

Вопросы освоения нетрадиционных запасов углеводородов фундамента Западной Сибири и многокритериальная оценка перспектив его нефтегазоносности

В работе предложены модели строения и формирования залежей углеводородов в ловушках фундамента. Рассмотрены геохимические аспекты формирования залежей нефти (газа) в доюрских отложениях Западной Сибири. Используя многокритериальную оценку перспектив нефтегазоносности, проведен выбор очередности ввода поисковых объектов (73 структуры) в фундаменте в доразведку. Методический подход к дифференцированной оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур по образованиям фундамента основан на системном анализе, позволяющем провести выбор рациональной последовательности разбуривания разведочных площадей. Использована программа «Выбор». К наиболее важным факторам относятся наличие пород-коллекторов, флюидоупоров, ловушек, оценка генерационного потенциала материнских толщ. Из геохимических показателей для оценки благоприятности объектов использованы величина содержания Сор_г на породу и интенсивность эмиграции жидких УВ в прилегающих к образованиям фундамента осадочных материнских отложениях. Последняя величина – это суммарный продукт расчета, включающий многие геохимические характеристики разреза (стадия катагенеза, коэффициент генерации битумоидов, содержание остаточного битумоида, содержание углерода в ОВ, мощность нефтематеринской свиты). Каждому геологическому параметру дана вероятностная оценка. Результаты модельных расчетов могут быть использованы при выборе первоочередных объектов поисково-разведочных работ в Западной Сибири. Изучение геолого-геохимических аспектов нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири позволяет сделать вывод о существующих перспективах его нефтегазоносности и возможности открытия крупных скоплений УВ, в том числе, в фундаменте.

Ключевые слова: нетрадиционные запасы углеводородов, фундамент, ловушка, геохимические аспекты, формирование залежей нефти, доюрские отложения.

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 углеводородов (УВ), 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 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, учитывая их нетрадиционный характер.

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 обле-

каются 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. Породы-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 плохопроницаемые магматические породы, залегающие в верхней части гранитоидных массивов.

Интерес к нетрадиционным запасам УВ фундамента существует уже несколько десятков лет (Муслимов, 2014 и др.). Наиболее дискутируемыми вопросами являются: а) механизм формирования скоплений УВ в образованиях фундамента; б) модель строения залежи нефти (газа) в фундаменте; в) распространение пород-коллекторов в толще фундамента; г) возможные флюидоупоры; д) геохимические аспекты и оценка нефтегазогенерационных свойств материнских осадочных толщ, облекающих выступы фундамента. На некоторые из этих вопросов авторы доклада или статьи дают свои версии ответов.

Возможный механизм формирования залежей нефти в фундаменте обоснован нами (Шустер и др., 2003) на примере нефтяного месторождения в породах фундамента Белый Тигр (Вьетнам). Формирование залежи нефти происходит путем миграции флюидов в трещинно-каверноз-

Месторождение (страна)	Состав пород	Интервал нефтеносности, м
Хьюгтон-Пентхендл (США)	невыветрелые граниты	450-1068 (618)
Ла-Пас (Венесуэла)	трещиноватые породы фундамента	1615-3030 (1415)
Ауджила-Нафура (Ливия)	трещиноватые породы фундамента	(450)
Зейт-Бейт (Египет)	трещиноватые породы фундамента	(330)
Оймаша (Казахстан)	граниты фундамента	3612-3850 (238)
Белый Тигр (Вьетнам)	трещиноватые гранитоиды	3050-5000 (1950)
Малоичское (Западная Сибирь)	трещиноватые известняки, доломиты	2850-4500 (1650)

Табл. 1. Сведения о крупных мировых месторождениях нефти в образованиях фундамента.

ные 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

на границе флюидальных фаз.

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

Показатели	Характеристика показателя	Значение вероятности	
ОСНОВНЫЕ			
Тип флюида, полученного при опробовании	Приток нефти	1,0	
	Признаки нефти	0,9	
	Конденсат, газ	0,8	
Возрастной интервал получения притока	Кора выветривания	1,0	
	Кора выветривания+палеозой	0,9	
	Триас	0,8	
Разуплотненность пород	Хорошая	1,0	
	Средняя	0,9	
	Слабая	0,8	
Геодинамический фактор	Структуры на валах и сводах	1,0	
	Вблизи и в зоне Уренгой-Калтогорского и Шаимского разломов	0,9	
	На мегаантиклиналях	0,8	
Формационная позиция (состав пород фундамента)	Магматические (гранитоиды)	1,0	
	Гнейсы	0,9	
	Метаморфические сланцы	0,8	
Содержание $S_{орг}$ в нефтематеринских отложениях (J_2), % (Бостриков и др., 2011)	2-3	1,0	
	1-2	0,9	
	0,5-1	0,8	
	<0,5	0,7	
Интенсивность эмиграции жидких УВ из нефтематеринских отложений (J_2), тыс.т/км ² (Бостриков и др., 2011)	500-2500	1,0	
	250-500	0,9	
	100-250	0,8	
	50-100	0,7	
	<50	0,6	
	ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ		
	Глубина залегания фундамента, км	2-2,5	1,0
		2,5-3	0,9
3-4		0,8	
>4		0,7	
Плотность начальных суммарных ресурсов, тыс.т/км ²	30-40	1,0	
	20-30	0,9	
	10-20	0,8	
	<50	0,7	

Табл. 2. Оценка степени благоприятности показателей, характеризующих объект.

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

А.Н. Дмитриевским и др. (Дмитриевский и др., 1992; Дмитриевский и др., 2012) предложена полигенная гипотеза формирования нефтяного месторождения Белый Тигр. В результате термоосадочных 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 (Шустер и др., 2003; Дмитриевский и др., 1992) 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. Нами такая модель названа неравномерно-ячеистой (Шустер и др., 2003). В ряде случаев (например, на северном блоке месторождения Белый Тигр, на месторождениях Кылулонг, 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 проблемы прогноза, поисков, разведки и освоения нетрадиционных 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, что объем нефтегазоносного комплекса фундамента связан лишь с его верхней частью (корой 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-Пентхендл (США) нефть поступает из невыветрелых гранитов из интервала 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 нефтенасыщенного фундамента 3612-3850 м, на 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 проблема – необходимость оценки нефтегазогенерационного потенциала осадочных пород, облекающих выступы фундамента, на конкретных перспективных объектах. Оценка должна проводиться с учетом региональных закономерностей и имеющихся фактических

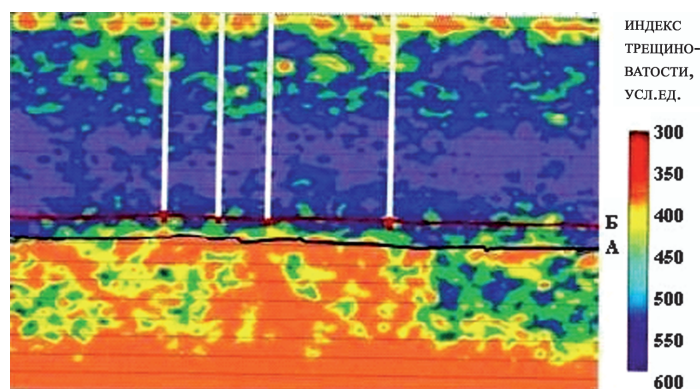


Рис. 1. Усть-Балыкское месторождение. Разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ (Кремлев и др., 2008). А – подошва осадочного чехла, Б – кровля баженовской свиты.

данных по данной разведочной площади.

Каковы решения этих задач?

На стадии, предвещающей 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. В ряде работ, в том числе в работе (Левянт, Шустер, 2010) предложен подход к решению этой задачи. Применяются современные технологии сейсморазведки, связанные с использованием рассеянных волн. Эти волны представляют собой отклик от скопления 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 рисунке 1 приведён характерный вертикальный разрез энергии рассеянных волн (поля трещиноватости) (Кремлев и др., 2008), демонстрирующий значительную дифференцированность значений энергии рассеянных волн (трещиноватости) по латерали и вертикали доюрского комплекса фундамента.

Следующая задача: оценка нефтегазогенерационного потенциала доюрских отложений центральной части Западной Сибири по ряду основных показателей (содержание и тип органического вещества, генерация УВ, стадийность катагенеза). Факторов, препятствующих нефте- и газообразованию в породах фундамента, нами не выявлено (Пуанова, 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 достаточно мощный доюрский пермо-триасовый осадочно-эффузивный комплекс отложений явно прошел главную фазу нефтеобразования. Эти отложения, залегающие на глубинах от 1700 до 2700 м, следует рассматривать в качестве источника нефтеобразования, в том числе и для залежей фундамента. Определены нижние границы генерации нефти, газа и конденсата для центральной части Западной Сибири в зависимости от глубины залегания и возраста фундамента (Шустер, Пуанова, 2014). 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 свидетельствуют о высоких генерационных возможностях этих отложений, развитых на определенных локальных площадях.

Таким образом, исследованы основные аспекты георетических основ прогноза и поиска нефтегазовых скоп-

лений 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.

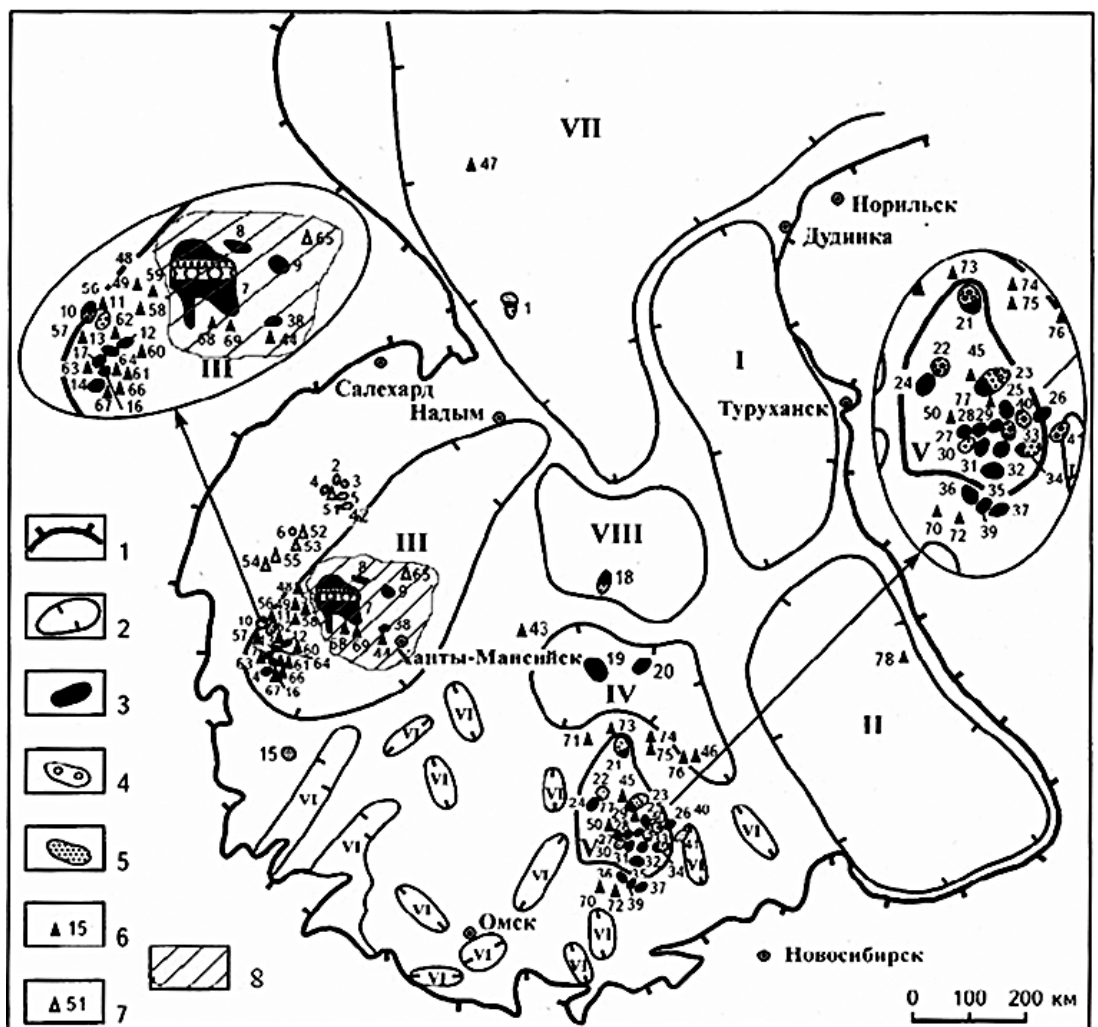
Основываясь на анализе особенностей углеводородного и микроэлементного состава нефтидов, сделан вывод о существовании двух источников генерации нефти, способных насытить образования фундамента: сингене-

тичного, связанного с ОВ палеозоя, и эпигенетического, связанного с ОВ юрских осадочных и триасовых вулканогенно-осадочных отложений.

Верхней границей нефтегазонаосного комплекса фундамента является региональный флюидоупор – юрские глинисто-аргиллитовые толщи или зональные (локальные) покрывки – плохопроницаемые, 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, т.к. по существующей в Западной Сибири практике при про-

Рис. 2. Перспективные территории (бассейны) (использованы материалы: Клещев, Шейн, 2004; Затывалов, 2004; Сурков и др., 2002 и др.). 1 – граница Западно-Сибирского мегабассейна в верхнем (J-Kz) этаже нефтегазонаосности; 2 – границы нефтегазонаосных и, возможно, нефтегазонаосных бассейнов в нижнем (доюрском) этаже нефтегазонаосности; 3-5 – залежи в нижнем (доюрском) этаже: 3 – нефти, 4 – конденсата, 5 – газа, 6 – нефтепроявления; 7 – газопроявления; 8 – первоочередные объекты (по результатам оценки перспектив фундамента по 73 объектам). Римскими цифрами обозначены: возможно нефтегазонаосные бассейны, образованные в рифейско-палеозойский цикл геодинамической эволюции: I – Туруханский, II – Верхнехетский, III – Ханты-Мансийский, IV – Усть-Тымский, V – Нюрольский (Межевский), VI – серия небольших по размерам бассейнов; возможно нефтегазонаосные бассейны, образованные в позднепермско-триасовый цикл: VII – Ямальский, VIII – Южно-Тарко-



салинский. Арабскими цифрами (с 1 по 41) обозначены месторождения УВ в нижнем (доюрском) этаже с указанием типа флюида и стратиграфической приуроченности: 1 – Новопортовское, нгк, PZ; 2 – Северо-Алясовское, г, к.в.; 3 – Южно-Алясовское, г, к.в.; 4 – Березовское, г, к.в.; 5 – Чульское, г, к.в.; 6 – Сысоевское, г, PZ+к.в.; 7 – Красноленинское, нгк, PZ+к.в.; 8 – Рогожниковское, н, PZ; 9 – Среднеазыское, н, PZ; 10 – Иусское, нгк, PZ; 11 – Даниловское, нг, PZ+к.в.; 12 – Убинское, н, PZ; 13 – Среднемульминское, н, PZ+к.в.; 14 – Тальниковское, н, PZ+к.в.; 15 – Карабашское, г, PZ+к.в.; 16 – Мульминское, н, к.в.; 17 – Мартымя-Тетеревское, н, к.в.; 18 – Северо-Варьганское, нг, PZ+к.в.; 19 – Советское, н, PZ+к.в.; 20 – Вахское, н, PZ; 21 – Чкаловское, нгк, PZ+к.в.; 22 – Речное, ГК, PZ+к.в.; 23 – Лугинецкое, нгк, PZ+к.в.; 24 – Фестивальное, н, PZ+к.в.; 25 – Северо-Останинское, н, PZ+к.в.; 26 – Селимхановское, н, PZ+к.в.; 27 – Урмановское, н, PZ+к.в.; 28 – Южно-Тамбаевское, нгк, PZ; 29 – Герасимовское, нгк, PZ+к.в.; 30 – Арчинское, нгк, PZ; 31 – Нижнетабаганское, н, PZ; 32 – Южно-Табанское, н, PZ; 33 – Северо-Калиновое, нгк, PZ; 34 – Калиновое, нгк, PZ; 35 – Солоновское, н, PZ; 36 – Малоичское, н, PZ; 37 – Восточное, н, PZ; 38 – Ханты-Мансийское, н, PZ; 39 – Вархтарское, н, PZ; 40 – Останинское, нгк, PZ+к.в.; 41 – Верхнекомбарское, гк, PZ+к.в. Арабскими цифрами (с 42 по 78) обозначены площади с притоками нефти, газа и конденсата из пород нижнего (доюрского) этажа: 42 – Тугиянская, 43 – Урьевская, 44 – Горелая, 45 – Западно-Лугинецкая, 46 – Медведевская, 47 – Бованенковская, 48 – Яхлинская, 49 – Ловинская, 50 – Еллей-Игайская, 51 – Деминская, 52 – Северо-Игримская, 53 – Южно-Игримская, 54 – Горная, 55 – Шухтунгорская, 56 – Верхнелемьинская, 57 – Лемьинская, 58 – Картопынская, 59 – Потананская, 60 – Семивидовская, 61 – Толумская, 62 – Филлиповская, 63 – Западно-Муртымьинская, 64 – Восточно-Тетеревская, 65 – Унлорская, 66 – Южно-Тетеревская, 67 – Трехозерная, 68 – Айторская, 69 – Каменная, 70 – Межевская, 71 – Черемшанская, 72 – Веселовская, 73 – Северо-Васюганская, 74 – Чебачья, 75 – Назинская, 76 – Усть-Тымская, 77 – Сельвейкинская, 78 – Лемок.

ведении поисковых работ в фундаменте разбуривается, как правило, только его верхняя часть (30-50 м), кора выветривания, тогда как на ряде известных крупных по запасам УВ зарубежных месторождений, открытых в фундаменте (Табл. 1), этаж нефтеносности измеряется толщиной от нескольких сот метров до 2000 м, например, на месторождении Белый Тигр Вьетнам (Шустер, 2003). В Западной Сибири основная часть разреза фундамента не опоскована.

Нами предпринята попытка дать количественную оценку перспектив нефтегазосности не вскрытой части разреза комплекса по каждому объекту, где фундамент вскрыт только в верхней части, и, опираясь на системный анализ полученных результатов, предложить очередность ввода локальных структур в поисково-разведочное бурение (в доразведку).

Для оценки выбрана центральная часть Ханты-Мансийского автономного округа, так как здесь уже открыты залежи нефти и газа в фундаменте. Кроме того, в региональном плане эта территория характеризуется благоприятным рифтогенным геодинамическим режимом, повышенным тепловым потоком, наличием пород-коллекторов в разрезе фундамента (в сверхглубоких скважинах СГ-6 и СГ-7) и благоприятной геохимической характеристикой разреза, по крайней мере, не препятствующей генерации УВ и формированию их залежей (Костырева, 2004; Дмитриевский и др., 2012).

Для решения поставленной задачи – выбора очередности ввода структур в доразведку не вскрытой части разреза фундамента – нами отобрано 73 разведочные площади, приуроченные, главным образом, к Северо-Сосьвинской антиклинали, Шаимскому и Красноленинскому сводам, Нюрольской впадине (Рис. 2). Методический подход к решению подобных задач предложен в работе (Швембергер и др., 1987). Он основан на системном анализе, позволяющем провести многокритериальную оценку выбора рациональной последовательности разбуривания структур: ранжировать по основным показателям совокупность объектов (в нашем случае 73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени перспективности, а затем по дополнительным показателям выявить очередность внутри групп. Для решения задачи был установлен набор основных критериев и факторов, определяющих геологические и геохимические особенности формирования скоплений нефти и газа в образованиях фундамента.

Численные и качественные значения всех показателей переведены в вероятностные оценки группой из пяти экспертов (Табл. 2). Для разделения множества объектов (73 структуры) на группы (слои), равнозначные по степени благоприятности, проведены модельные расчеты. Было использовано четыре варианта наборов с различными основными показателями (Шустер и др., 2014). Наиболее благоприятными первоочередными структурами для доразведки оказались месторождения и разведочные площади Красноленинского свода.

Полученные результаты модельных расчетов степени благоприятности перспектив нефтегазосности не вскрытой части фундамента могут быть использованы при выборе первоочередных объектов поисково-разведочных работ в Западной Сибири.

Литература

- Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2011. Т. 6. № 3. <http://www.ngtp.ru>
- Бочкарев В.С., Брехунцов 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.
- 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.
- Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазосности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Deutschland: Lambert Academic Publishing. 2012. 135 с.
- Завиалов Н.П. Новые данные по нефтегазосности «фундаментного» палеозоя Западной Сибири. *Мат. VII между. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа»*. М.: ГЕОС. 2004. С. 186-188.
- 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.
- Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазосности фундамента Западной Сибири. 2004. М.: Изд-во ВНИГНИ. 214 с.
- 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 нефтегазосности. СПб: ВНИГРИ. 2008. С. 68-77.
- Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. *Геология и геофизика*. 2004. Т. 45. № 7. С. 843-853.
- Кремлев А.Н., Ерохин Г.Н., Стариков Л.Е., Зверев Н.А. Прогноз коллекторов трещино-кавернового типа по рассеянным сейсмическим волнам. *Технология сейсморазведки*. 2008. № 3. С. 12-16.
- 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.
- Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее и будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: «ФЭН». 2014. 663 с.
- Пуанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазосности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012. № 6. С. 20-26.
- Сурков В.С. Особенности формирования Урало-Сибирской молодой платформы в неогее. *Геология и геофизика. СО РАН*. 2002. Т. 43. № 8. С. 754-761.
- Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н. Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ. 1987. №3 (10). 55 с.
- Шустер В.Л. Проблемы нефтегазосности кристаллических пород фундамента. М.: Геоинформцентр. 2003. 48 с.
- Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазосность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М.: Изд-во «Техника. ГУМА ГРУПП» 2003. 175 с.
- Шустер В.Л., Пуанова С.А. Вероятностная оценка перспектив нефтегазосности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор». *Нефтяное хозяйство*. 2014. №1. С. 16-19.
- Шустер В.Л., Пуанова С.А., Самойлова А.В., Цаган-Манджиев Т.Н. Некоторые результаты количественной оценки нефтегазосности образований фундамента Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*. 2014. Вып. 1(33). С. 25-28.

Сведения об авторах

Владимир Львович Шустер – доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН, Академик РАЕН

Светлана Александровна Пуанова – кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

119333, Москва, ул. Губкина, 3. Тел. +7 499 135-7221.

Development of Unconventional Hydrocarbon Sources in Western Siberia and Evaluation of Oil and Gas Prospects

V.L. Shuster, S.A. Punanova

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, e-mail: tshuster@mail.ru, punanova@mail.ru

Abstract. This paper describes various models of hydrocarbon deposits structure and formation in traps of the basement. Geochemical aspects in the oil (gas) formation of pre-Jurassic deposits of the Western Siberia are discussed. Authors select by priority objects (73 structures) in the basement for detailed exploration using multi-criteria evaluation of oil and gas prospects. Differential evaluation of oil and gas prospects in the basement is based on systematic analysis, which allows selecting areas for prospect drilling rationally and consistently. We used the program «Vybor» («Choise»). Reservoir rocks, seal rocks, traps, generation potential of parent rocks are the most important factors. Among geochemical indicators we used the value of organic carbon contained in the rock and migration intensity of liquid hydrocarbons in sedimentary parent rocks surrounding the basement, in order to assess the profitability of objects. Migration intensity value is a total calculation of different geochemical parameters of the section (katagenesis stage, bitumen generation factor, carbon contained in organic matter, thickness of oil-source rock). Each geological parameter has a probabilistic assessment. Model calculations can be used at selecting prior objects for exploration in Western Siberia. The study of geochemical aspects in pre-Jurassic deposits of Western Siberia suggests the existing oil and gas prospects, as well as the possibility to discover large hydrocarbon deposits, including in the basement.

Keywords: unconventional hydrocarbon reserves, foundation, trap, geochemical aspects, formation of oil deposits, pre-Jurassic deposits.

References

- Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geokhimicheskie aspekty izucheniya nizhniesredneyurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity v svyazi s otsenкой ikh UV-potentsiala [Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian plate in view of hydrocarbon potential evaluation]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology. Theory and practice]. 2011. V.6. №3. <http://www.ngtp.ru/rub/1/31-2011.pdf>.
- Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I. (ml.), Nechiporuk L.A. Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefi i gaza v Zapadno-Sibirskom megabasseyne [Regularities of distribution of oil and gas fields in Western Siberia megabasin]. *Gornye vedomosti* [Mountain Gazette]. 2007. №10. Pp. 6-23.
- Dmitrievskiy A.N., Kireev F.A., Bochko R.A., Fedorova T.A. O novom tipe kollektora v porodakh kristallicheskogo fundamenta [A new type of collector in crystalline basement rocks]. *Izv. AN SSSR Ser. Geologiya* [Math. USSR Academy of Sciences. Ser. Geology]. 1992. № 5. Pp. 163-165.
- Dmitrievskiy A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. Doyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri – novyy etazh neftegazonosnosti. Problemy poiska, razvedki i osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodov. [Pre-Jurassic complex of Western Siberia – new floor of petroleum potential. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits]. Deutschland: Lambert Academic Publ. 2012. 135 p.
- Zapivalov N.P. Novye dannye po neftegazonosnosti «fundamentnogo» paleozoya Zapadnoy Sibiri [New data on the oil and gas potential of «a foundation» Palaeozoic of Western Siberia]. *Mat. VII mezhd. konf. «Novye idei v geologii i geokhimii nefi i gaza»* [Proc.VII Int. conf. «New ideas in geology and geochemistry of oil and gas»]. 2004. Pp. 186-188.
- Kiryukhina T.A., Ul'yanov G.V., Dzyublo A.D. et.al. Geokhimicheskie aspekty gazoneftenosnosti yurskikh i doyrskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri i privileyushego shel'fa [Geochemical aspects of oil and gas potential of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the north of Western Siberia and the adjacent shelf]. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas industry]. 2011. №7. Pp. 66-70.
- Kleschev K.A., Shein V.S. Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoy Sibiri [Petroleum potential of the basement of Western Siberia]. 2004. Moscow: «VNIGNI» Publ. 214 p.
- Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov, V.O., Istomin A.V. Katagenez organicheskogo veschestva mezozoykikh i paleozoykikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri [Organic matter catagenesis of Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia]. *Litologicheskie i geokhimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti* [Lithological and geochemical basis of the oil and gas potential forecast]. Saint-Petersburg: «VNIGRI» Publ. 2008. Pp. 68-77.
- Kostyreva E.A. Geokhimiya i genezis paleozoykikh neftey yugovostoka Zapadnoy Sibiri [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils of the West Siberia southeast]. *Geologiya i geofizika* [Geology and geophysics]. 2004. T. 45. № 7. Pp. 843-853.
- Kremlev A.N., Erokhin G.N., Starikov L.E., Zverev N.A. Prognoz kollektorov treschino-kavernovogo tipa po rassseyannym seymicheskim volnam [Fractured-cavern type collectors forecast by the use of the scattered seismic waves]. *Tekhnologiya seysmorazvedki* [Seismic technology]. 2008. № 3. Pp. 12-16.
- Levyant V.B., Shuster V.L. Problemy poiskov zalezhey nefi (gaza) v massivnykh porodakh fundamenta Zapadnoy Sibiri [Problems of exploration of oil (gas) in the basement massive rocks of West Siberia]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz* [Exposition. Oil. Gas]. 2010. № 2. Pp. 7-9.
- Muslimov R.Kh. Nefteotdacha: proshloe, nastoyashee i budushee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN) [Oil Recovery: Past, Present and Future (production optimization, maximization EOR)]. Kazan: «Fen» Publ. 2014. 663 p.
- Punanova S.A., Shuster V.L. Geological-geochemical conditions for oil and gas content availability of Pre-Jurassic deposits located on West-Siberian platform. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2012. № 6. Pp. 20-26. (In russian)
- Surkov V.S. Osobennosti formirovaniya Uralo-Sibirskoy molodoy platformy v neogene [Formation features of the Ural-Siberian young platform in neogen]. *Geologiya i geofizika* [Geology and geophysics]. «SO RAN» Publ. 2002. V. 43. № 8. Pp. 754-761.
- Shvemberger Yu.N., Shuster V.L., Merkulova O.N. Mnogokriterial'nost' i vybor al'ternativy v poiskovo-razvedochnykh rabotakh na nefi' i gaz [Multicriteriality and selecting alternatives in oil and gas exploration]. Moscow: «VNIIOENG». 1987. №3 (10). 55 p.
- Shuster V.L. Problemy neftegazonosnosti kristallicheskikh porod fundamenta [Problems of oil and gas potential of crystalline basement rocks]. Moscow: «Geoinformtsentr» Publ. 2003. 48 p.
- Shuster V.L., Levyant V.B., Ellanskiy M.M. Neftegazonosnost' fundamenta (problemy poiska i razvedki mestorozhdeniy uglevodorodov) [Oil and gas potential of the crystalline basement (the problem of hydrocarbons exploration)]. Moscow: «Tekhnika. TUMA GRUPP» Publ. 2003. 175 p.
- Shuster V.L., Punanova S.A. Probabilistic estimation of oil-and-gas prospects of hydrocarbon potential of a pre-Jurassic complex of Western Siberia by means of the geological and mathematical program «Choice». *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2014. № 1. Pp. 16-19. (In russian)
- Shuster V.L., Punanova S.A., Samoylova A.V., Tsagan-Mandzhiev T.N. Some results of the quantitative estimation of oil and gas presence in West Siberia basement rocks]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz* [Exposition. Oil. Gas]. 2014. Is. 1(33). Pp. 25-28. (In russian)

Information about authors

Vladimir Shuster – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Chief Researcher

Svetlana Punanova – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Leading Researcher

Oil and Gas Research Institute of the RAS
119333, Russia, Moscow, Gubkina str., 3.
Tel. +7 499 135-7221.