УДК 550.8.011

В.А. Карпов
канд. геол.-мин. наук
заслуженный геолог РФ
эксперт России по недропользованию (ОЭРН)
ИИТиМУН
начальник отдела технического консалтинга
и исследований месторождений УВС
karpov@iitnedra.ru

Нефтегеологические проблемы больших глубин

Поисково-разведочные работы на нефть и газ на больших глубинах становятся самостоятельным и наиболее перспективным направлением, требующим перевооружения (идеологического и материального), значительных временных и материальных затрат, минимизация которых не мыслится без внедрения в теорию и практику модели тектоноблендера

Prospecting works on oil and gas at depths become independent and the most promising direction, requiring re-equipment (ideological and material), significant time and material costs, and the minimization of which is unimaginable without introduction to the theory and practice of tectonic blender model

Ключевые слова: большие глубины, разломы, методика работ, тектоноблендер, ловушки УВ
Keywords: the depth of faults, the method work, tectonic blender, hydrocarbon traps

Прежде всего, необходимо привести несколько ключевых фраз из доклада бывшего руководителя Федерального агентства по недропользованию А.П. Попова на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности (13.02.2013), отражающих состояние и главные направления развития нефтегазовой отрасли России [16].

«В основном добывающем регионе страны – Ханты-Мансийском округе – начинают отчетливо прослеживаться тенденции в падении добычи в среднем на 1,5% в год. На сегодняшний день 95% всех разведываемых запасов передано недропользователям, которые... не всегда рационально их используют.

...Ситуация с приростами запасов нефти... на первый взгляд, вполне благополучная: в последние пять лет мы приращиваем больше, чем добываем. Но за счет запасов новых месторождений и залежей компенсируется не более 15–20% текущей добычи, все остальные приросты – это либо доразведка разрабатываемых месторождений, либо переоценка запасов с увеличением коэффициента извлечения нефти. ...Такое положение с приростом запасов объясняется просто: объемы поиско-

во-разведочного бурения сократились почти с 2 млн в 2001 г. до 1170 тыс. погонных метров проходки в 2011 г. Для обеспечения расширенного прироста запасов нефти необходимо увеличивать объемы бурения в 2,5 раза.

...В результате за последние 20 лет в России не был подготовлен ни один новый район нефтедобычи... Сегодняшняя добыча нефти в России ведется из запасов, которые были разведаны в 60-е и 80-е гг. прошлого века.

...Предлагаем сконцентрировать усилия на пяти нефтеперспективных зонах. Три из них находятся в Западной Сибири, одна – в Восточной Сибири и одна – в Предкаспии. По нашим расчетам, в пределах этих пяти зон, затратив примерно 65 млрд руб. бюджетных средств, можно рассчитывать на выявление запасов нефти категории C_1, C_2 более 1,8 млрд т и ресурсов категории C_3 – 1,7 млрд т. Это позволит дополнительно добывать ежегодно порядка 60 млн т нефти.

...Что же касается российского шельфа – малоизученного обширного пространства. В настоящее время компании «Роснефть» и «Газпром» уже приступили к реализации проектов в Баренцевом и Карском морях. Главной задачей здесь является объединение усилий компаний и государства для завершения геологического изучения арктического шельфа России».

Дана исчерпывающая характеристика состояния отрасли и направлений ее дальнейшего развития, но, к сожалению, как видим, проблемы больших глубин не отражены ни в результатах, ни в перспективах, хотя прошедшая в июне 2012 г. в Баку первая международная конференция «Потенциал глубокозалегающих углеводородов: будущие энергоресурсы – реальность и прогнозы» показала огромный потенциал больших глубин, обозначила направление, вполне конкурентоспособное с освоением шельфа, а в некоторых случаях – даже существенно опережающее.

Из пяти обозначенных главнейших направлений (кроме шельфа) – три расположены в Западной Сибири, обладающей своей спецификой состояния ресурсной базы и ГРР на нефть и газ [7].

Совсем недавно возможность наличия нефти больших глубин даже не допускалась, но открытия в Мексиканском заливе подвигли к пересмотру этой точки зрения, в том числе и теорий нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Казалось бы, преимущества получает теория неорганического (абиогенного) происхождения нефти.

Многие также полагают, что бассейновое моделирование будет основным инструментом теоретических и прикладных исследований нефтегазоносности больших глубин, некой панацеей.

Открытие в Южно-Каспийской впадине промышленных месторождений УВ на глубине до 7 км и более, а также открытия в Мексиканском заливе гигантских месторождений нефти Тьюпи и Тибр на глубине 8–10 км доказало возможность нефтегазоносности больших глубин. В интервале глубин 4500–8100 м сегодня разрабатывается более 1000 зарубежных месторождений нефти и газа, и их начальные суммарные извлекаемые запасы составляют 7% от мировых запасов нефти и 25% от запасов газа. На этих глубинах в Египте, Ливии, Мексике, Франции и США разведано около 47% их общих запасов газа. В Мексике и США коэффициент промышленных открытий нефти и газа на больших глубинах достигает 50–71%. В бассейнах Мексиканского залива, Пермском, Анадарко, впадин Калифорнии и Скалистых гор в глубокопогруженных горизонтах открыто более 225 месторождений и залежей, в том числе и такие крупные как Гомез, Локридж, Койаноза, Торо, Хемон, Рохо, Кейлон-Айсленд и другие [1].

В 2009 г. компания Бритиш Петролеум объявила об открытии гигантского месторождения в Мексиканском заливе в территориальных водах США, на глубине 10690 м на площади Тибр. Впервые на таких глубинах открыто уникальное месторождение нефти промышленного значения. В России и других странах СНГ также успешно осваиваются месторождения нефти и газа на глубинах свыше 4500 м.

И все-таки трудно согласиться с тем, что этап поисков нефти и газа до глубин 7 км уже пройден, как с точки зрения разработки теоретических основ, так и с технической точки зрения. Есть все основания считать, что он продолжится еще не одно десятилетие, еще кардинально будут меняться методические основы освоения больших глубин. И это, прежде всего, относится к России.

Тем более, что сегодня нет общепринятой технологии оценки углеводородного потенциала и прогнозирования нефтегазоносности до глубин 12–14 км. Учитывая высокую перспективность поисков УВ глубокопогруженных отложений, проведение исследований в этом направлении представляется весьма важным, как с точки зрения изучения фундаментальных процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, так и прогнозирования УВ потенциала недр и разработки долгосрочной стратегии развития нефтегазового комплекса [1].

Как отмечено на конференции, усилия необходимо концентрировать на следующих основных направлениях:

• разработка и усовершенствование методов картирования очагов возбуждения;

• разработка и усовершенствование методов картирования каналов, времени и масштабов миграции углеводородов;

• усовершенствование методов картирования ловушек сложной конфигурации, оценка параметров резервуаров [1].

Поскольку реализация первых двух направлений целиком и полностью зависит от фактического материала, полученного при решении третьей проблемы, именно она должна считаться первоочередной.

При этом очевидно одно, весьма важное и определяющее все остальное, обстоятельство: возможность деструкции нефти на больших глубинах, как и прямое влияние главной фазы нефтеобразования ставятся под сомнение.

В общем случае с глубиной меняется генетический спектр типов ловушек, типов природных резервуаров УВ. Ниже 3000–4000 м (в зависимости от региона) преобладают неантиклинальные («неструктурные»), в большей степени тектонозависимые типы ловушек, непластовые типы природных резервуаров, трещинные породы-коллекторы.

Как известно, успешность изучения любых ловушек (неантиклинальных – в первую очередь) в огромной степени определяет априорная геологическая модель. С помощью новых технологий, новых подходов добываются новые факты, на основе которых уточняется геологическая модель, которая в свою очередь заставляет искать и применять новые подходы для получения новых фактов и т.д.

Поскольку очевидно, что с глубиной резко возрастает роль разломной тектоники [2], необходимо чтобы модель в качестве главного элемента, контролирующего нефтегазоносность, 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 [3], объясняющей все многообразие тектонозависимых ловушек УВ, все процессы, происходящие в системе «порода-флюид».

Под тектоноблендером понимается активный (в определенном пространственно-временном интервале) разлом с приразломным пространством (областью динамического влияния разлома), способствующий смешению флюидов (и иногда – породы) различного состава при определенных тектонофизических условиях (активизации разлома).

Необходимо различать этапы развития тектоноблендера: активные и пассивные.

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

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

Если тектоноблендер – это разлом с приразломным пространством, то здесь необходимо подчеркнуть, чем тектоноблендер, являясь более широким понятием, не совпадает с «обыкновенным» разломом. Последний представляет собой статическое тектоническое образование, способное иметь на определенных этапах динамическое развитие с образованием области динамического влияние этого разлома, размеры которой и интенсивность трещинообразования в пределах которой зависят от типа разлома (сброс, взброс, сдвиг, надвиг), от амплитуды и угла наклона сместителя, от толщин и вещественного состава различных комплексов пород, попавших в эту область.

Любой практикующий геолог-нефтяник может найти на изучаемых месторождениях свидетельства влияния тектоноблендера. Практически на каждом месторождении есть активный разлом, влияние которого наблюдается на временных разрезах, во время проводки скважин, в керне, в процессе разработки и т.п.

М.В. Багдасарова отмечает [11], что анализ имеющейся информации позволяет утверждать о реализации в природе взаимодействия тектонических подвижек, приводящих к сжатию и растяжению в зонах разломов и внедрению и перераспределению флюидов, сопровождающимся их фазовыми переходами и расслоением. Эти процессы особенно четко проявляются в сейсмоактивных областях (Терско-Каспийском прогибе, Сахалине, Предкарпатье и др.), где распространены месторождения с высокими флюидодинамическими параметрами. Наиболее типичными в этом отношении являются многопластовые месторождения на Терском хребте (Малгобек-Вознесенское, Эльдаровское, Брагунское и др.). Они распространены как в Терско-Сунженском районе, так и в Предгорном Дагестане [11]. Как известно, эти месторождения контролируются глубинными разломами, способствующими разви-

тию трещиноватости и сильной раздробленности фундамента и мезозойского карбонатного комплекса. Последний содержит узкие протяженные залежи нефти массивного типа высотой более 1200 м. Трещиноватость коллектора неравномерная и на участках, где имеются поперечные нарушения (выраженные в структуре поверхности верхнемеловых известняков), она увеличивается, что определяет и более высокие дебиты скважин. Признаки внедрения флюидов легко обнаруживаются по характеру температурного поля, УВ-составу нефти и др. Флюидодинамика Терского хребта сопровождается интенсивной динамикой литосферы в целом. Помимо землетрясений, очаги которых часто располагаются под Терским хребтом на глубине до 50 км (Эльдаровское землетрясение 1913 г.), для этой зоны характерны высокоградиентные современные вертикальные движения земной поверхности и общий подъем хребта.

Высокая активность флюидных систем создает повышенный температурный фон в зоне нефтегазонакопления. Температура залежей нефти в глубоких горизонтах таких систем (доступных для бурения) иногда превышает 200 °С, а постоянные вертикальные перетоки в месторождении создают на одинаковой глубине значительные разности температур. Например, в пределах Терского хребта разница температуры на глубине -3000 м в залежах Эльдаровского месторождения достигает 20°С, а максимальные значения отмечаются вблизи проводящих разрывных нарушений [11].

Гелиеметрическое опробование, проведенное в Припятском прогибе, показало сквозную проницаемость разреза и глубинную природу потока флюидов [11]. Приразломная часть опущенного крыла межсолевой залежи (как яркий пример тектонозависимой залежи) контролируется минимальными значениями гравитационного поля, максимальными значениями магнитной напряженности и максимальными амплитудами современных вертикальных движений земной поверхности.

Приведенные примеры примечательны тем, что здесь показаны зоны разуплотнения по данным гравиметрии и изучения современных движений, которые совместно с разломной зоной можно представить в виде тектонического блендера, способного за счет нисходящей фильтрации флюидов образовать скопления УВ ниже уровня с установленной продуктивностью (в том числе в фундаменте) и являться причиной восполнения запасов УВ [8].

Примечательно и то, что модель тектоноблендера предполагает полигенный характер нефтегазообразования, менее зависимый от какой-то одной гипотезы.

Большие глубины любого нефтегазоперспективного региона – это не только и не столько осадочный комплекс пород, это, прежде всего, породы фундамента различного возраста, который благодаря тектоноблендеру становится регионально нефтегазоперспективным комплексом [4, 5].

Немало регионов России и других стран (Московская и Мезенская синеклизы, юг Западно-Сибирской платформы, центр и юг Припятского прогиба и др.) волею судьбы, а скорее, – благодаря неадекватному геологическому мышлению попали в разряд регионов с неясными перспективами, хотя большие глубины этих мест по многим критериям способны содержать промышленные скопления УВ, а для их открытия в качестве «ключа» просто необходимо использование модели тектоноблендера [6, 7].

Особую роль модель тектоноблендера предстоит сыграть при оценке перспектив нефтегазоносности «старых» месторождений, при поиске новых горизонтов в их пределах и вблизи них на больших глубинах [8].

Традиционный тип природного резервуара УВ обладает свойством сплошности развития как породы, так и флюида в коллекторе и может быть представлен в виде привычной для всех системы «флюид в породе». Природный резервуар в породах на больших глубинах, образованный благодаря тектоноблендеру, может отличаться прерывистостью породы и сплошностью флюида в коллекторской его части, может образовать здесь систему «порода во флюиде» и поэтому обладать инвертным характером. Представляется, что дилатансия пород, их деструкция в области динамического влияния разлома способствовали подтоку УВ к тектоноблендеру (пьезоминимуму), затем на этапе релаксации инвертного природного резервуара УВ в нем происходило формирование АВПД, как результат определенной интерференции геостатического и геодинамического давлений. Именно по этой причине с глубиной вероятность появления АВПД заметно увеличивается.

Частные случаи проявления на поверхности земли (и воды) инвертного резервуара («плывуна»): природные – грязевые вулканы, техногенные – фонтаны нефти, газа и породы при строительстве скважин (к примеру, на баженовскую свиту в Западной Сибири).

Грязевые вулканы могут рассматриваться как естественные индикаторы тектоноблендера, поэтому, используя модель образования грязевых вулканов, можно приблизиться к бо-

лее правильному пониманию механизма появления и развития тектоноблендера.

Особо показателен тот факт, что в продуктах извержения широко распространены обломки более древних пород, что свидетельствует о глубоких корнях грязевых вулканов [15]. Действительно, чаще грязевые вулканы связаны с кайнозойскими отложениями, однако наиболее крупные из них секут весь осадочный чехол, уходя корнями в кристаллический фундамент [Гулиев, 2008]. Имеются сведения о мезозойском возрасте фрагментов грязевулканической брекчии, свидетельствующие о более глубоком заложении корней грязевых вулканов [Глумов и др. 2004; Семенович 2000]. Большинство нефтегазоносных структур Азербайджана и прилегающей акватории Каспия осложнено грязевыми вулканами. Приурочены они к крупным продольным и поперечным нарушениям и расположены в различных частях антиклинальных поднятий. После извержения в вулканической брекчии обнаруживаются нефтеносные песчаники и другие обломки пород с примазками или запахом нефти. Особо следует отметить, что грязевой вулкан не разрушает залежи нефти и газа. Его формирующая роль несомненна, и грязевулканические структуры – надежный показатель нефтегазоносности глубоких горизонтов. Накопленный фактический материал однозначно свидетельствует о существовании генетической связи деятельности грязевых вулканов с сейсмичностью. Можно с уверенностью сказать, что землетрясения способствуют извержению грязевого вулкана, и это обосновывается многочисленными фактами [12, 13, 14, 15].

Для природных резервуаров УВ, формирующихся в условиях тектоноблендера, характерны существенные генетические отличия:

• традиционные представления о коллекторах и покрышках неприемлемы, т.к. под влиянием тектонической переработки (и сопутствующих вторичных процессов) бывшие покрышки (глины, плотные разности терригенных и карбонатных пород) становятся коллекторами, а песчаники, карбонаты и прочие коллекторосодержащие комплексы по этой же причине превращаются в покрышки;

• размеры и геометрия скопления УВ определяются, главным образом, масштабами емкостного пространства;

• при значительной высоте и малой ширине залежи последняя имеет в общем случае большую протяженность, т.е. ей присущ линеаментный вид, коррелируемый с контролирующим разломом, либо изометрическую форму, подчиненную узлу пересечения разломов.

Понятно, что для обнаружения таких скоплений УВ необходимо применение соответствующей методики нефтегазопоисковых работ [3, 7, 9, 10], что составляет главную проблему больших глубин.

Естественно, что в каждом конкретном регионе методика должна быть сугубо индивидуальной, но имеются общие принципы. И одно из самых главных условий состоит в том, чтобы в основу методики картирования ловушек УВ был заложен принцип мониторинга составляющих геодинамического поля. Как известно, повторное нивелирование выявляет наиболее активные зоны современных вертикальных движений, сопоставление результатов дешифрирования разновременных аэрокосмоснимков позволяет трассировать тектонически активные линеаменты на неотектоническом этапе. По аналогии повторные (и может быть неоднократные) наблюдения за изменениями сейсмического, теплового и гравимагнитного полей, четырехмерное (пространственно-временное) изучение больших глубин осадочного комплекса и фундамента любого региона должны способствовать выявлению и подготовке таких объектов под глубокое бурение.

В частности, сейсморазведка 4Д (площадной сейсмический мониторинг) уже показала себя как эффективное средство контроля разработки месторождений углеводородов. Благодаря получению последовательных сейсмических изображений на одном и том же месторождении, геофизики способствуют выявлению пропущенных залежей, оптимизации размещения эксплуатационных скважин.

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.

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 (линеаментов) 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 происшедшие первично-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 на основе 4Д-наблюдений геолого-геофизических полей нефтегазоперспективных объектов.

Изучение всех составляющих геодинамического поля прежде всего должно быть направлено на выявление тектонического блендера, определяющего судьбу скоплений УВ [3, 5, 6].

По большому счету, изучение крупного тектонического элемента должно включать в себя в обязательном порядке как региональный, так и локальный этапы, а локальное прогнозирование (моделирование) должно быть выверено тщательнейшим образом, дабы бурение на большие глубины не стало непосильной ношей при нефтегазопоисковых работах, как самое дорогое и слабое звено этого процесса.

Геологической службой каждой компании должна быть разработана целевая программа геолого-геофизических исследований по каждому региону с нефтегазоперспективными большими глубинами для изучения глубинного строения недр, которая, в свою очередь, должна являться составной частью общероссийской программы, рассчитанной на много лет.

Возвращаясь к докладу А.П. Попова, необходимо акцентировать внимание на двух пунктах намечаемой программы дальнейшего эффективного развития российской сырьевой базы [16]:

«Шестое. Провести актуализацию лицензионных соглашений в части закрепления обязательств недропользователя за проведением геологоразведочных работ, обеспечивающих перевод ресурсов категорий C_3 и запасов категорий C_2 в промышленные запасы, и дополнение условий лицензионных соглашений геологическими отводами с целью изучения нижележащих горизонтов.

Седьмое. Активизировать геологоразведочные работы на нефть за счет средств федерального бюджета, сконцентрировав их в малоизученных перспективных регионах страны».

Успешная реализация обоих пунктов не мыслится без кооперации усилий государства и недропользователей, науки и производства с целью создания схемы глубинного нефтегазогеологического районирования на базе тектодинамической карты и оценки перспектив нефтегазоносности больших глубин на основе модели тектоноблендера [3, 4, 5, 7, 8].

Литература

1. Сборник тезисов 1-й Международной конференции «Углеводородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз», Баку. 2012. Nafta-Press. 2012.
2. Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопоисковых работах //Недропользование XXI век. 2011. № 6. С. 68–70, 2012. № 1. С. 74–78.
3. Карпов В.А. О роли тектонического блендера в нефтегазонакоплении //Недропользование XXI век. 2012. № 4. С. 56–63.
4. Карпов В.А. Фундамент – региональный нефтегазоносный комплекс //Отечественная геология. 2012. № 6. С. 90–94.
5. Карпов В.А. О тектоническом блендере – региональном природном образовании в фундаменте //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ВНИИОЭНГ. 2013. № 1. С. 18–23.
6. Карпов В.А. Перспективы нефтегазоносности Московской синеклизы (по модели тектоноблендера) // Недропользование XXI век. 2012. № 6. С. 74–80.
7. Карпов В.А. Состояние и перспективы развития нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири //Геология нефти и газа. 2012. № 3. С. 2–6.
8. Карпов В.А. Перспективы выявления новых залежей нефти в пределах и вблизи старых месторождений //Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 20–23.
9. Карпов В.А. К вопросу оптимизации методики нефтегазопоисковых работ //Недропользование XXI век. 2011. № 5. С. 72–75.
10. Карпов В.А. Как ищут нефть, или время собирать камни //Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 7. С. 44–47.
11. Багдасарова М.В. Особенности флюидных систем зон нефтегазонакопления и геодинамические типы месторождений нефти и газа //Геология нефти и газа. 2001. № 3. С. 50–56.
12. Хаустов В.В. О геодинамическом типе водообмена в пределах Южно-Каспийской впадины //Материалы Всероссийской конференции «Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь». М. ГЕОС. 2010. С. 616–617.
13. Хаустов В.В. Роль геодинамики в формировании гидролитосферы //Будущее гидрогеологии: современные тенденции и перспективы. СПб. СПбГУ, ВВМ. 2008. С. 217–230.
14. Холодов В.Н. Грязевые вулканы: закономерности размещения и генезис. Сообщение 1. Грязевулканические провинции и морфология грязевых вулканов //Литология и полезные ископаемые. 2002. № 3. С. 227–241.
15. Алиев Ад.А., Гулиев И.С., Гусейнов Д.А. Грязевой вулканизм Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна / Геология Азербайджана. Nafta-Press. Т. 7 (нефть и газ). Гл. 7. 2008. С. 444–512.
16. Стенограмма заседания Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности // Недропользование XXI век. 2013. № 1.