ВЫБОР ПРИРОДНЫХ АНАЛОГОВ ДЛЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

SELECTION OF NATURAL ANALOGUES FOR GEOLOGICAL MODELING OF TERRIGENIC HYDROCARBON RESERVOIRS

М. В. Рыкус
Mikhail V. Rykus

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
ООО «РН-БашНИПнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
RN-BashNIPneft LLC,
Ufa, Russian Federation

А. В. Сначёв
Vladimir I. Snachev

Институт геологии
Уфимского федерального
исследовательского центра
Российской академии наук,
г. Уфа, Российская Федерация

Institute of Geology,
Ufa Federal Research Centre
of the Russian Academy of Sciences,
Ufa, Russian Federation

Использование современных и древних систем осадконакопления в качестве аналогов песчаных тел нефтяных пластов сыграло центральную роль в создании реалистичных геологических моделей. Аналоги обеспечивают важную информацию о размерах, форме, разномасштабной неоднородности и потенциальной связанности тел природных резервуаров углеводородов. Фациальное моделирование терригенных резервуаров по-прежнему носит качественный характер, что значительно снижает прогностичность таких моделей, достоверность промысловых оценок коллектора и эффективность применяемых технологий его разработки. Напротив, моделирование разномасштабных геологических неоднородностей коллектора с учетом количественных характеристик песчаных тел, полученных из объектов-аналогов, становится основным подходом в обеспечении более глубокого понимания контроля качества коллектора и служит надежным инструментом для его прогнозирования.

В статье показано, что выбор объекта-аналога должен производиться на основе поиска фациального подобия, а выделение, ранжирование и моделирование тел-коллекторов — с привлечением количественных параметров, заимствованных из достоверных баз данных аналогов. Особое значение при моделировании имеют количественные данные, собранные из обнажений-аналогов с целью статистического описания геометрии и размеров песчаных тел-коллекторов и внутрирезервуарных глинистых флюидоупоров.

На примере аллювиальных систем осадконакопления продемонстрирована важность применения для пакетов стохастического моделирования количественных данных, без которых невозможно достоверно определить вариации в структуре фильтрационных потоков, вызванные конкретными неоднородностями или оценить, какие параметры фациальных тел оказывают наибольшее влияние на промысловые характеристики коллектора. Подчеркнуто, что фация является основным носителем петрофизических свойств, и их статистическое распределение должно выполняться в пределах границ каждой конкретной фации, что позволит сохранить естественные неоднородности коллектора и реально отобразить его промысловые свойства в статических моделях.

Сделан вывод о необходимости создания в нефтяных организациях собственных баз данных природных аналогов, основанных на сборе и систематизации имеющихся материалов по разрабатываемым объектам с привлечением доступных и хорошо документированных обнажений.

Ключевые слова

аналог; моделирование;
терригенный коллектор;
фация; база данных; обнажение;
аллювиальный резервуар;
петрофизические свойства

The use of modern and ancient sedimentation systems as analogs of oil reservoir sand bodies has played a central role in the creation of realistic geological models. Analogs provide important information about the size, shape, heterogeneity of different scales, and potential connectivity of the bodies of natural hydrocarbon reservoirs. The facies modeling of terrigenous reservoirs is still of a qualitative nature, which significantly reduces the predictability of such models, the reliability of field assessments of the reservoir and the efficiency of the applied technologies for its development. On the contrary, modeling of different-scale geological heterogeneities of the reservoir, taking into account the quantitative characteristics of sand bodies obtained from object-analogous, becomes the main approach in providing a deeper understanding of reservoir quality control and serves as a reliable tool for its prediction.

The article shows that the choice of an object-analogue should be based on the search for facies similarity, and the selection, ranking and modeling of collector bodies — using quantitative parameters borrowed from reliable databases of analogs. Of particular importance in modeling are quantitative data collected from analogous outcrops in order to statistically describe the geometry and sizes of sandy reservoir bodies and intra-reservoir clay seals.

Using the example of alluvial sedimentation systems, the importance of using quantitative data for stochastic modeling packages was demonstrated, without which it is impossible to reliably determine the variations in the structure of filtration flows caused by specific inhomogeneities or to estimate which parameters of facies bodies have the greatest impact on the reservoir characteristics. It is emphasized that the facies is the main carrier of petrophysical properties and their statistical distribution should be carried out within the boundaries of each specific facies, which will preserve the natural heterogeneities of the reservoir and really display its field properties in static models.

It is concluded that it is necessary to create in oil organizations their own databases of natural analogues, based on the collection and systematization of available materials on the developed objects with the involvement of available and well-documented outcrops.

Введение

В последние десятилетия компьютерные геологические модели стали обычным инструментом в изучении природных резервуаров углеводородов. Такие модели, как правило, создаются для содействия бизнес-решений в области разработки месторождений и управления месторождениями, а также служат для интеграции разнородных по масштабу и содержанию типов данных и визуализации трехмерных (3D) распределений горных пород и флюидов. Моделирование пласта, которое дает хорошие результаты, не всегда может быть геологически корректным, поскольку целью имитационных моделей являются оценка извлекаемых углеводородов и эксплуатационных характеристик, а не воспроизведение геологии. Однако модели с геологической нагрузкой не только более реалистичны и близки к «истине», но и в целом, обладают большей прогностичностью и дают более надежные результаты, адекватно отражающие историю разработки месторождения. В значительной степени этому способствует привле-

чение данных, полученных из объектов-аналогов.

Одной из фундаментальных задач, стоящих перед создателями моделей коллекторов, является отображение в них разномасштабных геологических неоднородностей, контролирующей флюидодинамику пласта в межскважинном пространстве. Начиная с момента применения инструментов моделирования и до настоящего времени обычной практикой при изучении коллектора было и остается совместное использование скважинных и сейсмических материалов. Скважины обеспечивают одномерные данные с высоким разрешением по вертикали, тогда как сейсмические исследования, охватывая большие площади и объемы, не имеют должного вертикального разрешения и, как правило, оказываются слишком грубыми для отображения ключевых неоднородностей резервуара в межскважинном пространстве. На этом фоне ограниченных возможностей сейсморазведки, особенно на новых месторождениях, привлечение природных объектов-аналогов становится основ-

Keywords

analogue; modeling;
terrigenous reservoir; facies;
database; outcrop; alluvial reservoir;
petrophysical properties

ным подходом в улучшении понимания размеров, архитектуры и потенциальной связанности моделируемых геологических тел.

Существуют многочисленные примеры, подтверждающие необходимость прямого сравнения параметров коллектора с хорошо обнаженными объектами-аналогами для контроля его седиментологических и промысловых свойств. В частности, данные по обнажениям-аналогам использовались для моделирования геометрии, размеров и распределения фаций с целью выяснения фациального и диagenетического контроля пористости и проницаемости, а также для дополнения недостающих данных об изучаемом объекте и для тестирования имитационных моделей, объясняющих распространение и влияние на промысловые свойства внутрирезервуарных глинистых перегородок [1].

Вопрос использования аналогов становится все более актуальным в связи с проведением недропользователями разведки и добычи нефти в коллекторах с высокой фациальной изменчивостью. В этих условиях традиционные концептуальные модели, обеспечивающие только общие представления об обстановках осадконакопления и неоднородностях коллектора, оказываются малоэффективными. Основным ограничением подобных моделей является то, что степень их универсальности не может удовлетворить давно назревшую потребность во включении количественной информации в фациальные модели для лучшего описания пространственных отношений между генетическими единицами и более надежного прогнозирования недр. Для снятия неопределенностей и рисков в проектировании разведочного бурения требуются более надежные седиментологические модели, учитывающие количественные характеристики песчаных тел, заимствованные из объектов-аналогов, что может обеспечить более глубокое понимание контроля качества коллектора и служить надежным инструментом для прогнозирования.

Как выбрать аналог?

Основная цель геологического моделирования состоит в оценке количества извлекаемых углеводородов путем определения объема и промысловых характеристик пород-коллекторов. Для достижения этой цели предпринимаются попытки идентифицировать и количественно оценить те особенности пласта, кото-

рые будут влиять на добычу углеводородов. Чтобы оценить запасы и возможный объем извлекаемых углеводородов, а также оптимизировать схемы разработки, очень важно знать размеры и ориентировку каждого продуктивного песчаного тела. Масштаб, геометрия и пространственная ориентировка резервуаров определяются фациальными обстановками осадконакопления, поэтому так важно установить генезис терригенных пород по данным керна и каротажа, а также определить размеры тел путем сравнения с данными, полученными из природных аналогов. Но как выбрать подходящий аналог?

Поиск подходящего, пригодного для использования аналога должен быть целевым, основанным на представлении о том, какие аспекты пластовой системы пользователь хочет понять или количественно оценить, с последующим нахождением объекта, который аналогичен именно в этом отношении. Следовательно, выбор аналогов пласта всегда должен сопровождаться ответом на вопрос, «аналогичен в каком отношении?». Даже после этого возможно, что универсальный аналог не будет найден, и в таких случаях рекомендуется объединить информацию из нескольких разных аналогов и использовать так называемые «составные аналоги», извлекая нужные аспекты из каждого из них [2].

В практике моделирования наиболее часто используемыми типами аналогов служат древние обнажения и современные функционирующие седиментационные системы, в которых недостающую информацию о геометрических данных погребенных пластов можно получить путем непосредственного наблюдения и измерения. Учитывая то, что в природе нет двух одинаковых геологических систем, можно сделать вывод, что не существует такого понятия, как идеальный аналог. Каждая система осадконакопления и, следовательно, каждый коллектор, по существу, уникальны.

Сложность поиска подходящих аналогов связана с трудоемкостью и субъективностью процедуры интерпретации фациальной природы коллектора, необходимой перед выбором аналога, большим количеством степеней свободы в процессах образования пород-коллекторов и ограниченным количеством хорошо документированных аналогов. Однако самый заметный недостаток традиционных фациальных моделей — отсутствие количественной информации о седиментологиче-

ских характеристиках, что значительно ограничивает их прогностическую ценность и возможность использования в качестве объектов-аналогов. Хорошо известно, что такой важнейший количественный показатель, как анизотропия коллектора не может быть адекватно описан из статистики проницаемости, полученной только по одномерным скважинным данным [3]. Поскольку эти количественные характеристики невозможно получить за пределами скважины, то в этом случае остается либо предположить, что пласт является однородным, либо следовать простой схеме распределения неоднородности вокруг скважины, либо, что наиболее очевидно, — привлечь дополнительные данные, измеренные непосредственно на природных обнажениях-аналогах, где эти данные можно надежно оценить в трех измерениях. Поэтому количественное описание фаций (включая седиментологические и диагенетические особенности) так важно для реалистичного моделирования и понимания взаимосвязи между геологическим строением коллектора и распределением в нем проницаемости. В современных методиках геологического моделирования и прогноза нефтегазоносности недр обязательно должна решаться задача объединения качественной концептуальной информации о фациальных неоднородностях с количественными геометрическими данными, полученными из обнажений-аналогов. Количественные модели фаций позволяют более строго описывать и классифицировать архитектурные элементы фаций, проводить детерминированный сравнительный анализ с использованием граничных условий, создавать количественные синтетические аналоги исследуемых объектов. Такие модели быстро адаптируются к любым параметрам седиментационной системы, в них легко можно включить разномасштабную фациальную неоднородность, как индивидуально, так и в виде иерархически вложенных осадочных тел.

Таким образом, выбор аналога должен производиться на основе поиска фациального подобия сравниваемых объектов, а выделение, ранжирование и моделирование тел-коллекторов — с привлечением количественных параметров, заимствованных из достоверных баз данных аналогов.

В настоящее время наиболее полные системы передачи знаний о месторождениях-аналогах собраны в базах данных Digital Analogs Knowledge System (DAKS) и Fluvial

Architecture Knowledge Transfer System (FAKTS), содержимое которых частично опубликовано в открытой печати [2].

База данных DAKS постоянно обновляется и содержит важную для сравнительного анализа и выбора аналогов геологическую информацию по более чем 1000 месторождений из различных регионов мира, включающую сведения о бассейне осадконакопления и эволюции нефтегазоносной системы, структуре месторождения и типе ловушки, стратиграфическом разрезе и фациальных неоднородностях, морфологии тел-коллекторов и их промысловых свойствах, особенностях разработки.

FAKTS — это реляционная база данных, основанная на полевой документации и обобщении литературных источников и содержащая качественные и количественные материалы о морфологических особенностях как древних речных систем, так и их современных аналогов. Информация, включенная в базу данных, дается в виде ранжированных разномасштабных генетических единиц, определяющих архитектуру аллювиальных систем осадконакопления, дополненных количественными параметрами (длина, ширина, мощность) каждой генетической единицы. Для усиления характеристики конкретных элементов речных систем приводятся дополнительные и вспомогательные атрибуты, например индекс сплетенности, коэффициент меандрирования, гранулометрические кривые, ихнологические свойства и статистические количественные параметры.

Какие необходимы типы входных данных?

Для геологического моделирования с использованием объектов-аналогов существует четыре различных типа входных данных, выбор которых зависит от конкретных аспектов, которые необходимо объяснить или количественно оценить:

— *качественные данные* получают из современных аналогов, которые позволяют геологу-модельеру лучше понимать и интерпретировать концептуальную картину осадконакопления изучаемого объекта. Они включают представления о региональной модели осадконакопления, типовом наборе фаций и их пространственных соотношениях, характере корреляции, возможных внутрирезервуарных барьерах и другую подобную информацию и обеспечивают основу для подбора и дальнейшего использования количественных данных.

Качественные данные о современных разно-масштабных системах осадконакопления лежат в основе многих теоретических моделей, часто используемых исключительно в иллюстративном виде для улучшения визуализации геологии коллектора;

— *количественные данные* обычно собираются из обнажений с целью статистического описания геометрии и размеров песчаных тел-коллекторов (ширины и мощности) или длины глинистых и прочих внутрирезервуарных перемычек [4]. Количественная оценка геометрии и размеров базовых седиментогенных элементов (также называемых архитектурными элементами или генетическими единицами), составляющих природный резервуар, обычно проводится с учетом стратиграфического каркаса, определяющего последовательность напластования и местоположение изучаемого объекта в общей структуре нефтегазоносного бассейна, а также крупномасштабной архитектуры его составных компонентов. Количественные трехмерные атрибуты песчаных тел конкретной фации, также как и значения углов наклона поверхностей напластования этих тел, необходимы для реализации процедуры усеченного гауссова моделирования или проведения вариограммного анализа песчаных тел при пиксельном моделировании [5]. Таким образом, основная цель обнажения-аналога в рассматриваемом случае — предоставить точные данные, которые помогут в моделировании статических свойств изучаемого резервуара;

— *обучающие данные*. Качественные и количественные данные обычно используются для создания обучающих образов для стохастического моделирования на основе многоточечной статистики (MPS). Обучающий образ описывает сложные геологические структуры различной геометрии, например, фации, изображая их в 2- или 3-мерном формате [6]. Такие обучающие образы обычно получают из объектных или технологических моделей, построенных с использованием ряда древних и современных седиментологических аналогов;

— *динамические данные* из моделей-аналогов применяются для проведения экспериментов по моделированию фильтрационного потока в породах-коллекторах и исследования влияния различных аспектов архитектуры резервуара на поток жидкости. Для этого используются модели конкретных обнажений или близкие к ним общие модели.

Моделирование потока на основе моделей обнажений-аналогов требует дополнительных входных данных для характеристики петрофизических свойств (пористость, проницаемость, флюидонасыщенность) и пластовых условий (например типа флюида, вязкости и плотности, глубины залегания, давления). Хотя некоторые из этих параметров можно измерить в обнажениях, все же лучше использовать фактические керновые данные, полученные по результатам непосредственного изучения объекта, для которого обнажение используется в качестве аналога.

В чем важность параметризации разнофациальных тел?

Количественные параметры объектов-аналогов обычно привлекаются для уточнения распределения мощности и ширины разнофациальных тел-коллекторов в вероятностных или эмпирических моделях. В качестве примера, демонстрирующего важность применения количественных данных для пакетов стохастического моделирования, приведено краткое описание природного резервуара меандрирующей аллювиальной системы осадконакопления. Наблюдения за современными реками и аллювиальными равнинами в свое время обеспечили значительный прогресс в понимании их ископаемых аналогов и способствовали началу создания баз данных для будущего численного моделирования. Сейчас уже стало понятно, что без точных 3D моделей резервуаров руслового типа трудно определить вариации в структуре фильтрационных потоков, вызванные конкретными неоднородностями, или оценить, какие параметры фациальных тел оказывают наибольшее влияние на промысловые характеристики коллектора.

Аллювиальная система осадконакопления представляет собой трехмерный ансамбль литофаций, генетически связанных общей обстановкой функционирования речного потока. В практике построения геологических моделей с использованием количественных данных принято выделять разномасштабные элементы аллювиальной системы, такие как индивидуальные речные каналы и каналные пояса. Именно к ним приурочены основные песчаные тела-коллекторы, обладающие собственными им неоднородностями. Поэтому разделение аллювиальной системы на отдельные элементы должно быть надежно обеспе-

чено перед началом моделирования с целью предотвращения смешения фациальных типов тел и последующей адресной их геометризации на основе количественных параметров аналогов.

Речные каналы в меандрирующей речной системе формируют два типа песчаных коллекторов: каналные бары-побочни и внеканальные пески пойменных разливов. Русловые бары-побочни являются основными песчаными аккумулятивными формами меандрирующей реки и главным элементом моделируемого аллювиального резервуара. Форма и размеры песчаных тел меняются в зависимости от размера реки и сезонных погодных изменений. Привнос основного объема осадочного материала для баров-побочней происходит во время пика паводка, когда река интенсивно врезается в берег вдоль внешнего края его изгиба, а на противоположном пологом внутреннем склоне накапливаются продукты разрушения с образованием линзовидного тела песчаной косы, слабо наклоненного в сторону тальвега. По завершению паводкового эпизода, когда энергия речного потока уже недостаточна для эрозионной работы, песчаная коса драпируется фоновым отложением глинистых частиц. В итоге образуется седиментационный куплет — характерная пара слоев песчаного и глинистого материала. В крупных речных системах, испытавших

многократные паводковые явления, внутрирусловые бары-побочни состоят из аккрецированных и изогнутых в плане песчаных кос, чередующихся с глинистыми прослоями, которые определяют литологическую неоднородность резервуара (рисунок 1).

В разрезе бара-побочня глинистые драпировки могут принимать различные формы:

— непрерывно разделять латерально аккрецированные песчаные косы по их простирацию и падению;

— непрерывно распространяться по латерали, но быть фрагментарными в вертикальном сечении, драпируя только базальную или верхнюю части песчаной косы;

— быть прерывистыми как в латеральном, так и в вертикальном направлениях [7].

Во всех этих случаях глинистые прослои действуют как барьеры на пути фильтрации флюидов и влияют на добычу углеводородов, поэтому их количественная оценка и понимание пространственного расположения приобретают первостепенное значение и должны быть отражены в геологических моделях речных резервуаров. На практике, однако, этого не происходит. Большинство геологических моделей, как правило, упрощают или игнорируют известную литологическую неоднородность баровых коллекторов, делая их далекими от реалистичных природных аналогов. Причины этого — давно укоренившиеся стан-

Рисунок 1. Современный пример баров-побочней рек Поволжья (фото М.Ю. Никитина, МГУ (а); река Уфа, с барами-побочнями, Яндекс карты (б)) и схематический поперечный разрез бара-побочня (в)

дартные подходы к моделированию, не учитывающие природных закономерностей осадконакопления, а также объективные трудности прямого картирования маломощных внутрирезервуарных глинистых барьеров современными технологиями ГИС и сейсморазведки.

Однако варианты решения последней проблемы можно найти, обратившись к седиментологическому описанию и количественным характеристикам современных аналогов меандрирующих речных систем. Для них установлена взаимосвязь между морфологией меандрового изгиба и местоположением драпирующих глинистых прослоев, а также подробно рассмотрены алгоритмы моделирования количественных параметров основных неоднородностей аллювиального резервуара [8, 9] (рисунок 2).

Так, например, модель Point-Bar (PB-SAND) в сочетании с базой данных FAKTS помогает улучшить не только общее понимание сложной формы меандров, но и получить подробное изображение внутреннего строения барового резервуара, включая геометрию песчаных кос и драпирующих их глинистых прослоев (рисунок 3).

Эта модель также позволяет получить детальные 3D представления о внутрирезервуарных глинистых перегородках с соответствующими численными минимальными и максимальными их значениями и стандартными

отклонениями [10]. Для расчета ширины глинистых флюидоупоров в модели используются уравнения с подобранной степенной зависимостью между толщиной и шириной глинистых прослоев, полученной на основе полных полевых измерений, представленных в базе данных FAKTS.

Глинистые драпировки разной толщины, частотности и латеральной протяженности можно моделировать как во времени (по мере развития меандра), так и в пространстве (по телу меандра). PB-SAND позволяет моделировать периодические изменения в пропорциях фаций и наклоны граничных поверхностей между фациями, обеспечивает количественную оценку неопределенностей разномасштабных параметров, влияющих на связанность коллектора, что имеет решающее значение для анализа промысловых характеристик резервуара, в частности, для прогнозирования доли остаточной нефти, удерживаемой внутрирезервуарными глинистыми перегородками.

Канальные пояса формируются в процессе длительного блуждания реки по речной долине, при которой происходят латеральная миграция и слияние индивидуальных баров-побочной. В ходе своего развития река неоднократно прорывает шейку меандра и прокладывает новое русло, развитие которого начинается с донной эрозии, за которой следует

Рисунок 2. Пример моделей баров-побочной, построенных для рек Оканоган и Якима (США) [7]: карта рельефа (а); каркас модели (б); карта мощности бара (в); доля песчаных кос в теле бара (г)

Рисунок 3. Пример пространственного положения глинистых драпирующих прослоев, полученных в результате трехмерного моделирования бара-побочня с помощью PB-SAND [9]: глинистые драпировки на 3D-изображении бара-побочня (а); схематическое изображение длины, прерывистости, ширины и толщины драпирующих глинистых прослоев (б)

латеральное смещение русла по пойменной равнине и постепенное формирование меандровых песчаных кос. Реки с более высоким коэффициентом меандрирования обычно образуют более масштабные латеральные смещения и ярко выраженную шнуровидно-изогнутую форму в плане, чем слабоизвилистые их аналоги. Благодаря латеральному смещению и повторяющимся отмираниям русел, совокупная протяженность песчаных отмелей в итоге возрастает, что приводит к образованию канального пояса на порядок шире индивидуального русла реки.

Характерной особенностью канальных поясов является их циклическое строение, обусловленное латеральными и вертикальными смещениями речных русел во времени. Этот процесс зависит от базиса эрозии и профиля равновесия реки. Так, например, при неизмен-

ном положении профиля речной долины канальные отложения вынуждены мигрировать по латерали, сопровождаясь интенсивной боковой эрозией паводковых пойменных глин и образованием путем аккреции обширного песчаного покрова. Напротив, медленное опускание аллювиальной равнины понижает базис эрозии и замедляет латеральную миграцию русловых отложений, вызывая их вертикальную агградацию с образованием амальгамированных тел, обрамленных паводковыми глинами.

Так возникают многоярусные канальные пояса, в которых песчаные тела многократно сочетаются с разделяющими их по латерали и вертикали глинистыми прослоями, определяющими сложную макронеоднородность аллювиального резервуара. Длина этажа вниз по течению в общем случае зависит от расхода реки, а его ширина по отношению к длине определяется морфологией изгиба речного русла перед его отмиранием. Общая ширина канального пояса зависит от размеров и формы слагающих его индивидуальных песчаных тел, количества этажей и их латерального размаха.

Для реалистичного моделирования такого многоярусного и сильно изменчивого канального пояса необходимы объективные сведения о геометрии и количественных показателях каждого элемента этой многопластовой аллювиальной системы.

Для речных отложений собрана обширная база данных по параметрическим характеристикам мощности, ширины и протяженности канальных песчаных тел и установлена устойчивая связь между их мощностью и шириной (рисунок 4). При моделировании канальных отложений в качестве входных данных обычно используют мощность песчаного тела, которая хорошо известна по данным бурения, а его ширину определяют из известной зависимости. Важно отметить, что эта зависимость сохраняется только в случае, когда песчаные отложения не испытывали амальгамацию и представлены индивидуальным осадочным телом мощностью в один канал. Именно в этом случае мощность канальных отложений близка к глубине врезания речного канала и ее величина, как это установлено для современных крупнейших рек, не должна превышать 20 м. Все значения мощности больше этой величины будут соответствовать вертикально слившейся канальной системе.

Статистические данные показывают, что приблизительно 95 % распределительных ка-

налов имеют ширину менее 2 км, тогда как 95 % канальных поясов достигают в ширину более 2 км [11]. Значительные разбросы и перекрытия параметров ширины и мощности существуют как в отложениях каналов, так и канальных поясов, однако канальные пояса, как правило, шире, чем индивидуальные каналы, и очень важно различать их при моделировании. Ширина каналов обычно варьируется от десятков метров до 6 км; ширина канальных поясов колеблется от 0,5 до более 60 км. Согласно имеющимся данным, каналы характеризуются средней шириной меньше 1 км и соотношением толщины к ширине около 1 : 100, тогда как для канальных поясов средняя ширина составляет около 10 км при соотношении толщины к ширине 1 : 1000 или больше.

Максимальная толщина песчаных тел, показанная на графике (рисунок 4), также является переменной величиной, поскольку она меняется как по ширине речного канала, так и вниз по течению реки. Поэтому любой отдельный ствол скважины, вскрывший ископаемые аллювиальные отложения, вряд ли будет отображать максимальную толщину целого канального тела, скорее это будет статистически средняя величина, которая, как было установлено, может составлять от 0,6 до 0,8 от максимальной толщины канала [12].

Следовательно, толщины, полученные по стволам скважин в ископаемых объектах, пре-

жде чем их использовать для прогнозирования ширины канального тела, необходимо откорректировать с учетом указанных поправочных коэффициентов, величина которых зависит от условий осадконакопления.

В канальных поясах, также как и в речных руслах, толщина отложений обычно отражает максимальную глубину размыва каналов, однако она зависит не только от расхода реки, но и от интенсивности меандрирования, частоты эрозионных размывов поймы и вертикальной агградации баров-побочней во времени. Таким образом, толщина отложений канального пояса может сильно варьироваться. Это означает, что существует естественная погрешность в определении количественных параметров погребенных канальных поясов (с использованием отношения ширины к глубине) на основе только параметра толщины, измеренного по отдельной каротажной диаграмме, или только параметра ширины, установленного по горизонтальным сейсмическим срезам.

Для решения этой проблемы существуют различные подходы и рекомендации, вытекающие из анализа геоморфологических элементов современных канальных поясов, однако все они, так или иначе, не учитывают большую неопределенность, присущую амальгамированным речным системам с сильно различающимся расходом, извилистостью, частотой перемещения каналов и их отмирания.

Условные обозначения: 1 — второстепенный канал прорыва; 2 — речной рукав; 3 — речной канал; 4 — приливной канал; 5 — канальный пояс

Рисунок 4. График зависимости ширины от толщины для различных типов канальных отложений [11]

G.P. Williams [13] обобщил многие статистические данные по современным аллювиальным системам и установил эмпирическую взаимосвязь между шириной и глубиной речного русла с учетом радиуса кривизны изгиба меандра (рисунок 5, а).

Чтобы более надежно оценить ширину одного этажа канального пояса, предложено параметры ширины канала, длины волны его изгиба и извилистости объединять с кривыми минимальной дисперсии [16] (рисунок 5, б). Хотя этот метод может дать оценку ширины только одного этажа, он все же оставляет возможность сделать вывод о предполагаемом количестве этажей и их размахе для всего канального пояса. Однако лучший результат

можно получить при условии, что погребенный канальный пояс охарактеризован хотя бы редкой сетью скважин с керном и оконтурен на сейсмостратиграфических разрезах. В этом случае рекомендуется использовать отношения толщины к ширине для более уверенной оценки количества этажей, поскольку извилистость сегмента канала и длина волны его изгиба находятся под надежным контролем параметров сейсмического волнового поля.

Таким образом, ширина канального пояса обычно на порядок больше ширины индивидуального канала и будет увеличиваться с увеличением расхода реки, ее извилистости, а также количества и размаха вертикальных этажей.

Рисунок 5. Размеры и форма каналов и канальных поясов: эмпирическая взаимосвязь между шириной и глубиной речного русла с радиусом кривизны изгиба меандра, составленная G.P. Williams из многочисленных источников [13] (а); эмпирические зависимости между шириной и глубиной русла, шириной русла и шириной руслового пояса [14] (б). Комбинированная функция определяет соотношение между глубиной канала и шириной канального пояса [15]

Представленный пример параметризации аллювиальных отложений со всей очевидностью показывает важность использования современных аналогов для улучшения получаемых трехмерных моделей ископаемых фаций путем создания их реалистичных геометрических форм на количественной основе. Вместе с тем флювиальные коллекторы продемонстрировали значительную сложность своего строения из-за многочисленных разномасштабных неоднородностей, что требует системного подхода к их изучению с целью воссоздания максимально полной картины формирования каждого фациального элемента. Подобный системный подход реализован в рабочем процессе Outcrop/Behind Outcrop (OBO), сочетающем седиментологический анализ обнажения-аналога канального пояса, полученного с помощью георадара (GPR), и

традиционные керновые и каротажные данные изучаемого ископаемого объекта. Это помогло объединить седиментологическую информацию объекта-аналога с каротажными характеристиками сравниваемых интервалов продуктивного пласта, дало возможность выделить литотипы и петрофизические классы коллекторов и обеспечило надежными входными данными процесс моделирования пространственного распределения свойств породы-коллектора [17].

Выводы

Реляционные базы данных аналогов позволяют создавать детальные количественные модели любых систем осадконакопления с выделением иерархизированных объектов и наборами количественной информации о пропорциях, геометрии, пространственных соотношениях.

ношениях фаций и структурных особенностях каждой генетической единицы. Применение фильтров в базах данных с соответствующими граничными условиями, например по типу русла, климатическому режиму бассейна и режиму стока воды, обеспечивает возможность прямого оперативного сравнения изучаемого объекта с существующими качественными моделями. Преимущества количественных баз данных для моделирования включают возможность построения моделей в различных интересующих нас масштабах, кластеризацию моделей на различные классы фаций, учет вариабельности и неопределенности, оценку потенциала сохранности путем сравнения данных ископаемых и современных геологических систем, вводимых в модель.

Основная цель обнажения-аналога — предоставить точные данные, которые помогут в моделировании статических свойств коллектора. Поскольку промысловые свойства коллектора определяются фациальными условиями его образования, то именно корректное распределение фаций должно стать основной задачей геологического моделирования любого изучаемого месторождения. Для эффективной реализации этой задачи в проектных документах необходимо использовать базы данных аналогов, которые обеспечивают информацией о:

- латеральных и вертикальных соотношениях фаций в пределах изучаемой седиментационной системы. Такие данные могут быть качественными, например, фация А сочетается по латерали с фацией Б и перекрывается фацией В, или количественными, например, в 62 % случаев в объекте встречается фация А, она перекрывает фацию Б;

- форме и размерах слагающих коллектор генетических единиц (например каналов или баров) и/или барьеров (например внутрирезервуарных глинистых прослоев);

- устойчивых соотношениях размеров фациальных тел (например ширины к толщине);

- вариограммах в случаях, когда фации должны быть смоделированы с использованием пиксельного метода;

- обнажениях-аналогах, которые можно использовать для создания тренировочных образцов для моделирования MPS.

Фация также является основным носителем петрофизических свойств. Анализ имеющихся данных по скважинам обычно проводится для определения статистического распределения петрофизических свойств и должен выполняться в пределах границ каждой конкретной фации, поскольку только так можно сохранить естественные неоднородности коллектора и реально отобразить его промысловые свойства в статических моделях. При этом большая часть количественных промысловых данных поступает из нефтяного месторождения, а не из обнажений-аналогов, хотя там, где это возможно, необходимо использовать аналоги, которые могут предоставить более обширные данные о диапазоне и характере проницаемости, чем это дают скважинные данные по изучаемому объекту.

В условиях ограниченного доступа к существующим зарубежным базам объектов-аналогов в подразделениях нефтяных компаний необходимо организовать работу по сбору и систематизации соответствующих материалов из архивных и опубликованных литературных источников. Сейчас в проектных институтах доступны очень большие массивы данных по фациальным реконструкциям и промысловым свойствам разрабатываемых объектов, которые также требуют экспертной оценки, ревизии и систематизации с целью создания собственной базы данных ископаемых аналогов. Для Волго-Уральской провинции (Башкортостан) есть возможность создания базы данных обнажений-аналогов всего погребенного платформенного стратиграфического разреза. Хорошо известно, что аналоги разновозрастных допалеозойских и палеозойских терригенных и карбонатных отложений погребенных платформенных резервуаров, в том числе и их нефтематеринских углеродистых пород [18–20], выходят на эрозионную поверхность во многих местах Южного Урала и доступны для детального изучения и количественных измерений.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Alexander J. A Discussion on the Use of Analogues for Reservoir Geology // Geological Society of London. 1993. Vol. 69. P. 175–194. DOI: 10.1144/GSL.SP.1993.069.01.08.
2. Colombero L., Felletti F., Mountney N.P., McCaffrey W.D. A Database Approach for Constraining

Stochastic Simulations of the Sedimentary Heterogeneity of fluvial Reservoirs // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 2012. Vol. 96. No 11. P. 2143–2266. DOI: 10.1306/04211211179.

3. Lewis J.J.M., Lowden B., Hurst A. Permeability Distribution and Measurement of Reservoir-Scale Sedimentary Heterogeneities in Sub-Surface Exposures of a Shallow Marine Sandbody // 13th International Sedi-

mentological Congress: Materials Conference. Nottingham, UK. 1990. P. 25-47.

4. Gibling M.R. Width and Thickness of fluvial Channel Bodies and Valley Fills in the Geological Record: A Literature Compilation and Classification // *Journal of Sedimentary Research*. 2006. Vol. 76. No. 5. P. 731-770. DOI: 10.2110/jsr.2006.060.

5. Caers J.K., Srinivasan S., Journel A.G. Geostatistical Quantification of Geological Information for a Fluvial-Type North Sea Reservoir // *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2000. Vol. 3. Issue 5. P. 457-467. DOI: 10.2118/66310-PA.

6. Pyrcz M.J., Boisvert J.B., Deutsch C.V. A Library of Training Images for Fluvial and Deepwater Reservoirs and Associated Code // *Computers and Geosciences*. 2008. Vol. 34. Issue 5. P. 542-560. DOI: 10.1016/j.cageo.2007.05.015.

7. Miall A.D. Reservoir Heterogeneities in Fluvial Sandstones: Lesson From Outcrop Studies // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1988. Vol. 72. No. 6. P. 682-697. DOI: 10.1306/703C8F01-1707-11D7-8645000102C1865D.

8. Yan N., Colombero L., Mountney N.P. Controls on Fluvial Meander-Belt Thickness and Sand Distribution: Insights from Forward Stratigraphic Modeling // *Sedimentology*. 2020. Vol. 68. Issue 5. P. 1831-1860. DOI: 10.1111/sed.12830.

9. Yan N., Colombero L., Mountney N.P., Dorell R.M. Fluvial Point-Bar Architecture and Facies Heterogeneity and Their Influence on Intra-Bar Static Connectivity in Humid Coastal-Plain and Dryland Fan Systems // *Fluvial Meanders and Their Sedimentary Products in the Rock Record*: In Book. Hoboken, N.J.: John Wiley and Sons Ltd., 2019. P. 475-508. DOI: 10.1002/9781119424437.ch18.

10. Yan N., Mountney, N.P., Colombero L., Dorell R.M. A 3D Forward Stratigraphic Model of Fluvial Meander-Bend Evolution for Prediction of Pointbar Lithofacies Architecture // *Computers and Geosciences*. 2017. Vol. 105. P. 65-80. DOI: 10.1016/j.cageo.2017.04.012.

11. Reynolds A.D. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1999. Vol. 83. No. 2. P. 211-229. DOI: 10.1306/00AA9A48-1730-11D7-8645000102C1865D.

12. Hirst J.P.P., Blackstock C.R., Tyson T. Stochastic Modelling of Fluvial Sandstone Bodies // *The Geological Modelling of Hydrocarbon Reservoirs and Outcrop Analogues*: In Book. Gent: International Association of Sedimentologists, 1993. Special Publication 15. P. 237-252. DOI: 10.1002/9781444303957.ch15.

13. Williams G.P. River Meanders and Channel Size // *Journal of Hydrology*. 1986. Vol. 88. Issue 1-2. P. 147-164. DOI: 10.1016/0022-1694(86)90202-7.

14. Leopold L.B., Wolman M.G. River Meanders // *Geological Society of America Bulletin*. 1960. Vol. 71. Issue 6. P. 769-793. DOI: 10.1130/0016-7606(1960)71[769:RM]2.0.CO;2.

15. Brian J.W., Sech R.P. Emergent Facies Patterns Within Fluvial Channel Belts // *Fluvial Meanders and Their Sedimentary Products in the Rock Record*: In Book. Hoboken, N.J.: John Wiley and Sons Ltd., 2019. P. 509-542. DOI: 10.1002/9781119424437.ch19.

16. Langbein W.B., Leopold L.B. River Meanders: Theory of Minimum Variance // *Geographical Review*. 1967. Vol. 57. No. 2. P. 279-280. DOI: 10.2307/213171.

17. Swan A., Hartley A.J., Owen A., Howell J. Reconstruction of a Sandy Point — Bar Deposit: Implications for Fluvial Facies Analysis // *Fluvial Meanders and Their Sedimentary Products in the Rock Record*: In Book. Hoboken, N.J.: John Wiley and Sons Ltd., 2019. P. 445-474. DOI: 10.1002/9781119424437.ch17.

18. Крупенин М.Т., Маслов А.В., Рыкус М.В., Сначев В.И. Новые данные о содержании Сорг в сланцах нижнего и среднего рифея Южного Урала // *Труды Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого*. 1993. № 140. С. 19-20.

19. Рыкус М.В., Сначев В.И. Особенности палеозойского углеродистого осадконакопления Сысертско-Ильменогорской зоны Южного Урала // *Осадочные бассейны: закономерности строения и эволюции, минерализация матер. 4 регионального Уральского литологического совещания*. Екатеринбург: Институт геологии и геохимии УрО РАН, 2000. С. 112-114.

20. Рыкус М.В., Сначев В.И., Кузнецов Н.С., Савельев Д.Е., Бажин Е.А., Сначев А.В. Рудоносность дунит-гарцбургитовой и черносланцевой формаций пограничной зоны между Южным и Средним Уралом // *Нефтегазовое дело*. 2009. Т. 7. № 2. С. 17-27.

REFERENCES

1. Alexander J. A Discussion on the Use of Analogues for Reservoir Geology. *Geological Society of London*, 1993, Vol. 69, pp. 175-194. DOI: 10.1144/GSL.SP.1993.069.01.08.

2. Colombero L., Felletti F., Mountney N.P., McCaffrey W.D. A Database Approach for Constraining Stochastic Simulations of the Sedimentary Heterogeneity of fluvial Reservoirs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 2012, Vol. 96, No 11, pp. 2143-2266. DOI: 10.1306/04211211179.

3. Lewis J.J.M., Lowden B., Hurst A. Permeability Distribution and Measurement of Reservoir-Scale Sedimentary Heterogeneities in Sub-Surface Exposures of a Shallow Marine Sandbody. *Materials Conference «13th International Sedimentological Congress»*. Nottingham, UK, 1990, pp. 25-47.

4. Gibling M.R. Width and Thickness of fluvial Channel Bodies and Valley Fills in the Geological Record: A Literature Compilation and Classification. *Journal of Sedimentary Research*, 2006, Vol. 76, No. 5, pp. 731-770. DOI: 10.2110/jsr.2006.060.

5. Caers J.K., Srinivasan S., Journel A.G. Geostatistical Quantification of Geological Information for a Fluvial-Type North Sea Reservoir. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2000, Vol. 3, Issue 5, pp. 457-467. DOI: 10.2118/66310-PA.

6. Pyrcz M.J., Boisvert J.B., Deutsch C.V. A Library of Training Images for Fluvial and Deepwater Reservoirs and Associated Code. *Computers and Geosciences*, 2008, Vol. 34, Issue 5, pp. 542-560. DOI: 10.1016/j.cageo.2007.05.015.

7. Miall A.D. Reservoir Heterogeneities in Fluvial Sandstones: Lesson From Outcrop Studies. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1988, Vol. 72,

No. 6, pp. 682-697. DOI: 10.1306/703C8F01-1707-11D7-8645000102C1865D.

8. Yan N., Colombero L., Mountney N.P. Controls on Fluvial Meander-Belt Thickness and Sand Distribution: Insights from Forward Stratigraphic Modeling. *Sedimentology*, 2020, Vol. 68, Issue 5, pp. 1831-1860. DOI: 10.1111/sed.12830.

9. Yan N., Colombero L., Mountney N.P., Dorrell R.M. Fluvial Point-Bar Architecture and Facies Heterogeneity and Their Influence on Intra-Bar Static Connectivity in Humid Coastal-Plain and Dryland Fan Systems. In Book «*Fluvial Meanders and Their Sedimentary Products in the Rock Record*». Hoboken, N.J., John Wiley and Sons Ltd., 2019. pp. 475-508. DOI: 10.1002/9781119424437.ch18.

10. Yan N., Mountney, N.P., Colombero L., Dorrell R.M. A 3D Forward Stratigraphic Model of Fluvial Meander-Bend Evolution for Prediction of Pointbar Lithofacies Architecture. *Computers and Geosciences*, 2017, Vol. 105, pp. 65-80. DOI: 10.1016/j.cageo.2017.04.012.

11. Reynolds A.D. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1999, Vol. 83, No. 2, pp. 211-229. DOI: 10.1306/00AA9A48-1730-11D7-8645000102C1865D.

12. Hirst J.P.P., Blackstock C.R., Tyson T. Stochastic Modelling of Fluvial Sandstone Bodies. In Book «*The Geological Modelling of Hydrocarbon Reservoirs and Outcrop Analogues*». Gent, International Association of Sedimentologists, 1993. Special Publication 15. pp. 237-252. DOI: 10.1002/9781444303957.ch15.

13. Williams G.P. River Meanders and Channel Size. *Journal of Hydrology*, 1986, Vol. 88, Issue 1-2, pp. 147-164. DOI: 10.1016/0022-1694(86)90202-7.

14. Leopold L.B., Wolman M.G. River Meanders. *Geological Society of America Bulletin*, 1960, Vol. 71, Issue 6, pp. 769-793. DOI: 10.1130/0016-7606(1960)71[769:RM]2.0.CO;2.

15. Brian J.W., Sech R.P. Emergent Facies Patterns Within Fluvial Channel Belts. In Book «*Fluvial Meanders*

and Their Sedimentary Products in the Rock Record». Hoboken, N.J., John Wiley and Sons Ltd., 2019. pp. 509-542. DOI: 10.1002/9781119424437.ch19.

16. Langbein W.B., Leopold L.B. River Meanders: Theory of Minimum Variance. *Geographical Review*, 1967, Vol. 57, No. 2, pp. 279-280. DOI: 10.2307/213171.

17. Swan A., Hartley A.J., Owen A., Howell J. Reconstruction of a Sandy Point — Bar Deposit: Implications for Fluvial Facies Analysis. In Book «*Fluvial Meanders and Their Sedimentary Products in the Rock Record*». Hoboken, N.J., John Wiley and Sons Ltd., 2019. pp. 445-474. DOI: 10.1002/9781119424437.ch17.

18. Krupenin M.T., Maslov A.V., Rykus M.V., Snachev V.I. Novye dannye o sodержanii Sorg v slantsakh nizhnego i srednego rifeya Yuzhnogo Urala [New Data on Corg Content in Shales of the Lower and Middle Riphean of the South Urals]. *Trudy Instituta geologii i geokhimii im. akademika A.N. Zavaritskogo — Proceedings of the Institute of Geology and Geochemistry Named after Academician A.N. Zavaritsky*, 1993, No. 140, pp. 19-20. [in Russian].

19. Rykus M.V., Snachev V.I. Osobennosti paleozoiskogo uglerodistogo osadkonakopleniya Sysertsko-Il'menogorskoi zony Yuzhnogo Urala [Features of Paleozoic Carbonaceous Sedimentation of the Sysertsko-Ilmenogorsk Zone of the Southern Urals]. *Materialy 4 regional'nogo Ural'skogo litologicheskogo soveshchaniya «Osadochnye basseiny: zakonomernosti stroeniya i evolyutsii, minerageniya»* [Materials of the 4th Regional Ural Lithological Meeting «Sedimentary Basins: Patterns of Structure and Evolution, Minerageny»]. Ekaterinburg, Institut geologii i geokhimii UrO RAN Publ., 2000, pp. 112-114. [in Russian].

20. Rykus M.V., Snachev V.I., Kuznetsov N.S., Savelev D.E., Bazhin E.A., Snachev A.V. Rudonosnost' dunitgartsburgitovoi i chernoslantsevoi formatsii pogranichnoi zony mezhdru Yuzhnym i Srednim Uralom [Ore Mineralization of Dunite-Harzburgite and Black Shale Formations in a Transitional Area Between the South and Middle Urals]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2009, Vol. 7, No. 2, pp. 17-27. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Рыкус Михаил Васильевич, канд. геол.-минерал. наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ; эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Mikhail V. Rykus, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Assistant Professor of Geology and Oil and Gas Field Exploration Department, USPTU; Expert, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: rykusmihail@mail.ru

Сначёв Александр Владимирович, канд. геол.-минерал. наук, ведущий научный сотрудник, заведующий лабораторией «Рудных месторождений», Институт геологии УФИЦ РАН, г. Уфа, Российская Федерация

Aleksandr V. Snachev, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Leading Researcher, Head of Ore Field Laboratory, Institute of Geology, UFRS RAS, Ufa, Russian Federation

e-mail: SAVant@rambler.ru