

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Л. Шустер, С.А. Пунанова
ИПНГ РАН, e-mail: tshuster@mail.ru

Одним из направлений решения проблемы прироста ресурсов и запасов нефти и газа в Западной Сибири является системное полномасштабное изучение поисково-разведочными работами глубокозалегающего доюрского этажа нефтегазоносности, включая образования фундамента. О региональной нефтегазоносности фундамента в мире и в России говорит открытие более 450 месторождений, в том числе, высокодебитных, крупных и гигантских по запасам нефти (газа). В Западной Сибири в образованиях палеозойского фундамента (в трещинно-кавернозных породах) на контакте с осадочным чехлом выявлена 51 залежь углеводородов (УВ), из них 15 собственно в фундаменте, кроме того, на 50 разведочных площадях получены признаки нефти (газа). Сегодня в Западной Сибири не стоит вопрос: есть ли нефть в фундаменте? Доказано, что есть. Обсуждается вопрос – могут ли быть открыты крупные по запасам, высокодебитные месторождения нефти и газа и насколько рентабельно будет их освоение в условиях Западной Сибири.

Месторождения нефти и газа в образованиях фундамента открыты на всех континентах, в том числе, крупные и гигантские, такие как Белый Тигр (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Ла-Пас и Мара (Венесуэла), Пентхендл (США) и другие. Эти месторождения характеризуются значительными запасами (например, 500 млн т извлекаемых запасов нефти на месторождении Белый Тигр, Вьетнам), высокими дебитами (до 2000 т/сут), огромной пластовой энергией, позволяющей длительное время эксплуатировать залежи нефти в фонтанном режиме. Скопления нефти (газа) в массивных трещинно-кавернозных магматических и метаморфических породах, как правило, приурочены к погребенным эрозионно-тектоническим выступам фундамента, разбитым разломами на блоки (buried hill). Выступы облакаются осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтегазообразующих толщ. Как правило, это структурные ловушки. Открытые месторождения нефти и газа расположены в зонах столкновения плит и их частей (обдукционно-субдукционный геодинамический режим) или приурочены к участкам развития рифтогенного режима. Важное значение имеет гипсометрическое положение выступов, горстов, блоков фундамента. Доминирующие в подземном рельефе

структуры характеризуются наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород и максимальной продуктивностью. Порода-коллекторы распространены в залежах УВ крайне неравномерно по площади и разрезу. Флюидоупорами для залежей УВ являются перекрывающие фундамент глинистые, аргиллитовые, известняково-доломитовые и соляные толщи, а также плохо проницаемые магматические породы, залегающие в верхней части гранитоидных массивов.

Интерес к проблеме нефтегазоносности фундамента существует уже несколько десятков лет.

Наиболее дискутируемыми вопросами являются:

- механизм формирования скоплений УВ в образованиях фундамента;
- модель строения залежи нефти (газа) в фундаменте;
- распространение пород-коллекторов в толще фундамента;
- возможные флюидоупоры;
- геохимические аспекты и оценка нефтегазообразующих свойств материнских осадочных толщ, облекающих выступы фундамента.

На некоторые из этих вопросов авторы статьи дают свои версии ответов.

Возможный механизм формирования залежей нефти в фундаменте обоснован авторами (Шустер и др., 2003) на примере нефтяного месторождения в породах фундамента Белый Тигр (Вьетнам). Формирование залежи нефти происходит путем миграции флюидов в трещинно-кавернозные породы из прилегающих к фундаменту горизонтально залегающих осадочных терригенных пород, обогащенных органическим веществом (ОВ). Залежи образуются путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, непосредственно примыкающей к фундаменту, под действием капиллярных сил. Дренаж реализуется капиллярными силами, вектор которых (в соответствии с формулой Лапласа относительно давления поверхности фазового раздела) направлен в сторону среды с меньшим давлением и с большей проницаемостью. Основной причиной аккумуляции нефти в залежи фундамента являются силы поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз.

Анализ фактического материала и опубликованных работ позволил авторам присоединиться к точке зрения ученых, считающих, что основным источником нефти в залежах (в ловушках фундамента) является органическое вещество нефтематеринских осадочных толщ, облекающих и примыкающих к фундаменту.

В работе (Дмитриевский и др., 2012) предложена полигенная гипотеза формирования нефтяного месторождения Белый Тигр (Вьетнам). В результате термоусадочных процессов создается перепад давлений, что обеспечивает втягивание в пределы остывающего интрузива микронепти из перекрывающих осадочных пород. Активные флюидодинамические процессы приводят к формированию дополнительной емкости по всему объему гранитного интрузива и накоплению в его пределах углеводородных флюидов. Воздействие глубинных флюидов приводит не только к образованию пустот, каверн и трещин, но и к кардинальному изменению структуры гранитоидов с образованием рассыпающегося субстрата. Дебит нефти в таких зонах достигает 2 тыс. т/сут.

В работах (Дмитриевский и др., 1992; Шустер и др., 2003) рассмотрено формирование пустотности гранитоидного массива месторождения Белый Тигр. Выявлена его резкая фильтрационно-емкостная неоднородность. Участки наиболее емких коллекторов и соответственно нефтяных полей с высокими дебитами расположены в гранитном массиве крайне хаотично и неравномерно как по площади, так и по разрезу. Авторами (Шустер и др., 2003) такая модель названа неравномерно-ячеистая. В ряде случаев (например, на северном блоке месторождения Белый Тигр, на месторождениях Кыулунг, Дайхунг, во Вьетнаме) верхняя часть гранитоидного массива (от первых десятков до сотен метров) представлена преимущественно плохопроницаемыми или непроницаемыми породами. Эти породы, могут играть роль зональных флюидоупоров (северный свод месторождения Белый Тигр).

Предлагаемые модели вполне могут быть адаптированы и для условий Западной Сибири.

Каковы сегодняшние проблемы прогноза, поисков, разведки и освоения залежей нефти (газа) в фундаменте в Западной Сибири?

Первая проблема заключается в том, что поисковые работы на фундамент ведутся попутно (или заодно) с работами по осадочному чехлу. А это приводит к тому, что выбор местоположения проектных скважин зачастую производится по структурному плану вышележащих отражающих горизонтов, без учета несоответствия структурных планов осадочного чехла и фундамента. И получение притоков нефти (газа) происходит попутно (или случайно, не закономерно) или вовсе не происходит. Сошлемся на ряд примеров (Бочкарев и др., 2007). Скважины, заложенные по отражающему горизонту Б

(баженовская свита), в образованиях фундамента оказывались на периклиналях или крыльях структур (Южно-Русское, Медвежье, Надымское, Юбилейное месторождения).

Следующая проблема связана с существующим у геологов Западной Сибири представлением об объеме нефтегазонасного комплекса фундамента только как об объеме его верхней части (коре выветривания). На самом деле это не так. Скопления нефти и газа в фундаменте открыты в залежах со значительным по мощности этажом нефтеносности и не всегда в кровле фундамента. Так, на месторождении Хьюгтон-Пенхендл (США) нефть поступает из невыветрелых гранитов (в интервале глубин 458–1068 м), на месторождении Ла-Пас (Венесуэла) – из трещиноватых пород фундамента (в интервале глубин 1615–3350 м), на месторождении Ауджила-Нафура толщина нефтенасыщенной части фундамента – 450 м, на Зейт-Бейте – 330 м, на Оймаше интервал глубин нефтенасыщенного фундамента – 3612–3850 м, на вьетнамском месторождении Белый Тигр этаж нефтеносности гранитоидов фундамента – около 2000 м (3050–5000 м). То есть, это – далеко не верхняя часть фундамента или кора выветривания.

Третья, наиболее важная проблема связана с резкой фильтрационно-емкостной неоднородностью кристаллических (магматических) массивов и необходимостью выделения и оконтуривания в возможных залежах УВ зон разуплотненных трещиновато-кавернозных пород-коллекторов. Для успешной оценки перспектив нефтеносности выступов фундамента необходимо еще на стадии проектирования буровых работ, используя современные методики и технологии сейсморазведочных работ, выделять и оконтуривать зоны трещиновато-кавернозных пород. И на этой геологической основе выбирать местоположение и определять глубину проектных скважин.

Четвертая важная проблема – необходимость оценки нефтегазогенерационного потенциала осадочных пород, облекающих выступы фундамента, на конкретных перспективных объектах. Оценка должна проводиться с учетом региональных закономерностей и имеющихся фактических данных по данной разведочной площади.

Каковы решения этих задач (проблем)?

На стадии, предваряющей поисково-разведочное бурение, необходимо провести детальное картирование поверхности эрозионно-тектонических выступов массивных пород фундамента (потенциальных залежей УВ), закартировать разрывные нарушения, внутрифундаментные отражающие горизонты, с целью выявления структурных и неструктурных ловушек. Эти задачи сегодня успешно решаются с помощью

общепринятых процедур кинематического анализа и структурных построений – методами интерпретации сейсмической информации.

Более сложным представляется решение задачи выделения в толще фундамента трещинно-кавернозных зон разуплотненных пород-коллекторов. Авторами (Левянт, Шустер, 2010) предложен подход к решению этой задачи. Он связан с использованием в новой технологии сейсморазведки рассеянных волн. Эти волны представляют собой отклик от скоплений множества неоднородностей, какими являются трещины и каверны, заполненные газом или флюидом, на падающий фронт упругой волны.

Результирующим параметром является энергия рассеянных волн. Этому параметру эквивалентны по смыслу термины «интенсивность трещиноватости» или «индекс трещиноватости». На рис. 1 приведен характерный вертикальный разрез энергии рассеянных волн (поля трещиноватости) (Курьянов и др., 2008), демонстрируется значительная дифференцированность значений энергии рассеянных волн (трещиноватости) по латерали и вертикали в доюрском фундаменте.

Оценка нефтегазогенерационного потенциала осуществлена по ряду основных показателей (содержание и тип органического вещества, генерация УВ, стадийность катагенеза). Факторов, препятствующих нефте- и газообразованию, в породах фундамента не выявлено (Пуланова, Шустер, 2012). На основе анализа данных по палеотемпературным изменениям ОВ триасовых отложений и возраста фундамента (Конторович и др., 2008) можно предположить, что на значительной территории Западной Сибири, в частности, в ее западных границах, достаточно мощный доюрский пермо-триасовый осадочно-эффузивный комплекс отложений, явно прошедший, по мнению многих исследователей, главную фазу нефтеобразования и залегающий на глубинах от 1700 до 2700 м, следует рассматривать в качестве источника нефтеобразования, в том числе и для образований фундамента. Определены нижние границы генерации нефти, газа и конденсата для центральной части Западной Сибири в зависимости от глубины залегания и возраста фундамента. По результатам изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских осадочных толщ, облекающих ловушки в фундаменте, полученным на основе пиролиза керогена по методу Rock-Eval (Кирюхина и др., 2011), выделены не только поля керогенов разных типов (I, II, III), но и прослежена их катагенетическая эволюция. Пиролитические исследования керогена палеозойских пород

по всей территории Западной Сибири свидетельствует о высоких генерационных возможностях этих отложений, развитых на определенных локальных площадях.

Таким образом, исследованы основные аспекты теоретических основ прогноза и поиска нефтегазовых скоплений в образованиях фундамента. Разработаны модели строения и возможные механизмы формирования залежей УВ в трещинно-кавернозных массивных породах фундамента.

В Западной Сибири наиболее благоприятными условиями нефтегазонакопления в доюрском комплексе характеризуются эрозионно-тектонические выступы фундамента с гранитоидами в ядре, разбитые разломами на блоки (рифтогенный геодинамический режим) и облекаемые осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтематеринских толщ.

Основываясь на анализе особенностей УВ и МЭ состава нафтидов, сделан вывод о существовании двух источников генерации нефти, способных насытить образования фундамента: сингенетического, связанного с ОВ палеозоя, и эпигенетического, связанного с ОВ юрских осадочных и триасовых вулканогенно-осадочных отложений.

Верхней границей нефтегазоносного комплекса фундамента является региональный флюидоупор – юрские глинисто-аргиллитовые толщи или зональные локальные покрывки – плохо проницаемые, кристаллические или эффузивные породы в кровле фундамента. Нижнее ограничение залежи контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных, как правило, трещинно-кавернозных пород-коллекторов, а также нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту.

Это положение носит принципиальный характер, так как по существующей в Западной Сибири практике при проведении поисковых работ в фундаменте разбуривается, как правило, только его верхняя часть (30–50 м), кора выветривания.

Для изучения строения образований фундамента предложены разработанные в последние годы в России сейсморазведочные методы и технологии, основанные на использовании рассеянных волн.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бочкарев В.С., Брехуицков А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. № 10. С. 6-23.

2. *Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова Т.А.* О новом типе коллектора в породах кристаллического фундамента // Изв. АН СССР. Сер. Геология. 1992. № 5. С. 163-165.
3. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Lambert Academic Publishing. Saarbrücken, Deutschland. 2012. 135 с.
4. *Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д.* и др. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7. С. 66-70.
5. *Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В.* Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: Сб. материалов междунар. науч.-практ. конф. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 68-77.
6. *Курьянов Ю.А., Кузнецов В.И., Кошкарров В.З., Смирнов Ю.М.* Опыт использования поля рассеянных сейсмических волн для прогноза трещиноватых зон // Технология сейсморазведки. 2008. № 1. С. 12-16.
7. *Левянт В.Б., Шустер В.Л.* Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2010. № 2. С. 7-9.
8. *Пунанова С.А., Шустер В.Л.* Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20-26.
9. *Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М.* Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М.: Техника, 2003. 175 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

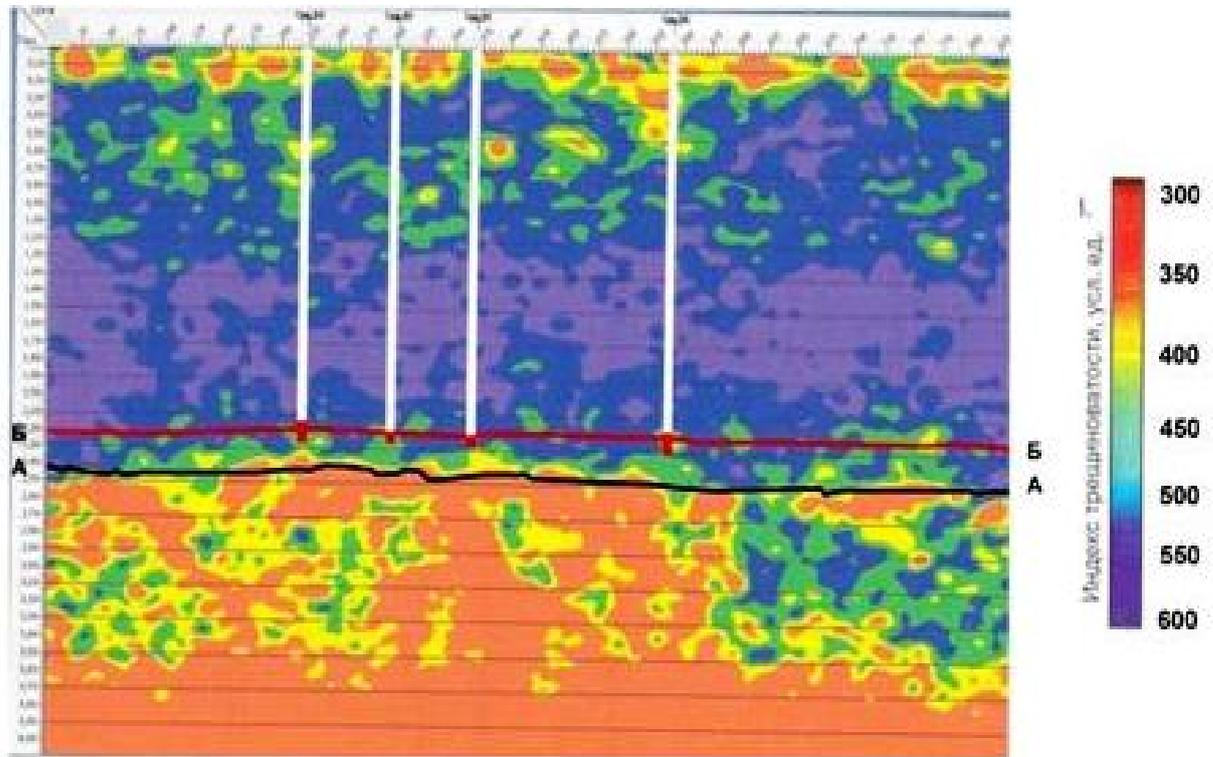


Рис. 1. Разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ