

БОЛОТОВ С.Н.,
ЕРШОВ А.В.,
КОРОТАЕВ М.В., ООО «Центр исследования геологических данных «ГеоГрид»

Опыт применения технологий бассейнового моделирования и моделирования углеводородных систем

ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

МИРОВАЯ ПРАКТИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В НЕОСВОЕННЫХ РЕГИОНАХ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО В СРЕДНЕМ ТОЛЬКО КАЖДАЯ СЕДЬМАЯ СКВАЖИНА ВСКРЫВАЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИ ВЫГОДНЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ. КОЭФФИЦИЕНТ УСПЕШНОСТИ, ТАКИМ ОБРАЗОМ, СОСТАВЛЯЕТ МЕНЕЕ 15%. В ХОРОШО ИЗУЧЕННЫХ РЕГИОНАХ ЭТОТ ПОКАЗАТЕЛЬ ВЫШЕ И МОЖЕТ ДОСТИГАТЬ 25–30%. ЭТО ЗНАЧИТ, ЧТО В СРЕДНЕМ ТОЛЬКО ОДНА ПОИСКОВАЯ СКВАЖИНА ИЗ ЧЕТЫРЕХ ПРОБУРЕННЫХ НАХОДИТ СКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, РЕНТАБЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКИ. В ПОСЛЕДНИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ АКЦЕНТ ПОИСКОВ СМЕСТИЛСЯ НА КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ, ГДЕ СТОИМОСТЬ БУРЕНИЯ ОДНОЙ СКВАЖИНЫ ЧАСТО ПРЕВЫШАЕТ \$100 МЛН, ПОЭТОМУ ПОВЫШЕНИЕ УСПЕШНОСТИ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ И СООТВЕТСТВЕННО СНИЖЕНИЕ РИСКА ФИНАНСОВЫХ ЗАТРАТ — НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНАЯ ЗАДАЧА, СТОЯЩАЯ ПЕРЕД НЕФТЯНЫМИ И ГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ.

Традиционный подход при поисках месторождений углеводородов основан на проведении комплексных геолого-геофизических исследований участков недр. При этом основное внимание уделяется выяснению морфологической структуры геологических объектов и их состава. Другими словами, главными предметами изучения являются структурные и петрофизические особенности строения осадочного чехла. Такой подход позволяет установить форму и рассчитать объем потенциальных ловушек, оценить эффективную пористость коллекторов и посчитать возможные ресурсы углеводородов. Однако сделать математически обоснованную вероятностную оценку заполнения структуры углеводородами, основываясь только на структурно-петрофизических данных, невозможно.

В традиционном подходе оценки нефте-

газоносности объекта априори подразумевается, что установленный геофизическими методами объект скорее всего содержит углеводороды. Такое предположение, как правило, основано на общих представлениях о региональной геологии и аналогиях с уже известными объектами. Но вероятность заполнения объекта углеводородами оценивается на качественном уровне. Новейшие компьютерные технологии моделирования региональной нефтегазоносной системы позволяют перевести эту задачу в количественную область, то есть давать количественную оценку геологических рисков на всех стадиях развития углеводородной системы.

Углеводородные системы и их моделирование

Современные научные представления о формировании залежей нефти и газа ос-

нованы на более чем вековом мировом опыте добычи углеводородов и сформулированы в основных положениях Концепции формирования и развития углеводородной системы (УВ-системы). Ее теоретические основы были разработаны в 80-х — первой половине 90-х годов XX столетия и суммированы в классическом труде L.B. Magoon и W.G. Dow (1994). Суть концепции заключается в выявлении и объединении в единую УВ-систему всех элементов и процессов, приводящих к формированию залежей углеводородов, и установлению между ними корректных причинно-следственных связей.

В настоящее время под термином «УВ-система» понимают геологическую систему, объединяющую в качестве основных элементов нефтематеринские толщи, перекрывающие отложения, коллекторы,

покрышки, разного рода седиментационные, структурные и тектонические ловушки, а также процессы — генерацию УВ, миграцию, аккумуляцию, вторичную миграцию, деградацию залежей и разрушение месторождений.

В последнее десятилетие теоретические положения данной концепции нашли практическое воплощение в оригинальных технологиях моделирования УВ-систем. Эти технологии реализованы в компьютерных алгоритмах ряда программных пакетов: PetroMod (Schlumberger, США), Temis Suite (Beicip-Franlab, Франция), BasinMod (Plate River Associates, США), Trinity (ZetaWare, США), Sedim («Лаборатория геологии» (SBmG), Россия) и др. Данные программы позволяют соединить сейсмические данные, материалы исследований скважин и широкий спектр геологических особенностей строения недр в единую динамическую модель осадочного бассейна.

Современные технологии бассейнового моделирования основаны на решении широкого спектра задач структурной, исторической, нефтяной геологии, седиментологии, геохимии, при этом ключевая роль отводится геофизическим исследованиям. Эволюционная модель осадочного бассейна является геологической основой для построения динамической модели УВ-системы.

Основная цель моделирования УВ-системы — выявление областей скопления углеводородов в осадочных бассейнах, а его важнейшей прикладной задачей является снижение геологических рисков при поисково-разведочных работах. На сегодняшний день данный метод является передовым и наиболее эффективным подходом при поисках новых месторождений нефти и газа. И практически все ведущие мировые нефтегазодобывающие компании включили технологию моделирования УВ-систем в свой арсенал.

В начале 2012 года ООО «Центр «ГеоГрид» (Москва) внедрило в линейку своих производственных услуг технологии бассейнового моделирования и моделирования УВ-систем, разработанные ООО «Лаборатория геологии и моделирования осадочных бассейнов» (SBmG) (Москва). Применение новых технологий на практике продемонстрировало их широкие возможности и высокую эффективность.

Ниже приведены отдельные результаты моделирования УВ-систем, полученные при анализе различных нефтегазоносных бассейнов с использованием программного пакета Sedim от «Лаборатории геологии» (SBmG).



РИС. 1. РАСПОЛОЖЕНИЕ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ, ДЛЯ КОТОРЫХ ВЫПОЛНЯЛИСЬ РАБОТЫ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ЭВОЛЮЦИИ УВ СИСТЕМ, УПОМИНАЕМЫХ В СТАТЬЕ

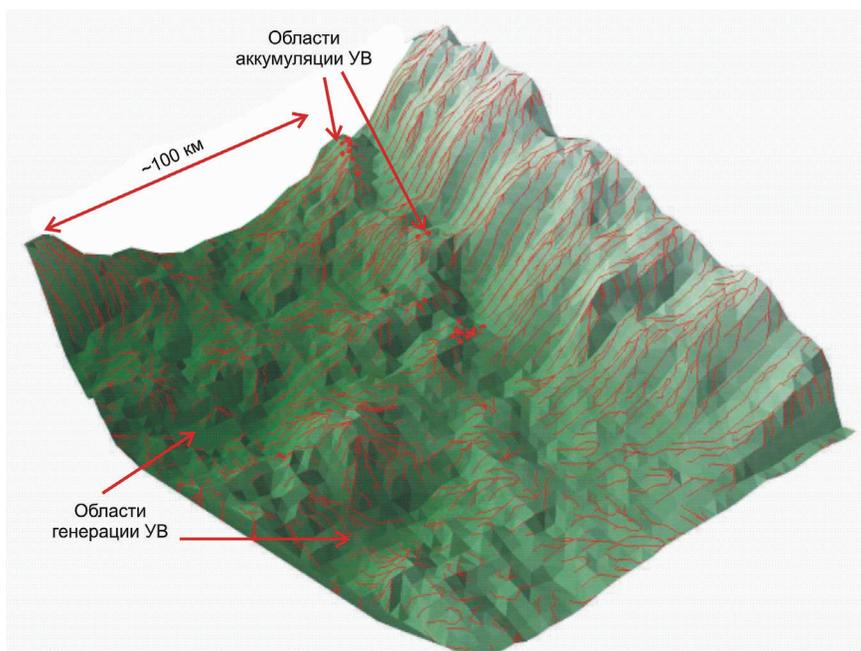


РИС. 2. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ИСТОРИИ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УВ БОЛЬШЕХЕТСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Большехетский нефтегазоносный район, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

Большехетский НГР расположен на северо-востоке Западно-Сибирской низменности и является северным окончанием Пур-Тазовской нефтегазоносной области. В структурном плане Большехетский НГР соответствует одноименной ступени на северо-восточном борту Западно-Сибирского бассейна.

Главной особенностью строения УВ-системы данного района является значительная пространственная разобщенность областей генерации (так называемой кухни) и аккумуляции углеводородов и, как следствие — весьма протяженные пути их миграции. Сгенерированные в наиболее погруженной северо-западной части Пур-Тазовской синеклизы УВ-соединения мигрировали на восток и северо-восток, заполняя струк-

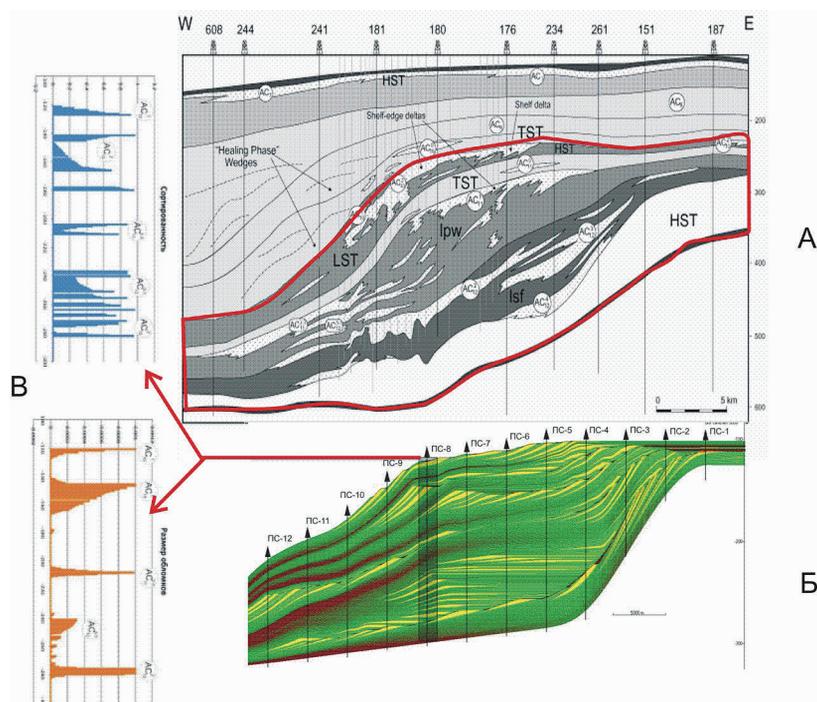


РИС. 3. 2D ЧИСЛЕННОЕ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА
 А — ИСХОДНАЯ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗРЕЗА. Б — ЧИСЛЕННАЯ СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ РАЗРЕЗА. В — ПРИМЕРЫ ГРАФИКОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОГНОЗНЫХ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

турные ловушки в бортах бассейна. Так сформировалось, например, Ванкорское месторождение. Моделирование эволюции структурного плана бассейна и УВ-системы показало, что небольшие ловушки на склоне Большехетской ступени заполнялись, а затем вследствие тектонических процессов расформировывались. При этом УВ перетекали в другие ловушки. На фоне проявления тектонической активности в области миграции процесс постоянного формирования и расформирования структурных ловушек шел постоянно. Данный пример иллюстрирует возможность значительной разобщенности таких элементов УВ-системы, как область генерации и область аккумуляции.

Енисей-Хатангский бассейн

Енисей-Хатангский осадочный бассейн разделяет древнюю Сибирскую платформу на юге и складчатые структуры гор Бырранга (полуостров Таймыр) на севере. Пока данный бассейн изучен слабо, поэтому было возможно проведение лишь крупномасштабного моделирования, результаты которого позволили осуществить прогноз нефтегазоносности и выбрать наиболее перспективные направления поисковых работ. Здесь так же, как и в пределах Большехетской ступени, очаг генерации углеводородов и места их аккумуляции находятся на значительном расстоянии, что обуславливает длинную латеральную миграцию и заполнение структурных ловушек на всем ее протяжении. Существенную роль в развитии УВ-системы Енисей-Хатангского бассейна играют разрывные нарушения, которые в одних случаях обеспечивают вертикальное сообщение между разными коллекторами, а в других — запечатывают залежи.

Центральная и северная части Западно-Сибирского бассейна

В отличие от вышеприведенных примеров для данного бассейна характерна близость очагов генерации к местам аккумуляции углеводородов и выдержанность структурного плана в пространстве и времени. Применение технологии крупномасштабного 3D-моделирования УВ-систем позволило выявить зависимость степени заполнения ловушек от глубины их залегания, а также от степени зрелости УВ. Что, в свою очередь, позволило более точно оценить ресурсы залежей. Параллельное применение новой 2D-технологии численного моделирования осадконакопления дало возмож-

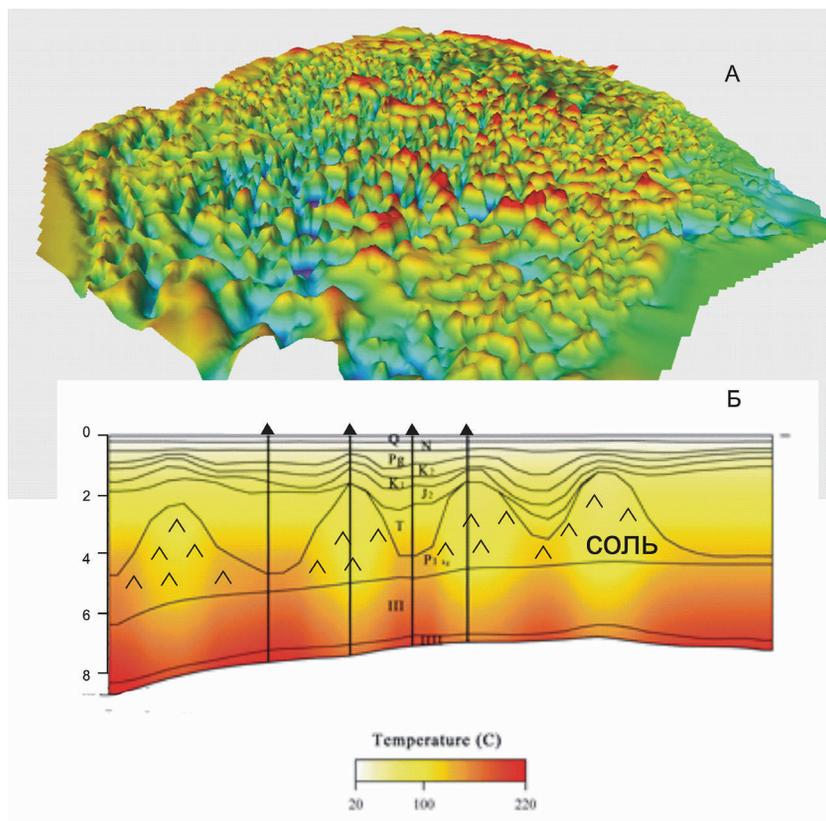


РИС. 4. ВЛИЯНИЕ СОЛЕЙ НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ. А — ПОВЕРХНОСТЬ СОЛЕННОГО КОМПЛЕКСА ПРИКАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА. Б — 2D-МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУР В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

ность выполнить прогноз литологических ловушек в пределах ачимовской толщи.

Прикаспийский бассейн

Прикаспийский бассейн представляет собой крупную, очень глубокую впадину округлой формы, заполненную мощной (22–24 км) толщей осадочных отложений. В ее основании предположительно развита субокеаническая кора. С юга бассейн ограничен складчатой зоной погребенного края Карпинского, выходящего на востоке на полуостров Мангышлак. Именно поднятие этой зоны в середине раннепермской эпохи (около 270 млн лет назад) превратило Прикаспийскую впадину в изолированный солеродный бассейн, в пределах которого накопилась мощная галогенная формация, с которой связано образование в вышележащих слоях множества соляных куполов, являющихся характерной особенностью данной структуры.

Прикаспийский бассейн хорошо изучен, поэтому оптимальная технология бассейнового и УВ-моделирования предполагает построение трех генераций разного масштаба моделей: обзорной мелкомасштабной для всего бассейна, среднemasштабной — для интересующей области и крупномасштабной — для конкретного лицензионного участка.

Мощная толща солей, образующая соляные диапиры, разделяет разрез на гидродинамически слабо связанные между собой подсолевой и надсолевой комплексы. Для первого из них характерны аномально высокие поровые давления, которые обуславливают более низкую степень зрелости углеводородов по сравнению со стандартной моделью геологического развития месторождений. Детальное моделирование УВ-систем позволило выполнить прогноз заполнения ловушек и провести оценку ресурсов глубокозалегающих перспективных объектов (глубже 6 км) для Астраханского газоконденсатного месторождения.

Средне-Каспийский бассейн

Средне-Каспийский бассейн отделен от Прикаспийского на севере складчатой зоной края Карпинского, а от Южно-Каспийского — Апшеронским порогом. Возраст нефтегазоносных толщ охватывает интервал от триаса до миоцена (245–6,5 млн лет назад).

Главной особенностью УВ-систем Средне-Каспийского бассейна является наличие двух очагов генерации: на севере — в Прикаспийском бассейне и на юго-запа-

де — в пределах Терско-Каспийского прогиба. Расчет путей миграции УВ позволил оценить, какие из структурных ловушек оказываются заполненными, а какие — «сухими». Так, например, было установлено, что крупная структура в пределах Кулалинского вала — Курмангазы (последний ожидаемый гигант на Каспии) —

оказалась не заполненной, поскольку миграция углеводородов происходила в других направлениях.

Туапсинский прогиб и вал Шатского

Туапсинский прогиб и ограничивающий его с запада и юго-запада вал Шатского

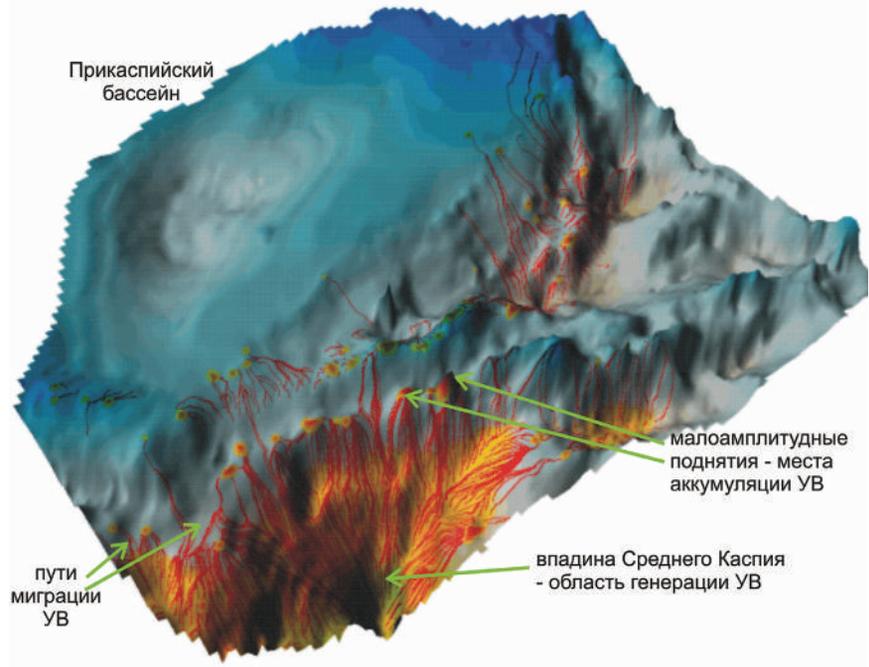


РИС. 5. МОДЕЛЬ УВ-СИСТЕМЫ БАССЕЙНА СРЕДНЕГО КАСПИЯ

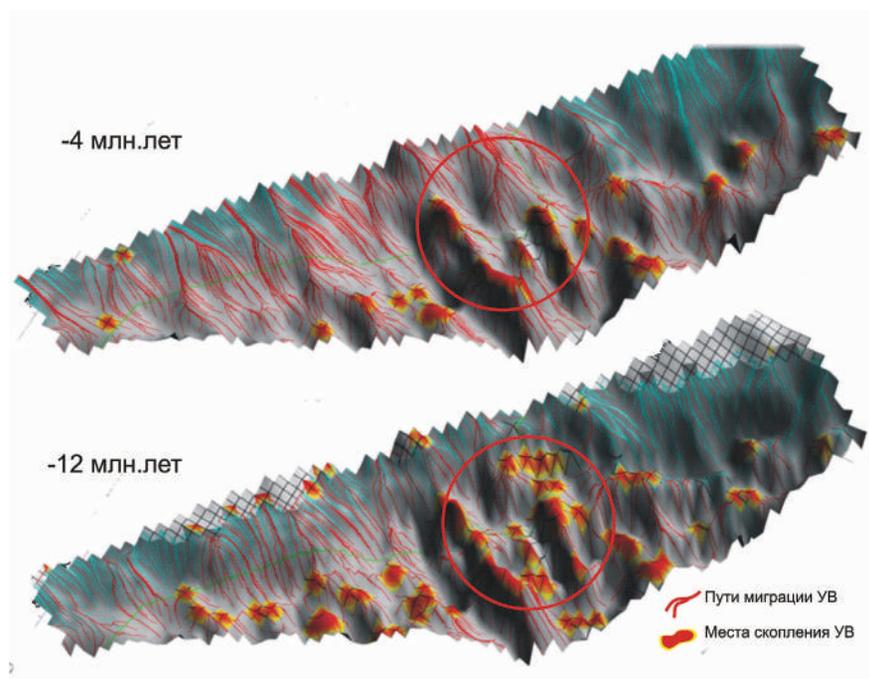


РИС. 6. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ИСТОРИИ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УВ ДЛЯ ВОСТОЧНО-ЧЕРНОМОРСКОГО БАССЕЙНА — ХОРОШО ВИДНО ПЕРЕФОРМИРОВАНИЕ ЛОВУШЕК УВ И РАЗРУШЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТЕЧЕНИЕМ ВРЕМЕНИ

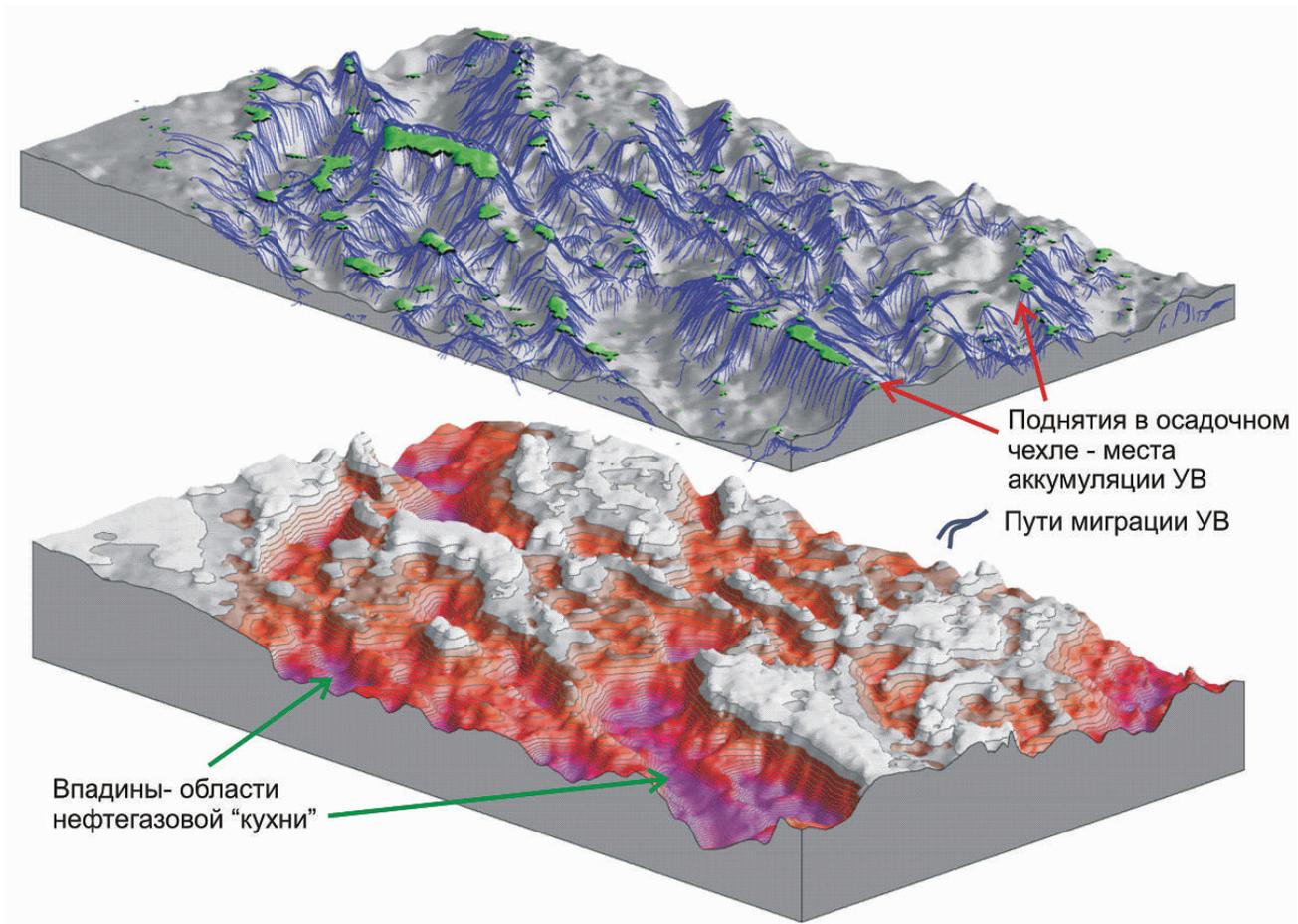


РИС. 7. МОДЕЛЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ СИСТЕМЫ БАСЕЙНА ЮЖНЫЙ КОНШОН

расположены в пределах Восточно-Черноморской впадины. Отсутствие скважин в этой части акватории Черного моря делает моделирование УВ-систем одним из основных инструментов исследований данного района, для которого характерны сильно расчлененный структурный план, быстрое погружение бас-

формировались. Имели место латеральные перетоки углеводородов между коллекторами через контакты на бортах складок. Результаты моделирования УВ-системы наглядно свидетельствуют, что прямой связи между размером ловушки и содержанием в ней углеводородов нет — заполненными являются, как прави-

Южно-Коншонская впадина

Южно-Коншонская впадина расположена в пределах юго-восточного шельфа Вьетнама. Она отделена поднятием Коншон от бассейна Куу Лонг и состоит из двух основных структурно-формационных комплексов: докайнозойского фундамента (более 65 млн лет) и олигоцен-четвертичного (33–1,5 млн лет) осадочного чехла, сформировавшегося в условиях дельтовой и мелководно-шельфовой лавинной седиментации.

Моделирование эволюции Южно-Коншонской впадины и развитие в ней УВ-системы позволило выявить основные особенности нефтегазоносности бассейна. Во-первых, значительная расчлененность рельефа геологических границ в осадочном чехле является причиной локализации залежей в пределах или непосредственной близости от областей генерации, то есть прогибов. Во-вторых, в целом впадина Южного Коншона характеризуется малыми площадями бассейнов сбора углеводородов. Каждая из потенциальных ловушек заполняется углеводородами, сгенерированными в ее ближайшей окрестности, что делает практически не-

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОСНОВАНЫ НА РЕШЕНИИ ШИРОКОГО СПЕКТРА ЗАДАЧ СТРУКТУРНОЙ, ИСТОРИЧЕСКОЙ, НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ, СЕДИМЕНТОЛОГИИ, ГЕОХИМИИ. КЛЮЧЕВАЯ РОЛЬ ОТВОДИТСЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ

сейна на альпийском этапе (66,5–6,5 млн лет назад), а также развитие активной складчатости в плиоцен-четвертичное время (5–1,5 млн лет назад). Как показало моделирование, многие из ловушек в ходе новейшей геологической истории были неоднократно заполнены, а затем расформировались или пере-

формировались. Имели место латеральные перетоки углеводородов между коллекторами через контакты на бортах складок. Результаты моделирования УВ-системы наглядно свидетельствуют, что прямой связи между размером ловушки и содержанием в ней углеводородов нет — заполненными являются, как прави-

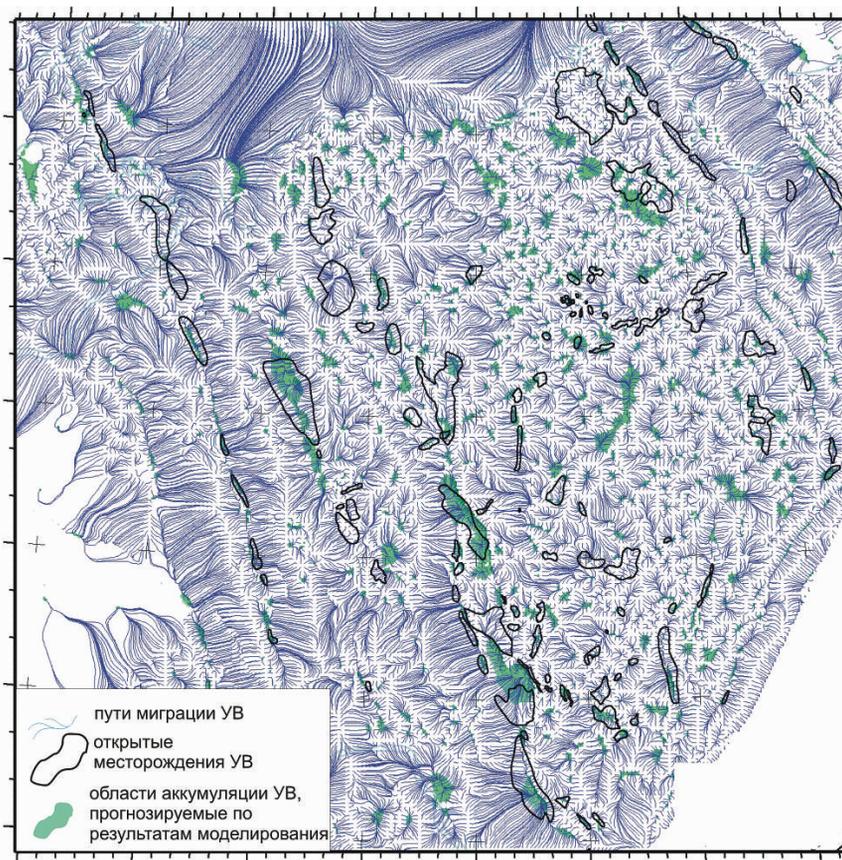


РИС. 8. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ИСТОРИИ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УВ ДЛЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА. ЧЕРНЫМИ КОНТУРАМИ НА КАРТЕ ПОКАЗАНЫ ОТКРЫТЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УВ, ЗЕЛЕНОЙ ЗАЛИВКОЙ — МЕСТА СКОПЛЕНИЯ УВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ

возможным формирование месторождений-гигантов, но количество мелких и средних углеводородных залежей может быть значительным. И, наконец, в-третьих, в бассейне возможна активная миграция углеводородов между коллекторами разного стратиграфического и гипсометрического уровней — вертикальное просачивание через покрывку и латеральный переток между коллекторами разного возраста в областях прилегания отложений чехла к выступам фундамента.

Тимано-Печорский бассейн

На примере Тимано-Печорского бассейна была опробована возможность применения методики моделирования УВ-систем для оценки нефтегазоносности целого осадочного бассейна. Строение Тимано-Печоры хорошо изучено; здесь открыты и разрабатываются несколько десятков нефтяных и газовых месторождений. Это позволяет сравнивать результаты моделирования с уже известными данными о месторождениях.

Тимано-Печорский бассейн расположен у северо-восточной границы Восточно-Европейской платформы. С запада и юго-запада он ограничен Тиманской грядой, на востоке — складчатыми системами Северного и Полярного Урала и Пай-хоя. Общая площадь бассейна составляет 376 тыс. км². В геологическом строении осадочного разреза бассейна участвуют отложения всех отделов палеозоя и мезозоя. В структуре чехла выделяются крупные валообразные поднятия северо-западного простирания и разделяющие их впадины.

Залежи нефти и газа связаны с семью нефтегазоносными комплексами. Это преимущественно карбонатный комплекс возрастом 485–385 млн лет; терригенный возрастом 385–375 млн лет; карбонатный возрастом 375–360 млн лет; терригенно-карбонатный возрастом 360–355 млн лет; терригенно-карбонатный возрастом 355–335 млн лет; карбонатно-терригенный возрастом 335–265 млн лет и терригенный возрастом 265–235 млн лет.

Залежи в терригенных отложениях часто находятся в сочетании с зонами литолого-стратиграфического выклинивания продуктивных пластов. Встречаются нефтеносные рифы позднедевонского (365–375 млн лет) возраста. Ловушками, как правило, являются своды антиклинальных поднятий.

Моделирование УВ-систем Тимано-Печорского бассейна позволило провести проверку возможностей самой технологии моделирования путем сравнения результатов моделирования с реальным расположением открытых месторождений, а также выполнить прогноз нефтегазоносности в еще неизученных областях. Результаты моделирования показали очень высокую сходимость в сравнении с данными поискового бурения.

Список литературы:

1. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. — М.: Научный мир, 2007. — 456 с.
2. Ершов А.В. Методы математического моделирования осадочных бассейнов // Геисторический и геодинамический анализ осадочных бассейнов: Под ред. Н.В. Межеловского и А.Ф. Морозова. — М., МПР РФ, 1999. — С. 175–330.
3. Ершов А.В. Моделирование углеводородных систем // Геология для нефтяников: Под ред. Н.А. Малышева и А.М. Никишина. — М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. — С. 128–318.
4. Коротаев М.В., Правикова Н.В., Аплеталин А.В. Информационные технологии в геологии. — М., КДУ, 2011. — 298 с.
5. Duppenbecker S. J. and Eliffe J. E. Basin Modelling: Practice and Progress // Geological Society of London, Special Publications, 1998, Vol. 5, № 141. — pp. 15–43.
6. Hantschel, T. & Kauerauf, A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Springer – Verlag, Berlin, Germany, 2009. — 476 p.
7. Lerche I. Basin Analysis: Quantitative Methods. Academic Press Inc. Vol. 2. San Diego, 1990.
8. Magoon L.B. & Dow W.G. (Ed.), The petroleum system - from source to trap // American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60, 1994. — pp. 3–24.
9. Yang X.S. Theoretical Basin Modelling, Exposure Publishing, Cambridge, 2006. — 212 p.