

**В.А. Карпов**

канд. геол.-мин. наук
НАЭН-Консалт
начальник отдела УВС и ПВ
karпов@iitnedra.ru

К ВОПРОСУ О ГОТОВНОСТИ К РАБОТАМ НА ШЕЛЬФЕ

Автор высказывает аргументированные сомнения в том, что Россия сегодня готова к успешному освоению арктического шельфа методически, и считает необходимым выработать оптимальную методику ГРП на нефть и газ, адекватную особенностям тектоники регионов

The author expresses reasoned doubt that Russia is now ready for the successful development of the Arctic shelf is methodically, and considers it necessary to develop an optimal method of exploration for oil and gas, adequate features tectonics regions

Ключевые слова: шельф, методика, разлом, тектоника

Keywords: shelf, methods, fault, tectonics

Как утверждает лидер Союза нефтегазопромышленников Г.И. Шмаль [19]: «Россия сегодня не готова к освоению арктического шельфа ни технологически, ни технически, ни экономически».

Но есть серьезное основание считать, что даже при полной готовности по всем этим параметрам она не очень готова и методически.

На суше «наломано немало дров». Цена геологической ошибки на суше, как правило, велика, но на шельфе она неизбежно возрастет многократно по понятным причинам. А все ли ошибки суши учтены при разработке программы действий на шельфе?

Можно попытаться оценить это на примере Западной Сибири, благодаря которой Россия находится в первой десятке стран с крупнейшими запасами углеводородов [3].

Как известно, коэффициент успешности ГРП на нефть и газ в разных регионах варьирует в пределах 0,15–0,5. В Западной Сибири он составляет порядка 0,4, что отражает не самое плохое положение с результативностью, если не учитывать, что в целом эти цифры достаточно ярко иллюстрируют кризисное состояние геологоразведки, начавшееся не сегодня. Каким коэффициент успешности должен быть на шельфе, чтобы ГРП признать эффективными? Уж точно он должен быть больше 0,5, но насколько больше?

А главное: как этого достичь?

Ведение поисковых работ в Западной Сибири показало, что правило структурного (антиклинального) размещения скважин существенно не везде и не всегда. Так, на юге региона очень часто положительные структуры оказываются непродуктивными. Это указывает на необходимость смены стратегии и методических подходов в организации здесь нефтегазопроисводческого процесса (и не только здесь).

Эта смена должна заключаться, прежде всего, во внедрении в процесс ГРП принципа оценки перспективности, когда объект не может считаться бесперспективным до появления объективных и прямых доказательств его бесперспективности.

Под объектом следует понимать не только антиклиналь, локальное поднятие или иную положительную структуру, но в первую очередь тектоническую единицу, способную контролировать скопление УВ. К таким объектам уже сейчас можно отнести залежи в баженовской свите, в доюрских образованиях, в клиноформах пластов группы АС и БС. Общим для них является приуроченность к динамически активным зонам в прошлом и в настоящем, к трансформным разломам, к узлам их пересечения с разломами иного направления и

времени их заложения и развития. Косвенным подтверждением этого является пространственный контроль этих залежей температурными положительными аномалиями, пониженными значениями гравитационного поля (индикаторы зон разуплотнения) и повышенной магнитной напряженностью. Эти зоны должны являться предметом тщательного изучения как тектонические объекты с особой историей тектонического развития, создавшей условия для образования и сохранения залежей нефти и газа вне головных частей положительных структур, до сих пор ускользавших от целенаправленного изучения геологами. Если сегодня центром пристального внимания и всестороннего анализа является антиклиналь (локальное поднятие), то завтра (если не вчера) таким центром должен стать разлом, контролирующий как конседиментационные условия образования первичных пород-коллекторов, так и постседиментационные процессы формирования вторичной емкости и нефтескопления и образующий совершенно иной по природе и морфологии локальный объект – тектонический блок.

Как правило, стратегия и тактика геологического производства недропользователей не отличаются оригинальностью, и в общем случае происходит следующее: после приобретения очередного лицензионного участка и проведения минимального объема геофизических работ (в основном сейсмических – 2D или 3D), иногда – дистанционных и геохимических (в соответствии с требованиями лицензионных соглашений) осуществляется бурение глубоких скважин по сугубо структурному (антиклинальному) принципу. Таким образом, судьба этого участка изначально predetermined: он становится заложником устоявшегося подхода, исключающего в принципе развитие «неструктурных» ловушек УВ.

Принципиальное различие западного и восточного блоков российской Арктики заключается в их развитии на мезозойском этапе геологической истории. Западный, евразийский, блок, в большей степени развивавшийся синхронно с Восточно-Европейской платформой и ее арктическими окраинами, не претерпел повсеместной складчатости. При относительно небольших размерах растяжения формировались обширные рифтовые впадины (Центрально-Баренцевоморская и Южно-Карско-Ямальская зоны рифтогенеза, Печоро-Колвинский и Енисей-Хатангский рифты) с большими толщинами осадочного чехла – от 7 до 10–13 км и более. Их последующая инверсия не завершилась интенсивной складчатостью, а лишь послужила причиной формирования линейных валообраз-

ных поднятий, к которым относятся инверсионные валы центральной части Баренцева моря, Печорской синеклизы, Южно-Карской впадины и севера Западной Сибири, а также Енисей-Хатангского прогиба. Инверсией, приведшей к интенсивной складчатости, были затронуты лишь отдельные линейные зоны, такие как байкалиды в пределах Тимано-Печорского бассейна, каледониды Шпицбергена, герциниды Западной Сибири, киммериды Новой Земли, Земли Франца-Иосифа, Северной Земли и Таймыра [1].

Следует подчеркнуть, как минимум, три отмеченные важнейшие вещи: разломную тектонику, признаки инверсионного тектонического развития и принципиальное различие западного и восточного блоков российской Арктики в их развитии на мезозойском этапе геологической истории.

Последнее предполагает различные условия образования ловушек УВ. А все три фактора вкуче, хоть и различно, должны влиять на суть применяемых методик прогноза УВ.

Признаки инверсионного характера развития на определенном этапе могут объяснять наличие преимущественно газовых залежей в пределах новообразованных структур и месторождений тяжелых нефтей (особенно в районе Печорского моря), тяготеющих к древним поднятиям.

Такие общеизвестные месторождения Западной Сибири как Самотлорское, Федоровское, Западно- и Восточно-Сургутские, Лянторское, Красноленинское и др. контролируются положительными структурами древнего заложения и длительного унаследованного тектонического развития, и надо признать, что на шельфе подобные структуры являются и пока остаются первоочередными для нефтегазопроисловых работ. Но, учитывая инверсионный характер тектонического развития, таких структур может быть ограниченное число. И здесь на ведущее место выходят структуры, имеющие сложную историю развития, но содержащие преимущественно «неструктурные» ловушки УВ. При этом, нужно подчеркнуть, роль разломной тектоники становится главенствующей, обеспечивающей, помимо всего прочего, значительные этажи нефтегазоносности. К примеру, на востоке Западной Сибири установлен субрегиональный сдвиг, проходящий по присводовой зоне Александрово-Бахилловской гряды. Положение сдвига на локальных структурах, наличие поперечных нарушений контролируют этаж нефтегазоносности в комплексе с различными факторами (обстановками осадконакопления и т.д.). Присутствие сдвиговых дислокаций способствовало формированию этажа нефтегазоносности на Верхнеколикьеганском (64 пласта) и Бахиллов-

ском (25 пластов) месторождениях и объясняет наличие высокопродуктивных объектов [15]. С возрожденными активными тектоническими системами – рифтами – связаны нефтегазоносные зоны и в других регионах: в Припятско-Днепровском, Печоро-Колвинском, Варандей-Адзвинском авлакогенах. Считается, что в формировании известных здесь зон нефтегазонакопления ведущая роль принадлежала вертикальной миграции УВ по активным (периодически возрождавшимся) разломам. Большинство месторождений являются многопластовыми и характеризуются большим этажом нефтегазоносности, например, Харьягинское (Тимано-Печорский бассейн) – 35 залежей в интервале от девона до триаса, Яблунское (Днепровско-Донецкая впадина) – 8 залежей. В пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции такие крупнейшие месторождения, как Шкаповское и Арланское, а также большая группа более мелких месторождений Большекинельского и Байтуганского валов Большекинельской впадины содержат залежи в палеозойском чехле, однако располагаются над рифейскими погребенными авлакогенами – Серноводско-Абдуллинским и Камско-Бельским [17].

И как пример, относящийся к шельфу, Мурманское газовое месторождение, приуроченное к локальному структурному поднятию, сформировано над системой нарушений юго-западного борта бассейна. Месторождение имеет сложное многопластовое строение. Всего выделено около 20 продуктивных пластов песчаников ранне-среднетриасового возраста [20].

Многопластовость месторождений и их приуроченность к разломам следует объяснять не столько вертикальной миграцией, а прежде всего катагенетическими процессами, связанными с дилатансией околоразломных пород и релаксацией динамически активных приразломных зон в условиях вторичного минералообразования [4].

Динамически активные зоны – это тектонические образования, представляющие поисковый интерес благодаря своей истории геологического развития: в период активизации тектонических движений происходит вовлечение (всасывание) УВ в зоны разуплотнений (пьезоминимумов – природных вакуумных образований) и дальнейшее распределение вдоль этих зон с образованием ловушек неантиклинального ряда различного генезиса и морфологии [5].

Нестандартные (неантиклинальные) типы ожидаемых ловушек требуют и нестандартных средств их выявления: геофизические (наземные) и дистанционные исследования должны быть готовы к решению прямых задач по локализации и трассированию разломов, раз-

уплотнений, литологических неоднородностей, областей динамического влияния разломов и (в конечном счете) нефтегазоносности. Бурение должно быть способно полноценно решать задачи по изучению геологического разреза на глубинах свыше 3 км (возможно – до 7 км и более). Необходима серьезная подготовка: техническая, технологическая, а главное, – методическая, что потребует немало времени и средств, а главное – кардинальных изменений в геологическом мышлении и кооперации усилий всех недропользователей для создания единой тектонической динамической карты шельфа – основы для грамотного начала нового этапа изучения и успешной дальнейшей деятельности на своих лицензионных участках каждого недропользователя в отдельности. Последнее предполагает поиск и привлечение исполнителя (научной организации или творческого коллектива), способного осуществить такую работу.

После появления такой карты, созданной на основе признания главенствующей роли разломной тектоники, она должна трансформироваться в карту нефтегеологического районирования с указанием зон развития ловушек УВ различного генезиса и степени подготовленности под глубокое бурение и определением первоочередных нефтегазопроисловых объектов. Локальное прогнозирование в принципе может проводиться по индивидуальным программам недропользователя, но без общей методической координации и сравнительной оценки результатов прогноза вряд ли можно рассчитывать на скорый закономерный успех. Более того, очевидна необходимость обеспечения научного сопровождения (авторского надзора) хода реализации внедрения рекомендаций.

Имеющаяся тектоническая характеристика шельфа позволяет предположить, что наибольшими перспективами обладают зоны сочленения рифтовых и межрифтовых положительных структур. Эти зоны, динамически активные тектонические образования, следует рекомендовать в качестве одного из первоочередных направлений исследований по вышеописанному сценарию.

Главная особенность группы залежей УВ, приуроченных к этим зонам, исходя из вторичности их образования, – время их формирования, датируемое временем последней фазы тектонической активизации. Следует предположить, что характер тектонических движений в последний этап активизации и предопределил основные черты развития зон нефтегазонакопления в динамически активных образованиях.

Выработка тектонической основы для нефтегазопроислового процесса имеет еще один важный аспект: необходимо максимально возможно

изучить тектонические нарушения (разломы), их морфологию, историю развития, области их динамического влияния и т.п. Зоны тектонических нарушений должны рассматриваться как флюидоносные и флюидоподводящие системы, во многом определяющие характер распространения скоплений УВ. Необходимо признать, что первоочередными объектами тектонического анализа и дальнейшего опосредования следует считать (палео)рифты в целом и их бортовые части в частности.

Активизация тектонических движений по разломам после образования первичной залежи в головных частях положительных структур может иметь последствия, имеющие место на юге Западной Сибири (и не только). За счет нисходящих подвижек в пределах опускающейся части структуры (крыла сброса) формируется мощный энергетический пьезоминимум, значительно превосходящий по своему потенциалу архимедовы силы, увлекающий УВ по разлому вниз в зону максимального проявления дилатансии (разуплотнения) с последующим размещением в соответствии с характеристиками областей динамического влияния разломов и литологией пород. Вторичные залежи могут сформироваться на любых глубинах в любых структурных условиях в определенной ассоциации с активным разломом (флюидопроводом). Распад пьезоминимума (релаксация в период стабилизации тектонического режима) на фоне вторичных минералообразований (сульфаты, карбонаты, милониты и т.п.), приводящих к появлению боковых экранов, сопровождается возрождением усиленной роли архимедовых сил и оформлением окончательной картины распространения неантиклинальных залежей УВ различной морфологии и природы, если в дальнейшем не происходит очередной этап активизации [5].

Большой спектр ловушек УВ различного генезиса (структурные, литологические, стратиграфические, тектонически экранированные и др.) имеет объединяющую черту: в определенный период они испытывали весьма радикальные и во многом схожие преобразования в пределах определенного ограниченного пространства и являются тектонозависимыми. Первичные условия образования пород-коллекторов имеют влияние на конечный их облик, но в течение истории тектонического развития структуры они становятся подчиненными, а в ряде случаев – незначимыми.

Иными словами, палеогеографические, палеофациальные, палеоструктурные и прочие подобные исследования, реконструирующие первичные параметры фильтрационно-емкостных свойств пород, не имеют смысла и практи-

ческой ценности без оценки последствий более поздних этапов тектонического развития региона. Только положительные структуры древнего заложения и длительного конседиментационного унаследованного тектонического развития контролируют участки с лучшими первичными коллекторскими свойствами и скопления УВ (и то не всегда). Таких мест уже не найти в старых нефтегазоносных районах. Они ожидаются в пределах континентального шельфа, но здесь, с учетом признаков инверсионного развития региона, как никогда становится актуальным внедрение в сознание недропользователей иной идеологии поиска УВ.

Сегодня в абсолютном большинстве случаев заложению поисковой скважины предшествует оценка структурной характеристики объекта, прогноз наличия пластов с оптимальными коллекторскими свойствами, покрышек (флюидоупоров), благоприятных термобарических условий преобразования ОВ (с точки зрения «органиков»). Могут быть привлечены и результаты «прямых» методов прогноза нефтегазоносности (геофизических, геохимических), имеющих уточняющий характер, но не меняющий кардинально «антиклинальный» принцип размещения скважин.

Благодаря этой стратегии, неизменной в течение долгого времени, открыты разноразмерные месторождения нефти и газа, приуроченные в основном к положительным структурам древнего заложения и длительного унаследованного тектонического развития, и, как правило, случайно обнаружены нетипичные (неантиклинальные, «неструктурные») ловушки УВ, связанные с какой-либо особенностью строения природного резервуара УВ (литологией, несогласием, разломом и т.п.). При имеющейся разнице генетических особенностей объединяло их (неантиклинальные ловушки) прямое или косвенное влияние трещиноватости, имеющей постседиментационную (тектоническую) природу.

Тектоническая трещиноватость, как известно, в первую очередь функция сейсмичности, т.е. геодинамическое поле, в котором происходят кардинальные и необратимые преобразования первичных пород-коллекторов, несет в себе, прежде всего, черты и последствия землетрясений, складывается из физико-химических полей, сопутствующих этим кратковременным, но весьма разрушительным природным процессам, происходящим в разломных образованиях.

Изучение природы геофизических полей в сейсмоактивных зонах приводит, прежде всего, к анализу динамики сейсмичности. В этой связи актуальной проблемой является изучение пространственно-временных закономерностей

сейсмотектонических процессов, включающих уточнение положений потенциальных сейсмогенерирующих зон, с оценкой максимально возможной энергии землетрясений в данной области, параметров периодичности, если они существуют, структуры сейсмического поля на региональном и локальном уровнях. В связи с этим в круг задач включены вопросы по построению геодинамических моделей сейсмических процессов и оценке их влияния на изменения геофизических полей. В результате таких исследований строятся модели процессов формирования физических полей вследствие глобальной, региональной и локальной сейсмичности [18].

Реконструкция палеотектонической, палеоструктурной, палеогеографической обстановки с целью прогноза генезиса ловушки УВ мало эффективна без воссоздания, без элементарной оценки роли (палео)сейсмических процессов.

Замечено, что большинство землетрясений (почти 95%) происходит по краям плит, у краев палеоплит сформировано и большинство месторождений УВ. Установлено, что появление на периферии линейных зон повышенной сейсмичности и мощных разгрузок флюидов выдержанных комплексов осадочных пород сопровождается повышением их нефтегазоносности, несмотря на сравнительно высокую их сейсмичность (5–8 баллов). В пределах этих областей сосредоточено основное количество нефтегазоносных бассейнов, т.е. устанавливается эмпирическая связь между сейсмичностью недр и их нефтегазоносностью [16].

Современные точные приборы фиксируют ежегодно более 100 000 землетрясений на нашей планете, из них примерно 100 бывают разрушительными. Учитывая пространственную соподчиненность гипоцентров землетрясений и нефтескоплений, можно утверждать, что последние с определенным постоянством и периодичностью находятся и находились в поле влияния различной интенсивности первых, особенно, если принять во внимание скорость и дальность распространения сейсмических волн.

В общем случае геодинамическое поле включает сейсмическое, тепловое, гравитационное и магнитное поля, каждое из которых в сочетании с другими обуславливает главные условия нефтегазонакопления и определяет критерии прогнозирования ловушек УВ. Сейсмическое поле регулирует волновые воздействия на породы и флюиды, отвечает за геомеханические, тектонофизические последствия землетрясений. Поле силы тяжести отражает вторичные разуплотнения в разломных (приразломных) зонах, выявляющиеся в виде локальных гравиминимумов. В магнитном поле выделяются активные раз-

ломные зоны в виде аномалий с повышенной магнитной напряженностью. Тепловое поле содержит положительные температурные аномалии, коррелируемые с активными разломами.

Испытав геодинамическую переработку, первичные ловушки УВ претерпели изменения различной глубины с образованием вторичных скоплений, став вместе с последними в определенной и разной мере сейсмогенными, тектонозависимыми. Залежи, приуроченные к поднятиям древнего заложения и длительного унаследованного развития при условии сохранения унаследованности, сохраняют свое положение, объем и геометрию. Но нередко эти поднятия по активному разлому ассоциируют с отрицательными структурами, которые являются «агрессорами» по отношению к первичным залежам, и в момент последней активизации разлома происходит частичное или полное разрушение первичной залежи с образованием вторичных залежей в приразломной зоне отрицательной структуры [5].

Надо признать, что антиклинальная теория изжила себя, не преодолев свои внутренние противоречия, не признавая ничего, кроме архимедовых сил, и таким образом, так и не ответив на главный вопрос: каковы причины миграции УВ. А они достаточно просты: УВ мигрируют из объема пород с избыточным давлением по направлению к пространству с дефицитом давления (к пьезоминимуму). Ведь не случайно установлено, что абсолютное число залежей УВ контролируются минимальными значениями приведенных пластовых давлений. И это, прежде всего, относится, как ни странно, к антиклинальным ловушкам УВ, что также объясняется достаточно просто, если иметь в виду тектонофизические модели М.В. Гзовского [2]. Наглядно видно, что свод антиклинали в процессе ее роста подвержен тектонофизическому разуплотнению (дилатансии), способствующему формированию пьезоминимума – главному условию миграции УВ, совпадающей по направлению движения флюидов с архимедовыми силами, что в итоге и обеспечило локализацию скоплений УВ в своде антиклинали. Но на каком-то этапе (пассивном) антиклиналь перестает расти, и по мере релаксации пьезоминимума архимедовы силы становятся господствующими, продолжая питать свод углеводородами [6, 7].

Поскольку очевидно, что на шельфе (как и во многих других регионах) с глубиной резко возрастает роль разломной тектоники [5], необходимо, чтобы в качестве главного элемента, контролирующего нефтегазоносность, модель содержала разломное образование со всеми статическими и динамическими характеристиками.

Изучение динамических характеристик разлома и оценка их роли в нефтегазонакоплении неизбежно приводит к геологической модели тектоноблендера [8], объясняющей все многообразие тектонозависимых ловушек УВ, все процессы, происходящие в системе «порода-флюид».

Необходимо различать активный и пассивный этапы развития тектоноблендера.

На активном этапе происходит образование пьезоминимума (вплоть до вакуума), обеспечивающего как вертикальную, так и латеральную миграцию флюидов с их смещением в (при)разломном пространстве.

На пассивном этапе происходит релаксация тектонофизической напряженности, распад пьезоминимума с распределением УВ вдоль (при)разломного пространства сообразно его физикомеханическим характеристикам.

В условиях, когда главенствующим в размещении скоплений УВ является тектонический контроль, схема необходимых и рациональных действий представляется следующей:

- создается единая тектоническая динамическая карта шельфа, в основе которой должна быть заложена разломно-блоковая модель, а в качестве элементарной тектонической единицы должен выступать тектонический блок, с выделением блокообразующих разломов по степени активности во времени и пространстве;

- разрабатывается методика локального прогнозирования на основе использования всего комплекса геолого-геофизической информации (сейсмической, высокоточной гравимагнитки, электроразведки, неотектоники, изучения современных тектонических движений, геохимической съемки, других методов дистанционного глубинного зондирования, данных глубокого бурения и т.п.). Эта методика должна быть настроена на определение координат прогнозной залежи, ее геометрии и углеводородного потенциала.

Поиск скоплений УВ в целом – весьма дорогостоящее мероприятие (на шельфе – особенно), его риски можно минимизировать только путем создания и использования эффективной методики ведения нефтегазопроисковых работ, адаптированной к конкретным тектоническим условиям. Надо полагать, что в каждом конкретном регионе методика должна быть индивидуальной, но имеются общие принципы. Самое главное условие состоит в том, чтобы в основу методики картирования тектонозависимых (сейсмогенных) ловушек УВ был заложен принцип мониторинга составляющих геодинамического поля. Как известно, повторное нивелирование выявляет наиболее активные зоны современных вертикальных движений, сопоставление результатов дешиф-

рирования одновременных аэрокосмоснимков позволяет трассировать тектонически активные линейные элементы на неотектоническом этапе. По аналогии повторные наблюдения за изменениями сейсмического, теплового и гравимагнитного полей должны способствовать выявлению и подготовке таких объектов под глубокое бурение.

Кроме того, методика должна включать следующее:

- исследования, направленные на изучение тектоники региона, на тектоническое районирование, на реконструкцию истории тектонического развития, на выделение этапов пассивного и активного развития, на трассирование тектонически (неотектонически) активных зон (линейных элементов) как в прошлом, так и в настоящем;

- выделение зон потенциального накопления УВ на основе тектонического (а не сугубо структурного) анализа;

- локальное прогнозирование ловушек УВ, предусматривающее выведение алгоритма, описывающего все произошедшие первичные седиментационные и вторичные тектонофизические (в т.ч. сопутствующие) процессы и определяющего координаты скопления УВ по площади и по глубине (по разрезу), с прогнозной оценкой его генезиса, геометрии и углеводородного потенциала.

Изучение всех составляющих геодинамического поля, прежде всего, должно быть направлено на выявление тектонического блендера, определяющего судьбу первичных и вторичных скоплений УВ.

При этом задачи, которые должны решаться рациональным комплексом геолого-геофизических исследований, сводятся к следующему:

- оценка характера расчлененности приразломного пространства, как по разрезу (вертикали), так и по латерали (горизонтالي), с выделением главного и сопутствующих разломов (оперений), тектонических отдельностей (блоков), с градацией разломов по степени активности и блоков по тектонофизическому состоянию;

- реконструкция истории тектонического развития приразломного пространства в целом и каждого элемента в отдельности;

- локализация участка приразломной зоны, обладающего оптимальным соотношением условий образования первичных пород-коллекторов, палеоструктуры, отвечающей за размещение первичных скоплений УВ перед последним этапом тектонической активизации и характера тектонического режима на завершающем этапе развития, обеспечивающего формирование и сохранение вторичной залежи.

В связи с этими задачами каждый метод должен быть переориентирован на картирование

(изучение) разлома и тектонофизических ловушек УВ в приразломной зоне, в том числе:

- сейсморазведка изучает морфологические и динамические характеристики волнового поля околоразломного пространства с разрешенностью, позволяющей проводить скрупулезный палеотектонический анализ, со смещением акцента в сторону прямого прогнозирования и картирования нефтегазоперспективных ловушек УВ;

- гравиразведка обеспечивает градацию всех участков приразломного пространства, всех блоков по степени вторичного разуплотнения;

- магниторазведка определяет участки максимальной напряженности магнитного поля, как наиболее нефтегазоперспективные;

- электроразведка решает задачи прямого прогнозирования мест развития вторичных скоплений УВ;

- неотектонические исследования и изучение современных движений земной коры выделяют наиболее тектонически активные фрагменты разломов;

- геохимические исследования также определяют активные участки разломов, непосредственно связанные с залежами;

- в процессе бурения необходимо обеспечение подъема ориентированного керна для изучения параметров трещиноватости (азимут простирания, угол наклона, плотность трещиноватости, вторичная минерализация в соотношении с характером нефтегазопроявления и т.д.), проведение скважинной геофизики, способной к изучению трещиноватости в полном объеме, обеспечение адекватных условий первичного и вторичного вскрытия изучаемому объекту. И если сегодня сейсморазведка и глубокое бурение являются основными (а чаще – единственными) способами изучения недр, то для успешного поиска приразломных залежей УВ все вышеперечисленные методы следует признать изначально равноценными с тем, чтобы затем правильно провести их градацию по эффективности.

Возможно также использование и новых методов (радиолокационных, различных инновационных модификаций площадной и скважинной сейсморазведки и т.п.) вместе с расширением возможностей старых, к примеру, магниторазведки. Изучение роли магнитного поля в процессе формирования и сохранения приразломных вторичных скоплений УВ обещает значительные перспективы в решении проблемы повышения эффективности методики прогноза, т.к. в какой-то степени эти залежи являются палеомагнитными: магнитное поле оказывает существенное влияние на интенсив-

ность и направление миграции УВ, на характер сепарации УВ и пластовых вод, на условия локализации и сохранности этих скоплений.

Представляется, что огромной важности и информативности материал можно получить при мониторинге теплового, акустического, магнитного, гелиевого и других физико-химических полей в скважинах, выполнивших свое назначение и подлежащих ликвидации, оставляя их в фонде наблюдательных, создавая таким образом уникальный исследовательский полигон. Немалое значение должно иметь лабораторное тектонофизическое моделирование, как обязательное условие ускорения процесса выработки и внедрения эффективной методики локального прогнозирования в производство.

При нефтегазопроисловых работах не следует ограничиваться какой-либо одной теорией или гипотезой, одной методикой поиска или локального прогноза.

К примеру, в работе [14] научно обосновывается принципиально новое для западных бассейнов Арктики направление ГРП – нетрадиционные неструктурные ловушки УВ седиментационного типа. Таким образом, учтены лишь первичные седиментационные условия формирования ловушек, но совершенно выпали из поля зрения вторичные процессы, связанные с разломной тектоникой, что уже чревато ошибками при прогнозировании реальных объектов.

При рассмотрении основных черт распределения и приуроченности месторождений УВ отмечена [21] весьма важная общая региональная закономерность: «При сравнении нефтегазонасности всех трех бассейнов (в направлениях с запада на восток и с юга на север) обнаруживается изменение стратиграфического диапазона установленной продуктивности в сторону омоложения в экваториальных бассейнах при одновременной смене преобладающего состава УВ от нефти до газоконденсата».

И все это вполне коррелируется с омоложением в этих направлениях последних этапов активизации разломов и усилением фактора инверсионности тектонического режима в соответствующие периоды.

А это требует тщательного анализа истории тектонического развития каждого бассейна, каждой структурной зоны, каждой структурной единицы (не разделяя их на положительные и отрицательные). Последнее должно быть базой локального прогноза нефтегазоперспективных объектов.

Рано или поздно в пределах шельфа возникнет проблема сланцевых УВ. Сегодня пока не видно эффективных методов прогноза таких

объектов (в т.ч. в бажениках, доманикидах и т.п.). Этому должны быть посвящены специальные исследования, чтобы быть вовремя вооруженными [12].

Наличие соленосных отложений [21] заставляет уже сейчас искать связи между соле- и нефтегазонакоплением (13).

Результаты расчетов (А. Лоза и др., 2011) показывают, что при ожидаемом развитии событий получение значимых объемов нефти возможно лишь в 2026 г., а объем добычи в 2035 г. составит около 55 млн т. Этого явно недостаточно, чтобы восполнить резкое снижение объема добычи на уже эксплуатируемых месторождениях.

Таким образом, основываясь только на собственных ресурсах, российские государственные компании, скорее всего, не смогут сохранить объем добычи нефти на уровне 500 млн т после 2030 г.

Если верить этому, то мы уже опаздываем. Но надо ли спешить? Может быть, это время следует потратить на выработку адекватной методики, а намеченный рубеж (500 млн т) обеспечить за счет «старых» месторождений [6], за счет более интенсивного изучения фундамента [9], за счет освоения больших глубин [11] и вовлечения регионов с неясными перспективами [10]?

Скважин на шельфе пробурено немного (на 6 млн км² российского шельфа пробурено только 257 поисково-разведочных скважин), а каждая из них несет ценнейшую информацию. Учтена ли она в полном объеме? Ценность «пустой» скважины не меньше ценности продуктивной, а в некоторых случаях даже больше, т.к. может показать, где и почему примененная методика неадекватна реальной геологии.

В процессе реализации программы результаты каждого очередного цикла работ, каждой вновь пробуренной скважины должны оцениваться не только недропользователем, а всеми творческими коллективами, причастными к проблеме шельфа, должны быть рассмотрены все альтернативные мнения о текущей оценке особенности геологии объекта, перспектив нефтегазонасности, необходимости внесения корректив в методику ГРП и важнейшие их направления.


В работе [20] отмечено: «Одной из важных проблем поисково-разведочных работ на континентальном шельфе, включая Баренцево-морский, является прогноз фазового состояния углеводородов. Эта проблема на сегодняшний день наиболее актуальна и до сих пор остается неразрешенной. Какие факторы являются определяющими при прогнозировании нефтяных и газовых месторождений на акваториях? В чем особенность формирования нефтяных и газовых скоплений в бассейнах континенталь-

ных окраин в отличие от хорошо изученных внутриконтинентальных бассейнов суши?» Это подтверждает справедливость сомнений в методической готовности к работе на шельфе, поскольку с того времени мало что изменилось. И также подтверждает необходимость учета разломной тектоники, что (вместе с инверсионным характером тектонического развития региона) определяет успешность прогноза фазового состояния УВ, факторы, являющиеся решающими при прогнозировании нефтяных и газовых месторождений, и главные особенности формирования нефтяных и газовых скоплений.

Особенности программы дальнейших действий по шельфу, озвученной министром МПР С.Е. Донским, следующие [19]: «Российский континентальный шельф – один из самых труднодоступных в мире, но и самый богатый. Лицензионными обязательствами предусмотрены колоссальные объемы геологоразведочных работ до 2023 г. Недропользователей ожидают 220 тыс. пог. км сеймики 2D, 38 тыс. км² сеймики 3D, бурение 127 морских скважин.

Это серьезная задача, но ее реализация позволиткратно повысить изученность российского шельфа, открыть новые уникальные крупные месторождения нефти и газа и даже нефтегазоносные провинции, сопоставимые с Саудовской Аравией. А для этого нужен новый инвестрежим...»

И эта задача вполне выполнима. Но может стать провальной, если не перестроиться методически. Тогда никакой новый инвестрежим не поможет...

А успешность ГРП, даже при наличии требуемых технологии, техники, финансов во многом зависит от интуиции, квалификации и опыта геолога-прогнозиста и геолога-реализатора. Считается (А.П. Ставский, В.Н. Войтенко, 2007), что геологоразведка – это единственная сфера бизнеса, в которой интуиция, творческое начало и способность «проникать во глубину земную разумом, вещи и деяния вывода на солнечную ясность» (М.В. Ломоносов. «О слоях земных». М. 1954), оказывают огромное влияние на результаты деятельности в этой отрасли. 

Литература

1. Бурлин Ю.К., Стулакова А.В. Геологические предпосылки перспектив нефтегазоносности шельфа российского сектора Северного Ледовитого океана // Геология нефти и газа. 2008. № 4.
2. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М. 1975.
3. Карпов В.А. Состояние и перспективы развития нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2012. № 3. С. 2–6.
4. Карпов В.А. К вопросу оптимизации методики нефтегазопоисковых работ // Недропользование XXI век. 2011. № 5. С. 72–75.
5. Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопоисковых работах // Недропользование XXI век. 2011. № 6. С. 68–70; 2012. № 1. С. 74–78.
6. Карпов В.А. Перспективы выявления новых залежей нефти в пределах и вблизи старых месторождений // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 20–23.
7. Карпов В.А. Старые месторождения: феномен восполнения // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 4.
8. Карпов В.А. О роли тектонического блендера в нефтегазонакоплении // Недропользование XXI век. 2012. № 4. С. 56–63.
9. Карпов В.А. Фундамент – региональный нефтегазоносный комплекс // Отечественная геология. № 6/12. С. 90–94.
10. Карпов В.А. Перспективы нефтегазоносности Московской синеклизы (по модели тектоноблендера) // Недропользование XXI век. 2012. № 6. С. 74–80.
11. Карпов В.А. Нефтегазогеологические проблемы больших глубин // Недропользование XXI век. 2013. № 4. С. 76–81.
12. Карпов В.А. Об особом типе природного резервуара УВ в баженовской свите Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 8. С. 28–34.
13. Карпов В.А. О некоторых особенностях связи соле- и нефтегазонакопления // Отечественная геология. 2014. № 4. С. 65–69.
14. Леончик М.И. Седиментационные ловушки углеводородов Баренцевского мегабассейна – новое перспективное направление поисков нефти и газа. Автореф. дисс... канд. геол.-мин. наук. Геленджик. 2011.
15. Нассонова Н.В., Романчев М.А. Геодинамический контроль нефтегазоносности сдвиговыми дислокациями на востоке Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2011. № 4.
16. Осика Д.Г. Формирование геохимических аномалий в пределах сейсмически активных областей и их обрамлений (применительно к поискам нефти и газа). Автореф. дисс... д-ра геол.-мин. наук. 1990.
17. Рябухин Г.Е., Байбакова Г.А. Формирование и нефтегазоносность осадочных бассейнов в связи с рифтогенезом // Геология нефти и газа. 1994. № 5.
18. Трофименко С.В. Структура и динамика геофизических полей и сейсмических процессов в блоковой модели земной коры. Автореф. дисс... д-ра геол.-мин. наук. Томск. 2011.
19. Шмаль Г.И. Перспективы освоения месторождений углеводородов на российском шельфе // Недропользование XXI век. 2014. № 5. С. 4–6
20. Хенриксен Э., Стулакова А.В. Российско-норвежское сотрудничество в изучении геологического строения и углеводородного потенциала Западной Арктики // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2006. № 5.
21. Шипилов Э.В., Мурзин Р.Р. Месторождения углеводородного сырья западной части российского шельфа Арктики: геология и закономерности размещения // Геология нефти и газа. 2001. № 4.