаются СКО в меньшей степени, и стимуляция проходит неравномерно. Таким образом, рекомендуется разделять интервалы для СКО, чтобы избежать этого эффекта. Выделение групп кластеров 1, 2, 3 позволило также уточнить эффективные толщины. На рис. 5 представлено сопоставление толщин коллекторов, выделенных стандартным методом Cut-off – «отсечка» по пористости, а также с помощью комплексирования результатов ГИС (кластерный анализ SOM). Из рис. 5 видно, что расхождение составляет более 20 %, причем

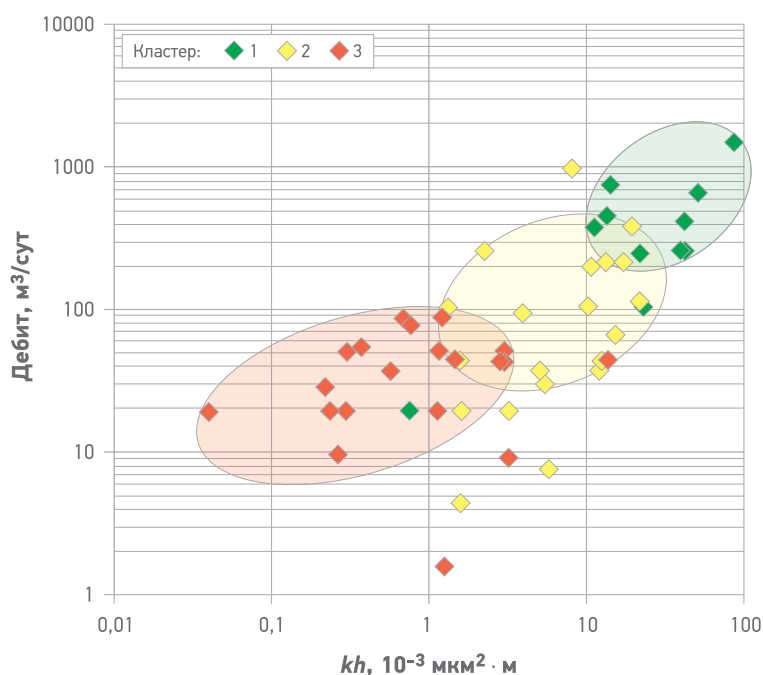


Рис. 4. Сопоставление дебитов скважин и проводимости пласта kh с учетом деления на кластеры

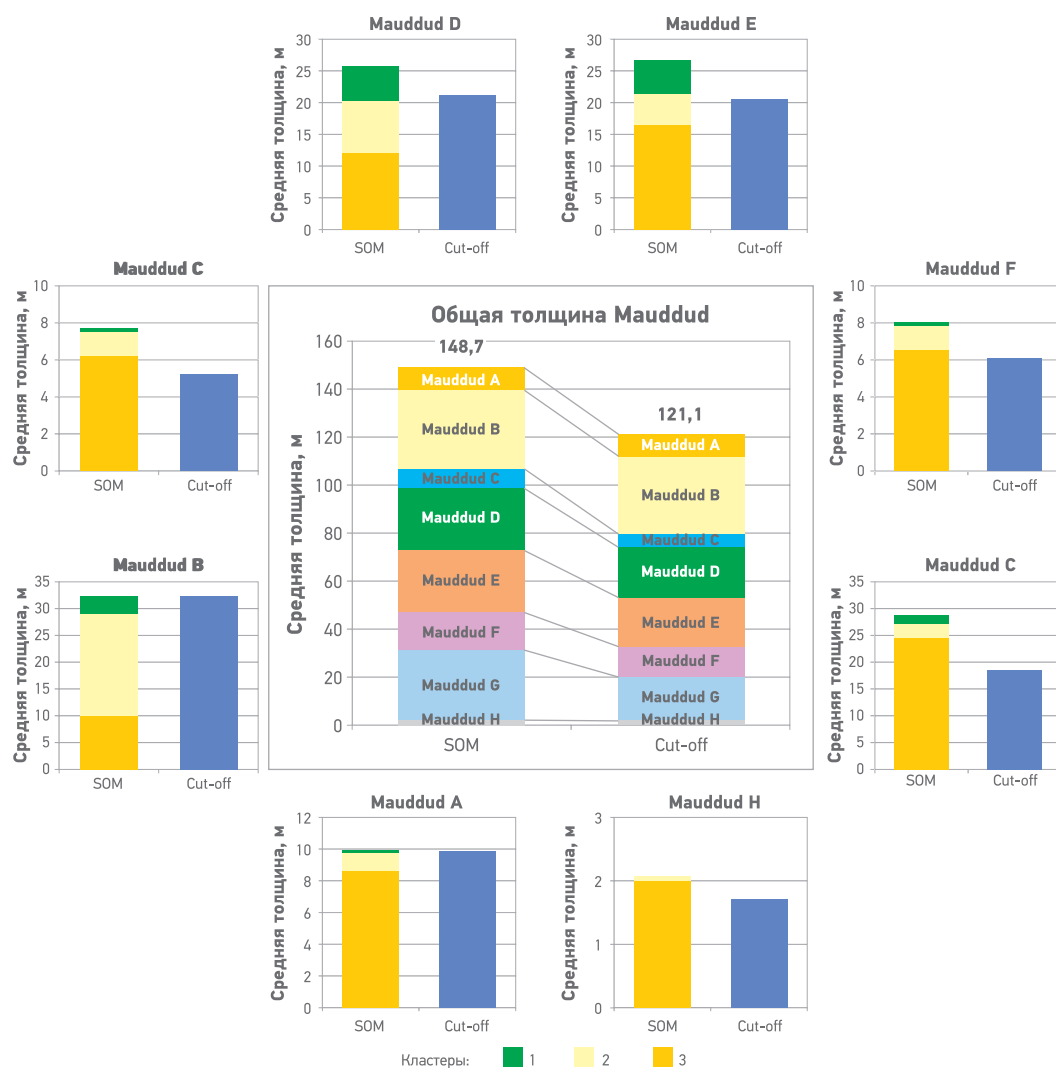


Рис. 5. Сопоставление эффективных толщин пластов Mauddud, выделенных методом отсечки Cut-off и кластеризации SOM

наибольшая разница отмечается в пачках C, D, E, F, G. Выделяемые по кластеризации эффективные толщины в большинстве случаев соответствуют группе кластеров 3 и относятся к коллекторам с невысокими ФЕС. Тем не менее, после перфорации такого интервала в одной из скважин увеличился ее дебит.

Следующие кластерные группы 4 и 5, согласно данным ГИС (см. рис. 1), имеют высокие сопротивления и большие показания кавернометрии. По керну эти группы характеризуются низкими значениями пористости (см. рис. 2) и монолитной структурой породы (см. рис. 3). Таким образом, можно сделать вывод, что группы кластеров 4 и 5 представляют собой породы-неколлекторы с разной степенью вывалообразования. Причина сильного обрушения ствола скважины в интервалах этих пород связана с ориентацией стилолитов. В неколлекторах стилолитизация развивается по напластованию, в результате чего при бурении из-за резкого изменения напряжений в околоскважинном пространстве происходит разрушение породы вдоль стило-

литов. В сочетании с микритовой структурой породы это приводит к обильному вывалообразованию. Раскрытие стилолитовых швов в таких породах при уменьшении давления может быть причиной появления участков керна повышенной проницаемости (см. рис. 2).

ВЫДЕЛЕНИЕ БИТУМИНОЗНЫХ ИНТЕРВАЛОВ

Последняя группа кластеров 6 не охарактеризована керном. Тем не менее по данным ГИС можно сделать достаточно уверенное заключение о геологической природе этой группы. Группа 6 имеет высокие сопротивления и уверенно выделяется по данным гамма-каротажа (см. рис. 1), следовательно, прослой является неколлектором. В одной из скважин был проведен спектральный гамма-каротаж, на основании которого можно сделать вывод о высоком содержании урана в этой петрофации (рис. 6). По данным кавернометрии интервал группы кластеров 6 не

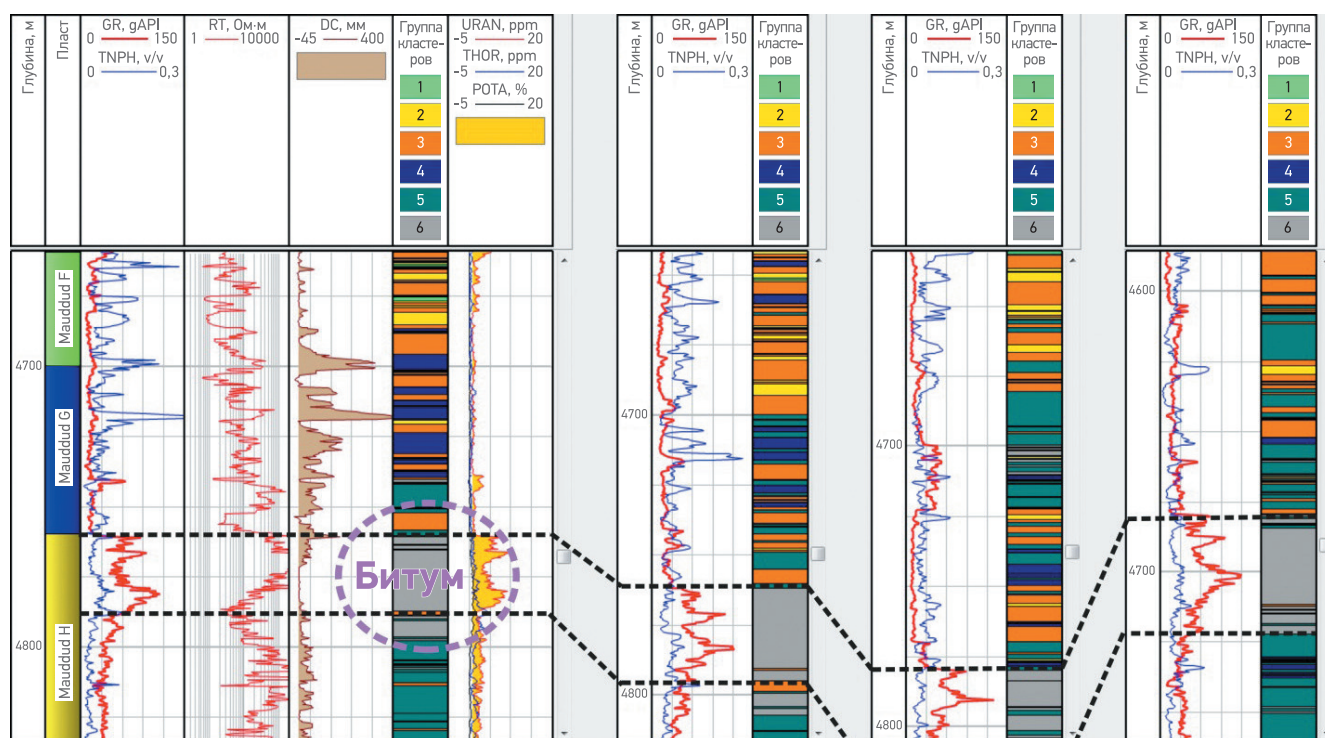


Рис. 6. Корреляция скважин с идентификацией битуминозного интервала

имеет вывалов, т.е. по своей структуре отличается от групп 4 и 5. Таким образом, группа кластеров 6 была приурочена к битуминозной породе. Анализ корреляции всех скважин показал, что описанная петрофация распространена во всех скважинах в кровле пласта Maaddud H (на рис. 6 представлена часть скважин). Это может свидетельствовать о запечатанной залежи, что в свою очередь может быть одной из причин быстрого падения давления в пласте.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование кластеризации данных ГИС является достаточно быстрым и удобным способом их качественной интерпретации. При-

менение этого метода на исследуемом месторождении позволило:

- дифференцировать интервалы коллектора по продуктивности, что может послужить основанием для стадийной СКО, при дальнейшем использовании в геологической модели помочь в выборе наиболее перспективных зон бурения;
- выделить дополнительные интервалы коллектора, которые при вовлечении в добычу позволят повысить дебит скважин;
- определить и проследить битуминозные интервалы в подошве свиты Maaddud, наличие которых может быть причиной быстрого падения давления в процессе разработки месторождения.

Список литературы

1. Dunham Robert J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in Ham, W. E., ed., Classification of Carbonate Rocks: AAPG Memoir 1, p. 108–121.
2. Geology of Iraq/ Saad Z. Jassim, Jeremy C. Goff// Published by Dolin, Prague and Moravian Museum, Brno. – 2006. – 341p.
3. Jafar Qomi Aveili. Sequence Stratigraphy and Sedimentary Environment of Sarvak Formation, in the Oil Field of Kuhmond (Southeast of Iran) // Open Journal of Geology. – 2016. – V. 6. – P. 1344–1360.
4. P. Razin, F. Taati, F.S.P. van Buchem. Sequence stratigraphy of Cenomanian Turonian carbonate platform margins (Sarvak Formation) in the High Zagros, SW Iran: an outcrop reference model for the Arabian Plate // Geological Society, London, Special Publications, 2010, v. 329, p.187–218

Reference

1. Dunham R.J., Classification of carbonate rocks according to depositional texture: edited by Ham W.E., Classification of Carbonate Rocks: AAPG Memoir 1, pp. 108–121.
2. Jassim S.Z., Goff J.C., Geology of Iraq, Published by Dolin, Prague and Moravian Museum, Brno, 2006, 341p.
3. Aveili J.Q., Sequence stratigraphy and sedimentary environment of Sarvak formation, in the oil field of Kuhmond (Southeast of Iran), Open Journal of Geology, 2016, V.6, pp.1344–1360.
4. Razin P., Taati F., van Buchem F.S.P., Sequence stratigraphy of Cenomanian Turonian carbonate platform margins (Sarvak Formation) in the High Zagros, SW Iran: an outcrop reference model for the Arabian Plate, Geological Society, London, Special Publications, 2010, V. 329, pp. 187 – 218

НОВЫЙ МЕТОД УЧЕТА ТРЕЩИНЫ ГРП В ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ НА НЕСТРУКТУРИРОВАННЫХ СЕТКАХ

УДК

622.276.66.001.57

© А.П. Рощектаев,

А.В. Якасов, 2018

A NEW APPROACH FOR ACCOUNTING OF HYDRAULIC FRACTURE IN SIMULATION MODELS
BASED ON UNSTRUCTURED GRIDS

А.П. Рощектаев, к.ф.-м.н., **А.В. Якасов**

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

Электронные адреса: Roshchektaev.AP@gazpromneft-ntc.ru, Yakasov.AV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: неструктурированные сетки, трещина гидроразрыва пласта (ГРП), гидродинамический симулятор, PEBI ячейки

A.P. Roshchektaev, A.V. Yakasov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

The article presents a mathematical model of the inflow to the fracture on PEBI grids. In the proposed approach, the fracture is represented as a set of faces, where each face has its own properties (permeability, width, cross-sectional area). A well corresponds to a node from which a fracture or several fractures emanate at specified angles. The boundary condition at the node is a constant pressure or a constant flow of liquid. Flows from the cells to the faces correspond to flows from the matrix to the fracture, additional flows are recorded in the fracture itself through the faces to the well, taking into account its conductivity.

Keywords: unstructured grids, hydraulic fracturing, hydrodynamic simulator, PEBI cells

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-47-51

ВВЕДЕНИЕ

В связи с развитием вычислительных мощностей и новых численных методов все большее распространение получает использование неструктурированных сеток при моделировании физических процессов, в частности, в гидродинамике. Основное преимущество неструктурированных сеток при гидродинамическом моделировании заключается в гибкости построения геометрии пласта и возможности свободного задания трещин гидроразрыва пласта (ГРП) и разломов. В применяемых коммерческих симуляторах, использующих двухточечную аппроксимацию (например, Eclipse), можно задать трещину ГРП напрямую с помощью локального измельчения. Однако возникает сложность со сходимостью численной схемы из-за большой разницы проницаемости пласта и трещины. При большом числе скважин с ГРП полученная размерность сетки из-за измельчения может также стать слишком большой для расчета. Поэтому применяются аналитические решения для дебита скважины с ГРП, полученные в стационарном случае. Одним из таких способов является моделирование ГРП с помо-

щью скин-фактора. Однако данный способ нельзя использовать, если полудлина трещины сопоставима с размерами сетки скважин, так как он не учитывает правильно геометрию течения. В статье предложена модель трещины ГРП конечной проводимости, не требующая локального измельчения на нерегулярной сетке, в методах Mixed Finite-Element Method (MFEM) [1] и Mimetic Finite-Difference Method (MFDM) [2]. В российской литературе существует аналог данных методов – метод опорных операторов [3].

МЕТОД MFEM

Рассмотрим следующую систему уравнений эллиптического типа, в которой первое уравнение – закон Дарси, второе – закон сохранения массы:

$$\begin{cases} \vec{v} = -k \nabla p \\ \nabla \vec{v} = q, \end{cases} \quad (1)$$

где $\vec{v}$ – скорость фильтрации; p – давление; k – тензор проницаемости; q – источник. Рассматривается однофазный стационарный поток.

Метод заключается в следующем: во-первых, расчет давлений и скоростей проводится одновременно в отличие от двухточечной аппроксимации, когда после определения давления скорость выражается напрямую; во-вторых, применяется слабая формулировка к решению системы уравнений (1), т.е. ищется решение, удовлетворяющее уравнению, умноженному на тестовую функцию и интегрированному по пространству; в-третьих, неизвестное решение определяется суммой базисных функций, которые имеют кусочно-полиномиальный вид (обычно используется полином первой степени). В работе [1] показано, что задачу можно решить с помощью системы уравнений

$$\begin{bmatrix} B & C & D \\ C^T & 0 & 0 \\ D^T & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v \\ -p \\ \pi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ q \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (2)$$

где π – давление на гранях ячеек, вводится для получения положительно определенной системы уравнений.

Для решения системы уравнений (2) применим метод дополнения Шура, в результате которого получают выражение для определения давления на гранях

$$(D^T B^{-1} D - F^T L^{-1} F) \pi = F^T L^{-1} q, \quad (3)$$

где $F = C^T B^{-1} D$, $L = C^T B^{-1} C$.

Затем последовательно находят поля давлений L_p и скоростей B_v

$$L_p = q + F \pi, \quad (4)$$

$$B v = C p - D \pi. \quad (5)$$

МЕТОД MFDM

Метод MFDM можно рассматривать как конечно-разностный двойник вышеописанного метода MFEM, где переменные скоростей заменяются переменными, которые соответствуют потокам через грани ячеек. Также предполагается линейность давления внутри ячейки $p = \vec{x} \cdot \vec{a} + b$.

Система уравнений будет иметь вид, аналогичный системе (2), где вместо вектора скоростей v используется вектор потоков u , а B по смыслу обратна проводимости. В работе [2] представлено несколько способов расчета матрицы B .

ГРАНИЧНЫЕ УСЛОВИЯ И СКВАЖИНЫ

Постоянный поток на грани соответствует появлению правой части в третьем уравнении системы (2). Постоянное давление на грани означает, что в первом уравнении все известные π_k переносятся в правую часть, а соответствующие переменные из третьего уравнения удаляются. В общем виде система (2) будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{bmatrix} B & C & D \\ C^T & 0 & 0 \\ D^T & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u \\ -p \\ \pi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a \\ q \\ c \end{bmatrix}, \quad (6)$$

где a – правая часть уравнения, $a \neq 0$ при известном потоке через грань; c – правая часть уравнения, $c \neq 0$ при известном давлении на грани.

При добавлении скважины ее периметр можно рассматривать как отдельную границу с постоянным давлением либо с постоянным дебитом.

Дебит скважины можно записать по аналогии с первым уравнением системы (2), введя скважинный индекс W

$$W I_i^{-1} \theta_i - p_i + p_{W,i} = 0, \quad (7)$$

где θ_i , $p_{W,i}$ – соответственно дебит и забойное давление i -й скважины.

В зависимости от того, какая переменная (θ или p_W) известна, действуют так же, как в случае постоянного потока или постоянного давления. В общем виде система выглядит следующим образом:

$$\begin{bmatrix} B & 0 & C & D & 0 \\ 0 & B_W & C_W & 0 & D_W \\ C^T & C_W^T & 0 & 0 & 0 \\ D^T & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & D_W^T & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u \\ \theta \\ -p \\ \pi \\ p_W \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a \\ a_W \\ q \\ c \\ c_W \end{bmatrix}, \quad (8)$$

где a_W – правая часть уравнения, $a_W \neq 0$ при известном θ ; c_W – правая часть уравнения, $c_W \neq 0$ при известном p_W .

Если матрицы B и D соединить по диагонали, а матрицу C по вертикали, то получим систему уравнений (6).

ДОБАВЛЕНИЕ ТРЕЩИНЫ ГРП

Пусть задана трещина проницаемостью k_f шириной m и высотой h . На рис. 1 показана схема притока к полутрещине, окруженной

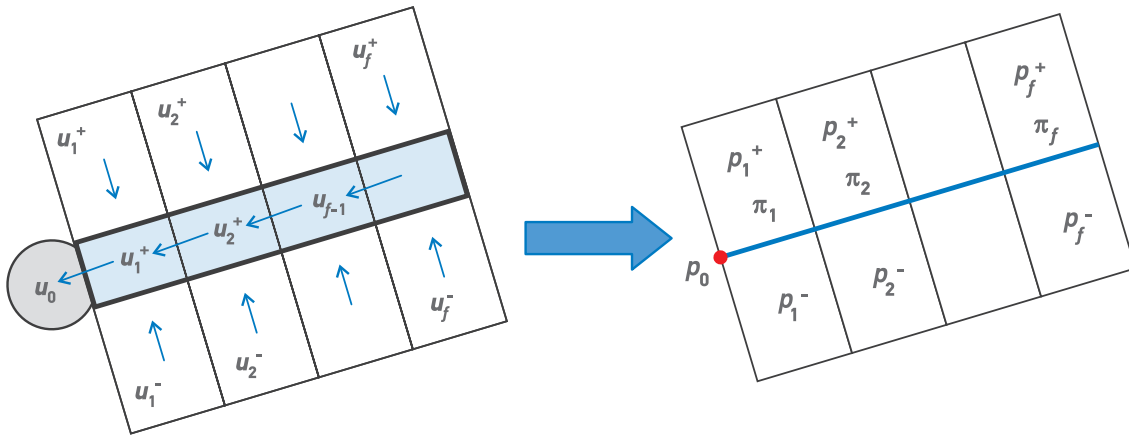


Рис. 1. Приток к трещине ГРП (а) и моделирование трещины в расчетной сетке (б)

ячейками сетки. В расчетной сетке трещину можно задать набором граней ячеек с нулевой шириной (на рис. 1, а трещина имеет ненулевую ширину для наглядности), сама скважина будет представлена в виде точки на пересечении граней (красная точка на рис. 1, б).

Приведем уравнения для притока из ячеек к граням, соответствующим трещине

$$\begin{aligned} B_1^- u_1^- - p_1^- + \pi_1 &= 0 \\ B_1^+ u_1^+ - p_1^+ + \pi_1 &= 0 \\ &\dots \\ B_f^+ u_f^+ - p_f^+ + \pi_f &= 0, \end{aligned} \quad (9)$$

а также для потока внутри трещины

$$\begin{aligned} u_f &= 0 \\ u_{f-1} &= T_{fr}(\pi_{f-1} - \pi_f) \\ &\dots \\ u_1 &= T_{fr}(\pi_1 - \pi_2) \\ \{u_0\} &= 2T_{fr}(p_0 - \pi_0), \end{aligned} \quad (10)$$

где $T_{fr} = k_f h m / \Delta l$ – проводимость трещины; Δl – расстояние между центрами граней; p_0 – давление в скважине.

Приток к скважине от l -й полутрещины представим в виде

$$B_l u_{0l} - p_0 + \pi_{1l} = 0. \quad (11)$$

Если известно давление в скважине p_0 , то оно переносится в правую часть уравнения (11). В системе уравнений (6) в вектор u добавляется вектор неизвестных $\{u_{0l}\}$, чей размер равен числу полутрещин n_f . К матрице B диагонально добавляется B_l . Для того, чтобы учесть давление на грани π_{1l} , матрица D вертикально увеличивается на n_f и в соответствующем столбце для u_{0l} прописывается значение 1.

Если известен дебит скважины, то дополнительно увеличивается вектор p до переменной p_0 , матрица C возрастает диагонально и в соответствующем столбце для p_0 прописывается значение 1. Условие для дебита q будет выполняться во втором уравнении системы (6) добавлением значения q_w в правую часть вектора q

$$\sum_{i=1}^{n_f} u_{0i} = q_w. \quad (12)$$

Для учета потока в самой трещине запишем

$$\begin{aligned} -u_1^+ - u_1^+ - u_0 + u_1 &= 0 \\ -u_2^+ - u_2^+ - u_1 + u_2 &= 0 \\ &\dots \\ -u_f^+ - u_f^+ - u_{f-1} + 0 &= 0. \end{aligned} \quad (13)$$

Перепишем в следующем виде:

$$\begin{aligned} u_1^+ - u_1^+ + u_0 - T_{fr}\pi_1 + T_{fr}\pi_2 &= 0 \\ u_2^+ + u_2^+ + u_0 + T_{fr}\pi_1 - 2T_{fr}\pi_2 + T_{fr}\pi_3 &= 0 \\ &\dots \\ u_f^+ + u_f^+ + T_{fr}\pi_{f-1} - T_{fr}\pi_f &= 0, \end{aligned} \quad (14)$$

или в общем виде

$$D^T u + E \pi = 0, \quad (15)$$

где

$$E = T_{fr} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 1 & -2 & 1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -2 & 1 & \dots & 0 & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 & -1 \end{bmatrix}. \quad (16)$$

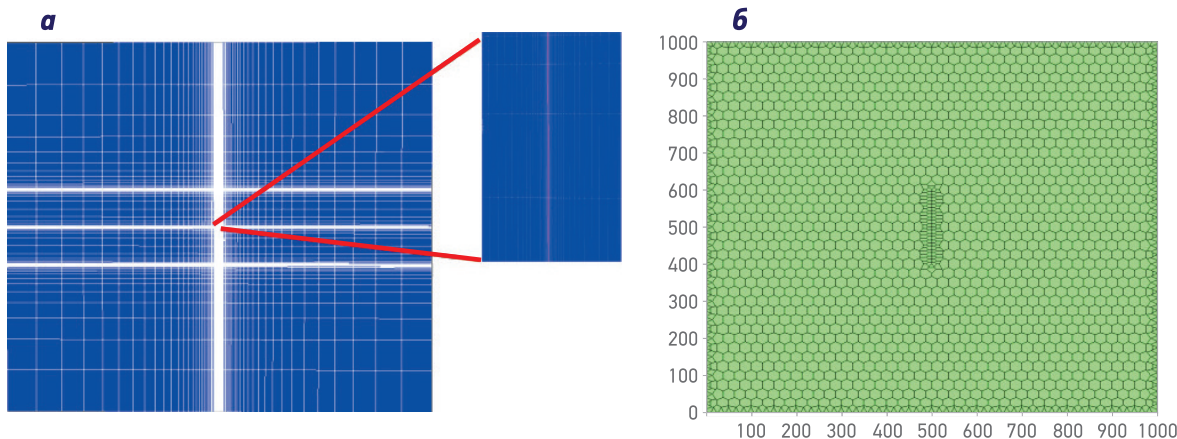


Рис. 2. Модели трещины ГРП в программе Eclipse (а) и на неструктурированной сетке (б)

Система уравнений (6) преобразуется следующим образом:

$$\begin{bmatrix} B & C & D \\ C^T & 0 & 0 \\ D^T & 0 & E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u \\ -p \\ \pi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a \\ q \\ c \end{bmatrix}. \quad (17)$$

НЕСТАЦИОНАРНАЯ ОДНОФАЗНАЯ ЗАДАЧА ФИЛЬТРАЦИИ

Систему уравнений (17) можно модифицировать для решения нестационарной однофазной задачи [4]. Для этого проведем дискретизацию второго уравнения системы с учетом сжимаемости

$$\frac{c_t}{\Delta t} p^{n+1} \varphi^{n+1} V - \frac{c_t}{\Delta t} p^n \varphi^n V + \sum_k u_k = q, \quad (18)$$

где c_t – общая сжимаемость; φ – пористость; V – объем.

В общем виде

$$C^T u + p^{n+1} p = q + p_n. \quad (19)$$

Тогда система уравнений (17) примет следующий вид:

$$\begin{bmatrix} B & C & D \\ C^T & -p^{n+1} & 0 \\ D^T & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u \\ -p \\ \pi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a \\ q + p^n \\ c \end{bmatrix}. \quad (20)$$

Для решения системы уравнений (20) предлагается такой итерационный подход, когда поровый объем берется с предыдущего временного шага. Цикл продолжается, пока не будет выполняться условие $|p_{n+1} - p_g| < \varepsilon$.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Для моделирования трещины ГРП в программе Eclipse использовалось измельчение сетки (рис. 2, а) в квадратной области без перетоков. В данной модели число

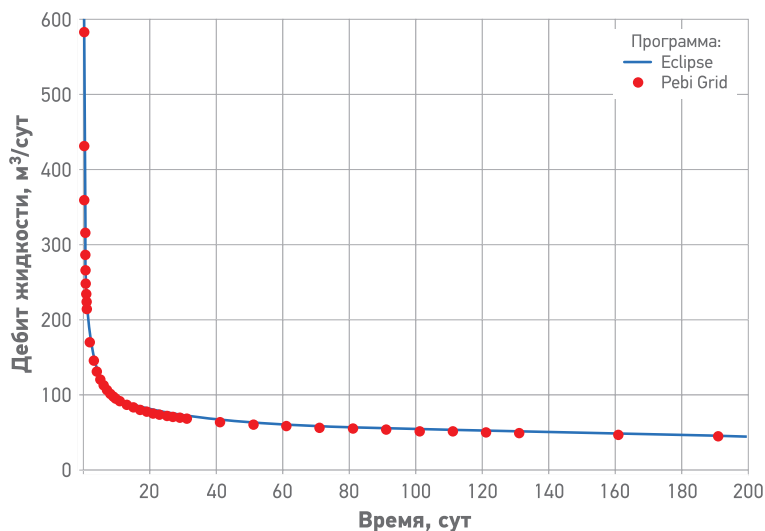


Рис. 3. Динамика дебита жидкости

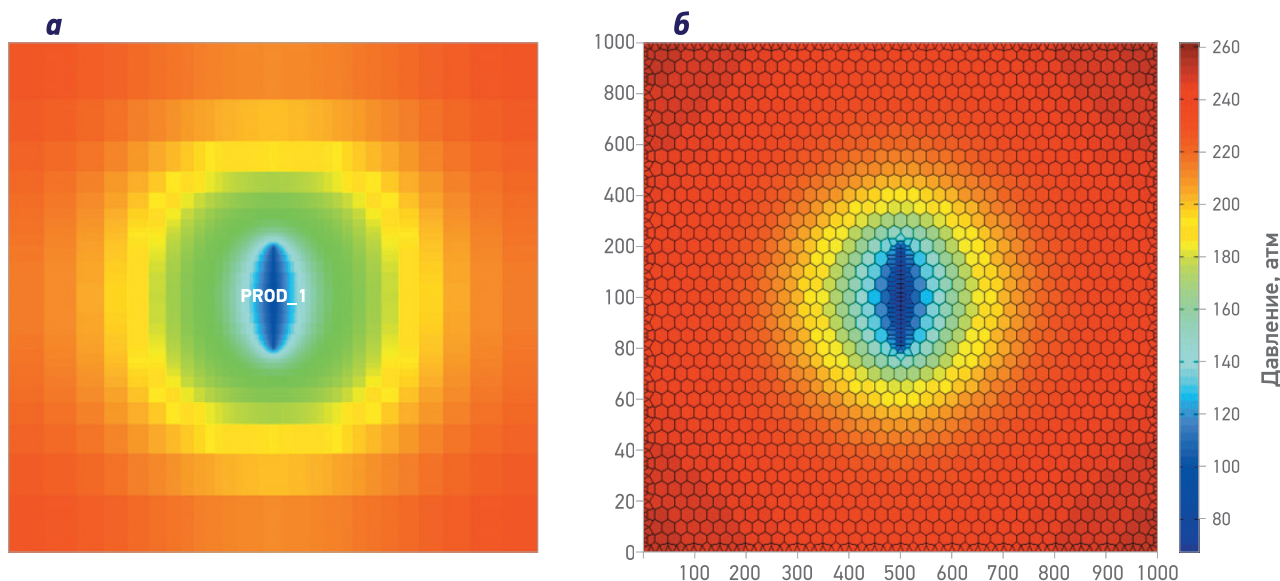


Рис. 4. Карты давлений, построенные в программе Eclipse (а) и на неструктурированной сетке (б)

ячеек составляло 9603, кроме того, была построена аналогичная модель на неструктурированной сетке из 2102 ячеек (рис. 2, б). На рис. 3 приведено сравнение динамики нестационарного дебита жидкости скважины с ГРП для моделей, построенных в двух различных программах. Из рис. 3 видно, что предложенная модель хорошо согласуется с расчетами на коммерческом симуляторе Eclipse, но при этом не требует существенного локального измельчения вблизи трещины ГРП.

На рис. 4 показаны карты давлений, построенные в программах Eclipse и Pebi Grid. Следует отметить, что на неструктурированной сетке можно легко реализовать варианты, когда полутрещины лежат не на одной прямой и имеют разные значения полудлин. Кроме того, число полутрещин может быть больше двух.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализованная модель позволяет определить динамику добычи и закачки скважин с трещинами ГРП конечной проводимости без существенного измельчения сетки, которое часто используется для корректного воспроизведения потоков. Сравнение этой динамики с результатами, полученными на коммерческом симуляторе с помощью локального измельчения, показало высокую точность разработанной модели. Кроме того, данная модель может быть легко расширена для решения многофазной задачи.

Список литературы

1. Brezzi F., Fortin M. *Mixed and Hybrid Finite Element Methods*, volume 15 of Springer Series in Computational Mathematics. – New York, Springer-Verlag, 1991, ISBN 0-387-97582-9.
2. Brezzi F., Lipnikov K., Simoncini V. A family of mimetic finite difference methods on polygonal and polyhedral meshes. *Math. Models Methods Appl. Sci.*, 15:1533-1553, 2005. DOI:10.1142/S0218202505000832.
3. Разностные схемы на нерегулярных сетках / А.А. Самарский, А.В. Колдоба, Ю.А. Повещенко [и др.]. – Минск: ЗАО «Критерий», 1996. – 276 с.
4. Natvig J.R., Skaflestad B. Multiscale Mimetic Solvers for Efficient Streamline Simulation of Fractures Reservoirs // SPE 119132. – MS. – 2009.

Reference

1. Brezzi F., Fortin M., *Mixed and hybrid finite element methods*, New York: Springer-Verlag, 1991. 362 p.
2. Brezzi F., Lipnikov K., Simoncini V., *A family of mimetic finite difference methods on polygonal and polyhedral meshes*, *Math. Models Methods Appl. Sci.*, 2005, V. 15, pp. 1533-1553.
3. Samarskiy A.A., Koldoba A.V., Poveshchenko YU.A. et al., *Raznostnyye skhemy na neregulyarnykh setkakh* (Difference schemes on irregular grids), Minsk: Kriteriy Publ., 1996.
4. Natvig J.R., Skaflestad B., *Multiscale mimetic solvers for efficient streamline simulation of fractures reservoirs*, SPE 119132-MS, 2009.

ТИПИЧНЫЕ ОШИБКИ ПРИ СОЗДАНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ. ЧАСТЬ I. РЕМАСШТАБИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

С.В. Кайгородов

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

Электронный адрес: Kaygorodov.SV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, ремасштабирование, геомодель, ошибки, экспертиза

S.V. Kaygorodov Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

For various reasons at each stage of the creation of the reservoir simulation model, errors may occur. As a result it leads to the deterioration in the quality of the model and decrease its forecast abilities. The article describes typical errors that occur during the transition from the geological model to the simulation model, and also gives recommendations for identifying and correcting such errors.

Keywords: reservoir simulation, upscaling, geomodel, errors, expertise

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-52-58

ВВЕДЕНИЕ

Процесс создания гидродинамической модели (ГДМ) включает интеграцию всех имеющихся данных, их верификацию и приведение в соответствие друг с другом. Поэтому специалист, занимающийся гидродинамическим моделированием, должен понимать основы обработки, физические принципы и ограничения сейсмических методов, геофизических и гидродинамических исследований скважин, исследований ячеек и флюидов, геостатистики, седиментологи, знать физику пласта, технику и технологии добычи.

Серия статей, основанная на опыте автора по созданию моделей и проведению экспертиз, призвана познакомить инженеров, занимающихся гидродинамическим моделированием, с наиболее распространенными ошибками и неточностями, возникающими при создании ГДМ, чтобы исключить их дальнейшее появление, а также дать методические рекомендации для улучшения качества моделей. Серия состоит из шести частей, в соответ-

ствии с этапами создания ГДМ: ремасштабирование геомодели, задание PVT-свойств флюидов и породы, относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления, начальных и граничных условий и инициализация ГДМ, а также задание истории работы скважин и адаптации модели, расчет прогнозных вариантов.

В данной статье рассмотрены ремасштабирование структуры и свойств геологической модели, критерии выбора размера сетки ячеек, методы и критерии оценки качества проведенного апскейлинга.

РАЗМЕР И ОРИЕНТАЦИЯ СЕТКИ ЯЧЕЕК

Выбор размера ячеек – первый вопрос, который возникает при переходе от геологической модели к гидродинамической. Решение заключается в поиске баланса между скоростью и точностью расчетов. Чем больше размер ячеек, тем более грубой и менее точной будет модель, но тем быстрее она будет рассчитана.

Оптимальное время расчета ГДМ – не более 1-2 ч для обеспечения маневренности расчетов, желательно 30-40 мин. Чем больше расчетов будет выполнено за фиксированный промежуток времени, тем больше появляется возможностей для уточнения модели.

Для того, чтобы определить, до какой степени можно укрупнить ячейки геомодели, выполняют:

- 1) расчет ГДМ с геологической сеткой;
- 2) несколько вариантов укрупнения геомодели;
- 3) расчет ГДМ с укрупненными ячейками и сравнение с п. 1.

Далее имеются два варианта выбора оптимального уровня укрупнения:

- максимальное укрупнение с погрешностью расчетов относительно геологической сетки, не превышающей допустимой;
 - укрупнение, выше которого скорость расчетов растет незначительно, а погрешность начинает увеличиваться гораздо быстрее.
- При определении параметров укрупнения геомодели и уровня допустимой погрешности следует помнить, что степень детальности геологической и гидродинамической моделей должна соответствовать степени изученности месторождения. Невозможно получить модель, более точную, чем точность исходных данных.

По латерали размер ячеек ограничивается минимальным расстоянием между скважинами. Согласно регламенту [1] на стадии разведки и начальной стадии эксплуатации месторождения «...рекомендуется, чтобы между забоями скважин независимо от расстояния между ними было не менее

10 ячеек. На этапе эксплуатационного разбуривания число ячеек между скважинами уменьшается...». В документе компании [2] говорится «...При реализации процесса заводнения в модели рекомендуется выдерживать минимальное расстояние между скважинами, одновременно работающими на один объект разработки: не менее 3–5 ячеек (оптимально – 10)...».

С точки зрения геостатистики основными параметрами, определяющими строение геологических тел, являются ранги вариограмм. Поэтому для сохранения строения геологических тел при ремасштабировании геомодели рекомендуется выбирать размеры ячеек не более 1-1,5 рангов вариограмм. Однако большинство геологических тел имеют значительную протяженность, и случаи, когда латеральный размер ячейки сопоставим с рангом вариограммы, скорее редкость, чем правило. В то же время при вертикальном ремасштабировании можно добиться сохранения строения тел, проводя неравномерное объединение слоев, что будет описано ниже.

В условиях крайней ограниченности исходных данных может возникнуть ситуация излишней детализации модели. Точность результатов моделирования такая подробная сетка не увеличивает, а вычислительных ресурсов требуется значительно больше, чем необходимо для решения задачи.

Еще один важный вопрос, иногда не учитываемый при построении геологической модели – ориентация сетки ячеек, которая может существенно влиять на результаты моделирования. На рис. 1 показаны ре-

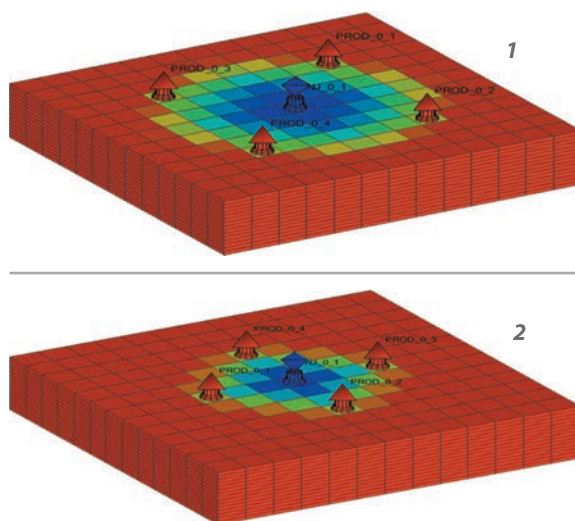
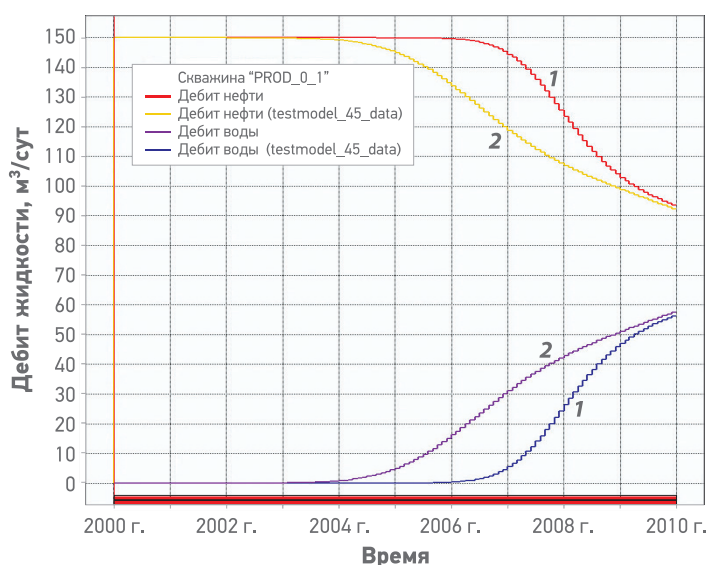


Рис. 1. Влияние ориентации сетки на динамику добычи:

1, 2 – модель с ориентацией сетки скважин, соответственно не совпадающей и совпадающей с направлением основных фильтрационных потоков в пласте

зультаты расчета двух одинаковых моделей, различающихся только ориентацией сетки ячеек. Из **рис. 1** видно, что при ориентации сетки ячеек, не совпадающей с направлениями основных фильтрационных потоков в пласте, прорыв воды в добывающие скважины происходит позже, и расчетная динамика добычи нефти получается более оптимистичной.

Для получения адекватных результатов расчета модели ориентация сетки ячеек должна соответствовать преимущественным направлениям потока в пласте, определяемым сеткой скважин, непроницаемыми разломами, литологическими границами, трещиноватостью, региональным стрессом и другими факторами.

РЕМАСШТАБИРОВАНИЕ СТРУКТУРЫ

Для максимального сохранения геологической неоднородности и учета характера осадконакопления необходимо правильно выбрать способ нарезки слоев как при построении геомодели, так и при ее ремасштабировании. В **табл. 1** приведено сопоставление способов нарезки и характера осадконакопления.

Таблица 1

Способ нарезки слоев при ремасштабировании геомодели	Характер осадконакопления
С налеганием (Follow top, Follow surface)	Постепенное увеличение площади осадконакопления (например, заполнение выветренных прогибов фундамента)
Пропорционально (Proportional) для равномерно распределенной неоднородности; с прямым указанием объединяемых слоев (Fractions) для неравномерно распределенных прослоев коллектора/ неколлектора	Любое осадконакопление без особенностей (толщины различаются из-за разной степени уплотнения пород)
С эрозией (Follow base)	Срез части накопленных осадков (например, часть бара подвергается эрозии при понижении уровня моря)

Кроме характера осадконакопления, нужно также обращать внимание на протяженность глинистых перемычек в модели и для их сохранения при ремасштабировании объединять слои не пропорционально, а прямым перечислением объединяемых слоев (Fractions).

На **рис. 2** показано распределение песчаности по ячейкам двух скважин. Слева на каждом из планшетов показаны ячейки исходной геомодели, посередине и справа – варианты ремасштабированных геомodelей. Из **рис. 2** видно, что в результате

некорректного выбора нарезки слоев в модели посередине, когда вместо Fractions использовали пропорциональный способ нарезки, расчлененность по разрезам скважин практически пропала. При выборе непропорционального способа объединения слоев (в модели справа) удалось сохранить вертикальную неоднородность.

Однако даже при использовании неравномерной нарезки может нарушиться вертикальная неоднородность. Например, если при объединении слоев не учитывать литологию, то в один слой могут быть включены коллектор и неколлектор, перемычки исчезнут и появится гидродинамическая связь между разными не связанными в геомодели пластами. Необходимо также по возможности избегать объединения слоев, принадлежащих к разным фациям.

Одним из важных критериев качества перехода от геологической модели к фильтрационной является сохранение структурной модели. Для этого проводится контроль сохранения всех реперов геологической модели. Прежде всего проверяется соответствие координат скважин. На **рис. 3, а** представлен пример графика отклонений координат скважин в фильтрационной модели от их координат в геологической модели (на кровле прослая, соответствующего самому верхнему слою фильтрационной модели). В идеале точки на таком графике должны группироваться около нуля и не выходить за пределы диапазона $\pm 1/2$ размера ячейки ремасштабированной модели, т.е. в рассматриваемой модели ± 50 м. Отклонение в пределах указанного диапазона связано с тем, что в фильтрационной модели скважина располагается строго по центру ячейки, а в геомодели может проходить через любую ее часть. Как видно из **рис. 3, а**, ряд скважин имеет смещение координат выше допустимых значений. Смещение траекторий можно заметить и по их пересечению с ячейками 3D грида (см. **рис. 3, б**).

Следует отметить, что подобные смещения скважин могут возникнуть при использовании разных программ для создания геомодели и ее ремасштабирования.

Таким образом, для исключения ошибок, связанных со смещением скважин по laterали, при оценке сохранения структурной модели на кроссплоте отбивок кровли пластов по скважинам следует сравнивать глубины пересечения только скважин фильтрационной модели (или только геологической) со структурным каркасом модели. На **рис. 4** показан пример такого сравнения, где кроме кроссплота приведе-

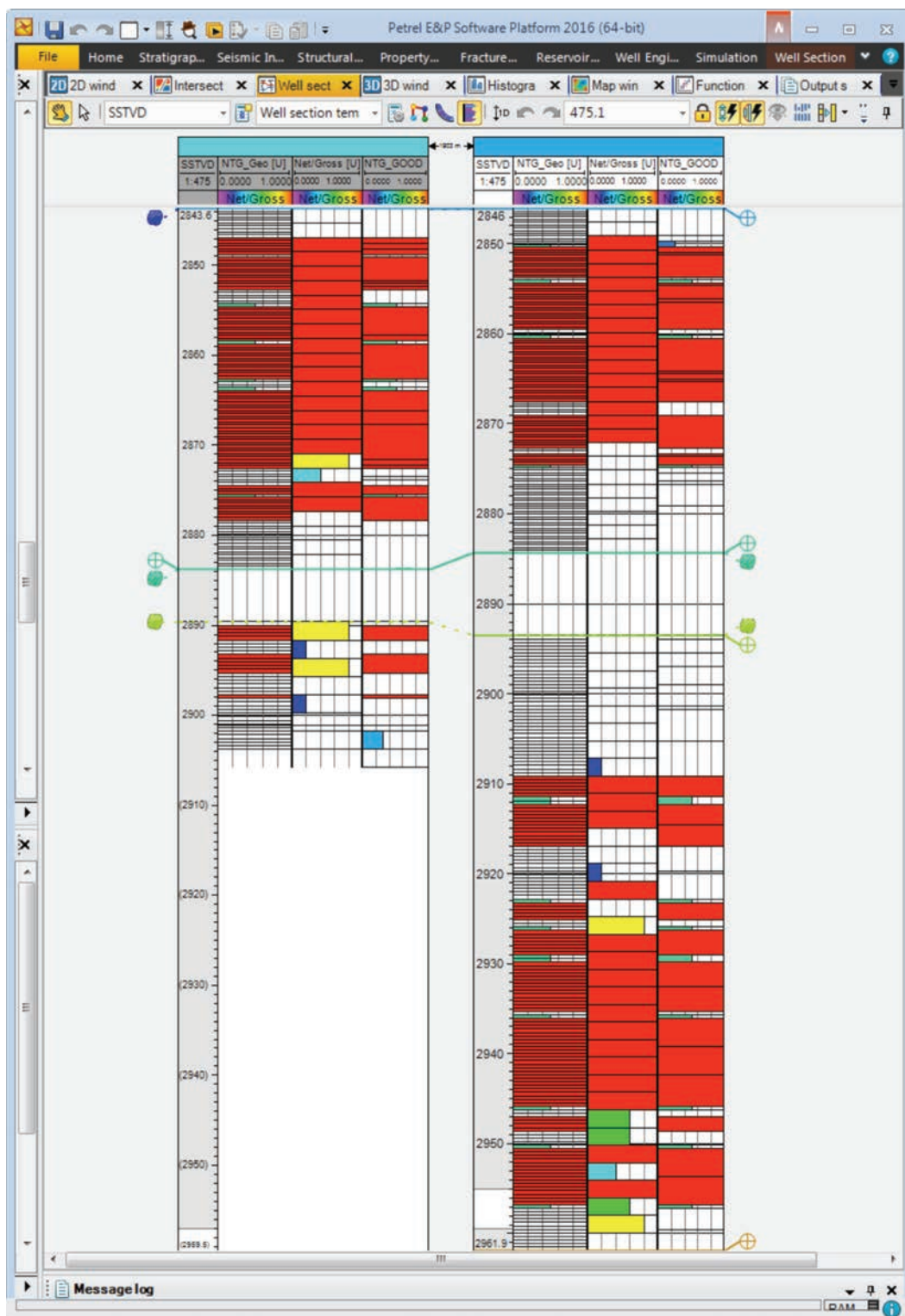


Рис. 2. Пример потери вертикальной неоднородности в результате неправильного выбора алгоритма объединения слоев при ремасштабировании

на гистограмма разницы отбивок кровли по скважинам. В данном примере отклонения находятся в пределах допустимых ± 2 м, определяемых как диапазон вариации глубин структурной поверхности в пределах укрупняемых по латерали ячеек (при отсутствии укрупнения по латерали изменения структуры должны отсутствовать).

Следующим критерием корректности проведенного ремасштабирования структуры является сохранение положения разломов, которое можно оценить визуально. Кроме того, следует контролировать положение скважин относительно разломов, чтобы в результате этой процедуры они не оказались по другую сторону разлома.

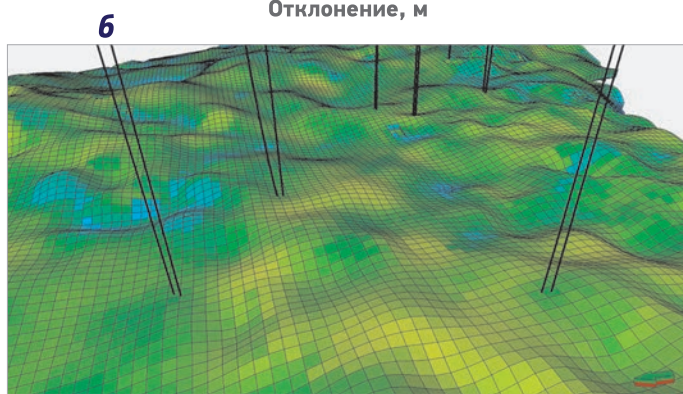
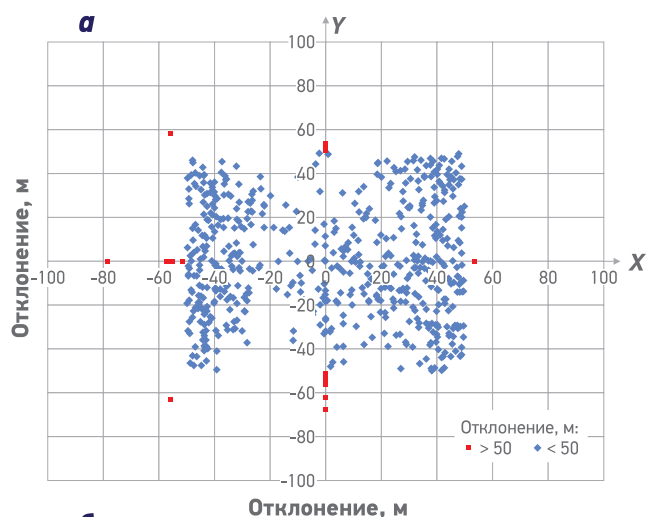


Рис. 3. Отклонение координат скважин в фильтрационной модели от их координат в геологической модели (а) и визуализация смещения траекторий на сетке модели (б)

Еще одним важным моментом является проверка ортогональности ячеек. Согласно методическому документу [2] допустимое отклонение составляет не более 30° . В случае превышения этого значения необходима корректировка, иначе возможно снижение точности расчета. Если невозможно скорректировать сетку ячеек в гидродинамической модели, то можно использовать алгоритмы многоточечной аппроксимации потока (например, ключевое слово MPFA в Eclipse 300 или Tempest MORE), которые обеспечивают строгий учет как неортогональности ячеек, так и тензорной проницаемости [2, 3], позволяя снизить эффект ориентации сетки.

Как правило, проблемы с ортогональностью возникают в ячейках рядом с разломом. Для того, чтобы геометрия ячеек не искажалась разломами, при создании геомодели можно использовать зигзагообразные разломы (zig-zag type faults).

РЕМАСШТАБИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОРОД

Алгоритмы усреднения свойств пород широко известны, но и здесь возникают погрешности. В табл. 2 приведены способы усреднения статических свойств при ремасштабировании.

Как отмечалось выше, объединять ячейки с разными фациями не рекомендуется, но

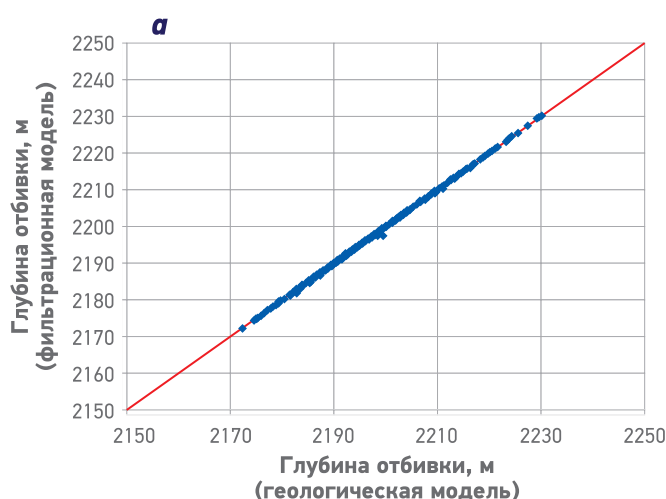


Рис. 4. Кроссплот (а) и гистограмма разницы (б) отбивок кровли пластов по скважинам геологической и фильтрационной моделей

Таблица 2

Параметры	Формула	Алгоритм
Песчанность	$NTG^{Ups} = \frac{1}{V_b} \sum_{i,j,k} NTG_{i,j,k} \cdot V_{i,j,k}$	Среднее арифметическое со взвешиванием по общему объему ячеек
Пористость	$\varphi^{Ups} = \frac{\sum_{i,j,k} \varphi_{i,j,k} \cdot NTG_{i,j,k} \cdot V_{i,j,k}}{\sum_{i,j,k} NTG_{i,j,k} \cdot V_{i,j,k}}$	Среднее арифметическое со взвешиванием по эффективному объему ячеек
Насыщенность	$S_w^{Ups} = \frac{\sum_{i,j,k} S_{w,i,j,k} \cdot \varphi_{i,j,k} \cdot NTG_{i,j,k} \cdot V_{i,j,k}}{\sum_{i,j,k} \varphi_{i,j,k} \cdot NTG_{i,j,k} \cdot V_{i,j,k}}$	Среднее арифметическое со взвешиванием по поровому объему ячеек

Примечания. NTG^{Ups} , φ^{Ups} , S_w^{Ups} – ремасштабированные соответственно песчанность, пористость и водонасыщенность; $V_{i,j,k}$, $N_{i,j,k}$, $\varphi_{i,j,k}$, $S_{w,i,j,k}$ – значения в ячейке с индексами i, j, k соответственно объема ячейки, песчанности, пористости и водонасыщенности; V_b – суммарный объем ячеек.

при возникновении такой необходимости используется метод усреднения для дискретных свойств – выбор наиболее часто встречающегося значения со взвешиванием по объему ячейки.

Для апскейлинга абсолютной проницаемости существует множество методов, зависящих от степени неоднородности и не-изотропности пласта и направлений течения [2], но наиболее точный результат может быть получен при ремасштабировании проницаемости в полный тензор на основе расчета потоков (flow-based upscaling). Однако расчет моделей с полным тензором проницаемости существенно увеличивает время расчета, поэтому часто проводят flow-based upscaling с сохранением только главных компонентов тензора проницаемости. При этом следует помнить о том, что при таком способе ремасштабирования в фильтрационной модели следует использовать все три куба проницаемости (по осям X , Y и Z), поскольку только вместе они несут информацию об анизотропии проницаемости макромасштаба, которая была заложена в исходной геомодели и которая пропадет, если использовать только один из этих кубов. Однако следует понимать, что полученные кубы не несут информацию об анизотропии проницаемости микромасштаба, определяемой по керновым исследованиям, если она не была заложена в исходном свойстве проницаемости. Поэтому в геологической модели нужно создать свойство вертикальной проницаемости, определяемое как произведение горизонтальной проницаемости и ани-

зотропии проницаемости, полученной по керну, а затем использовать оба куба проницаемости при проведении ремасштабирования.

Тогда полученные в результате апскейлинга кубы будут содержать информацию и о микронеоднородности по керну и о макронеоднородности исходной геомодели. Если программное обеспечение не позволяет осуществить такую процедуру, то анизотропию проницаемости микромасштаба можно учесть в гидродинамической модели, домножив на нее вертикальную проницаемость, полученную при ремасштабировании.

Часто для расчета проницаемости используется зависимость пористость – проницаемость, полученная по данным анализа керна, и у

специалиста, выполняющего ремасштабирование геомодели, возникает вопрос, стоит ли ремасштабировать проницаемость или можно пересчитать ее в зависимости от ремасштабированной пористости. Для ответа на этот вопрос необходимо знать, что зависимость пористость – проницаемость, как правило, экспоненциальная или степенная, следовательно, небольшое изменение пористости может вызвать значительное изменение рассчитанной по зависимости проницаемости. При объединении нескольких ячеек с различными значениями пористости значение итоговой пористости будет отличаться от исходных значений в ячейках, и это различие будет зависеть от степени неоднородности пласта и грубости ремасштабирования (т.е. от числа ячеек, объединяемых в одну). Таким образом, для неоднородных коллекторов правильнее (точнее) проводить апскейлинг проницаемости, а не пересчитывать ее в зависимости от пористости.

В качестве критериев оценки качества ремасштабирования свойств обычно используют результаты:

- сопоставления геолого-статистических разрезов (ГСР) исходной геологической модели и ремасштабированной;
- проверки сохранения вида распределения, среднего и медианного значения на гистограммах свойств;
- оценки диапазона отклонения на картах разницы свойств (не более 5 %);
- визуальной проверки сохранения глинистых перемычек на разрезах месторождения;
- сопоставления запасов углеводородов

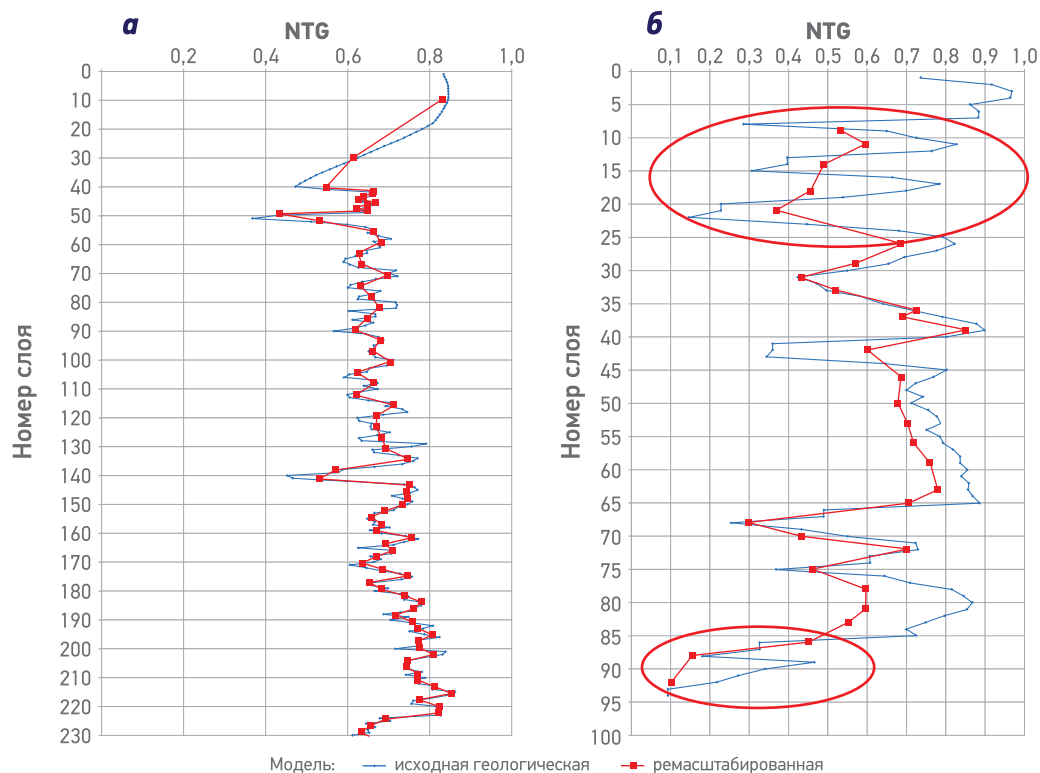


Рис. 5. Примеры ГСР с сохранением (а) и искажением (б) вертикальной неоднородности в результате апскейлинга

(отклонение не должно превышать 5 %).

На рис. 5 приведены два примера ГСР, иллюстрирующих степень сохранения вертикальной неоднородности. На рис. 5, а ремасштабирование практически не повлияло на распределение глинистых перемычек, а на рис. 5, б заметно искажение вертикальной неоднородности в верхней и нижней частях пласта.

Самым показательным критерием оценки качества ремасштабирования является величина отклонения результатов расчетов модели с укрупненными ячейками от результатов расчета модели с исходной геологической сеткой.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренные в данной статье аспекты ремасштабирования геомодели раскрывают основные подходы к этому процессу и показывают места, где специалист должен быть особенно внимателен, чтобы не совершить ошибку, которая может оказаться критической для дальнейшего создания фильтрационной модели и достоверности выполняемых по ней прогнозов. Существует также много других аспектов в рамках данной тематики, но их рассмотрение выходит за рамки данной статьи.

Список литературы

1. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минтопэнерго России, 2000. – 130 с.
2. М-01.05.25-02 Методический документ. Создание цифровых гидродинамических моделей. – СПб.: ОАО «Газпром нефть», 2015.
3. Техническое описание Eclipse, Schlumberger, 2017.

Reference

1. RD 153-39.0-047-00, *Reglament po sozdaniyu postoyanno deystvuyushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeley neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy* (Regulation on the creation of permanent geological and technological models of oil and gas field), Moscow: Publ. of Mintopenergo RF, 2000, 130 p.
2. M-01.05.25-02, *Metodicheskiy dokument. Sozdaniye tsifrovyykh gidrodinamicheskikh modeley* (Guidance document. Creation of digital hydrodynamic models): St. Petersburg: Publ. of Gazprom нефть, 2015.
3. *Technical description of Eclipse*, Schlumberger, 2017.

ИЗВЛЕЧЕНИЕ ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ НИЗКОДАВЛЯЮЩЕГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

RECOVERY OF HEAVY LIQUID HYDROCARBONS FROM LOW-HEAD ASSOCIATED PETROLEUM GAS DURING OIL PRODUCTION PROCESSING

С.С. Иванов, к.т.н.

ПАО «Гипротюменнефтегаз»,

П.В. Гальчанский

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

Электронный адрес: Ivanov@gtng.ru

Ключевые слова: проектирование и разработка месторождений, сепарация нефти, фазовые переходы, извлечение углеводородов из газа, абсорбция, низкотемпературная сепарация

S.S. Ivanov Giprotymenneftegas PJSC, RF, Tyumen, **P.V. Galchanskiy** Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

When designing oil treatment facilities in order to increase the efficiency of field development, increase output and reduce oil losses, it is necessary to envisage processes for extracting heavy hydrocarbons from associated petroleum gas and returning them to oil, provided that the requirements for saturated vapor pressure of commercial oil are met. Comparison of heavy hydrocarbon separation technologies from low-pressure gas determines the choice in favor of the absorption method as compared to low-temperature separation. Despite the lower amount of hydrocarbons recovered, the absorption method has better economic indicators: lower total cost of ownership (capital and operating costs), positive net cash flow.

Keywords: field design and development, oil separation, phase transitions, the management development system, extraction of hydrocarbons from gas, absorption, low-temperature separation

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-59-64

ВВЕДЕНИЕ

При подготовке нефти на нефтяных промыслах из-за несовершенства процесса однократного испарения или сепарации с газом сепарации происходят потери нефти – легкие фракции нефти направляются с нефтяным газом потребителю. При этом потери нефти могут составлять до 1 %. Потери из-за неравновесных фазовых переходов в несколько раз превышают потери от испарения, которые были бы при равновесном разгазировании нефти до атмосферного давления в сепараторе конечной ступени [1].

Содержание легких фракций в нефти регламентируется давлением насыщенных паров (ДНП) по Рейду (не более 66,7 кПа согласно требованиям ГОСТ Р 51858-2002). В процессе подготовки нефти к транспорту выход товар-

ной нефти и ДНП нефти могут увеличиваться или уменьшаться в зависимости от термобарических условий сепарации, влияющих на массообмен и распределение легких фракций нефти (тяжелых фракций газа) между газовой и жидкой фазами. При этом для увеличения выхода товарной нефти/снижения потерь нефти следует обеспечить максимально возможное сохранение в ней легких фракций (не допуская превышения ДНП установленного в ГОСТ Р 51858-2002 значения) [2]. В случае возможного увеличения ДНП нефти до регламентированных ГОСТ Р 51858-2002 значений увеличение выхода товарной нефти возможно за счет изменения режимов сепарации и выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа, которые излишне растворены в последнем из-за несовершенства процесса сепарации нефти или однократного испарения [3].

Таблица 1

Показатели	Газ, полученный при сепарации нефти на			Суммарный газ
	ступени I	ступени II	концевой сепарационной установке	
Давление, МПа	0,7	0,35	0,105	
Мольное содержание компонентов, %:				
N_2	0,87	1,16	0,46	0,87
CO_2	0,44	0,13	0,01	0,43
C_1	77,09	50,04	7,57	75,54
C_2	8,97	14,07	9,20	9,00
C_3	6,38	14,44	23,52	6,77
$i-C_4$	1,79	4,90	12,66	2,03
$n-C_4$	1,80	5,25	15,24	2,09
$i-C_5$	1,47	4,97	17,47	1,81
$n-C_5$	0,98	3,56	12,84	1,24
C_{6+}	0,20	1,48	1,03	0,22
Расход (относительный), м ³ /ч	975	4	21	1000
Плотность, кг/м ³	1,00	1,41	2,38	1,03
Содержание C_{3+} , г/м ³	298,35	826,23	2177,12	339,31
Содержание C_{5+} , г/м ³	79,69	278,97	990,70	99,30

Для газоразделения или выделения тяжелых углеводородов из нефтяного газа с целью повышения выхода товарной нефти возможно применение двух технологий:

- низкотемпературной сепарации с внешним холодильным циклом;

– абсорбции нефтью.

Применение той или иной технологии в первую очередь определяется источником газа – ступенью сепарации нефти. Составы газов ступенчатой сепарации средней нефти месторождения Ч приведены в табл. 1. Из табл. 1 видно, что в низконапорном нефтяном газе содержится большое количество легких жидких углеводородов.

В статье рассмотрено применение данных технологий. Процессы осуществляются после компримирования низконапорного газа на вакуумной компрессорной станции при давлении 0,7 МПа.

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ С ВНЕШНИМ ХОЛОДИЛЬНЫМ ЦИКЛОМ

Принципиальная схема применения низкотемпературной сепарации для выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа в процессе подготовки нефти приведена на рис. 1.

Низконапорный нефтяной газ из промежуточного и концевых сепараторов направляется на вакуумную компрессорную станцию (ВКС), здесь газ нагнетается до давления 0,7 МПа, отделяется масло, нагнетаемое в компрессор. Далее газ охлаждается в воздушном холодильнике и направляется на газоразделение. Затем газ направляется в рекуперативный теплообменник Т1, где охлаждается потоком газа из низкотемпературного сепаратора С1, далее охлаждается в конденсаторе Х1 до температуры от –5...до –30 °С и направляется в низкотемпературный сепаратор С1, где происходит разделение на газ,

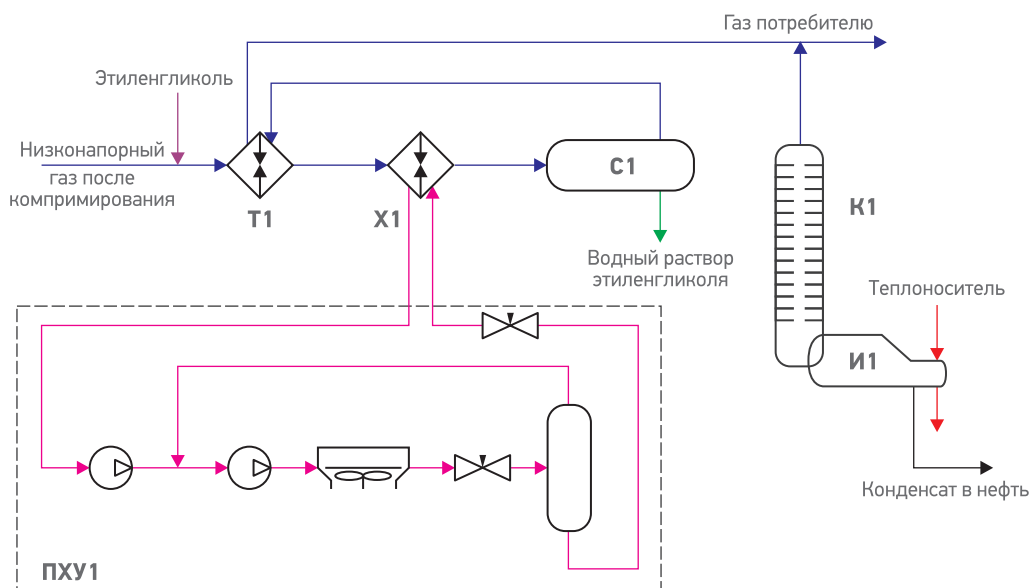


Рис. 1. Схема применения низкотемпературной сепарации для выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа (И1 – испаритель)

углеводородный конденсат и воду. Для предотвращения гидрато- и льдообразования при газоразделении в поток газа перед Т1 впрыскивается ингибитор гидратообразования – этиленгликоль или метанол. Углеводородный конденсат из низкотемпературного сепаратора С1 подается в колонну стабилизации К1, где из конденсата выделяются углеводороды C_{5+} , которые затем смешиваются с нефтью. Легкие углеводороды из верхней части колонны направляются на смешение с газом и далее потребителю. Водный раствор этиленгликоля из сепаратора С1 идет на регенерацию или утилизируется. Охлаждение газа в конденсаторе Х1 происходит на пропановой холодильной установке ПХУ1.

Выход углеводородного конденсата зависит от режимов работы низкотемпературного сепаратора С1 и колонны К1. Рассмотрим влияние режимов низкотемпературной сепарации на количество выделяемых тяжелых углеводородов из газа, ДНП углеводородного конденсата и потенциал смешения с товарной нефтью. Расчет выполнялся для газа, состав которого приведен в табл. 1, и следующих условий применения технологии:

– температура в низкотемпературном сепараторе – от 0 до -30°C ;

– режимы работы колонны К1 определены для ДНП углеводородного конденсата не более 122 кПа.

Расчет процессов фазовых переходов (низкотемпературной сепарации) проводился с помощью уравнения Пенга – Робинсона [4], процесса ректификации – по уравнению Рауля – Дальтона и Пенга – Робинсона [5]. Результаты расчетов приведены на рис. 2, 3. Выход углеводородного конденсата зависит от температуры в низкотемпературном сепараторе: в пересчете на количество добываемой нефти выход конденсата изменяется от 0,83 до 0,93 % (разница 0,1%, или 1000 т при годовой добыче 1 млн т.). Суммарное энергопотребление на охлаждение газа и нагрев конденсата составляет от 0,5 до 0,7 МВт на 1 т выделяемого конденсата, в связи с этим можно сделать вывод об энергозатратности данного процесса выделения углеводородного конденсата. Значение ДНП смеси нефти и конденсата подчиняется правилу аддитивности [6]

$$Q_H \cdot \text{ДНП}_H + Q_K \cdot \text{ДНП}_K = Q_{CM} \cdot \text{ДНП}_{CM} \quad (1)$$

где Q_H , Q_K , Q_{CM} – массовый расход соответственно нефти, конденсата и их смеси; ДНП_H , ДНП_K , ДНП_{CM} – давление насыщенных паров соответственно нефти, конденсата и их смеси.

При условии $\text{ДНП}_{CM} \leq 66,7 \text{ кПа}$, $\text{ДНП}_K \leq 122 \text{ кПа}$, $Q_K = 0,01 Q_H$ формула (1) принимает следующий вид:

$$Q_H \cdot \text{ДНП}_H + 0,01 Q_H \cdot \text{ДНП}_K \leq 1,01 Q_H \cdot \text{ДНП}_{CM}$$

$$Q_H \cdot (\text{ДНП}_H + 0,01 \cdot \text{ДНП}_K) \leq 1,01 Q_H \cdot \text{ДНП}_{CM}$$

$$\text{ДНП}_H + 0,01 \cdot \text{ДНП}_K \leq 1,01 \cdot \text{ДНП}_{CM} \quad (2)$$

$$\text{ДНП}_H \leq 0,01 \cdot \text{ДНП}_{CM} - 1,01 \cdot \text{ДНП}_K$$

$$\text{ДНП}_H \leq 66,0 \text{ кПа}.$$

Таким образом, смешение выделяемого из газа углеводородного конденсата с нефтью возможно при ДНП нефти менее 66,0 кПа. Данный случай является частным и при рассмотрении технологии низкотемпературной сепарации для нефти и нефтяного газа конкретного месторождения необходимо проверять возможность смешения конденсата с нефтью при ДНП товарной нефти не более 66,7 кПа.

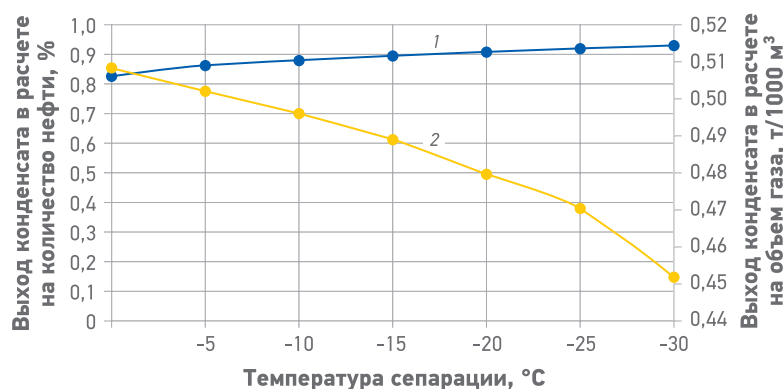


Рис. 2. Выход углеводородного конденсата в процессе низкотемпературной сепарации в расчете на количество добываемой нефти (1) и объем поступающего газа (2)

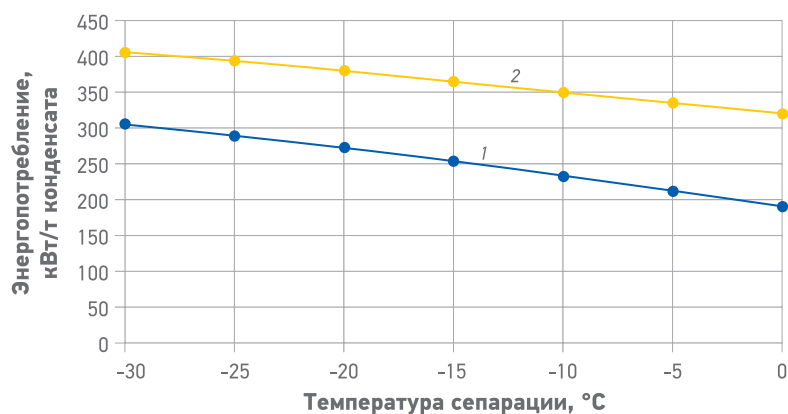


Рис. 3. Энергопотребление на охлаждение газа (1) и нагрев конденсата (2) в процессе низкотемпературной сепарации

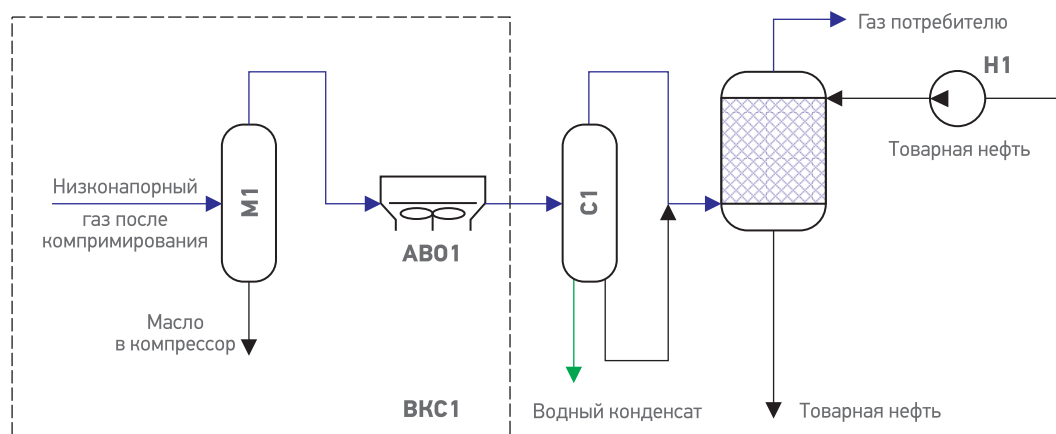


Рис. 4. Схема применения абсорбционного способа выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа в процессе подготовки нефти (М1 – маслоотделитель; АВ01 – аппарат воздушного охлаждения)

АБСОРБЦИЯ НЕФТЮЮ

Принципиальная схема применения абсорбционного способа выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа в процессе подготовки нефти приведена на рис. 4. Низконапорный нефтяной газ направляется на вакуумную компрессорную станцию ВКС1. Здесь газ нагнетается до давления 0,7 МПа, отделяется масло, подаваемое в компрессор, далее газ охлаждается в воздушном холодильнике и направляется в сепаратор С1. В сепараторе С1 происходит отделение выделившихся в результате сжатия и охлаждения водного и углеводородного конденсатов от газа. Затем газ и конденсат направляются в нижнюю часть абсорбера А1, в верхнюю часть которого насосом Н1 подается стабильная нефть. В абсорбере А1 в результате массообмена нефть обогащается углеводо-

дами C_{5+} . Из верхней части абсорбера А1 газ подается потребителю, а из нижней части нефть направляется на смешение с товарной нефтью и далее в напорный (магистральный) нефтепровод.

Извлечение углеводородного конденсата зависит от режимов работы абсорбера А1: кратности орошения (количества подаваемой на абсорбцию нефти), температуры абсорбции и состава газа.

Рассмотрим влияние режимов абсорбции на количество выделяемых тяжелых углеводородов из газа и ДНП нефти. Расчет выполнялся для газа, состав которого приведен в табл. 1, при следующих условиях применения технологии:

- температура абсорбции – от 20 до 50 °С;
- кратность орошения – от 0,1 до 4 м³ нефти на 1000 м³ газа.

Расчет процесса абсорбции проводился с помощью уравнений фазовых равновесий [7, 8].

Результаты расчета приведены на рис. 5.

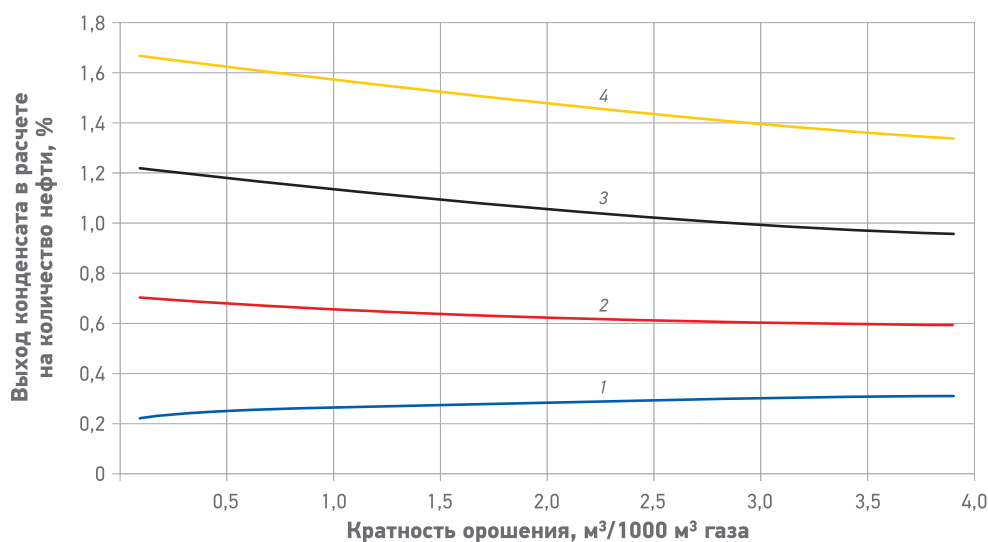


Рис. 5. Выход углеводородного конденсата в расчете на количество добываемой нефти в процессе абсорбции при температуре 50 (1), 40 (2), 30 (3) и 20 (4) °С

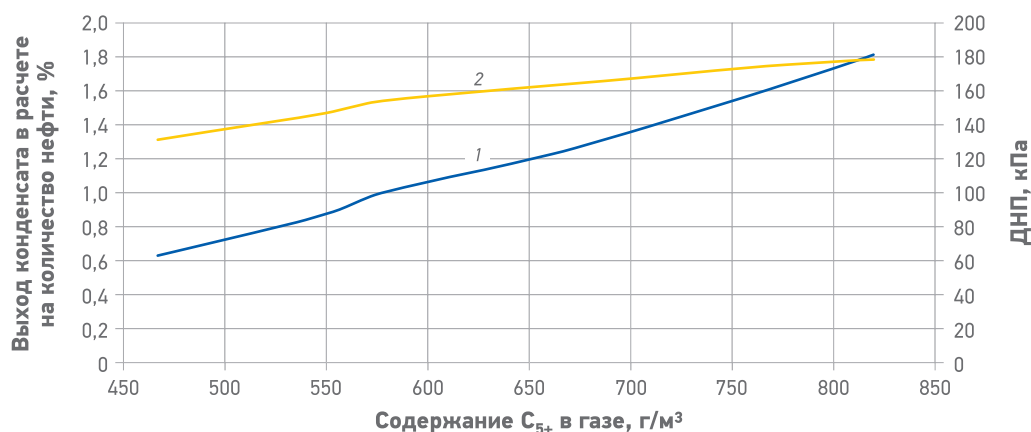


Рис. 6. Зависимость выхода углеводородного конденсата (1) и ДНП (2) от состава низконапорного газа для процесса абсорбции

Выход углеводородного конденсата зависит от кратности орошения и температуры абсорбции. В пересчете на количество добываемой нефти выход конденсата изменяется от 0,3 до 1,3 % при температуре абсорбции от 50 до 20 °С, при этом ДНП извлеченного конденсата составляет от 81 до 215 кПа (ДНП – 81 кПа при температуре 50 °С; 111 кПа – при температуре 40 °С; 158 кПа – при температуре 30 °С; 215 кПа – при температуре 20 °С). Снижение температуры абсорбции ниже 30 °С не рекомендуется, несмотря на более высокий выход конденсата, поскольку при атмосферном давлении из конденсата выделяется растворенный газ.

Выход углеводородного конденсата в значительной степени зависит от состава низконапорного газа (рис. 6). Из рис. 6 видно, что с утяжелением газа закономерно увеличивается выход углеводородного конденсата, при этом возрастает ДНП за счет растворения легких компонентов газа в конденсате.

Выбор способа выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа с целью повышения выхода товарной нефти необходимо выполнять на основании технико-экономических расчетов.

Сравнение двух способов по технико-технологическим критериям показало следующее. Способ низкотемпературной сепарации дает возможность выделить больше тяжелых углеводородов из газа и увеличить выход нефти, однако требует больших энергозатрат, способ абсорбционного выделения углеводородов обладает меньшей металлоемкостью и простотой эксплуатации.

В табл. 2 приведено технико-экономическое сравнение рассмотренных способов, которое выполнялось для следующих условий: добыча нефти – 1 млн т/год, газовый фактор – 400 м³/т, плотность нефти – 850 кг/м³, состав газа приведен в табл. 1.

Таблица 2

Показатели	Способ выделения тяжелых углеводородов	
	Низкотемпературная сепарация	Абсорбция
Период расчета, число лет	25	25
Дополнительная добыча нефти, млн т	0,183	0,150
Выручка от реализации, млн руб.	2 505	2 058
Затраты по проекту, млн руб.: всего	2 186	1 465
капитальные вложения	278	142
эксплуатационные затраты	393	5
налоги	1 515	1 318
Свободный денежный поток (FCF), млн руб.	319	594
Чистая приведенная стоимость (NPV), млн руб.	-60	89
Модифицированная внутренняя норма доходности (MIRR), %	12,7	16,5
Показатель рентабельности (PI)	0,77	1,67

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проектировании объектов подготовки нефти с целью повышения эффективности разработки месторождения, увеличения выхода и снижения потерь нефти необходимо предусматривать извлечение тяжелых углеводородов из нефтяного газа и возврат их в нефть при условии соблюдения требований по ДНП товарной нефти.

Сравнение технологий выделения тяжелых углеводородов из низконапорного газа определяет преимущество абсорбционного

способа по сравнению с низкотемпературной сепарацией. Несмотря на меньшее количество извлеченных углеводородов, абсорбционный способ обладает лучшими экономическими показателями: меньшей стоимостью совокупного владения (капитальные вложения эксплуатационные затраты) и положительным показателем FCF.

Список литературы

1. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. – Казань, ФЭН, 2002. – 408 с.
2. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в попутном нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти. Часть I / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов, А.А. Зобнин [и др.]// Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 138-140.
3. Максимов Ю.В., Иванов С.С., Замаскина Е.В. Сепарация нефти, добываемой из подгазовых нефтяных оторочек / // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 124-127.
4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
5. Кисленко Н.Н. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. – Ч. 1. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 517 с.
6. Магомедшерифов Н.И., Леонтьев С.А. Исследование метода гравитационного разделения нефти и воды (холодного отстоя) на месторождениях ОАО «Сибнефть – Ноябрьскнефтегаз». В сб. Нефть и газ Западной Сибири. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 142 с.
7. Рамм В.М. Абсорбция газов. – М.: Химия, 1976. – 655 с.
8. Гриценко А.И. Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья. – М.: Недра, 1977. – 239 с.

Reference

1. Tronov V.P., *Separatsiya gaza i sokrashcheniye potyer' nyefiti* (Gas separation and reduction of oil losses), Kazan': FEN Publ., 2002, 408 p.
2. Ivanov S.S., Tarasov M.YU., Zobnin A.A. et al., *Oil yield enhancement and reduction of light liquid hydrocarbons content in petroleum gas at oil treatment unit design (Part I)* (In Russ.), Nyeftyanoye khozyaystvo = Oil Industry, 2011, no. 8, pp. 138-140.
3. Maksimov Yu.V., Ivanov S.S., Zamaskina Ye.V., *Separation of oil extracted from subgas oil fringes* (In Russ.), Nyeftyanoye khozyaystvo = Oil Industry, 2017, no. 9, pp. 124-127.
4. Brusilovskiy A.I., *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza* (Phase transformations in the development of oil and gas fields), Moscow: Graal Publ., 2002, 575 p.
5. Kislyenko N.N., *Tyekhnologiya pyeryerabotki prirodnogo gaza i kondyensata* (Technology of processing of natural gas and condensate), Moscow: Nyedra-Biznyestsyentr Publ., 2002.
6. Magomyedshyerifov N.I., Lyeont'yev S.A., *Isslyedovaniye myetoda gravitatsionnogo razdyeleniya nyefiti i vody (kholodnogo otstoya) na myestorozhdyeniyakh DAO Sibnyeft' Noyabr'sknyeftegaz* (Investigation of the method of gravity separation of oil and water (cold sludge) at the fields of Sibneft-Noyabrskneftegaz), Collected papers Nyefft' i gaz Zapadnoy Sibiri (Oil and gas of Western Siberia), Tyumen': Publ. of TSPU, 2007, p. 142.
7. Ramm V.M., *Absorbtsiya gazov* (Absorption of gases), Moscow: KHimiya Publ., 1976, 655 p.
8. Gritsenko A.I., *Nauchnyye osnovy promyslovoy obrabotki uglevodorodnogo syr'ya* (Scientific fundamentals of field processing of hydrocarbon raw materials), Moscow: Nedra Publ., 1977, 239 p.

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРА УПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЕМ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

УДК 681.518

© Коллектив
авторов, 2018

PRINCIPLES OF CONSTRUCTION OF INTEGRATED OPERATIONS MANAGEMENT SYSTEMS
BY THE EXAMPLE OF THE DRILLING OPERATIONS SUPPORT CENTER
OF GAZPROM NEFT GROUP

А.В. Билинчук, к.т.н., И.Ф. Рустамов, Е.Ю. Булгаков

ПАО «Газпром нефть»

М.М. Хасанов, д.т.н., В.В. Корябкин

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

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

Ключевые слова: интегрированные системы управления операционной деятельностью, высокотехнологичные скважины, управление бурением, повышение эффективности, автоматизация, поддержка в режиме реального времени

A.V. Bilinchuk, I.F. Rustamov, E.Yu. Bulgakov Gazprom neft PJSC, RF, Saint-Petersburg

M.M. Khasanov, V.V. Koryabkin Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

Currently, one of the most actual directions of development of oil and gas companies (both operators and service companies) is the transition to the integrated operations management. Reducing investment to operations support while maintaining or even improving the quality of this support is the main aim of companies in the implementation of this transition. This goal could be achieved as a result of a significant increase in labor productivity in a fairly short period of time, as well as providing continuous real-time engineering support of complex operations. A distinctive feature of the integrated operations management system is their specificity: there is no universal effective model of IOMS and every company is faced with the task of developing its own model taking into account the specifics of its production, organizational structure and approaches to real-time decision-making. At the same time, the basic principles of integrated operations management system are universal and could be applied for creation of any integrated operations management systems.

This article presents the main principles of the integrated operational management systems on the example of realized project of construction of the drilling operations support center of Gazprom neft group.

Keywords: integrated operations management system, high tech wells, drilling operations support, increase in efficiency, automating, real-time support

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-65-70

ВВЕДЕНИЕ

В период значительного снижения цен на рынке углеводородов перед нефтедобывающими и нефтесервисными компаниями встает задача кардинального переосмысления своей деятельности и подходов к обеспечению ее эффективности. Решение этой задачи требует фокусировки внимания на ключевых факторах, влияющих на операционную деятельность компаний. Одним из таких факторов является уровень интеграции и качество мультидисципли-

нарного и кросс-функционального взаимодействия сотрудников различных подразделений компании, а также привлеченных подрядных организаций, участвующих в реализации проектов компании.

Мировая тенденция последних десятилетий состоит в активном использовании достижений IT-индустрии в нефтегазодобывающей отрасли с целью повышения качества междисциплинарного взаимодействия представителей всех служб, вовлеченных в проекты компании на разных стадиях. В начале прошлого десятиле-

тия был введен термин «интегрированные системы управления предприятием» (ИСУП) [1]. Изначально он относился к информационно-технологическим (ИТ) инструментам, позволяющим вывести на новый уровень процессы сбора, систематизации и оперативного обмена информацией любых объемов и любого типа в периметре корпоративной сети предприятия. Следует отметить, что с тех пор ИТ-индустрия значительно продвинулась в решении данной задачи – разработаны и внедрены в повседневную практику ИТ-инструменты, позволяющие в режиме реального времени обеспечить сбор, обработку, систематизацию и даже анализ огромных объемов информации [2–3]. Интегрированные системы управления производством постепенно приобрели более широкий смысл и стали называться «интегрированными системами управления операционной деятельностью» (ИСУОД). Современное понимание термина ИСУОД подразумевает расширение влияния системы за пределы одного предприятия, а также включает интеграцию всех функций, влияющих на эффективность операционной деятельности (производственные функции, информационные технологии, промышленная безопасность и охрана труда, экономика и финансы и др.).

ЗАЛОГОМ УСПЕШНОГО ВНЕДРЕНИЯ ИСУОД ЯВЛЯЕТСЯ ЕДИНОЕ ПОНИМАНИЕ НАЗНАЧЕНИЯ СОЗДАВАЕМОЙ СИСТЕМЫ У ВСЕХ УЧАСТНИКОВ, ПРОСТОТА И УДОБСТВО МЕХАНИЗМОВ ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ, ЯСНОСТЬ ТРЕБОВАНИЙ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ ПОДДЕРЖКЕ И ПЕРИОДИЧЕСКОЙ АКТУАЛИЗАЦИИ

Залогом успешного внедрения ИСУОД является единое понимание назначения создаваемой системы у всех участников, простота и удобство механизмов ее использования, ясность требований к последующей поддержке и периодической актуализации. Именно поэтому необходимо, чтобы к разработке ИСУОД, начиная с самых ранних этапов, были привлечены представители всех направлений, которым предстоит создавать, использовать и поддерживать различные инструменты данной системы. На этапе формирования требований к ИСУОД, как правило, формулируются адресные потребности, которые наиболее точно отражают ожидания будущих пользователей системы, учитывают специфику текущих и целевых подходов к осуществлению операционной деятельности компании и принятию оперативных управленческих решений. Кроме того, на начальном этапе важно создать стратегию трансформации ИТ-инфраструктуры и ИТ-архитектуры предприятия из существующего состояния в целевое. Эти задачи

требуют от всех специалистов, вовлеченных в проект по созданию ИСУОД, активного участия в разработке совместных решений и использования современных подходов к кросс-функциональному взаимодействию [4].

БАЗОВЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ИСУОД В ЦЕНТРЕ УПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЕМ

Центр управления бурением (ЦУБ) группы компаний «Газпром нефть», открытый в 2016 г. на площадке научно-технического центра компании, является одним из примеров успешной организации ИСУОД в процессе строительства скважин. На всех этапах реализации проекта по созданию ЦУБ, начиная с проведения диагностики начального состояния и до сдачи объекта в промышленную эксплуатацию, в составе рабочей группы принимали активное участие представители следующих направлений: бурение, геология и разработка, информационные технологии, защита информации, капитальное строительство, управление персоналом, закупки, отделка помещений, организационные изменения. В результате поэтапно были разработаны и реализованы решения, которые позволили повысить эффективность бурения и вывести процесс управления бурением скважин на новый организационно-технический уровень, что является главной целью при создании ИСУОД.

Одним из базовых и ключевых элементов ИСУОД является репозиторий – единое хранилище данных, содержащее всю информацию, накопленную в процессе операционной деятельности – данные, связанные с производством, промышленной безопасностью, охраной труда и др. В процессе создания ИСУОД необходимо обеспечить поступление в репозиторий всей оперативной информации с поддерживаемых объектов в полном объеме в режиме реального времени, а также применение удобных инженерных инструментов, позволяющих использовать данную информацию для оперативного анализа и управления техническими процессами. При больших объемах данных важным и актуальным аспектом является автоматический контроль качества информации, поступающей в репозиторий [5]. К основным характеристикам репозитория ИСУОД относятся емкостные характеристики, скорость обработки данных, стабильность работы, высокая степень защиты информации, наличие инструментов первичного контроля качества информации, обеспечение удаленного доступа и др. В корпоративной сети группы компаний «Газпром нефть» создан репозиторий – система

мониторинга бурения (СМБ), в которую поступают данные со всех объектов бурения на собственных активах группы компаний «Газпром нефть», а также с объектов бурения, находящихся под оперативным управлением «Газпром нефти». Общая емкость репозитория превышает 13 Тб, в ежедневном режиме в него поступает около 17 Гб оперативной информации с объектов бурения группы компаний «Газпром нефть». Для сбора и ретрансляции оперативной информации в репозиторий на каждом поддерживаемом объекте бурения разворачивается локальный сервер. Пропускная способность канала связи между буровой и центральным репозиторием составляет до 1 Мб/с. Создание и внедрение в операционную деятельность СМБ обусловило изменение принципиальных подходов к сбору, систематизации и хранению информации, поступающей с объектов бурения (рис. 1).

Наличие СМБ позволяет обеспечить сбор информации в режиме реального времени и исключает необходимость передачи данных «из рук в руки» (например, посредством элек-

тронной почты), так как любая информация является доступной одновременно для всех специалистов группы компаний «Газпром нефть», обладающих соответствующими полномочиями.

Другим основополагающим аспектом ИСУОД является использование интегрированных кросс-функциональных подходов к постановке, мониторингу и оценке качества выполнения мультидисциплинарных задач через инструментарий ключевых показателей эффективности (КПЭ). Как правило, до внедрения ИСУОД компании используют последовательный подход к решению мультидисциплинарных задач: сложный процесс делится на этапы, на каждом из которых назначаются ответственные сотрудники с собственными КПЭ. Проблема в этом случае заключается в том, что КПЭ ответственных исполнителей на каждом этапе не всегда полностью согласуется с ожидаемым целевым результатом. Вполне вероятным в данном случае является сценарий, когда целевые значения КПЭ на каждом из этапов достигнуты, но при этом не достиг-

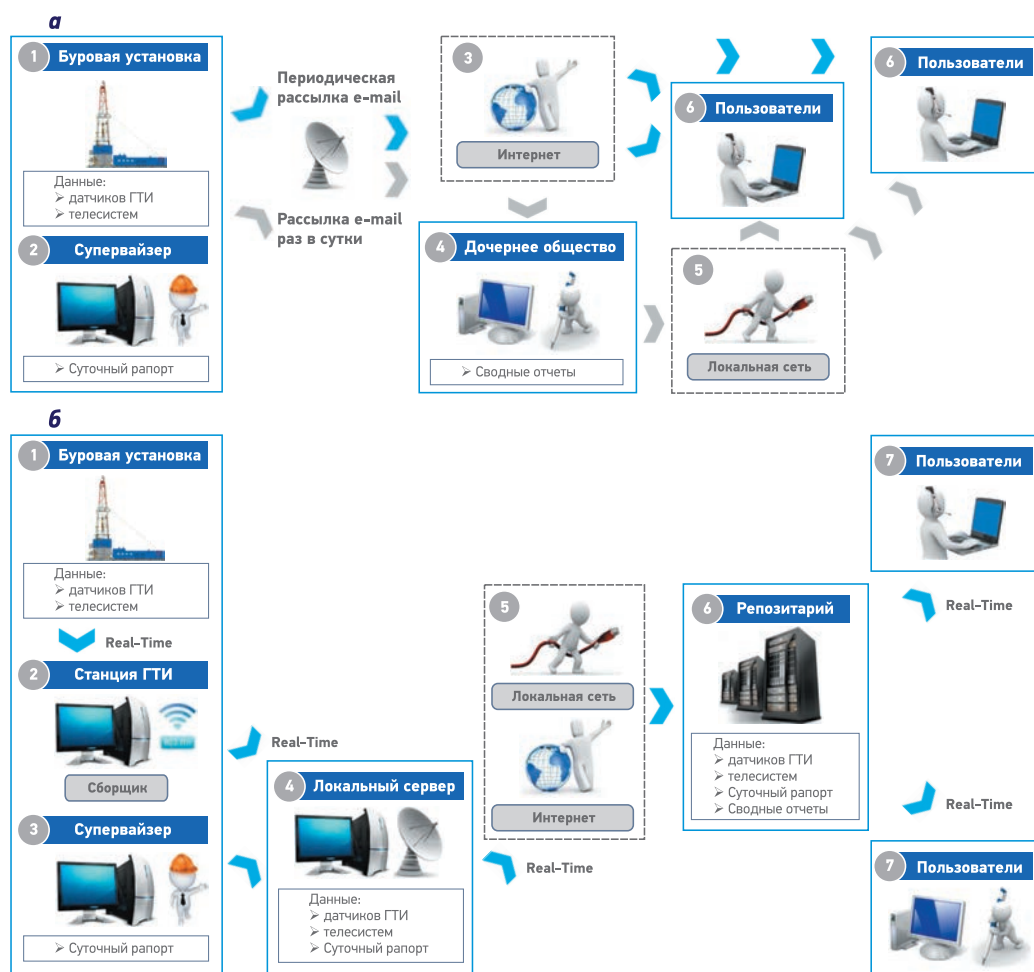


Рис. 1. Схема сбора информации с объектов бурения группы компаний «Газпром нефть» до (а) и после (б) внедрения СМБ (ГТИ – геолого-технологические исследования).

нут ожидаемый результат всего проекта. Другой моделью постановки кросс-функциональных задач является отказ от персональных КПЭ ответственных исполнителей на разных этапах и внедрение единых КПЭ, полностью коррелирующих с ожидаемым результатом проекта (рис. 2). В этом случае каждый сотрудник персонально заинтересован в достижении целевого результата всего проекта, а не только КПЭ своего участка работ. Отправной точкой для внедрения интегрированных КПЭ сотрудников ЦУБ группы компаний «Газпром нефть» явился меморандум лидеров функций «Бурение и внутрискважинные работы» и «Геология и разработка» о совместной ответственности за показатели пробуренных скважин и достижение целевых технологических и экономических характеристик, в том числе об ответственности за затраты и добычу нефти. Данная договоренность повлекла за собой изменение устоявшихся подходов к постановке КПЭ для сотрудников двух функций. Ранее основным КПЭ сотрудников функции «Геология и разработка», вовлеченных в проекты бурения скважин, являлся начальный дебит нефти, для сотрудников функции «Бурение и внутрискважинные работы» – сроки ввода скважин и производительное время. После перехода на новую модель постановки мультидисциплинарных задач основной КПЭ для сотрудников обеих функций – отношение суммарных инвестиций в бурение скважины к накопленной добыче по скважине за скользящий год. Кроме того, на сотрудников ЦУБ распространяются такие КПЭ, как доля непроизводительного времени строительства скважин, эффективная проходка горизонтальной секции скважин по нефтенасыщенному коллектору, удельные показатели скорости бурения скважины за вычетом непроизводительного времени и др. Принци-

пиальное отличие от традиционного подхода к постановке кросс-функциональных задач состоит в том, что данные узконаправленные КПЭ распространяются в полном объеме на всех сотрудников ЦУБ. Следующим необходимым элементом создания и развития ИСУОД является обеспечение эффективной коммуникации всех вовлеченных в производственный процесс специалистов [6]. Это относится как к коммуникациям между сотрудниками внутри компании, так и к внешним коммуникациям со специалистами сторонних организаций, привлекаемых для проведения операционной деятельности. Необходимо устранение любых барьеров, препятствующих оперативному и конструктивному обсуждению вопросов, возникающих в процессе операционной деятельности. К таким барьерам относятся: – территориальные – локация сотрудников в разных помещениях, зданиях, городах и др.; – административные – нахождение сотрудников в разных подразделениях компании, коммуникация через руководство и др.; – мотивационные – взаимоисключающие КПЭ, неэффективная система премирования сотрудников за совместную работу и др.; – инструментальные – использование неподходящих средств коммуникации, игнорирование ИТ-достижений; – организационные – неудачное зонирование офисного пространства, отсутствие в компании культуры проведения эффективных совещаний и др. В каждой компании свой подход к преодолению указанных барьеров. Однако их устранение является необходимым элементом создания ИСУОД, поэтому компании, стремящиеся к повышению эффективности своей операционной деятельности, обязаны менять устоявшиеся принципы работы, если они мешают эффективной коммуникации. Незадолго



Рис. 2. Принципиальные подходы к постановке кросс-функциональных задач через КПЭ на примере процесса строительства скважин: а – традиционный подход; б – совместная работа мультидисциплинарной команды

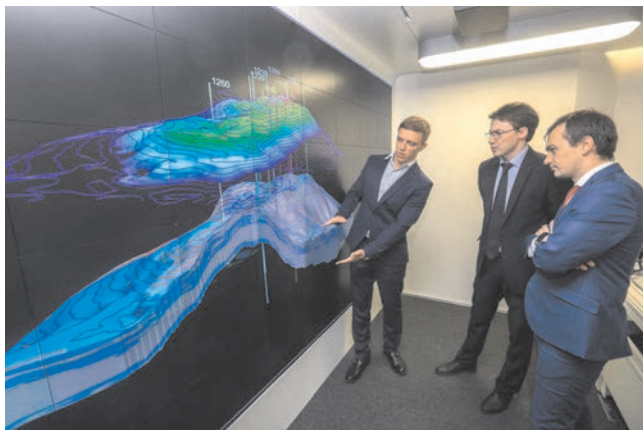
а**б**

Рис. 3. Типовая оперативная коммуникация до (а) и после (б) ввода специализированного офисного помещения ЦСБ

до создания ЦУБ в компании «Газпром нефть» полностью пересмотрели подходы к обеспечению эффективной коммуникации. Одним из результатов этого стало создание целевой модели ЦУБ как отдельного структурного подразделения, расположенного на одной площадке, куда вошли представители служб бурения и геологии. Кроме того, преодоление барьеров, обусловленных применением устаревших инструментов коммуникации и несоответствующим зонированием помещения (рис. 3, а), потребовало создания нового офисного помещения для ЦУБ, открытого в 2016 г. При его проектировании и создании была учтена специфика работы ЦУБ, в том числе в части обеспечения проведения эффективных мультидисциплинарных коммуникаций, как внутренних, так и внешних (см. рис. 3, б).

Непрерывная работа по повышению общего уровня автоматизации процессов инженерной обработки исходной информации, развитие инструментов проактивного анализа и удаленного контроля реализации

технологических операций также являются ключевыми факторами эффективного функционирования ИСУОД. Это особенно важно в таком динамично меняющемся и насыщенном оперативной информацией процессе, как бурение скважин. При бурении на сбор, инженерную обработку и анализ исходной информации может тратиться до 75 % (и более) временных ресурсов сотрудников. Объединяя усилия по автоматизации рутинных операций с переходом к наиболее эффективной модели кросс-функционального взаимодействия, основанной на сотрудничестве специалистов и их фокусировании на ожидаемом результате всего проекта, можно добиться значительно лучшего итогового результата (рис. 4). Автоматизация рутинных операций – это непрерывный процесс, обусловленный синергетическим эффектом от взаимодействия различных дисциплин, в результате которого видоизменяются рутинные операции и появляются новые области для дальнейшего развития, а также динамичным



Рис. 4. Влияние автоматизации и повышения уровня сотрудничества специалистов на качество итогового результата:

а, б – соответственно низкая и высокая степень автоматизации при традиционном подходе к постановке кросс-функциональных задач; в – высокая степень автоматизации при совместной работе мультидисциплинарной команды

развитием самих инструментов автоматизации. Наиболее эффективной моделью взаимодействия бизнеса с ИТ-индустрией является та, при которой компания не только приобретает существующие на рынке ИТ-решения, но и сама формирует технические задания на разработку новых ИТ-инструментов, наиболее точно подходящих к специфическим особенностям ее операционной деятельности. Центр управления бурением группы компаний «Газпром нефть» принимает активное участие в создании новых и развитии существующих ИТ-инструментов, которые позволят вывести операционную деятельность по управлению бурением скважин на новый качественный уровень. К таким проектам можно отнести создание модуля подготовки оперативной петрофизической интерпретации на базе программного обеспечения для геонавигации, ИТ-инструменты для проактивного управления процессом бурения скважин, создание современных интерактивных сред для удаленной инженерной коммуникации в режиме реального времени и др. Следует отметить, что все вышеописанные принципы построения и развития интегрированных систем управления операционной деятельностью влекут за собой изменения устоявшихся практик и требуют от компании готовности к этим изменениям. Именно поэтому внедрение и поддержание в компании культуры непрерывных улучшений, базирующейся на принципах бережливого производ-

ства, является фундаментальным элементом создания эффективных ИСУОД [7].

Выводы

1. Центр управления бурением «ГеоНавигатор» группы компаний «Газпром нефть» является одним из примеров успешной организации ИСУОД, связанной с процессом строительства скважин.
2. На примере ЦУБ группы компаний «Газпром нефть» можно выделить следующие базовые принципы построения ИСУОД: создание репозитория – единого хранилища данных, обеспечивающего сбор, систематизацию и анализ всей оперативной информации в режиме реального времени; использование интегрированных кросс-функциональных КПЭ; создание среды для эффективной коммуникации всех вовлеченных в производственный процесс специалистов (как внутри компании, так и за пределами); повышение общего уровня автоматизации рутинных операций, развитие существующих и создание новых ИТ-инструментов для проактивного дистанционного управления операционной деятельностью.
3. Внедрение и поддержание в компании культуры непрерывных улучшений (LEAN-менеджмент) является фундаментальным элементом создания эффективных ИСУОД.

Список литературы

1. *Quantifying the ROI Benefits of Integrated Systems Management*, Frederick W. Broussard, Morris Edwards, IDC White paper, October 2004.
2. *Optimized Decision Making Through Real Time Access to Drilling and Geological Data from Remote Wellsites*. Zachariah, John (Schlumberger Oilfield Australia Pty Ltd), Ahsan, Abul (Petroleum Development of Oman), Ian Reid (Bass Strait Oil Company Ltd). SPE-77855-MS, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 8-10 October 2002.
3. *Improving Reservoir Management through Big Data Technologies*. D. Seemann, M. Williamson, S. Hasan (Saudi Aramco). SPE-167482-MS, SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, 28-30 October 2013.
4. *IT and OT Convergence - Opportunities and Challenges*. S. Z. Kamal (B2XL), S. M. Al Mubarak (Saudi Aramco), B. D. Scodova (BHP Billiton), P. Naik (Gartner), P. Flichy (Baker Hughes), G. Coffin (Schlumberger). SPE-181087-MS, SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition, 6-8 September 2016.
5. *Improving Data Quality in WITSML Data*. Svensson Inge (Baker Hughes), Wooley Matthew (Baker Hughes), Halland Thomas (Statoil). SPE-181038-MS, SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition, 6-8 September 2016.
6. Комплексный подход к сопровождению бурения скважин в группе компаний «Газпром нефть» / А.В. Билинчук, А.Н. Говзич, А.Н. Ситников [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 48–51.
7. Вумек Д.П., Джонс Д.Т., Рус Д. Машина, которая изменила мир. – Минск: Попурри, 2007. – 384 с.

Reference

1. Broussard F.W., Edwards M., *Quantifying the ROI benefits of integrated systems management*, IDC White paper, October 2004.
2. Zachariah J., Ahsan A., Reid I., *Optimized decision making through real time access to drilling and geological data from remote wellsites*, SPE 77855-MS, 2002.
3. Seemann D., Williamson M., Hasan S., *Improving reservoir management through big data technologies*, SPE 167482-MS, 2013.
4. Kamal S.Z., Al Mubarak S.M., Scodova B.D., Naik P., Flichy P., Coffin G., *IT and OT convergence - Opportunities and challenges*, SPE 181087-MS, 2016.
5. Svensson I., Wooley M., Halland Th., *Improving data quality in WITSML data*, SPE 181038-MS, 2016.
6. Bilinechuk A.V., Govzich A.N., Sitnikov A.N., Sadetskiy G.D., Koryabkin V.V., *An integrated approach to the well drilling support in Gazprom Neft group* (In Russ.), *Neftyanoye khozyaystvo = Oil Industry*, 2014, no. 12, pp. 48–51.
7. Roos D., Womack J.P., Jones D.T., *The machine that changed the world. The story of lean production*, Harper Perennial, 1991.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЛОЖНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 681.518

© Е.В. Белоногов,

Д.С. Перец, 2018

IMPROVEMENT APPROACH FOR THE RESERVOIR COMPLEXITY INDEX CALCULATION

Е.В. Белоногов, Д.С. Перец

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

Электронные адреса: Belonogov.EV@gazpromneft-ntc.ru, Perets.DS@gazpromneft-ntc.ru**Ключевые слова:** коэффициент сложности разработки месторождений, оценка коэффициента извлечения нефти (КИН), машинное обучение, вероятностная оценка**E.V. Belonogov, D.S. Perets** Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

At this paper described a common approach for reservoir complexity index calculation for field development. This approach is a further evaluation of method that was described early in one of previous works. Reservoir complexity index which calculated based on probabilistic estimates and machine learning algorithms helps to get a potential achievable recovery factor estimation.

Keywords: reservoir complexity index, RF estimation, machine learning, probabilistic estimate**DOI:** 10.24887/2587-7399-2018-2-71-74

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая работа направлена на расширение существующих подходов к определению взаимосвязи индекса сложности разработки месторождений RCI (Reservoir Complexity Index) и коэффициента извлечения нефти (КИН). RCI – комплексный параметр, характеризующий совокупность свойств пласта и флюидов. Основы оценки этого параметра были описаны ранее в работе [1], в которой рассматривается взаимозависимость RCI – КИН, полученная на основе регрессионного анализа результатов многовариантного 2D гидродинамического моделирования.

В данной работе авторы углубляют вышеописанный подход и, не делая априорных выводов о виде возможных зависимостей, ориентируются только на результаты работы гидродинамического симулятора и промысловые результаты. Рассмотрены все возможные варианты решения, которые анализируются при помощи алгоритмов машинного обучения.

РАСЧЕТ ИНДЕКСА СЛОЖНОСТИ РАЗРАБОТКИ РЕЗЕРВУАРА RCI

Для расчета индекса RCI необходимо учесть основные параметры, определяющие разработку месторождения. В данной статье авторами выбраны параметры, характеризующие разработку терригенного коллектора при заводнении: отношение вязкости нефти к вязкости воды μ_n/μ_w ; коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}}$; абсолютная проницаемость пласта k ; коэффициент неоднородности Дикстра-Парсонса V_{dp} . Коэффициент V_{dp} , отражающий вертикальную неоднородность коллектора, определяется по формуле

$$V_{dp} = \frac{k_{0,5} - k_{0,84}}{k_{0,5}}, \quad (1)$$

где $k_{0,5}$ – среднее значение проницаемости; $k_{0,84}$ – значение проницаемости, соответствующее вероятности 84 %.

V_{dp} принимает значения от 0 до 1, где 0 соответствует полностью однородному по

разрезу пласту, а 1 – полностью неоднородному [2].
Индекс сложности разработки месторождения вычисляется по следующей формуле:

$$RCI = \sum_{i=1}^N \lambda_i K_i, \quad (2)$$

где λ_i – весовой коэффициент, показывающий степень влияния рассматриваемого параметра на результат; K_i – класс сложности параметра при кластеризации.
Показатель K_i определяется исходя из статистического анализа параметров активов компании, т.е. всех месторождений, соответствующих заявленным ранее критериям: терригенные, разрабатываемые при заводнении. Далее были получены статистические распределения значений анализируемых параметров, указанных выше, по пяти группам вероятности. В зависимости от того, в какую группу попадает значение параметра, назначается класс сложности K_i (см. **таблицу**).

РАССМОТРЕННЫЙ ПОДХОД МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАН ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ НОВЫХ УЧАСТКОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В РАЗНЫХ РЕГИОНАХ. РАЗРАБОТАННЫЙ АЛГОРИТМ ПОЗВОЛЯЕТ ПО ЗНАЧЕНИЮ RCI ПОЛУЧИТЬ ВЕРОЯТНОСТНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ЗНАЧЕНИЙ КИН

Следует отметить, что предполагается увеличение сложности разработки месторождения с увеличением класса K_i . Соответственно распределения параметров, характеризующих разработку актива, следует рассматривать исходя из этого предположения. Например, чем выше проницаемость пласта, тем его проще разрабатывать, следовательно, класс сложности будет максимален при минимальных значениях параметра и т.д.
Основная сложность при вычислении RCI связана с расчетом весовых коэффициентов λ_i . Был проанализирован накопленный опыт по определению индекса RCI. В работе [1] предложен алгоритм расчета, предполагающий известный вид зависимости между КИН и RCI в облаке возможных решений. Облако решений включает множество значений КИН, полученных на основе упрощенных 2D гидродинамических моде-

лей (ГДМ), при варьировании набора ключевых параметров. Искомые весовые коэффициенты λ_i определялись из уравнений регрессии при минимизации отклонения от априорной зависимости, т.е. решалась система уравнений

$$RCI = \sum_{i=1}^N \lambda_i K_i, \quad (3)$$

$$КИН = aRCI^2 + bRCI + c$$

при минимизации следующей функции:

$$\Delta = \sum (КИН_{RCI} - КИН_{model})^2, \quad (4)$$

где a, b, c – параметры полиномиальной зависимости гидродинамической модели (ГДМ); $КИН_{RCI}$, $КИН_{model}$ – КИН, полученный соответственно по априорной зависимости и по результатам расчета.

Таким образом подбираются весовые коэффициенты λ_i , при которых сумма квадратичных отклонений минимальна. Следует отметить, что в настоящее время универсального алгоритма для расчета индекса сложности разработки месторождения не существует.

Основное отличие предлагаемого в статье подхода от описанных ранее заключается в том, что авторы не используют априорные предположения о виде зависимости RCI – КИН.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТОВ

В первую очередь была сформирована статистика по параметрам, выбранным для описания сложности разработки месторождения (см. **таблицу**). Затем построены статистические распределения каждого параметра. На основе полученных распределений созданы расчетные кейсы, покрывающие все возможные комбинации анализируемых параметров. Например, для параметров из таблицы было сформировано 3430 расчетных вариантов. Расчеты выполнялись на упрощенных ГДМ в корпоративном симуляторе. В результате получены значения КИН для каждой модели. Далее, используя алгоритмы машинного обучения, в данной статье – Random Forest (алгоритм случайного леса) [3], были получены искомые весовые коэффициенты λ_i , необходимые для расчета RCI (**рис. 1**).

Random Forest – алгоритм машинного обучения, который является совокупностью решающих деревьев и представляет собой реализацию метода бэггинга над решающими деревьями (совокупность некоррелирующих деревьев на основе алгоритма CART), при обучении которых для каждого разбиения обучающая выборка признаков формируется из некоторого случайного подмножества признаков. Бэггинг – алгоритм разбиения исходных данных на подвыборки, т.е. при формировании обучающих выборок берется множество исходных данных, из которого случайным образом отбирается несколько подмножеств, содержащих такое же число примеров, как исходное. Отбор проводится случайно, поэтому набор примеров в выборках будет различным. Затем на основе каждой выборки строится несколько классификаторов, в данном случае – деревья решений, и их выходы комбинируются путем голосования. При таком подходе результат будет точнее любой одиночной модели, построенной на основе исходного набора данных [3].

Класс сложности K_j каждого параметра определяется по таблице и варьируется от 1 до 5. Таким образом, были получены все, необходимые для расчета RCI параметры. По формуле (2) были рассчитаны значения RCI для каждого из синтетических кейсов. Облако значений КИН – RCI показано на рис. 2.

Полученная взаимосвязь между КИН и RCI позволяет оценить разброс проектного значения КИН по оцениваемым участкам или активам. В связи с тем, что одному значению RCI соответствует интервал возможных значений КИН, следует использовать статистический анализ для оценки КИН. Так, на основе полученных результа-

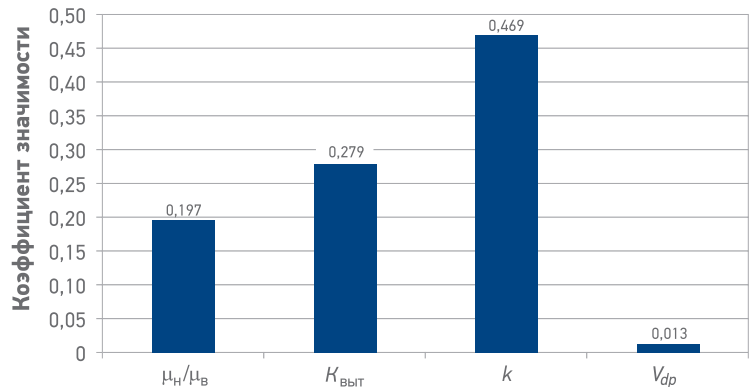


Рис. 1. Коэффициент значимости полученных весовых коэффициентов λ_j

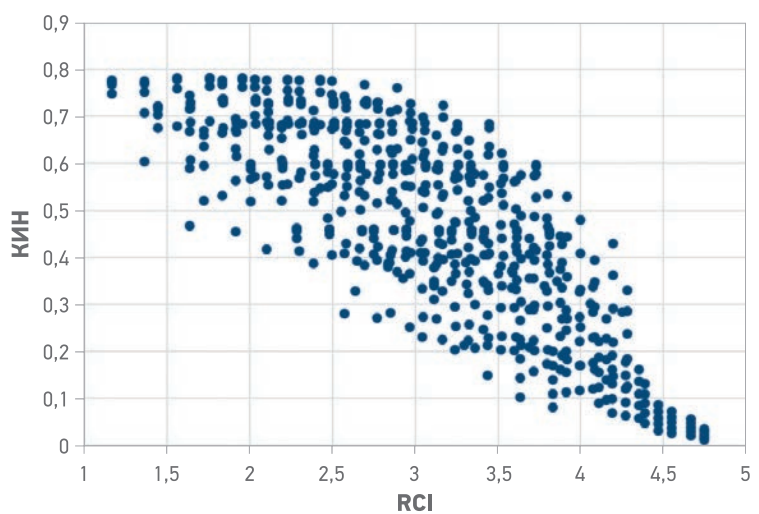


Рис. 2. Облако значений КИН – RCI, полученное по результатам расчетов синтетических кейсов

тов был проанализирован разброс КИН для значения RCI, равного 3 (рис. 3).

Была применена классическая схема анализа, подразумевающая выделение значений анализируемого параметра, соответствующего P10, P50 и P90.

Группа вероятности	μ_n/μ_v		$K_{\text{выт}}$		$k, 10^{-3} \text{ мкм}^2$		$V_{\text{др}}$	
	Интервал	Класс	Интервал	Класс	Интервал	Класс	Интервал	Класс
[P1..P20]	[0,67...0,81]	1	[0,21...0,4]	5	[0,16...9,17]	5	[0...0,1]	5
[P20...P40]	[0,81...0,83]	2	[0,4...0,44]	4	[9,17...42,39]	4	[0,1...0,3]	4
[P40...P60]	[0,83...0,84]	3	[0,44...0,47]	3	[42,39...78,64]	3	[0,3...0,5]	3
[P60...P80]	[0,84...0,85]	4	[0,47...0,52]	2	[78,64...129,74]	2	[0,5...0,7]	2
[P80...P100]	[0,85...0,93]	5	[0,52...0,65]	1	[129,74...1085,58]	1	[0,7...1]	1

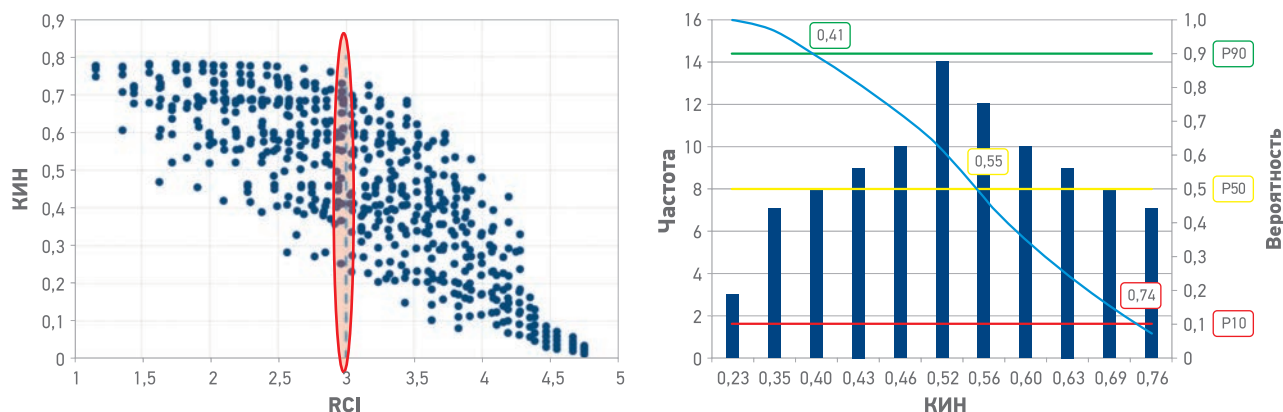


Рис. 3. Статистический анализ результатов для выбранного значения RCI

Таким образом, можно сделать вывод, что для значения RCI, равного 3, уровень P10 значения КИН составляет 0,74, P50 – 0,55, P90 – 0,41.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе описан универсальный подход к расчету комплексного индекса сложности разработки месторождения RCI, являющийся дальнейшим развитием ранее представленных в литературе методик.

Рассмотренный подход может быть использован для месторождений, расположенных в разных регионах. Разработанный алгоритм позволяет по значению RCI получить вероятностное распределение возможных значений КИН для объекта.

Список литературы

1. Наугольнов М.В., Большаков М.С., Мейнарендс Р. Новый подход по оценке индекса сложности разработки месторождений Западной Сибири // SPE 187780-RU. – 2017.
2. Express method of oil recovery ratio estimation on the basis of oil reservoir statistical characteristics / A. Roschektaev, A. Yakasov, V. Krasnov, K. Toropov // SPE-136139-MS. – 2010.
3. Breiman L. Random forests, Statistics Department University of California Berkeley, CA 94720, 01.2001.

Reference

1. Naugol'nov M.V., Bol'shakov M.S., Meynarends R., *New approach to estimate reservoir complexity index for West Siberian fields* (In Russ.), SPE 187780-RU, 2017.
2. Roschektaev A., Yakasov A., Krasnov V., Toropov K., *Express method of oil recovery ratio estimation on the basis of oil reservoir statistical characteristics* (In Russ.), SPE 136139-MS, 2010.
3. Breiman L., *Random forests*, Statistics Department University of California Berkeley, 2001.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ПРИРАЗЛОМНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

MODERN APPROACHES TO A COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF THE SAFETY OF PRODUCTION
FACILITIES ON THE SHELF OF THE ARCTIC SEAS OF THE RUSSIAN FEDERATION
ON THE EXAMPLE OF THE PRIRAZLOMNOE OIL FIELD

**Р.Р. Гильфанов, А.Б. Васильев, О.Н. Гайдуков, И.В. Мохнаткин,
А.Д. Билалов, Д.М. Карамутдинова, Ю.Р. Шакурьянова**
ООО «Газпром нефть шельф»

Электронный адрес: Bilalov.AD@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: Арктика, шельф, платформа Приразломная, промышленная безопасность, безопасность персонала

**R.R. Gilfanov, A.B. Vasiliev, O.N. Gaidukov, I.V. Mokhnatkin, A.D. Bilalov, D.M. Karamutdinova,
Yu.R. Shakuryanova** Gazprom Neft Shelf LLC, RF, Saint-Petersburg

The development of the Arctic offshore fields requires special approaches to the issues of operational safety on off-shore platforms. The success of the development of the Prirazlomnoye oil field can serve as an example for other promising assets in this region. The implemented solutions on the Prirazlomnaya platform in terms of ensuring integrated production safety give an idea of how much attention is paid to these issues in the company Gazprom Neft Shelf. Absolute provision of integrated security on the platform is one of the main goals of the company.

Keywords: Arctic, shelf, platform Prirazlomnaya, industrial safety, personnel safety

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-2-75-80

ВВЕДЕНИЕ

В статье проанализированы лучшие практики в части обеспечения безопасности производства на примере Приразломного нефтяного месторождения, а также рассмотрена возможность их тиражирования на другие перспективные месторождения Печорского моря.

Добыча на арктическом месторождении Приразломное началась в 2013 г. С момента его промышленного освоения ключевыми стали вопросы идентификации рисков и управления ими. По данным направления работы компании «Газпром нефть шельф» прослеживается планомерный прогресс. Основной задачей исследования является создание целевой модели, от которой можно перейти к концептуальной модели и понять,

влияя на какие параметры при помощи новых технологий можно получить максимальный эффект с целью обеспечения безопасности и защиты персонала, окружающей среды, а также соответствия положениям законодательства Российской Федерации, стандартам и нормативным документам ПАО «Газпром нефть».

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

Специалисты компании подразделяют риски на четыре ключевые категории: экономические, экологические, репутационные и технологические. Последние являются основными, так как связаны с нанесением вреда здоровью и жизни персонала.



Рис. 1. Принцип работы автоматизированной системы управления и безопасности МЛСП «Приразломная»

Комплекс мер по обеспечению безопасности объекта включает множество компонентов, которые можно разделить на группы по целевой принадлежности.

Безопасность на морской ледостойкой стационарной платформе (МЛСП) «Приразломная» обеспечивается автоматизированной системой управления и безопасности (АСУБ) (рис. 1). В каждой рабочей зоне платформы установлены датчики системы пожарогазовой сигнализации, сигнализирующей об утечках газов и приводящей в действие системы аварийной вентиляции и пожаротушения. Работу скважин, оборудования и аппаратов инженер-технолог Центрального поста управления (ЦПУ) контролирует по датчикам двух систем: управления производством и аварийной остановки [1]. Следует отметить, что на платформе предусмотрены пять уровней автоматической аварийной остановки в зависимости от входных данных и предполагаемой тяжести последствий. Таким образом, обеспечена подконтрольность потенциальной эскалации возможных чрезвычайных ситуаций.

Необходимо отметить системный подход к управлению развитием персонала с использованием современных информационных технологий. Процесс повышения компетентности начинается с момента поступления специалиста на МЛСП «Приразломная»: каждый обязан пройти курс обучения по покиданию приводнившегося вертолета – курс BOSIET. Следующим этапом становятся процесс адаптации на платформе и получение новых знаний и навыков по специфике работы на шельфе.

На платформе реализованы две составляющие автоматизации в сфере обучения:

- 1) система мониторинга технических и управленческих компетенций (СМТК);
- 2) компьютерный тренажерный комплекс (КТК) (рис. 2).

Преимуществами СМТК являются: быстрая адаптация к изменениям; гибкое управление системой с учетом доступа к ней из удаленных точек; учет различных методик обучения и оценки персонала; постоянное взаимодействие участников и кураторов в процессе оценки и обучения; создание возможностей для обмена опытом и совместного решения бизнес-задач [2].

Созданный для работников платформы компьютерный тренажерный комплекс (КТК) (см. рис. 2) является уникальной разработкой, инициированной специалистами компании «Газпром нефть шельф», не имеет аналогов в других дочерних обществах ПАО «Газпром нефть» и предназначен для обучения инженеров и рабочих алгоритмам действий в нештатных и аварийных ситуациях [3].

Кроме базового набора развивающих программ с применением перечисленных автоматизированных систем, у каждого работника есть возможность выбора персональных курсов обучения и повышения квалификации на основе оценки собственных компетенций, а также согласно индивидуальному плану развития, разработанному и утвержденному линейным и функциональным руководителями.

Реализован проект «Система мониторинга и управления сигнализациями», предназначенный для повышения уровня промышленной безопасности технологических процессов путем снижения числа срабатываний сигнала.

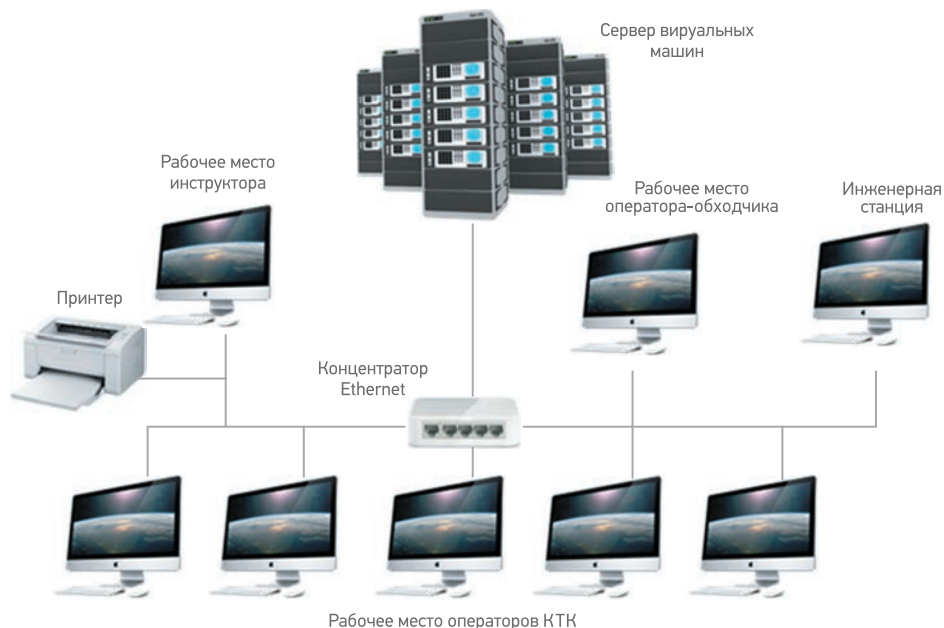


Рис. 2. Схема компьютерного тренажерного комплекса

лизаций, нагрузки на инженеров-технологов ЦПУ и повышения эффективности их действий, направленных на своевременное обнаружение и предотвращение аварийных ситуаций [4].

Можно утверждать, что проект зарекомендовал себя исключительно с положительной стороны. За год эксплуатации системы общее число срабатываний сигнализаций на автоматизированном рабочем месте (АРМ) инженера-технолога снизилось более чем на 50 %; оперативный персонал платформы получил в свое распоряжение справочную информацию по 600 ключевым сигнализациям; отмечены повышение безопасности производства и снижение рисков принятия некорректных решений [5].

В среднесрочных планах компании – снижение общего числа срабатываний сигнализаций на платформе на 85 % и вхождение платформы в топ 25 % лучших мировых платформ по ключевым показателям эффективности. Безопасность персонала МЛСП посредством достижения безопасности производства является приоритетом компании [6].

МЛСП «Приразломная» – производственный объект 1 класса опасности, который подлежит обязательному декларированию. Для соблюдения требований законодательства Российской Федерации был создан документ – Декларация промышленной безопасности, разработанный в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21 июля 1997 г.

В дополнение разработан основополагаю-

щий документ в сфере промышленной безопасности, имеющий более прикладное значение для сотрудников компании – HSE Case. Документ создан с целью идентификации опасностей, оценки и управления рисками, связанными с эксплуатацией опасного производственного объекта МЛСП «Приразломная» в соответствии с требованиями правил и норм промышленной безопасности РФ, международных стандартов и лучших мировых практик.

HSE Case – это один структурированный и лаконичный документ, обобщающий информацию по управлению рисками, содержит ссылки на дополнительные документы, разработан и поддерживается при активном участии сотрудников платформы, основан на практических знаниях и опыте компании. HSE Case направлен на непрерывное улучшение показателей безопасности в результате изменений в технологиях, знаниях, структуре организации, рабочих процедурах. Документ открыт для общего доступа внутри организации.

В процессе подготовки HSE Case был продемонстрирован анализ рисков, а также показано, как их контролировать. В результате поменялось отношение людей к вопросам безопасности, повысилась их мотивация к участию в процессе управления рисками. Документ включает реестр опасностей; диаграммы-бабочки для анализа опасностей возникновения крупномасштабных аварий и анализа эффективности барьеров (рис. 3); критические элементы рисков и должностные обязанности персонала, мат-

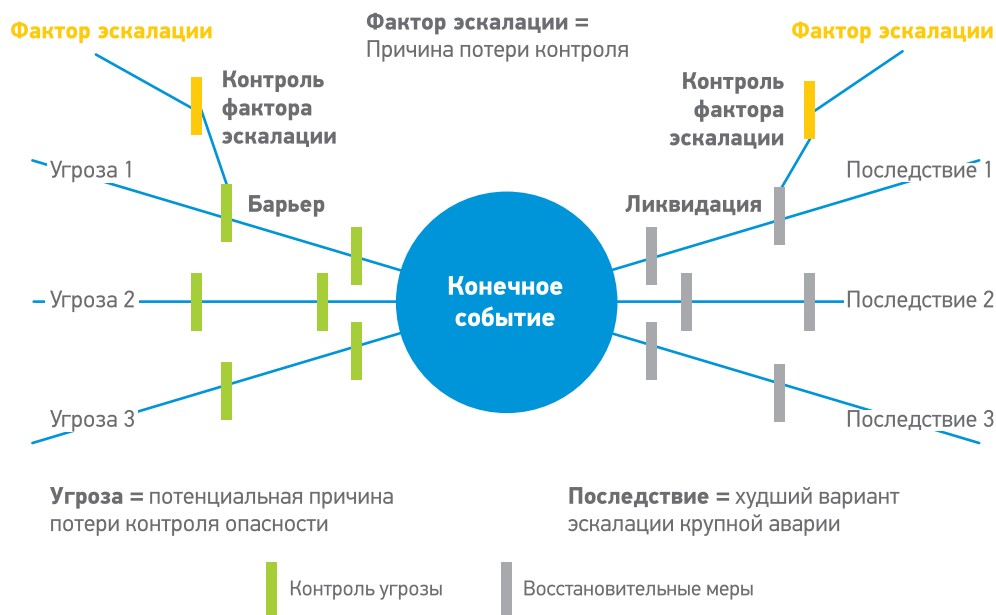


Рис. 3. Диаграмма-бабочка для анализа опасностей возникновения аварий и эффективности барьеров

рицу одновременных операций (МОР); количественный и качественный анализы рисков; алгоритмы аварийных эвакуаций и спасательных работ в случае чрезвычайных ситуаций (ЧС).

HSE Case устанавливает, что все риски, связанные с конкретным объектом или операцией, известны, и указывает, что предпринимаются все соответствующие меры в целях доведения рисков до уровня, который определяется как «Практически целесообразный низкий уровень» (ПЦНУ, или ALARP), либо определены меры по снижению рисков до приемлемого уровня. Таким образом, соблюдаются ключевые принципы управления рисками, такие как Определение, Оценка,

Контроль и Восстановление, в частности, контроль опасностей, которые могут привести к крупномасштабным авариям (групповым несчастным случаям со смертельным исходом) (рис. 4).

С целью оперативной локализации несчастных случаев на платформе работают сменные бригады нештатных аварийно-спасательных формирований (НАСФ), члены которых в случае необходимости готовы выступить первыми в ликвидации ЧС. Специалисты НАСФ платформы отобраны по четким медицинским критериям, обучены принципам тушения пожаров, ликвидации разливов, оказанию первой медицинской помощи пострадавшим. Кроме того, существуют бригады медицин-



Рис. 4. Процесс управления рисками

ских помощников, при необходимости способных оказать помощь штатным докторам платформы.

В периметре МЛСП всегда дежурят суда сопровождения, команда которых натренирована на тушение пожаров, ликвидацию аварийных разливов нефти на поверхности воды и льда, а также на прием людей при эвакуации с платформы в зимнее время посредством выдвижных эвакуационных мостов. В безледовый период помимо эвакуационных мостов для персонала платформы доступны четыре мобильных эвакуационных шлюпки. Каждую неделю на платформе разыгрывается тренировочный сценарий по общему сбору персонала и ликвидации различных видов происшествий. Данная процедура позволяет отточить навыки реагирования и поддерживать на достаточном уровне сознательность действий при нештатных ситуациях.

Превентивной мерой по недопущению случаев возникновения аварий и нанесения вреда здоровью и жизни персонала является система нарядов-допусков на работы с обозначенными риск-факторами (работы повышенной опасности, газоопасные и огневые). В наряды-допуски включены: анализ рисков, сертификаты установки механической изоляции и блокировки датчиков СПГС, САО и СУП. Также внедрены аудиты по разным направлениям, основной целью которых является

оценка эффективности процесса управления рисками для обнаружения областей, требующих улучшения. Внимание уделяется как аудиту нарядов-допусков, так и регулярно обновляемым реестрам оборудования и технологических процессов. Нововведением в данном направлении стал поведенческий аудит, дающий ясное представление об опасных и безопасных действиях, совершаемых бригадой исполнителей в реальном времени и конкретной ситуации.

Обратной связью со стороны персонала платформы можно считать инструмент стоп-карт, внедрение которых позволяет предотвратить в текущий момент времени развитие опасной ситуации, повысить культуру производства в соответствии с аспектами безопасности и привить менталитет ответственного собственника каждому сотруднику. При этом человек, заполнивший лист стоп-карты, не только информирует об опасности вышестоящее руководство, но и обладает правом купировать ситуацию (рис. 5).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбранный вектор развития на Приразломном месторождении, направленный на соблюдение правил техники безопасности производства, повышение компетентности персонала, применение передового мирового



Интеллект

- Система мониторинга технических и управленческих компетенций
- Компьютерный тренажерный комплекс
- Система мониторинга и управления сигнализациями



Нормативная база

- HSE Case
- Декларация промышленной безопасности
- ПЛА и ПЛАРН
- Матрица одновременно выполняемых работ
- Реестр ключевых рисков



Автоматика

- АСУБ: САО, СУП, СПГС
- Система пожаротушения: дренчерная, спринклерная, газовая и флегматизации



Соблюдение правил

- Система нарядов-допусков
- Система аудитов
- Система стоп-карта
- 5 Шагов - оценка рисков
- Сессии HAZID/ENVID, HAZOP, Bow-Tie, 5 "Почему?"



Поддержка

- НАСФ
- Суда сопровождения
- Береговая база "Варандей"
- Постоянный штаб КЧС
- Ежегодные учения с МЧС России



Безопасность – неотъемлемая часть производства

Рис. 5. Компоненты управления рисками в компании «Газпром нефть»

(ПЛА – план по ликвидации и локализации аварий, ПЛАРН – план по предупреждению и ликвидации разливов нефти)

опыта, дает положительные результаты, которые подтверждаются статистикой.

В настоящее время можно утверждать, что идеей управления рисками пронизана вся цепочка бизнес-процессов компании (см. рис. 5). Таким образом, выбор системы обеспечения безопасности производственных объектов шельфа обусловлен критерием применимости той или иной технологии. На примере Приразломного месторождения доказано, что синергия внедряемых подходов наиболее жизнеспособна и результативна в кратчайшие сроки.

Применение опробованных современных методов на Приразломном месторождении представляет собой инструмент для принятия своевременных мер по учету всех «узких мест» на ранних этапах проектирования новых месторождений континентального шельфа Арктики.

Список литературы

1. Кошелев С.В., Чехов А.Ю., Билалов А.Д. Философия безопасности // Сибирская нефть. – 2015. – № 8 /125. – С. 52-56.
2. Билалов А.Д., Зубарев Р.М. Создание компьютерного тренажерного комплекса для обучения и аттестации персонала МЛСП «Приразломная». В сб. тезисов конференции Offshore Marintec Russia. – 2016. – С. 107-108.
3. Билалов А.Д., Карамутдинова Д.М., Шакурьянова Ю.Р. Разработка компьютерного тренажерного комплекса для обучения и аттестации персонала МЛСП «Приразломная». В сб. тезисов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие ТЭК и добывающей отрасли. – 2016. – С. 204-205.
4. Пасторов С.П., Мохнаткин И.В., Билалов А.Д. Внедрение симуляторов для динамического и статического моделирования технологических процессов платформы «Приразломная». В сб. тезисов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа (Арктика-2017). – 2017. – С. 104-106.
5. Мохнаткин И.В., Билалов А.Д. Внедрение системы мониторинга и управления сигнализациями на МЛСП «Приразломная». В сб. тезисов конференции RAO CIS Offshore. – 2017. – С. 182-183.
6. Серенко И.А., Михайлов В.И., Билалов А.Д. Внедрение системы мониторинга и управления сигнализациями систем обеспечения управления и безопасности платформы «Приразломная». В сб. тезисов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа (Арктика-2017). – 2017. – С. 152-153.

Reference

1. Koshelev S.V., Chekhov A.Yu., Bilalov A.D., *Philosophy of security* (In Russ.), Sibirskaya neft', 2015, no. 8(125), pp. 52-56.
2. Bilalov A.D., Zubarev R.M., *Sozdanie komp'yuternogo trenazhernogo kompleksa dlya obucheniya i attestatsii personala MLSP "Prirazlomnaya"* (Creation of a computer simulator complex for training and attestation of personnel of Prirazlomnaya OIRFP), Proceedings of conference Offshore Marintec Russia, 2016, pp. 107-108.
3. Bilalov A.D., Karamutdinova D.M., Shakur'yanova Yu.R., *Razrabotka komp'yuternogo trenazhernogo kompleksa dlya obucheniya i attestatsii personala MLSP "Prirazlomnaya"* (Development of a computer simulator complex for training and attestation of personnel of Prirazlomnaya OIRFP), Proceedings of International competition of scientific, technical and innovative developments aimed at the development of fuel and energy and the extractive industries, 2016, pp. 204-205.
4. Pastorov S.P., Mokhnatkin I.V., Bilalov A.D., *Vnedrenie simulyatorov dlya dinamicheskogo i staticheskogo modelirovaniya tekhnologicheskikh protsessov platformy "Prirazlomnaya"* (Introduction of simulators for dynamic and static modeling of technological processes of the Prirazlomnaya platform), Proceedings of International competition of scientific, technical and innovative developments aimed at the development and exploration of the Arctic and continental shelf "Arktika-2017", 2017, pp. 104-106.
5. Mokhnatkin I.V., Bilalov A.D., *Vnedrenie sistemy monitoringa i upravleniya signalizatsiyami na MLSP "Prirazlomnaya"* (Implementation of a monitoring and alarm management system on Prirazlomnaya OIRFP), Proceedings of RAO CIS Offshore, 2017, pp. 182-183.
6. Serenko I.A., Mikhaylov V.I., Bilalov A.D., *Vnedrenie sistemy monitoringa i upravleniya signalizatsiyami sistem obespecheniya upravleniya i bezopasnosti platformy "Prirazlomnaya"* (Implementation of a monitoring and management system for alarm systems for the provision of control and security Prirazlomnaya platform), Proceedings of International competition of scientific, technical and innovative developments aimed at the development and exploration of the Arctic and continental shelf "Arktika-2017", 2017, pp. 152-153.

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна КЕРИМОВА, ученый секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти» (ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»)

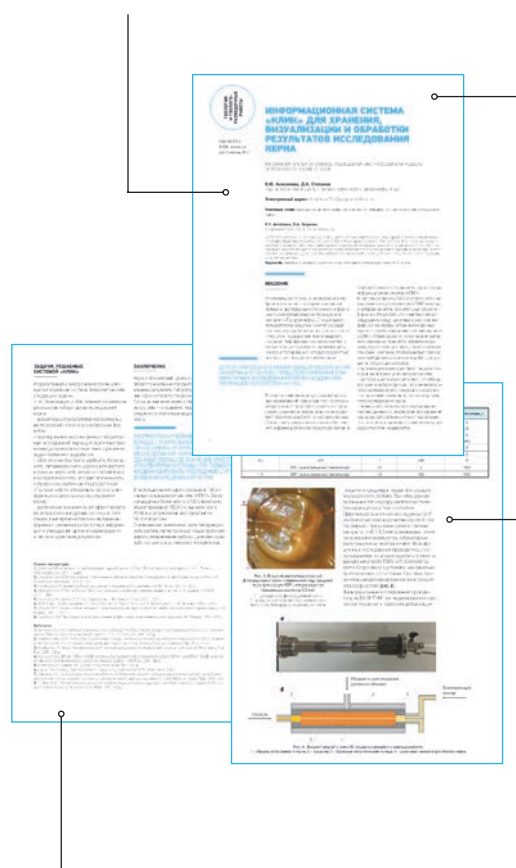
Kerimova.ER@gazpromneft-ntc.ru, тел.: +7 (812) 313 6924 доб. 3657

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 подрисункочной 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 СГС.

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.

ПЕРВЫЕ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

Стихия северных морей проверяет первопроходцев на прочность, но мы успешно справляемся! Новейшие техника и технологии помогают мне проводить танкер сквозь льды арктических морей к северным портам Европы круглый год.



Реклама



Стремимся
к большему!

GAZPROM-NEFT.RU