

УДК 553.984

ПРОГНОЗНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.А. Жуковская

ООО «Газпромнефть НТЦ»

E-mail: Zhukovskaya.EA@gazpromneft-ntc.ru

Рассмотрена возможность использования фациальных моделей с позиции многогранности поисково-разведочных работ, а также разной масштабности седиментационных бассейнов. Показаны принципиальные вопросы, решаемые посредством фациального моделирования на этапе поиска и этапе разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождений. Установлены ограничения для использования в прогнозных целях фациальных моделей, которые продемонстрированы на конкретных примерах месторождений с терригенными коллекторами.

Ключевые слова: Фациальный анализ, седиментационная модель, прогноз коллектора

Многомерность поисково-разведочных работ предполагает последовательное проведение разномасштабных исследований с использованием разнообразных методов от макроскопического масштаба (сейсмика, ГИС) до микроскопического изучения пород. Обычно практика поиска и локализации геологических тел предусматривает следующий порядок:

- поиск критериев для выделения геологических тел,
- установление генезиса выделенных геологических тел,
- изучение геометрии найденных тел,
- оставление карты фаций или литолого-фациальных типов разрезов.

На этапе поисков ловушек неантиклинального типа выбор приоритетных точек бурения скважин во многом зависит от геологической модели образования залежи. Одной из первоочередных задач при этом является создание модели седиментации в выбранном временном интервале в зональном масштабе, а затем модели формирования залежей и установление основных характеристик залежей, выбор объектов разведки в изучаемом районе. Прибегая к фациальному моделированию можно достаточно достоверно зафиксировать периметр или окончание залежи, оценить максимальную мощность резервуара. Помимо этого возможен прогноз развития фаций, не выявленных сейсмикой и бурением, но предполагаемых согласно с принятой модели седиментации с учетом сохранности различных фаций в ходе истории развития бассейна.

На этапе разведки и опытно-промышленной эксплуатации основной целью является получение данных для составления схемы разработки. Решаются как геологические задачи (оконтуривание и геометризация залежи), так и резервуарные - определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и неоднородностей коллектора. Если неоднородность пласта коллектора в природном резервуаре обусловлена процессами седиментации – вполне реально оценить и предсказать развитие неоднородности в про-

странстве на основании фациальной модели локального масштаба, более детальной и достоверной в сравнении с зональной моделью.

Геологи традиционно работают с образами, разработчики – с цифрами, хотим или нет, но развитие информационных технологий неуклонно проникает в нефтегазовую отрасль. Уже никого не удивляет понятие 3D-модель, «цифровой керн», «цифровое месторождение», однако все начинается с поиска залежей углеводородов (УВ). И на этом этапе уже нужно привлекать численные характеристики, которые можно оптимально определить при уверенной интерпретации условий седиментации терригенных отложений. Самое сложное - конвертировать (перевести) описательную характеристику фации в индексы или коэффициенты. Такая параметризация должна учитывать многие геологические аспекты. Безусловно, геологи в результате изучения керна и комплексирования с материалами ГИС и сейсмоки получают очень важную и многогранную информацию, однако из всего массива данных для целей поиска и разведки наиболее оптимальным будет предлагаемый к использованию набор параметров резервуара, имеющих седиментационную природу, представленный в **таблице 1**. Определив круг параметров, характеризующих тот или иной нефтепоисковый объект, можно создать «геологический образ объекта» и применить к нему типовые поисковые решения.

Активное внедрение в производственный процесс сейсмических исследований МОГТ 3D и технологий трехмерного геологического моделирования способствовало их интеграции и повышению эффективности общего результата в изучении месторождений УВ. Подсчет запасов теперь все чаще выполняется на основании геологических моделей.

По результатам литолого-фациального анализа керна Салымской группы месторождений в нижнемеловом разрезе ахской свиты были выделены следующие ассоциации фаций, приуроченные разным частям «глубоководного» конуса выноса: верхняя часть – проксимальная (канал, приустьевой вал); средняя часть – медиальная (лопасти, межлопастные иловые осадки); нижняя - дистальная (внешние части лопастей и межлопастные иловые осадки), а также гемипелагические или фоновой седиментации. Полученные результаты были использованы в сейсмофациальном анализе при выделении границ тел ачимовских отложений клиноформы БС-8 ахской свиты.

Проведенными исследованиями определено пространственное положение отдельных тел лопастей двух типов: «лопасти» (совместно проксимальных частей с депоцентрами седиментации и медиальных) и «дистальных лопастей», а также распределительных каналов и оползневых тел. Это позволило произвести геометризацию залежей (методами объектного моделирования) по объектам с различными ФЕС и дифференцировать запасы по площади. Это в свою очередь, повышает эффективность разведки и разработки. Реализация вертикальной неоднородности фациальной модели и увязанных с фациями ФЕС дает более аргументированный и точный прогноз движения флюидов в пласте. Установлено, что основная доля запасов приурочена к ассоциации фаций – «лопасти».

Таблица 1.

Морфометрические параметры резервуара и неоднородность его свойств, обусловленных седиментацией

Показатели	Характеристика	Достоверность	Ограничения
Геометрия резервуара	Морфология, (очертания в плане)	Средняя-высокая	
	Удлиненность (L/D)	Низкая	Малая статистическая выборка
	Размеры, м (D - длина, L - ширина, H – мощность)	Низкая-средняя	Правильный выбор современных аналогов
	Ориентация тел	Средняя	Отсутствие региональных данных или исследований сопредельных территорий
	Форма в разрезе	Средняя	Перестройка структурного плана
	Расчлененность, песчаных прослоев в пласте, ед.	Средняя-высокая	
	Песчанистость, ед.	Высокая	
	Ритмичность (шаг ритма, м)	Средняя-высокая	
	Количественные показатели Кп и Кпр	Низкая-средняя	Литогенетические преобразования и тектоногенез
Фильтрационно-емкостные свойства резервуара	Тренды латеральной изменчивости (анизотропия)	Низкая	Осложнение тектонических и литогенетических процессов
	Тренды вертикальной неоднородности	Средняя	Осложнение литогенетических процессов
	Ритмичность (шаг ритма, м)	Низкая - средняя	Осложнение литогенетических процессов

Аналогичная природа формирования установлена и для отложений ачимовской толщи Приобского месторождения, где в пределах южной лицензионной территории, конусы выноса группы пластов АС занимают 42% площади. Зная основные закономерности образования турбидитовых комплексов и учитывая особенности развития резервуаров на хорошо и всесторонне изученном Приобском месторождении [1], мы можем предполагать размер отдельных лопастей, сложенных алеврито-песчаными отложениями, их мощность и соотношение мощность/ширина. При превышении критических значений по любому из указанных параметров следует рассматривать наложение или слияние нескольких лопастей.

Аллювиальные отложения часто служат хорошими резервуарами для скопления УВ в различных нефтегазоносных провинциях и разных возрастных интервалах. Не-

смотря на все трудности прослеживания речных песчаников, их нельзя не учитывать. Успешные поиски нефти в таких песчаниках требуют знания особенностей их формирования и распространения. В качестве примера можно рассмотреть песчаные тела понт-плиоценового возраста Панонского бассейна (Сербия). Их аллювиальный генезис, диагностируемый по сейсмике с привлечением скудных керновых [2], позволяет предположить конкретные численные морфометрические характеристики, типичные для определенных речных систем, что значительно повышает точность прогноза развития коллекторов.

Многомерность связей коллекторских свойств пород с совокупностью параметров, обусловленная разными последствиями одной причины и очень схожими следствиями разных причин (идентичным откликом системы), не позволяет рассматривать модель седиментации в качестве единственного инструмента поиска коллекторов с улучшенными ФЕС. По опыту построения фациальных моделей были установлены некоторые объективные ограничения их прямого использования при поиске и разведке. В прогнозных целях фациальные модели можно рекомендовать использовать для следующих случаев:

1. **Платформенные осадочные комплексы.** Даже для плитных условий распределение обстановок седиментации контролируется волновыми тектоническими преобразованиями палеорельефа, что было показано В.Б. Белозеровым [3] на примере кинематической модели осадконакопления юрских отложений платформенного чехла ЗСП. Поскольку геосинклинальные территории не сразу теряют тектоническую активность, в результате чего формируются комплексы, получившие название «переходных (промежуточных)», наличие некомпенсированного осадконакопления и регулярных син- и конседиментационных тектонических импульсов приводит к нарушению развития фациального профиля, накоплению специфических фаций и серьезным осложнениям при прогнозе развития резервуаров.

Примером такого бассейна может быть рассмотрен Паннонский бассейн. При активной тектонической истории этого региона наличие коллектора не гарантирует существование ловушки, требуется учитывать целый комплекс критериев [4]. Геологический анализ мелких залежей в таком регионе стирает отличия между разведочным и эксплуатационными бурением. Специалистам приходится интегрировать знания о региональной геологии с данными масштаба скважины уже на первой стадии изучения месторождения УВ, поскольку ошибки обходятся очень дорого. При отсутствии прямых месторождений-аналогов, именно выбранная на основании исследований керна концепция осадконакопления в значительной мере влияет на эффективность технологических операций – выбор интервалов перфорации, метод освоения скважин и пр. Ее роль в выборе принципов геологического моделирования также определяющая.

2. **Слабая преобразованность пород стадийными процессами.** ФЕС осадка, обусловленные седиментационными предпосылками, осложняются процессами постседиментационного преобразования пород, что может, как нивелировать, так и усиливать их неоднородность. Например, вторичные (стадийные) процессы в юрских

отложениях ЗСП имеют не только широкое распространение, но и существенную интенсивность, влияющую на структурно-вещественные характеристики пород, а также на их (ФЕС). Спектр этих преобразований весьма широк и включает: уплотнение пород под действием геостатического давления; растворение зерен кварца на контактах между зернами; регенерация зерен кварца и полевого шпата; пелитизация, серицитизация, растворение, образование аутигенных минералов (каолинита, кальцита, пирита и др.).

Для гравийно-песчаных отложений пластов Ю₁₅₋₁₄ Урманско-Арчинской зоны, накопление которых происходило в гумидных условиях на относительно выровненном глинистыми отложениями тогурской свиты рельефе, седиментационные факторы не имеют ключевого значения в распределении коллекторских свойств. Пласт Ю₁₅ сложен грубообломочным материалом, отлагающимся достаточно бурными реками с блуждающими руслами (ветвящиеся). Типичная для таких речных систем русловая многоуровневость предопределяет непостоянство толщин выделяемых песчаных тел, вследствие чего послойная корреляция их затруднительна. Однако эти галечно-гравийные покровы имеют широкое площадное распространение.

Формирование песчаных отложений пласта Ю₁₄ связано с деятельностью более спокойных равнинных рек меандрирующего типа, формирующие обширные русловые песчаные пояса (*риббоны - сложенные латерально аккрецированными индивидуальными баррами-побочными*), перемежающиеся пойменно-старичными фациями. Интересно отметить, что выявленные отличия в условиях седиментации пластов не влияют на распределение фильтрационно-емкостных параметров и для обоих пластов принята единая петрофизическая зависимость «пористость – проницаемость». Генезис отложений, повсеместное распространение и отсутствие контрастных сейсмических образов в интервале обоих пластов, антиклинальная структура дает возможность предполагать наличие резервуара с неплохими коллекторскими свойствами. Тем не менее, такого в керне мы не наблюдаем, пористость, а особенно проницаемость значительно ниже ожидаемых. Кроме того, отмечаются явные отличия в коллекторских свойствах пластов по площади.

В пределах Урманского поднятия диапазон изменения пористости и проницаемости значительно шире, здесь присутствуют породы с более высокими ФЕС, в пластах Арчинского месторождения пробы с пористостью свыше 14 % и проницаемостью более 4 мкм² отсутствуют. Петрографический анализ пород выявил причину этому факту – сильное вертикальное уплотнение с развитием конформных и инкорпорационных (сутурных) контактов зерен и ухудшению фильтрационно-емкостных свойств и понижению доли коллекторов в песчаной части разреза. Снижение коллекторских свойств пород, вероятно, вызвано повышенным уплотнением, обусловленным неоднократными восходящими движениями, происходившими до формирования залежи. На территории Урманского поднятия, где вертикальные подвижки блоков были менее выраженными, единичные скважины с уменьшенной долей коллекторов в песчаниках находятся различных частях месторождения, и, вероятно, связаны с локальными зонами повышенного эффективного напряжения.

3. *Отсутствие или незначительное проявление наложенных (эпигенетических процессов).* Примером влияния таких процессов может служить Крапивинское нефтяное месторождение (Томская область). Согласно литолого-фациальным исследованиям [5], продуктивные отложения пласта Ю₁³⁻⁴ сформированы в мелководноморских условиях внутреннего шельфа при смене обстановок от нижней предфронтальной зоны пляжа до нижнего и верхнего пляжа (схема геоморфологических единиц Emery, 1960), связанной с кратковременной регрессией эпиконтинентального бассейна фоне глобальной келловей-оксфордской трансгрессии, вызванной максимальным за всю историю развития бассейна погружением. Следовательно, изначально хорошими коллекторскими свойствами будут обладать песчаники средней и верхней частей разреза, генетически связанные центральными частями баров. Прогноз пространственной ориентации таких баровых тел, расположенных параллельно береговой линии палеобассейна, их размеров не дал ответа на вопрос: где и почему развиты «суперколлекторы».

Петрографическими исследованиями установлено, что решающая роль в возникновении коллекторов с аномально высокими фильтрационно-емкостными свойствами принадлежит процессам порового выщелачивания, приводящим к минеральным (развитие каолинита и регенерационного кварца) и структурным (улучшение сортированности) изменениям песчаников; условия осадконакопления имеют подчиненное значение. Наиболее вероятной причиной контрастных проявлений процессов порового выщелачивания является фильтрация углекислых растворов по многочисленным малоамплитудным дизъюнктивным нарушениям, локализованным в пределах ранее выделенных Славкиным В.С. по 2-D сейсмике разломах.

Обратная картина наблюдается для нефтепромысловых объектов базальных терригенных горизонтов венда Непско-Ботуобинской антеклизы. В песчано-гравелитовых отложениях непской свиты (пласты В₁₀-В₁₃ Чонских (Игнялинский, Вакунайский, Тымпучиканский) лицензионных участков ООО «Газпромнефть-Ангара»), формирующих покровные тела флювиогляциального генезиса (фаиии зандровой равнины), вторичные процессы засоления привели к резкому ухудшению коллекторских свойств. Рост галитовой цементации наблюдается в хорошо отсортированных породах повышенной зернистости и малой глинистости, то есть обладающими изначально наилучшими коллекторскими свойствами, которые они утратили в ходе литогенеза как стадийного, так и наложенного.

Литогенез погружения был локально усилен процессами литогенеза динамотермальной активизации вследствие развития траппов и подъема изотерм в зонах разломов. Максимальное засоление приурочено к тектоническим аномалиям северо-западного направления и закономерно уменьшается при удалении от них. В данном примере прогнозная сила фациальной модели нивелирована последующей длительной историей геологического развития региона. Прогноз развития высокоемких коллекторов не возможен без выявления закономерностей распределения зон максимального засоления, механизма отложения солей (этапность и термодинамические условия), увязки керновых исследований с материалами ГИС и сейсморазведки 3-D.

В заключении следует отметить, что накопление фактического материала по фациальным моделям не аккумулируется в единую базу ввиду корпоративных требований безопасности. Фациальные модели не подлежат государственному регулированию, т.к. напрямую непосредственно не используется в подсчете запасов, и зачастую в компаниях нет локальных нормативных данных по построению фациальных (седиментационных) моделей. Все это приводит к отсутствию унифицированных данных и затрудняет тиражирование созданных моделей и даже формулировку рекомендаций по созданию моделей. В связи с вышеизложенным, назрела острая необходимость разработать общие (единые) требования к фациальной модели и стандартизировать входные данные для моделирования и прогнозирования развития седиментационных песчаных тел и их геометрии, выбора объектов - аналогов из уже изученных (опубликованных).

ЛИТЕРАТУРА

1. Ольнева Т.В., Овечкина В.Ю., Каранов В.В. «Сейсмовидение» геологических процессов и явлений: подводные конусы выноса // Геофизика. - 2015. - № 6. - С.8-13.
 2. Ольнева Т.В., Жуковская Е.А. Сейсмовидение геологических процессов и явлений: русловые отложения континентальных обстановок осадконакопления // Геофизика. – 2016. - №2.- С.2-9.
 3. Белозеров В.Б. Седиментационные модели верхнеюрских резервуаров горизонта Ю1 Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции как основа для оптимизации систем их разведки и разработки. Автореф. дис. док. геол.-мин. наук. – Томск, 2008. – 33 с.
 4. Попов А.Ю., Родионов А.Е., Милей Е.С., Богатырев И.Ю., Гогич А., Вучкович Б., Ольнева Т.В. Определение поисковых критериев для проведения геологоразведочных работ на основании комплексного изучения месторождения-спутника (регион Северный Банат, республика Сербия) // Геофизика. - 2016.
 5. Жуковская Е.А., Кравченко Г.Г. Влияние вторичных изменений на коллекторские свойства верхнеюрских продуктивных отложений Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. - 2010. - Т. 316, № 1.-С. 93-98.
-



Жуковская Елена Анатольевна. Кандидат геолого-минералогических наук, ведущий эксперт по седиментологии терригенных коллекторов, ООО «Газпром-нефть НТЦ», г. Санкт-Петербург.