

УДК 550.812.12

МЕТОДИКА ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

М.Ж. Таубасова, О.Б. Бегимбетов

Бассейновое моделирование представляет собой технологию, комбинирующую геолого-геофизическую, геохимическую и промышленную информацию, а также практические геологические знания с целью восстановления всей цепочки тектоно-седиментационных процессов формирования осадочных бассейнов, что позволяет детальной понять принципы распределения элементов нефтегазоносных комплексов и механизмы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Применение данного подхода позволяет снизить геологические риски при формировании и эффективном управлении портфелем разведочных работ, повышая эффективность геологоразведки.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, залежи углеводородов, генерация, аккумуляция, нефтегазоматеринская порода, нефтегазоносная система.

Моделирование осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем является неотъемлемой частью региональных проектов по изучению геодинамики областей с доказанной и перспективной нефтегазоносностью. Благодаря новым технологиям, таким как бассейновое моделирование, можно решить основные задачи – восстановление истории геологического развития региона и процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества с оценкой возможности формирования залежей углеводородов [1]. По результатам моделирования можно также получить количественный прогноз генерации и аккумуляции углеводородов (далее – УВ) и в дальнейшем использовать как при ранжировании перспективных объектов для портфеля на недропользование, так и для создания уточненных геологических моделей месторождений с целью обоснованного подсчета запасов УВ и проектирования разработки.

Статья сформирована по результатам выполненных региональных исследований и имеет информационный и методический характер для понимания прин-

ципов бассейнового моделирования как инструмента эффективного поиска ловушек нефти и газа.

По причине политики конфиденциальности названия районов, скважин, данные координат и другая аналогичная информация скрыта или намеренно изменена, также, как и краевые части геометрии структурных карт. Результаты данной работы предназначены для представления новых возможностей и методик в целях повышения геологоразведочных работ путем бассейнового моделирования.

Методический подход

Для регионального этапа исследования при бассейновом моделировании необходимо провести комплексный анализ всех имеющихся геолого-геофизических, а также геохимических данных. Основным фактором для прогноза перспектив нефтегазоносности является корректное геологическое наполнение модели различными свойствами и объектами – геохимические параметры (% витринита, общее содержание органического углерода, водородный индекс, S₁, S₂ и др.), концептуальная оценка развития в раз-

резе и по площади нефтегазоматеринских толщ, коллекторов и флюидоупоров, тепловая история региона, палеоуровни моря по основным периодам, наличие и проводимости разрывных нарушений, мощность и продолжительность размывов, перерывов и др.

Моделирование процессов формирования залежей углеводородов выполнено в программном комплексе PetroMod и основано на реконструкции истории геологического развития региона и всех процессов, сопровождающих стадии накопления и преобразования осадочных пород и органического вещества с оценкой формирования углеводородов.

Комплексный подход при бассейновом моделировании состоит из следующих этапов (рис. 1):

- сбор и анализ геолого-геофизической информации, включающей результаты бурения скважин, литолого-стратиграфическое описание пород, сейсмические и гравимагнитные материалы, результаты лабораторных исследований (физико-химические свойства флюидов и пласта);
- интерпретация и переинтерпретация сейсмических данных для построения структурно-тектонической модели по основным сейсмостратиграфическим горизонтам с дальнейшим построением внутриформационных горизонтов 3 и 4-го порядка;
- палеореконструкция истории развития региона, обстановок осадконакопления с использованием сейсмофациального (сиквенс-стратиграфического) анализа и применение атрибутного сейсмического анализа;
- построение седиментационной модели с разбиением карт фаций по ярусам в региональном масштабе;
- создание карт палеоэрозии и палеобатиметрии с использованием трендов изменения данных параметров в течение

геологического времени;

- 1D-моделирование – калибровка тепловой модели времени;
- 2D-моделирование – анализ и оценка генерации и миграции углеводородов, оценка влияния перерывов, размывов и разломов на формирование и сохранность залежей углеводородов;
- 3D-моделирование – выделение очагов генерации углеводородов, зон дренирования ловушек и путей миграции флюида, оценка объема сгенерированных углеводородов.

На основе подготовленного геолого-геофизического комплекса данных осуществляется моделирование формирования углеводородных систем, выполняется нефтегазогеологическое районирование, оценка ресурсов и геологических рисков, ранжирование перспективных объектов и подготовка рекомендаций по дальнейшим направлениям геолого-геофизических работ.

В данной работе представлено применение бассейнового моделирования на виртуальном осадочном бассейне, где подготовлен значительный объем сейсмических (более 5 800 км² 3D-сеймики, свыше ~26 970 пог. км 2D-сеймики) и скважинных (свыше 200 скважин) материалов. Изучены и применены многочисленные фоновые отчеты, научные публикации и зарубежная литература. С целью прогноза нефтегазоматеринских пород (далее – НМП) создана периодически дополняемая геохимическая база данных. В данной работе применены геохимические данные по 42 скважинам.

Следует отметить, что ввиду неравномерности геолого-геофизических данных, в первую очередь изучены районы с наиболее полным покрытием. В дальнейшем результаты легли в основу модели для адаптации всего осадочного бассейна.

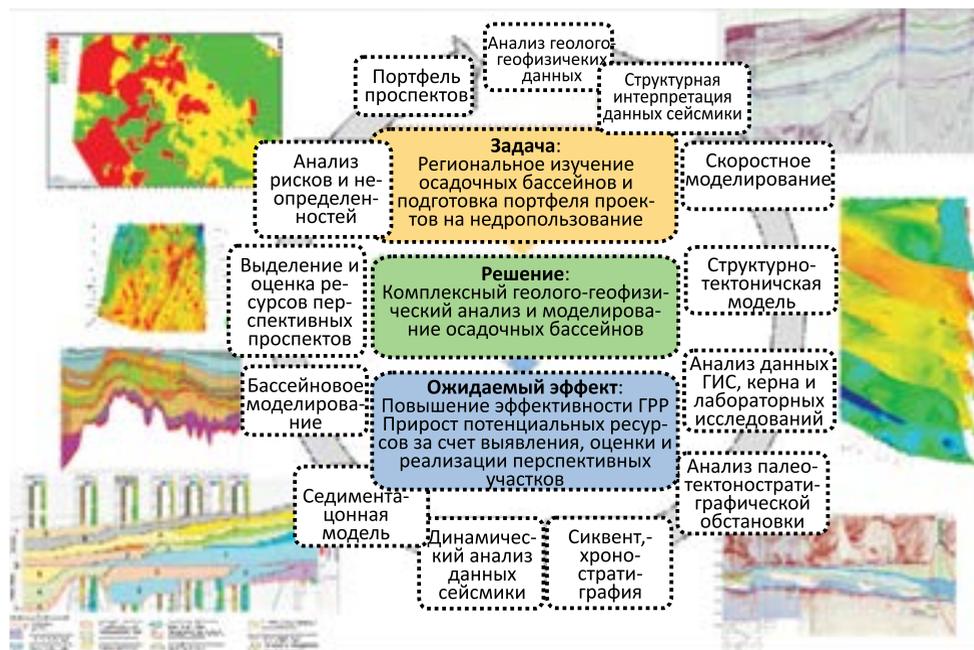


Рисунок 1. Алгоритм проведения бассейнового моделирования осадочных бассейнов

Структурно-тектоническая и седиментационная модель региона

В рамках регионального построения структурно-тектонической модели проводились работы по интерпретации и переинтерпретации сейсмических материалов с учетом гравиметрических и магнитных данных в комбинации с тектонической историей региона. Переинтерпретация сейсмических материалов позволила существенно уточнить, а в некоторых случаях пересмотреть и создать новую структурно-тектоническую модель строения и формирования осадочного бассейна (рис. 2).

Совместно со структурной интерпретацией проводились исследования по палеореконструкции истории развития региона с учетом накопленной геологической информации. В рамках текто-

но-стратиграфического анализа определена временная последовательность накопления осадков (хроностратиграфия) в целях восстановления истории формирования осадочного бассейна. Преимущество использования хроностратиграфии состоит в том, что учитываются горизонтальное распределение стратиграфических слоев и геологические процессы, такие как эрозия и перерывы в условиях осадконакопления. Восстановление хроностратиграфии осуществлялось посредством имеющихся данных сейсмических исследований (рис. 3). В дополнение для оценки развития резервуаров и флюидоупоров в плане и в разрезе по сейсмическим данным выполнен сейсмофациальный и сиквенс-стратиграфический анализ.

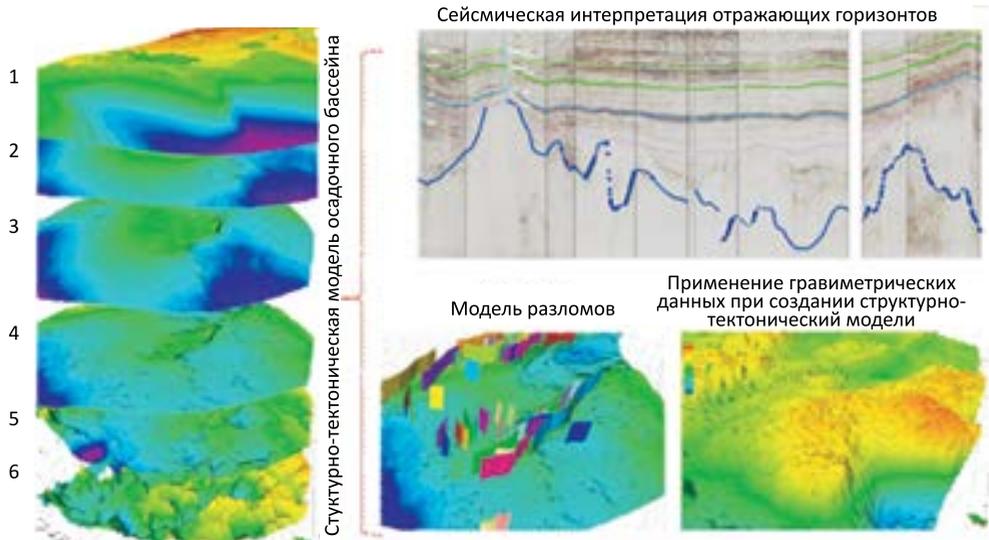


Рисунок 2. Структурно-тектоническая модель осадочного бассейна

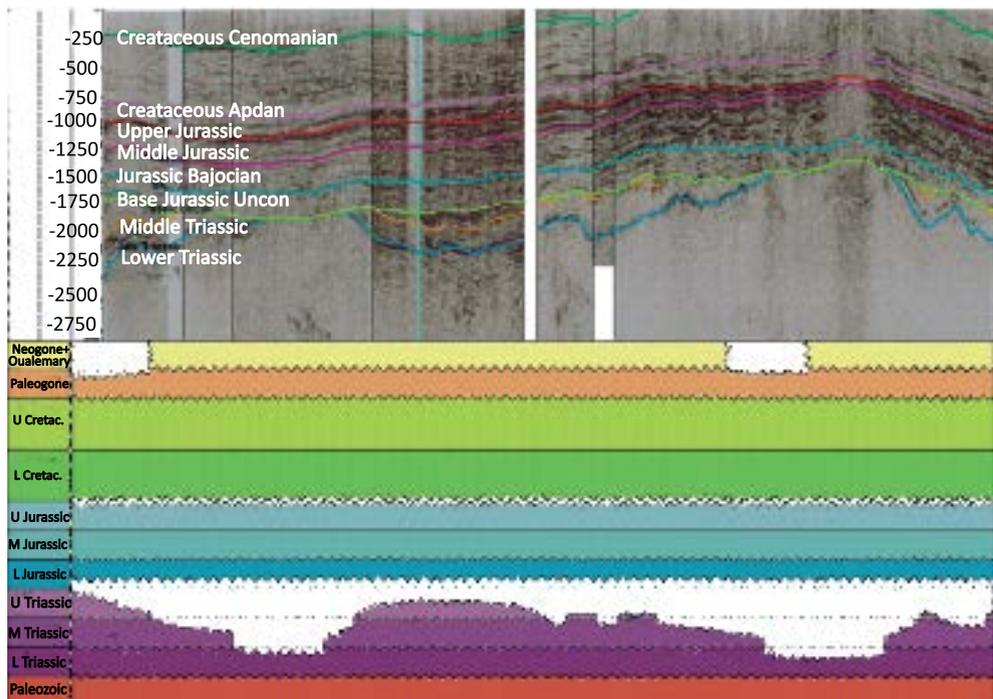


Рисунок 3. Хроностратиграфия осадочного бассейна

При анализе сиквенс-стратиграфии изучены данные керн и проведено сопоставление с каротажными данными по 24 месторождениям, что в дальнейшем позволило построить корреляционные профили по 102 опорным скважинам. Сиквенс-стратиграфия позволяет выявить и интерпретировать в осадочных толщах следы колебаний уровня моря и определить строение, функционирование и эволюцию осадочного бассейна. Корреляция по опорным скважинам основана на латеральных и вертикальных границах изменения толщ на основе гамма-каротажей,

где также учитывались тектонические процессы и обстановки седиментации. По полученным результатам определены и прослежены отложения дельтово-речных, морских и аллювиально-озерных условий осадконакопления, по которым выявлено потенциальное распространение коллекторов, флюидоупоров и нефтегазоматеринских пород (рис. 4). С учетом всех подготовленных и проанализированных данных по части структурно-седиментационных обстановок осадочного бассейна подготовлена модель углеводородной системы.

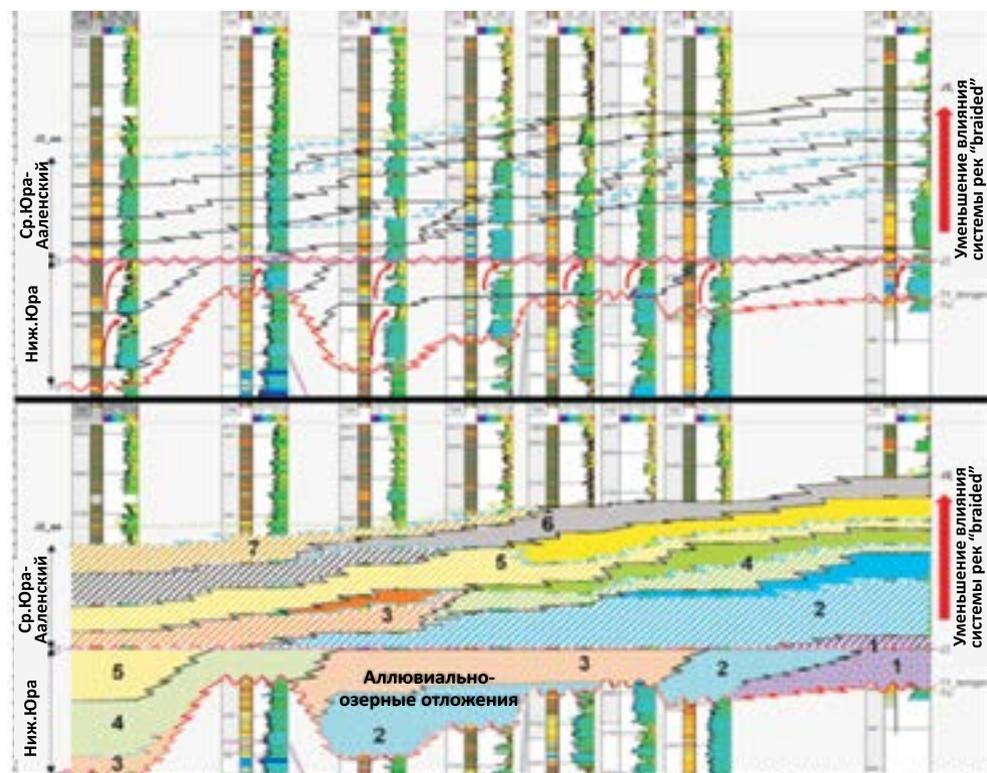


Рисунок 4. Сиквенс-стратиграфия осадочного бассейна в период средней юры

Моделирование формирования углеводородных систем

Моделирование формирования углеводородных систем выполнено в программном комплексе Petromod компании Schlumberger, где осуществлен прогноз времени генерации и определены масштабы миграции углеводородов из не-

фтегазоматеринских пород, проведена реконструкция структуры бассейна, путей миграции флюидов и оценка наиболее вероятного положения в разрезе ловушек углеводородов [1].

Моделирование углеводородной системы состоит из трех основных этапов: 1D, 2D и 3D-моделирования. На каждой

стадии проводится калибровка моделей с учетом геохимических параметров скважин, подготовленных карт эрозий, палеобатиметрии и теплового потока. Для модулей 2D и 3D-моделирования выбирается свой тип симулятора для расчета температуры и давления: мульти – 1D – для быстрой экспресс-оценки, или полный – 2D/3D – для более точного моделирования. При симуляции модели учитывается тип кинетики: двухкомпонентная кинетика (нефти и газа), которая часто используется, если отсутствуют прямые данные о материнской породе, или многокомпонентная кинетика, обеспечивающая точный прогноз свойств углеводородов.

Для выбранной модели кинетики в PetroMod используются три метода расчета миграции: «flow path» – метод трассировки путей миграции для быстрого моделирования, учитывающий только выталкивающие силы; «invasion percolation» – метод расчета миграции, основанный на выталкивающих силах внутри ячейки и капиллярном давлении; «hybrid» – метод расчета миграции, учитывающий миграцию в высокопроницаемых (flow path migration) и низкопроницаемых пластах (darcy migration), позволяя тем самым выполнять наиболее точное моделирование миграции [1]. В данной работе использован гибридный метод расчета, что позволило более эффективно рассчитать миграцию УВ.

При моделировании тепловой истории анализируются современные замеры теплового потока на поверхности и пластовых температур по скважинам, а также основной показатель палеотемператур – значения отражающей способности витринита по керну. Следует отметить, что тепловой поток имеет критическое влияние на начало генерации и миграции углеводородов, степень заполнения ловушек и фазовый состав флюидов в прогнозируемых залежах. Снижение неопределенностей, связанных с тепловой историей, возможно путем увеличения числа замеров современного теплового потока и более

точной реконструкции этапов активизации района работ [1,3]. В связи с тем, что присутствовали ограничения в данных по замерам теплового потока, в данной работе использована концептуальная, более приближенная к реальности модель теплового потока (рис. 5).

Ввиду регионального масштаба модели и оптимального использования вычислительных мощностей приняты следующие допущения:

- 1) усредненные значения кинетики (ТОС и НИ);
- 2) средние значения пористости пород и их минеральный состав;
- 3) разломы рассмотрены как полупроводящие;
- 4) карты палеоуровней моря и термального режима построены по материалам научных публикаций и региональных отчетов, в дальнейшем скорректированы с учетом 1D моделей;
- 5) карты эрозии подготовлены с учетом карт толщин и зон выклинивания согласно седиментационной модели.

1D-моделирование

1D-моделирование позволяет оценить температуру и зрелость нефтегазоматеринских пород, служит эффективным инструментом для визуализации расчетов на графиках и мульти-графиках по стволу скважины и на отдельных ячейках, представляющих интерес, а также для быстрого анализа одномерных данных [2].

Для калибровки 1D-модели выбраны 42 опорные скважины, расположенные в различных тектонических зонах бассейна. Калибровка модели осуществлена с целью повышения достоверности последующих расчетов генерации УВ, так как моделирование выполнено детерминистическим способом. Для калибровки палеотемпературных условий использованы данные по отражательной способности витринита, фиксирующей максимальную степень прогрева осадочной породы. Контроль температурных условий модели осуществлен с помощью имеющихся данных о пластовых температурах в скважинах (рис. 6).

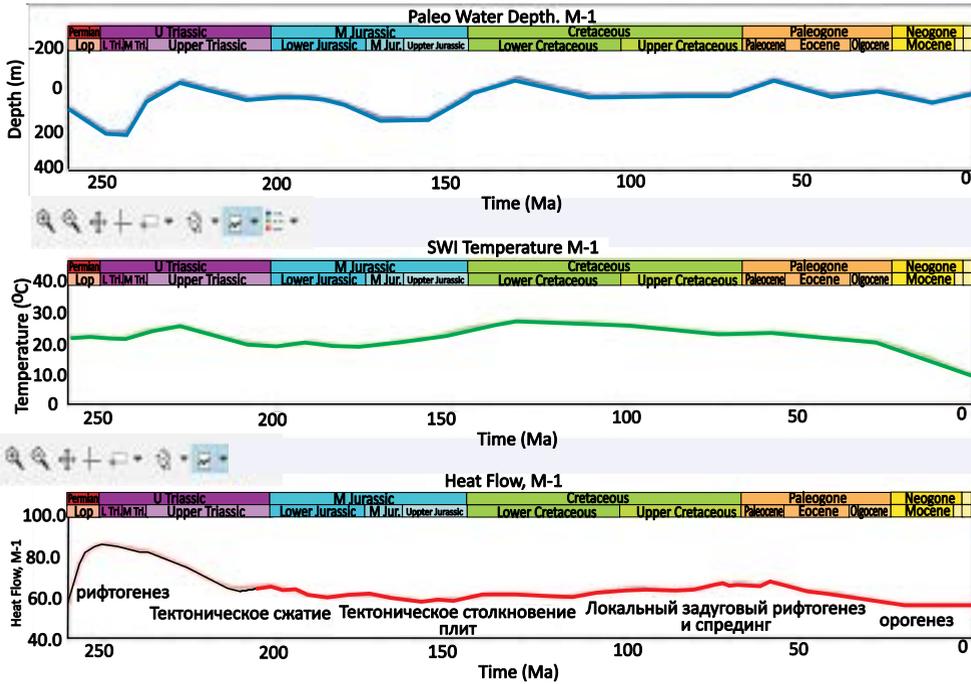


Рисунок 5. Графики палеоуровня моря (сверху), температуры поверхности осадков (в середине) и палеотеплового режима (снизу) по скважине М-1

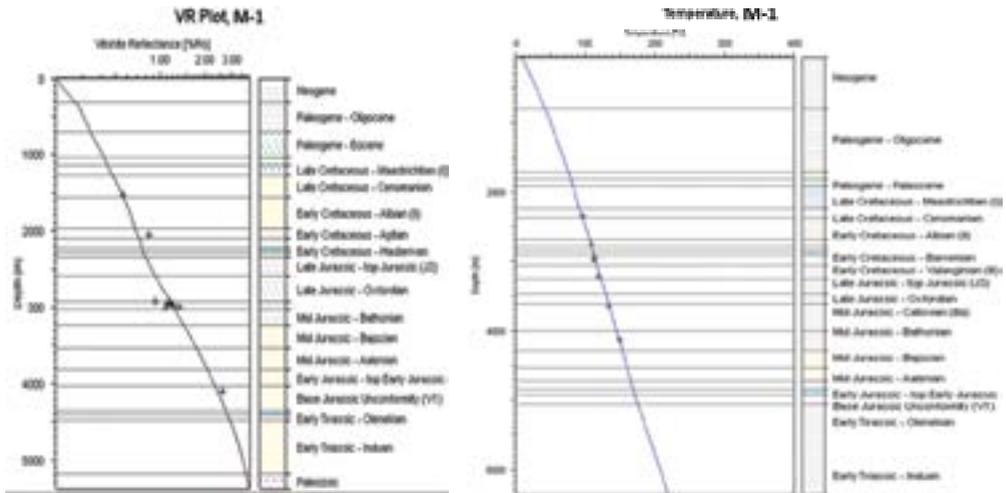


Рисунок 6. Калибровка 1D-модели по скважине М-1

Графики по отражающей способности витринита и с замерами температур. Данные зрелости (символы) свидетельствуют о хорошем соответствии с расчетной моделью (сплошные линии)

По результатам 1D-моделирования выявлены и подтверждены нефтегазоматеринские породы в общепринятых ме-

зозойских (триасовых) толщах. На рис. 6 и 7 заметно, что области, где отражательная способность витринита (%Ro) достиг-

ла 0,5–0,7%, соответствуют зоне ранней зрелости органического вещества и соответственно низкому генерационному потенциалу, в то время как показатели отражательной способности витринита, достигнувшие 0,7–1,0%, характеризуют области «нефтяного окна», где наблюдается максимальная генерация УВ.

По скважине Т-1 трансформация органического вещества в УВ триасовых НМП наблюдается в позднеюрский период, где генерация газа происходит в позднем меле (рис. 7). Вероятно, подобные изменения связаны с тектоническим развитием региона, так как скважина находится в зоне поднятия.

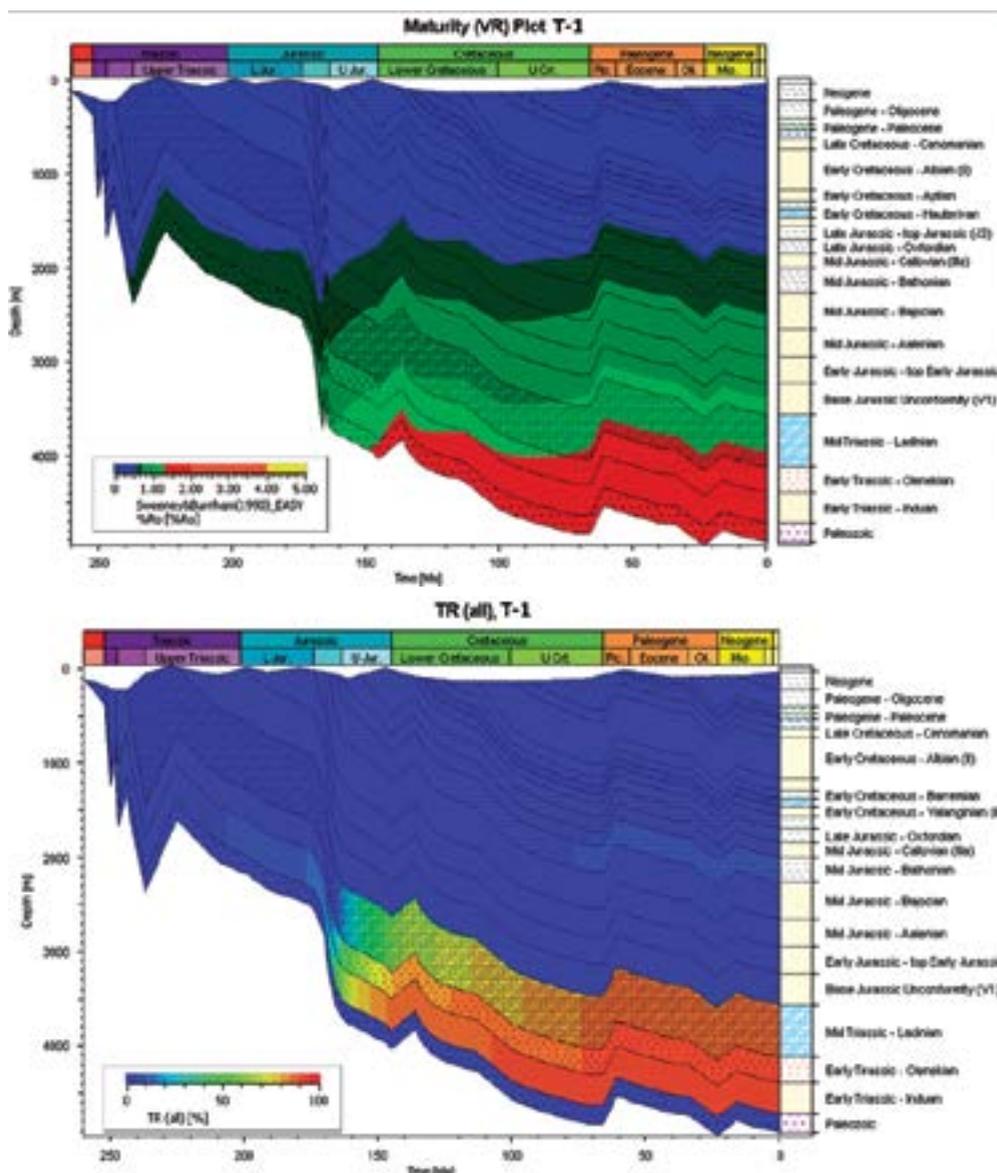


Рисунок 7. Калибровка 1D-модели по скважине Т-1

Откалиброванные скважины и полученные результаты, такие как тренды теплового потока, палеоуровня моря использованы при дальнейшем расчете 2D и 3D-моделей (рис. 8, 9).

2D-моделирование

Модуль 2D-моделирования может быть использован как для регионов с ограниченными данными, где достаточно построение геологического 2D-разреза, так и для экспресс-анализа районов с плотной сеткой изученности и прогноза изменения давления.

Для 2D-моделирования использованы различного направления геологические разрезы, проходящие через основные очаги генерации УВ, тем самым позволяя определить потенциальные пути миграции и влияние тектонических нарушений на формирование залежей. При симуляции 2D-модели шаг миграции установлен 5 миллионов лет (далее – Ma). Модель построена с учетом двухкомпонентной кинетики (нефть - газ). Кинетические параметры задавались согласно геохимическим свойствам нефтегазоматеринской породы.

Моделирование с учетом различной проводимости разломов показывает, что на региональном этапе при отсутствии данных о проводящей роли разломов и не столь значительной вертикальной амплитуде разломов существенных отличий в насыщении сводовых частей структур не отмечается. Вследствие этого при моделировании проводимость разломов рассчитана методом SGR (shale gouge ratio – коэффициент заполнения поверхности разлома глинистым материалом), где в среднем SGR = 50%. Данный метод учитывает соотношение между проницаемостью разрывного нарушения и количеством так называемой «глинки трения», которая присутствует в зоне разлома. Преимуществом данного метода является то, что модель рассматривает разломы как полупроводящие, учитывая геологические особенности региона (рис. 8).

Анализ чувствительности с примене-

нием разнообразных масштабов эрозии пород выявил, что крупные перерывы и размывы, происходившие после основной фазы генерации и миграции нефти и газа из очагов в ловушки, негативно влияют на процессы формирования и сохранности скоплений УВ, в то время как размывы амплитудой менее ~25–100 м, происходившие до начала основного этапа генерации и миграции УВ, несущественно влияют на формирование и сохранность залежей.

По данным 2D-моделирования предполагается латеральная миграция УВ с последующим вертикальным перераспределением (рис. 8). В целом, по результатам 2D-моделирования выявлены зоны нефте- и газогенерации, которые соответствуют существующим месторождениям региона (рис. 8).

3D-моделирование

3D-моделирование направлено на определение зрелости основных нефтегазоматеринских толщ по площади исследований, выделение очагов генерации углеводородов, оценку объемов сгенерированных и эмигрировавших углеводородов, выявление зон дренирования для перспективных объектов и оценку фазового состава флюидов в залежах (рис. 9) [1]. Возможно также проведение количественной оценки ресурсов потенциальных залежей при наличии данных о потере углеводородов.

После проведения 1D и 2D - моделирования выполнено заполнение каркаса модели всеми литологическими свойствами. Свойства распределены ремасштабированием литофациальных карт, построенным по результатам седиментационного анализа с учетом процентного соотношения фаций. Как ранее упоминалось, граничные условия, такие как тренды термального режима, изменений уровня моря, температуры поверхности, а также карты эрозий были подготовлены по результатам калибровки с данными геохимических исследований при анализе 1D и 2D-моделей углеводородного потенциала.

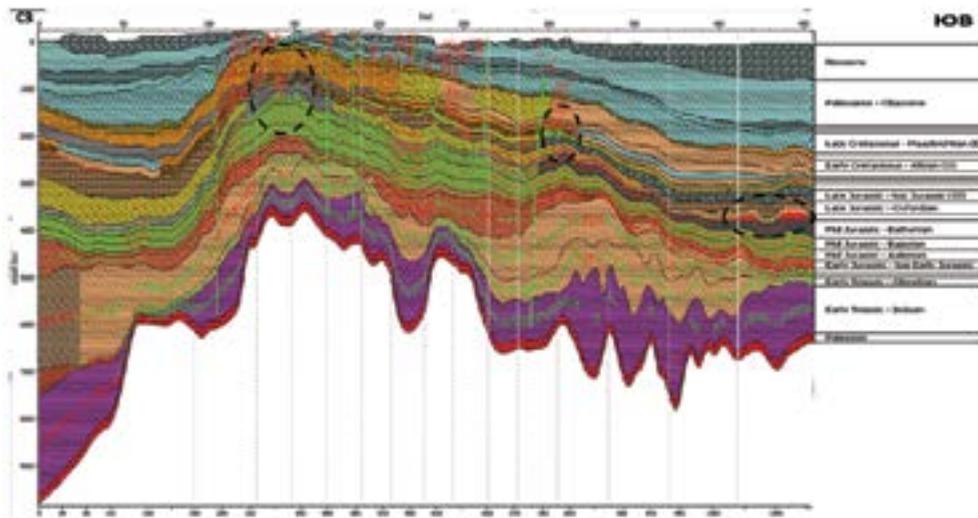


Рисунок 8. 2D-моделирование углеводородов
Пунктирным черным цветом выделены существующие месторождения.
Геологический разрез с СЗ-ЮВ направлением

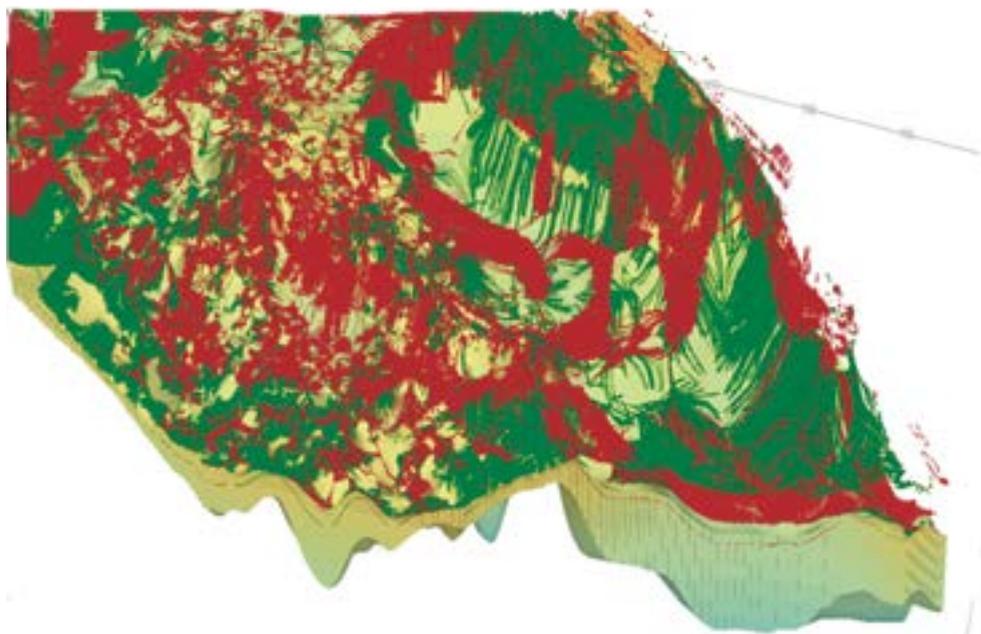


Рисунок 9. 3D-моделирование углеводородов с указанием миграционных путей
Зеленый – нефть; красный – газ.

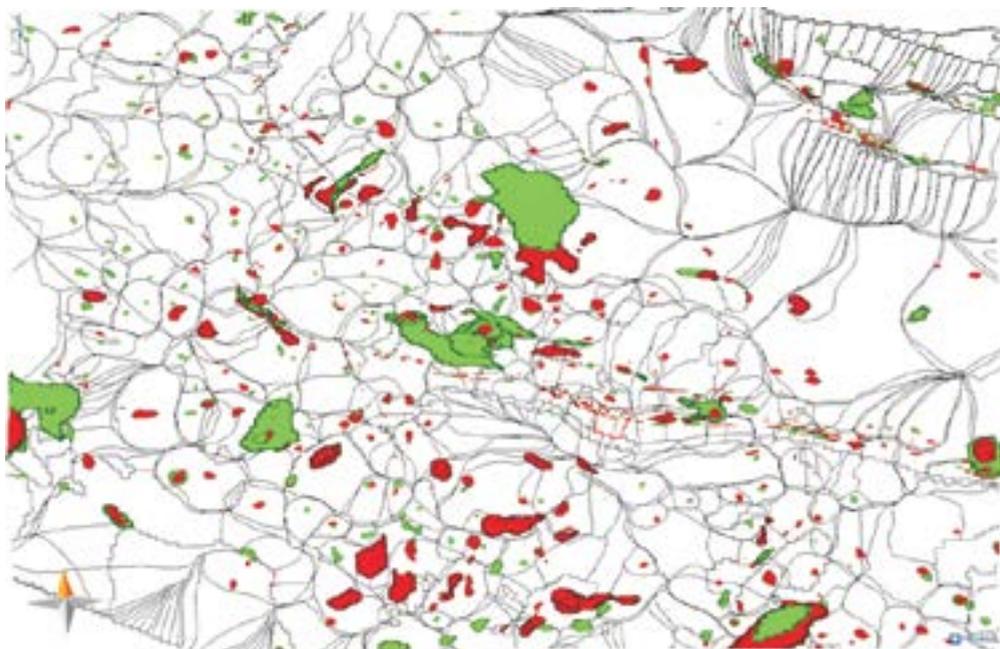


Рисунок 10. 3D-модель аккумуляции нефтяных (зеленый) и газовых (красный) залежей

При симуляции шаг миграции выбран 10 Ма с учетом двухкомпонентной кинетики (нефть газ) и гибридным методом миграции разломы приняты полупроводящими. Существенным преимуществом 3D-моделирования является наличие возможности проследить формы структур в различных направлениях.

По результатам работ проанализирована полная история осадконакопления, протекавшая на разных интервалах времени, процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (рис. 10), подтверждены зоны генерации УВ. Присутствует влияние дополнительных источников УВ в системе, вероятно, палеозойского происхождения, так как в условиях погружения осадочных толщ региона значительная часть углеводородов могла сохраниться и образовать залежи в перекрывающих палеозой породах мезозойского возраста.

При анализе миграции УВ выявлено, что глубокозалегающие структуры в основном заполнились газом и конден-

сатом, причем в погруженных зонах ловушки сосредоточили в себе конденсаты (рис. 9). Все остальные участки находятся в нефтяном окне. Выработанность органического вещества в исследуемом регионе составила от 60 до 100%. Роль вертикальных перетоков углеводородов являлась значительной для всего мезозойского разреза, но особенно важную роль сыграла для триасовых отложений за счет тектонической активности региона. Аккумуляция углеводородов была обусловлена наличием флюидоупора – залегающей над серией преимущественно глинистых отложений.

По итогам моделирования получена 3D-модель исследуемого региона с прогнозируемым расположением залежей нефти и газа (рис. 10). Выявлено, что в основном сформированы нефтяные залежи, где также из более глубоких горизонтов мигрирует газ. В дальнейшем результаты бассейнового моделирования использовались для построения карт рисков, что позволило определить первоочередные

объекты для постановки геологоразведочных работ.

Полученный результат следует считать промежуточным, так как для более полной характеристики нефтегазоносного потенциала необходимы детальные геолого-геофизические, а также геохимические исследования с равномерным охватом по всей рассматриваемой площади. Модель необходимо обновлять по мере поступления новых геолого-геофизических и геохимических данных.

Выводы

Проведенные комплексные работы по бассейновому моделированию подтвердили возможность формирования скоплений жидких и газообразных углеводородов в продуктивных терригенных отложениях за счет процессов нефтегазообразования не только в общепринятых мезозойских нефтегазоматеринских толщах. Также выявлено, что источником скоплений являются более глубокопогруженные палеозойские отложения. Расчетные модельные скопления пространственно совпадают с существующими залежами углеводородов осадочного бассейна и сопредельных территорий, что подтверждает корректность адаптации процесса моделирования и симуляции нефтегазоносных комплексов.

В процессе моделирования решены задачи восстановления истории нефтегазоматеринских пород, определения времени и масштабов генерации УВ, а также направления возможных путей миграции и областей скопления УВ. Результаты моделирования показывают геологическую историю развития региона и позволяют оценить возможности отдельных локальных зон и участков в формировании возможных залежей УВ в ее пределах.

Технология бассейнового моделирования позволяет проводить ранжирование перспективных объектов статистическим методом, на основе которого подготовле-

ны рекомендации для дальнейшего направления геологоразведки.

Сопровождение модели осадочного бассейна по мере поступления новых геолого-геофизических данных как сейсмических, скважинных, так и результатов геохимических исследований позволит снизить неопределенности модели, уточнить объемы и направления дальнейших геологоразведочных мероприятий.

Данный процесс комплексного анализа и моделирования осадочного бассейна является уже международной практикой, применяемой крупными нефтегазовыми компаниями мира до проведения геологоразведочных работ. Настоящая работа является продолжением ранее проведенных исторических региональных исследований, но с применением современных геолого-геофизических данных, методик и алгоритмов анализа, что позволило повысить понимание развития исследуемого региона и механизмов работы нефтегазоносных систем. Результаты работ помогли снизить неопределенности и риски при выделении перспективных, ранее не изученных регионов, для включения в портфель разведочных проектов. Текущие результаты указывают на вероятное воздействие дополнительных нефтематеринских пород палеозойского комплекса, так как триасовый комплекс не в полной мере наполняет ловушки текущих месторождений, кроме того о потенциальной палеозойской нефтематеринской породе свидетельствуют современные результаты геохимических анализов нефти. Следует также отметить, что результаты анализа и седиментационная модель региона позволили прогнозировать пространственное распространение возможных литологических ловушек, что может дать новый толчок для геологоразведочных работ в регионе, где были уже исследованы большинство структурных ловушек.

Список использованной литературы

1. Захрямина М.О. Бассейновое моделирование углеводородных систем в юго-западных районах Томской области (Нюрольская мегавпадина и сопредельные территории). – Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, 2016,. №3 (27).
2. Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазоносности южной части Верхнепечорской депрессии по данным 1D бассейнового моделирования. – Вестник Пермского университета - геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2017, т. 16, №2.
3. Allen A. Philip, Allen John R. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment. Third edition. – Willey-Blackwell, 2014, 603 p.

БАСЕЙНДІК МОДЕЛЬДЕУ НӘТИЖЕЛЕРІ БОЙЫНША КӨМІРСУТЕКТІ ШИКІЗАТТЫ ІЗДЕУ ӘДІСІ

М.Ж. Таубасова, О.Б. Бегимбетов

Түйіндеме

Бассейндік модельдеу - бұл шөгінді бассейнінің қалыптасуының тектоникалық және седиментациялық процестерінің бүкіл тізбегін қалпына келтіру үшін геологиялық, геофизикалық, геохимиялық және далалық ақпараттарды, сонымен бірге практикалық геологиялық білімді біріктіретін құрал. Оның көмегімен мұнай-газ кешендерінің элементтерін бөлу принциптерін және генерация, миграция, көмірсутектердің жинақталу механизмдерін толығырақ түсінуге мүмкіндік береді. Бұл мақалада мұнай-газ жүйесін модельдеу процесі комплексті талдау, интерпретация және интеграция кезеңінен бастап, мұнай-газ жүйесінің перспективаларын бағалаумен және жер қойнауын пайдалану үшін басым объектілерді таңдаумен аяқталады.

Түйінді сөздер: бассейндік модельдеу, генерация, мұнайтудырушы тау жыныстары, жинақталу, мұнайлы-газды десте.

HYDROCARBON EXPLORATION METHOD BASED ON BASIN MODELING

M. Taubassova, O. Begimbetov

Abstract

Basin modeling is a tool that combines geological, geophysical, geochemical and field data, as well as practical geological knowledge in order to reconstruct the entire chain of tectono-sedimentological processes of sedimentary basins. Current approach allows us to understand in more detail the principles of the petroleum systems- mechanisms of generation, migration and accumulation of hydrocarbons.

The paper describes the process of basin modeling starting from the stages of complex geological and geophysical analysis, interpretation and integration of data, ending with a risk assessment of the potential pool of prospects and selection of prospects for subsoil use.

Key words: basin modeling, oil and gas accumulations, generation, source rock, petroleum systems.

Информация об авторах

Таубасова Мадина Жанаевна – магистр наук в области «Нефтегазовой геонауки» (Heriot-Watt University), ведущий инженер департамента региональной геологии, *m.taubassova@kmg.kz*;

Бегимбетов Олжас Бауржанович – магистр наук в области «Нефтегазовой геонауки» (Imperial College London), управляющий директор по разведке, *o.begimbetov@kmg.kz*.
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан.