

УДК 552.578.061.4(571.1)

Волченкова Т.Б.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ)», Санкт-Петербург, Россия ins@vniгри.ru

ИЗУЧЕНИЕ НИЗКОКОНДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА – АКТУАЛЬНАЯ ЗАДАЧА НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Современные геологоразведочные работы ориентированы, главным образом, на поиски и разведку месторождений с коллекторами, характеризующимися улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Но природные ресурсы традиционных скоплений углеводородов всё же ограничены, количество не возобновляемо, и при современном весьма высоком уровне потребления их истощение происходит довольно быстро. Это делает актуальным уже сейчас постановку качественно новой геологической задачи: изучения, выделения и оценки эффективных низкокондиционных коллекторов, характеризующихся, в целом, проницаемостью не более $0,05 \text{ мкм}^2$, открытой пористостью менее 10% в терригенных отложениях и менее 5% - в карбонатных. Широкий литологический ряд, большой стратиграфический диапазон и повсеместное распространение низкокондиционных коллекторов с уже выявленной нефтегазоносностью в геологическом разрезе Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна свидетельствуют о серьезных перспективах их освоения.

Ключевые слова: коллектор низкопористый, коллектор низкопроницаемый, коллектор низкокондиционный, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, осадочный чехол, фундамент.

На современном этапе кондиционные границы продуктивности коллектора определяются преимущественно их фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС). Геологоразведочные работы ориентированы на выявление в осадочном чехле резервуаров только с улучшенными коллекторскими параметрами. Однако природные ресурсы традиционных скоплений углеводородов все же ограничены, количество не возобновляемо, и при современном весьма высоком уровне потребления их истощение происходит довольно быстро. Это делает актуальным уже сейчас решение качественно новой геологической задачи - исследования и вовлечения в добычу УВ коллекторов с низкими значениями ФЕС.

Из-за отсутствия системного подхода к изучению пород с невысокими коллекторскими характеристиками терминология, применяемая к таковым, неоднозначна. Очевидными для применения являются термины *низкопоровый* и *низкопроницаемый* коллекторы. Согласно существующим классификациям (П.П. Авдусин и М.А. Цветкова, 1943, А.И. Кринари, 1963, А.И. Леворсен, 1970 и др.), к *низкопоровым* (плохим, малоёмким) коллекторам относятся терригенные породы с пористостью менее 10% и карбонатные породы с пористостью менее 5%. Согласно Государственному балансу полезных

ископаемых, коллекторы с матричной проницаемостью меньше $0,05 \text{ мкм}^2$ (50 мД) определяются как *низкопроницаемые* (малопроницаемые). В данной работе низкопоровые и низкопроницаемые коллекторы в связи с их низкой промышленной значимостью при применяемых технологиях разработки объединены в группу *низкокондиционных* коллекторов (НКК). Несомненно, открытие новых способов вызова притока углеводородов (УВ) из таких коллекторов может снизить граничные значения фильтрационно-ёмкостных свойств НКК.

Выявить критерии прогноза залежей УВ, связанных с НКК, возможно только, придав им статус самостоятельных объектов геологоразведочных работ, требующих новых подходов к их поиску и разработке. Необходимо комплексное изучение пород с низкими ФЕС на различных (и особенно на больших) глубинах геолого-геофизическими и литолого-геохимическими методами исследований.

Общеизвестно, что в процессе накопления осадочных толщ всегда формируются неоднородности состава и размеров минеральных частиц, захороненного ОВ и химического состава захороненных вод. Еще на стадии седиментогенеза закладывается анизотропия среды, которая усиливается на последующих стадиях литогенеза за счет неравномерного уплотнения, неравномерного поля напряжения, неравномерного воздействия температур и т.п. Таким образом, существование НКК коллекторов вероятно практически во всех литологических разностях осадочных чехлов нефтегазоносных бассейнов. Рассмотрим возможности выявления НКК в разрезе Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗСНГБ), интерес к которому объясняется высокой степенью геологической и геофизической изученности региона.

В прогнозных ресурсах, согласно оценке, выполненной по методике Б.А. Лебедева с соавторами [Лебедев, Фролов, 1985], доля ресурсов нефти в НКК (низкопроницаемых) коллекторах в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НПП) составляет в среднем 70 %, тогда как в остальных провинциях она варьирует от 50 до 58% (исключая Лено-Тунгусскую НПП, где она достигает 50%).

Терригенные толщи осадочного чехла ЗСНГБ характеризуются сложностью и неравномерностью структурных и минералогических изменений в процессе их уплотнения и влиянием на эти изменения большого числа факторов, в т.ч. связанных с наложенными процессами. Наряду с физическими (глубины максимального погружения, пластовые температуры) и геологическими (фактор времени и изменение скоростей осадконакопления) важную роль играют и петрографические факторы (вещественный состав).

Поэтому значительная часть рассматриваемых разрезов дифференцирована на коллекторы и покрышки различного качества (в т.ч. и НКК). А значит, в этих толщах вероятно формирование УВ-содержащих резервуаров, размещение которых в разрезе будет контролироваться в первую очередь размещением пластов наиболее плотных пород-флюидоупоров. Источником УВ могут служить отложения, обладающие генерационным потенциалом и попавшие в зону очень высоких стадий катагенеза вплоть до уровня МК₅-АК₁, соответствующего уровню генерации газов. Объёмы аллохтонно насыщенных углеводородами пород определяются не только объемами геологических тел с улучшенными ФЕС, но и объёмами пород с пустотным пространством, хотя бы в малой степени обеспечивающим гидродинамическую сообщаемость по латерали, а при линзовидности покрышек – и по вертикали (или, объёмами НКК).

В наиболее распространенном случае аллохтонное углеводородное насыщение низкоемких пород происходит, если они залегают между кондиционными коллекторами и истинными флюидоупорами, т.е. в центральных частях так называемых трехчленных природных резервуаров. Промежуточная толща, представленная, например, трещиноватыми аргиллитами, не способна длительное время удерживать пластовые флюиды в коллекторе, который не испытывает изолирующего воздействия истинного флюидоупора. «Полупокрышка» (В.Д. Ильин, А.Н. Золотов, С.П. Максимов и др., 1986) становится фактически низкопроницаемым коллектором, создающим дополнительные возможности добычи при оптимизации разработки. Источником УВ является «не состоявшаяся» традиционная залежь.

Наиболее перспективными для обнаружения ловушек подобного рода в терригенном разрезе ЗСНГБ являются юрские и перекрывающие их нижнемеловые отложения (ачимовская толща).

Основная отличительная особенность ачимовской толщи заключается в ее ярко выраженном клиноформном строении и залегании среди глубоководноморских глинистых пород. Песчано-алевритовые пласты толщи представляют собой образования конусов выноса и мутьевых потоков, вторгшихся с шельфовой равнины в глубоководные части неокомского бассейна. Сконцентрированы они, в основном, в нижней половине ахской, куломзинской, мегионской и фроловской свит и имеют прерывистое линзовидное строение. Они изолированы друг от друга тонкодисперсными глинистыми породами и каждый линзовидный пласт является экранированным со всех сторон резервуаром (нередко с повышенным пластовым давлением). ФЕС песчаников, представляющих интерес как

коллекторы нефти и газа, в целом невысокие. Пористость колеблется от 3-4% до 20-22%, проницаемость – от менее 0,001 до 0,3-0,5 мкм². Основная масса песчаников относится к IV и VI классам по А.А.Ханину [Зарипов, Зарипов, 2000]. Как правило, прогноз размещения залежей УВ в ачимовских отложениях ориентирован на прогноз размещения песчаных коллекторов с улучшенными значениями пористости. Вместе с тем нельзя отрицать наличие в разрезе ачимовской толщи и порово-трещинных коллекторов, обеспечивающих на ряде участков сравнительно высокие дебиты до 129 т/сут. (например, Западно-Таркосалинская пл., скв. 95).

По мнению многих исследователей [Дорофеева и др., 2000], заполнение ловушек УВ в ачимовских отложениях тесно связано не только с характером развития клиноформ в пределах ачимовской толщи, но и с интенсивностью трещиноватости подстилающих глинистых пород баженовской свиты. Однако при условии надежной изоляции баженинов глубоководными глинистыми образованиями некома возможно формирование ловушек УВ и в самой баженовской свите.

Согласно сложившимся в настоящее время представлениям, баженовская свита представляет собой 30-35 метровую битуминозную низкопоровую и преимущественно непроницаемую (слабопроницаемую) толщу, внутри которой на разных уровнях развиты прерывистые слои и линзы нефтенасыщенных пород с повышенными коллекторскими характеристиками, иногда гидродинамически связанными между собой и образующими продуктивные объемы.

Нефтенасыщенность пород баженовской свиты поисково-разведочным бурением установлена на ряде площадей Западной Сибири. Например, на юге Тюменской области она выявлена на Северо-Демьянском, Гусеничном, Восточно-Кальчинском, Радонежском, и Ендырском месторождениях. Однако промышленная нефтеносность этих отложений считается доказанной лишь на территории Большого Салыма.

Недооценка УВ-потенциала глинистых отложений баженовской свиты, флюидонасыщенность которых не вызывает сомнений, связана с тем, что при применяемых методах разработки продуктивные пласты могут представляться либо непродуктивными, либо давшими непромышленный приток. Например, по мнению Б.И. Кравченко и Г.П. Корнева (1985), на Салымском месторождении, известном своими уникальными запасами, около 40 % скважин дали незначительные притоки нефти из глинистого коллектора или не дали их совсем из-за применения к нетрадиционному коллектору традиционных методов обработки, в результате которого произошло смыкание микротрещин в баженитах

сжимающими кольцевыми напряжениями, возникающими при вскрытии продуктивного пласта скважиной [Денк, 1992].

Уникальность баженовской свиты в том, что образование коллекторов и нефтяных залежей в них происходило без привноса вещества извне и связано, в основном, с процессом преобразования сапропелевого вещества при погружении отложений и возрастании пластовой температуры. В таких условиях формируются автохтонные нетрадиционные резервуары (или резервуары нефтегазогенерации). Размещение зон нефтегазонакопления контролируется размещением коллекторов, в образовании которых среди многих ключевое значение имеют литолого-геохимические факторы, что делает необходимым изучение закономерностей литолого-геохимических процессов, проходивших во времени и пространстве на территории развития этих отложений.

В Салымском нефтегазоносном районе впервые была выявлена нефтенасыщенность карбонатизированных прослоев в отложениях абалакской свиты ($Ю_1$), представляющих собой чередование прослоев аргиллитов, в различной степени алевритовых, с более плотными известковистыми (известковыми) или окремненными пропластками. Притоки нефти на Лебяжьем, Ем-Еговском, Северо-Демьянском и ряде других месторождений приурочены именно к этим уплотненным пропласткам, сложенным породами с практически непроницаемой матрицей. На Лебяжьем месторождении в керне, представленном алевролитами и аргиллитами, максимальная открытая пористость не превышает 12%, проницаемость 5-7 мД. В известковых разностях пористость существенно ниже, проницаемость до 6 мД. Очевидно, образование коллекторов в таких породах происходило под действием эпигенетических процессов, среди которых определяющую роль играли формирование сети трещин и их последующая гидротермальная проработка.

Изучение пород абалакской свиты показало, что в результате очень малой емкости её трещинных и трещинно-кавернозных коллекторов и их малых мощностей выделение потенциально продуктивных объектов при стандартном подходе к подбору методов проведения геофизических исследований и интерпретации материалов ГИС не отражает истинную картину наличия эффективных толщин коллекторов свиты. Установлено, что эффективные толщины, выделенные по стандартной методике их определения по характерным значениям геофизических параметров, занижены в 1,5-2 раза (по устному сообщению А.Н. Первухина, 2008).

В северных районах Западно-Сибирской НГП в настоящее время перспективы выявления новых залежей нефти и газа связывают с глубокопогруженными толщами

юрского, триасового и пермского литолого-стратиграфических комплексов [Сиротенко, 2009], где наиболее ожидаемы именно низкокондиционные коллекторы.

Исследования последних лет показали, что благоприятными зонами для формирования крупных залежей нефти и газа в отложениях нижней и средней юры являются надрифтогенные прогибы и впадины, так как в них увеличена мощность экранирующих толщ и резервуаров, а также интенсифицированы вторичные процессы преобразования глубокопогруженных пород.

Однако, в целом, пликтивный контроль размещения залежей отсутствует, поэтому перспективы нефтегазоносности в юрских и пермо-триасовых толщах на севере Западной Сибири связаны с зонами разуплотнения в них.

Наиболее объективные данные по оценке перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов севера Западной Сибири впервые получены по результатам бурения 35-Геологической, 356, 358-Ево-Яхинских, 700-Самбургской, 411, 414, 673-Уренгойских, 501-Ен-Яхинской, Тюменской сверхглубокой (СГ)-6, Ен-Яхинской СГ-7 и других скважин, вскрывших доюрские отложения на глубинах более 5 км (рис. 1).

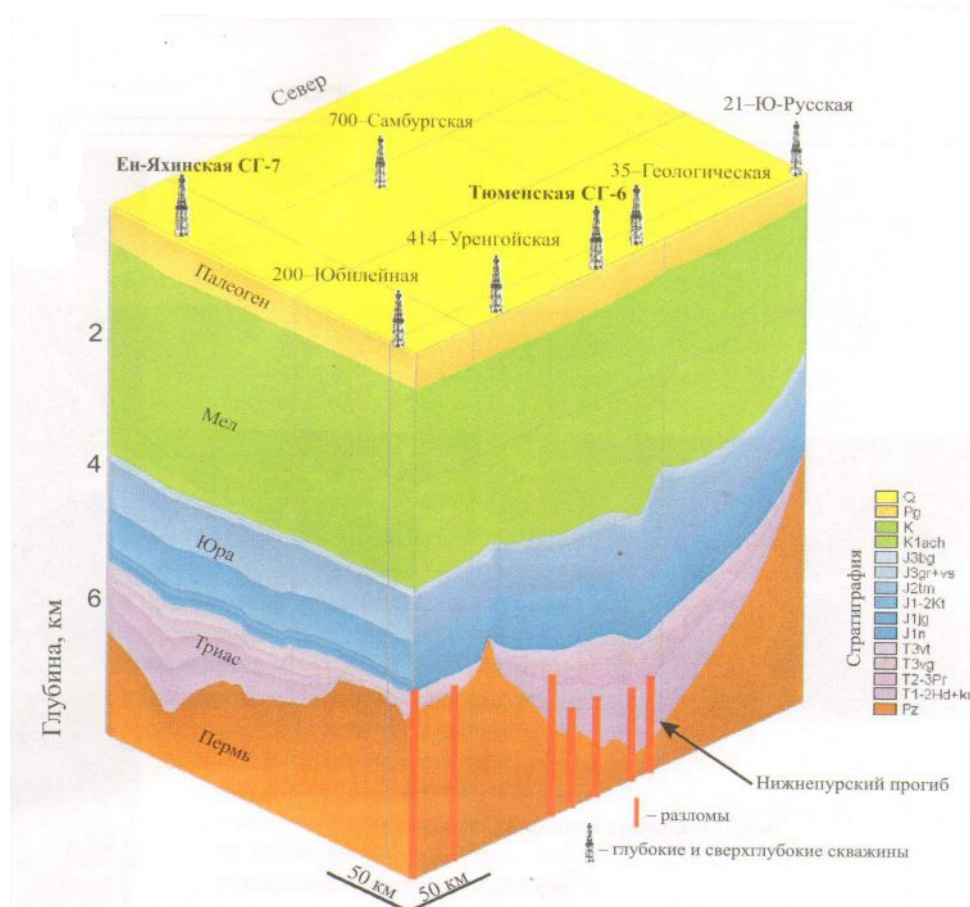


Рис. 1. Объемная модель строения земной коры на севере Западной Сибири (Л.В. Сиротенко, 2009)

Установлено, что наибольшее распространение в триасе имеют проницаемые и низкопроницаемые коллекторы порового и порово-трещинного типов (рис. 2) [Сиротенко, 2009]. Выявлена тенденция снижения емкостных свойств пород терригенной формации в интервале глубин 4-5 км, являющаяся следствием гравитационного уплотнения кластического материала пород. Однако на фоне общего постепенного снижения пористости пород терригенной формации, на глубинах свыше 5 км имеются участки, в пределах которых породы характеризуются повышенными ФЕС.

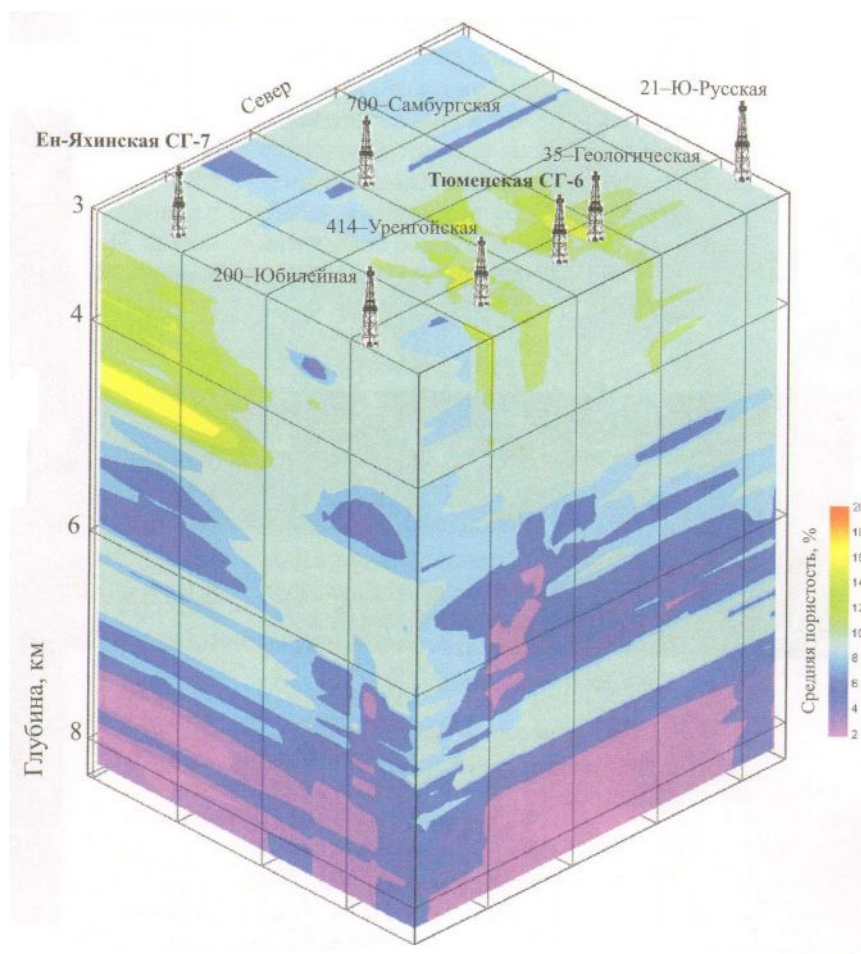


Рис. 2. Объемная модель глубинной зональности разуплотнения пород на севере Западной Сибири (по данным исследований керна) (Л.В. Сиротенко, 2009)

Для терригенных толщ юры и триаса установлено отсутствие значимых связей гранулометрических характеристик их кластического материала с пористостью пород, что свидетельствует о доминирующей роли вторичных процессов в формировании пустотного пространства глубокопогруженных пород: развития в них открытой трещиноватости с последующим выщелачиванием неустойчивых в условиях высоких температур и давления обломков плагиоклазов, глинистых и кремнисто-глинистых пород.

Высоким потенциалом к саморазвитию пустотного пространства обладают глинистые породы, характеризующиеся значительной исходной вещественно-структурной неоднородностью, слоистостью, анизотропией, низкими прочностными свойствами, слабой химической устойчивостью и присутствием разлагающихся органического вещества и карбонатов с образованием агрессивных органических кислот и углекислого газа. С точки зрения развития коллекторов на больших глубинах наибольший интерес представляют реакции, в результате которых образуется дополнительное пустотное пространство в породах. Например, калиевые полевые шпаты в присутствии воды и углекислого газа преобразуются в каолинит и теряют до 55% объема своей твердой фазы, гидрослюда и монтмориллонит - до 32% и 53% твердой фазы соответственно.

Таким образом, результаты комплексных геолого-геофизических исследований разрезов глубоких и сверхглубоких скважин на севере Западной Сибири подтвердили наличие природных резервуаров на больших глубинах, ранее считавшихся неперспективными для обнаружения таковых.

Сложно построенные коллекторы для газа и газоконденсата в северных частях ЗСНГБ выявлены не только в терригенных породах триаса и нижней юры, но и вулканитах нижнего триаса и перми вплоть до глубин 7-8 км, где зафиксирована открытая трещиноватость преимущественно субгоризонтальной, реже субвертикальной ориентировки, а на отдельных участках и пористость до 15-19%.

В Широком Приобье бурением вулканиты триаса вскрыты в пределах Тундринской котловины, северо-западной части Красноленинского свода, в западной части Сургутского и Нижневартовского сводов. В большинстве скважин вскрытые породы относятся к эффузивам основного состава (базальты), их туфам, вулканобрекчиям и вулканокластитам, иногда с прослоями терригенных пород. Однако ни одна скважина не вскрыла разрез полностью.

Наиболее детально разрез триаса вскрыт бурением на Рогожниковском участке, где эти отложения вскрыты более чем 25-ю скважинами. Большинство из них подтвердило продуктивность доюрских вулканитов [Коровина, Кропотова, Романов, 2005].

В табл. 1 приведены интегрированные толщины выделенных основных типов пород, слагающих доюрский комплекс на Рогожниковском месторождении, в табл. 2 - данные по коллекторским характеристикам наиболее перспективных типов пород этого комплекса [Кропотова, Коровина, Гильманова, 2008]. Очевидно, ФЕС продуктивных пород вулканитов Рогожниковского месторождения характеризуются, в целом, невысокими средними значениями, что позволяет отнести их к группе низкокондиционных коллекторов.

Таблица 1

Суммарные толщины выделенных петротипов доюрского комплекса Рогожниковского месторождения (по данным изучения керн и ГИС скважин)

Типы породы	Характер насыщения	Всего, м	Содержание коллекторов в петротипе, %	Вклад петротипа в суммарную толщину разрезов, %
Лава	Непродуктивная	4300,1	25	56
	Продуктивная	1417,9		
Лава выветрелая	Непродуктивная	276,5	53	6
	Продуктивная	309		
Туф	Непродуктивная	831,3	28	12,2
	Продуктивная	328,4		
Кластолава	Непродуктивная	300,5	51	6,1
	Продуктивная	309,8		
Лавокластит	Непродуктивная	31,5	91	3,4
	Продуктивная	312,3		
Перлит	Непродуктивная	330,8	61	8,5
	Продуктивная	505,6		
Кластолава с обломками туфов	Непродуктивная		100	0,4
	Продуктивная	43		
Терригенные	Непродуктивная	114,8	0	1,2
	Продуктивная	10		
Кора выветривания	Непродуктивная	233,3	26	3
	Продуктивная	84		
Базальт	Непродуктивная	69,2		0,5
Амфиболит	Непродуктивная	154,5	0	1,5
Карбонаты	Непродуктивная	83,2	0	0,7
Кремнистые	Непродуктивная	61,2	0	0,5
Андезит	Непродуктивная	3,1	0	0,001
Всего		10898,6		
из них продуктивны, м, %		3113,5	29	

Таблица 2

**Фильтрационно-ёмкостные свойства вулканогенных пород доюрского комплекса
Рогожниковского месторождения**

Порода	Количество образцов	Значения	Коллекторские характеристики	
			К _п , %	К _{пр} , x10 ⁻³ мкм ²
Лава кислых эффузивов	868	Средние	9,94	1,00
		Максимальные	24,60	4,20
Туфы	205	Средние	16,46	1,12
		Максимальные	30,20	16,00
Перлиты	127	Средние	19,18	2,18
		Максимальные	28,30	66,30
Кластолава	293	Средние	18,22	4,99
		Максимальные	29,90	346,40
Лавокластит	518	Средние	16,69	1,82
		Максимальные	19,80	6,67

Споры о возможности нахождения промышленных залежей УВ в палеозойских отложениях ЗСНГБ продолжаются уже многие десятилетия

По устоявшимся представлениям все комплексы пород докембрия, палеозоя, нижнего триаса, перекрытые осадочными толщами от верхнего триаса до кайнозоя включительно, объединяются в фундамент Западно-Сибирской плиты. Палеозойский фундамент представлен магматическими (как интрузивными, так и эффузивными), а также в различной степени метаморфизованными осадочными породами, в которых практически невозможно развитие гранулярных коллекторов с улучшенными ФЕС. Толщины палеозойских и венд-рифейских комплексов весьма значительны и по объему они превышают мезозойский чехол [Кирда, 2005, рис. 2].

Одни исследователи отрицают возможность открытия большой нефти в палеозое Западной Сибири. Например, В.С. Сурков, Л.В. Смирнов утверждают, что все геолого-геофизические данные «...не позволяют рассчитывать на большие перспективы нефтегазоносности палеозойских пород фундамента». Такая стабильная научная позиция у многих исследователей сохранилась с 70-х годов прошлого столетия. Другая группа ученых последовательно и настойчиво проводит теоретические, методические, экспериментальные и полевые работы для доказательства высокой перспективности этого комплекса.

Рассматривая возможность обнаружения крупных залежей УВ в фундаменте Западно-Сибирского бассейна Нежданов с соавторами [Нежданов и др., 2008] пришли к выводу, что с

точки зрения осадочно-миграционной гипотезы формирования залежей УВ, перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири следует оценивать скромно, так как УВ-потенциал органического вещества древних толщ давно реализован. Поэтому ловушки в фундаменте могут заполняться УВ только за счет их миграции из мезозойских осадочных толщ, к которым они «прислонены».

Если же связывать источник УВ с глубокими горизонтами Земли, то перспективы нефтегазоносности фундамента могут оцениваться гораздо оптимистичнее. В последнее десятилетие роль эндогенной составляющей нефтегазоносности стала более очевидной и получила подтверждение, в частности, материалами изучения сверхглубоких скважин Тюменской СГ-6 и Ен-Яхинской СГ-7. Это дает основание высоко оценивать перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса. С позиций системного анализа с ним, как и с другими нефтегазоносными комплексами Западной Сибири, должны быть связаны гигантские и уникальные по запасам залежи УВ.

Пока же доюрский нефтегазоносный, а точнее нефтегазоперспективный, комплекс Западной Сибири является слабо изученным. Запасы выявленных в нем залежей не превышают 1% от самых скромных оценок его нефтегазового потенциала. Вместе с тем первый газовый фонтан в ЗС (Березово, 1953 г.) был связан с измененными породами фундамента, а к настоящему времени залежи нефти и газа открыты в доюрских образованиях на 60 месторождениях в разных районах Западной Сибири. Кроме того, нефтепроявления и непромышленные притоки нефти и газа установлены на 17 площадях Тюменской области, а притоки пластовой воды с дебитами более 100 м³/сут. были получены из доюрских образований на 23 площадях.

Всем известно, что особый интерес геологов вызывает месторождение Белый Тигр (Вьетнам), где уровень добычи нефти из гранитов составляет около 13 млн. т в год, а дебиты скважин достигают 2000 т/сут. Однако практически неизвестно Новопортовское месторождение в Западной Сибири с газоконденсатными залежами в фундаменте, содержащими, по некоторым оценкам, более 1,5 трлн. м³ газа и дебитами 1-2 млн. м³/сут.

В доюрском основании Западной Сибири среди ловушек УВ могут быть выделены:

- исходно гипергенные ловушки в кровле доюрского основания, сформированные в процессе выветривания доюрских образований;
- ловушки УВ в «антиформах» глубоких горизонтов фундамента;
- гипотетические ловушки в столбообразных зонах разуплотнения пород фундамента и осадочного чехла.

Среди выявленных доминируют ловушки первого типа, причем промышленная нефтегазоносность доюрских образований Западной Сибири связана с широким спектром петрографических разновидностей: ультраосновными, основными и кислыми интрузивными и эффузивными магматическими, метаморфическими и разнообразными терригенными и карбонатными осадочными (в т.ч. и вулканогенно-осадочными) породами.

Следует отметить, что породы-коллекторы в ловушках гипергенного типа чаще приурочены к нижней зоне коры выветривания, имеющей повышенную трещиноватость. Роль покрышек могут играть как верхние глинистые зоны кор выветривания в случае их сохранности, так и практически непроницаемые глинистые отложения трансгрессивных пачек и свит юры (левинской, тогурской, радомской, лайдинской, баграсской, тюменской и др.). В случае размыва глинизированной части коры выветривания и перекрытия фундамента проницаемыми породами она образует единый резервуар с мезозойскими коллекторами (например, пласты П_ф, П_{кв} Шаимского и Березовского районов).

Как перспективные объекты для поисков залежей УВ в глубоких горизонтах фундамента северных и арктических районов бассейна выделены расслоенные и затронутые флюидодинамическими процессами толщи разного состава, смятые в сложные антиклинальные складки – антиформы (Среднепурский, Верхнепурский прогибы). Судя по Новопортовскому месторождению, такие объекты имеют характерную сейсмофациальную картину, что делает возможным обнаружение (например, в передовой зоне Ямальско-Уральского надвига) принципиально новых залежей с карбонатными (по имеющимся на сегодняшний день данным) коллекторами, огромным этажом продуктивности – до 1 км и более, и небольшой площадью (аналогичные залежам в Персидском заливе).

В заключении отметим, что по данным Н.П. Запивалова [Запивалов, 2004], оценка ресурсной базы палеозойских (доюрских) пород для Западной Сибири весьма противоречива. Эти цифры колеблются от оптимистических (десятки миллиардов тонн) до чрезвычайно пессимистических (тысячи тонн). А.А. Трофимук считал, что весь доюрский потенциал триасового, палеозойского и допалеозойского этажей Западно-Сибирской равнины составляет 51 млрд. т. Он утверждал, что палеозойские и верхнепротерозойские этажи Западной Сибири «...генерировали количество углеводородов, сравнимое с количеством углеводородов, генерированным юрским и меловым этажами». На юго-востоке Западной Сибири за счет Приенисейской нефтегазоносной области доюрские ресурсы к 2004 г. достигли 7 млрд. т и значительно превышали мезозойские, хотя за несколько лет до этого рассматриваемый район считался бесперспективным. В Новосибирской области в палеозое

содержится 29% всех нефтегазовых ресурсов области. В процессе очередного пересчета прогнозных ресурсов Западной Сибири по состоянию на 01.01.2003 г впервые дана количественная оценка глубинного палеозоя, а не только коры выветривания.

Широкий литологический ряд, большой стратиграфический диапазон и повсеместное распространение низкокондиционных коллекторов с уже выявленной нефтегазоносностью в геологическом разрезе ЗСНГБ свидетельствуют о серьезных перспективах их освоения. Это обуславливает необходимость проведения целенаправленного и системного изучения НКК не только в части выявления критериев их поисков, но и с целью получения дополнительной информации для разработки новых эффективных методов освоения НКК, гарантирующих максимальную величину нефтегазоотдачи при оптимальных затратах на добычу нефти и газа.

Литература

Денк С.О. Состояние нефтегазопроводящих микротрещин в карбонатных трещинных коллекторах Пермского Приуралья // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1992. - №10. - С. 11-14.

Дорофеева Т.В., Аристаров М.Г., Блинкова Е.Ю., Ковалевский М.О., Лебедева Г.В. Особенности методов поиска и оценки ресурсов углеводородов в доманикитах // Нетрадиционные источники углеводородного сырья, их распространение и проблемы освоения. – СПб., 2000. – С. 367-371.

Запывалов Н.П. Нефтегазоносность фундамента Западной Сибири // Горные ведомости. - 2004. - № 3. - С. 2-11.

Зарипов Р.О., Зарипов О.Г. Прогноз фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных пластов Ачимовской толщи (Сургутский и Уренгойский районы) // Нетрадиционные источники углеводородного сырья, их распространение и проблемы освоения. – СПб., 2000. – С. 371-374.

Кирда Н.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских (триас, палеозой) комплексов в центральных и восточных районах ХМАО. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: мат-лы VIII научно-практической конференции. - Том I. – Ханты-Мансийск.: Издатнаукасервис, 2005. – С. 89-110.

Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Романов Е.А., Решетников А.А., Арзамасов Т.С. Доюрские вулканиты – новый тип коллектора в западной Сибири // Неструктурные, сложнопостроенные ловушки – основной резерв прироста углеводородного сырья России. – СПб.: Недра, 2005. – С. 23-30.

Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Гильманова Н.В., Шадрина С.В. Условия формирования залежей углеводородов в доюрских отложениях на Рогожниковском лицензионном участке // Материалы X научно-практической конференции «Пути развития нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». – Ханты-Мансийск, 2008.- С. 372-377.

Лебедев Б.А., Фролов Б.М. Использование закономерностей размещения коллекторов при прогнозе нефтегазоносности // Закономерности размещения коллекторов сложного строения и прогноз нефтегазоносности. - Л.: ВНИГРИ, 1985.- С. 5-20.

Нежданов А.А., Скрылев С.А., Горбунов С.А., Косарев И.В., Огибенин, В.В., Халиулин И.И., Яцкиий Н.Н. Поиски крупных и уникальных залежей УВ в фундаменте Западно-Сибирского бассейна – актуальная задача нефтегазовой геологии // Мат-лы всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых «фундамент, структура обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности». - Тюмень-Новосибирск, 2008. – С. 156-159.

Сиротенко Л.В. Зоны разуплотнений в юрских и пермтриасовых толщах на севере Западной Сибири (по материалам глубокого и сверхглубокого бурения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2009. - №11. - С. 66-71.

Рецензент: Окнова Нина Сергеевна, доктор геолого-минералогических наук.

Volchenkova T.B.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia ins@vnigri.ru

STUDYING THE LOW-QUALITY RESERVOIR ROCKS OF THE WEST SIBERIAN OIL-GAS BASIN – A TOPICAL PROBLEM OF OIL-GAS GEOLOGY

Current exploration works are mainly directed to the searches and exploration for fields with reservoir rocks characterizing by enhanced filtration-capacity properties. But conventional hydrocarbon resources are restricted; they are not renewable, and in the modern high level of their consumption, the depletion of them occurs very rapidly. Therefore setting up a qualitatively new problem – the study, definition and estimation of low-quality rocks (permeability of no more than 0.05 mkm², open porosity of less than 10% in terrigene deposits and less than 5% - in carbonate rocks) – is topical at the present time. A broad lithologic series, a large stratigraphic range and the wide occurrence of low-quality reservoir rocks with already established petroleum potential in the geological sequences of the West Siberian oil-gas basin is indicative of the considerable perspectives of their development.

Key words: low-porosity, low-permeability, low-quality reservoir rocks, West Siberian oil-gas basin, sedimentary cover, basement.

References

Denk S.O. Sostoânie neftegazoprovodâsîh mikrotrešîn v karbonatnyh trešînnyh kollektorah Permskogo Priural'â // *Geologiâ, geofizika i razrabotka neftânyh mestoroždenij*. - 1992. - #10. - S. 11-14.

Dorofeeva T.V., Aristarov M.G., Blinkova E.Û., Kovalevskij M.O., Lebedeva G.V. Osobennosti metodov poiska i ocenki resursov uglevodorodov v domanikitah // *Netradicionnye istočniki uglevodorodnogo syr'â, ih rasprostranenie i problemy osvoeniâ*. – SPb., 2000. – S. 367-371.

Zapivalov N.P. Neftegazonosnost' fundamenta Zapadnoj Sibiri // *Gornye vedomosti*. - 2004. - # 3. - S. 2-11.

Zaripov R.O., Zaripov O.G. Prognoz fil'tracionno-emkostnyh svojstv složnopoastroennyh plastov Ačimovskoj tolši (Surgutskij i Urengojckij rajony) // *Netradicionnye istočniki uglevodorodnogo syr'â, ih rasprostranenie i problemy osvoeniâ*. – SPb., 2000. – S. 371-374.

Kirda N.P. Geologičeskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti doûrskih (trias, paleozoj) kompleksov v central'nyh i vostočnyh rajonah HMAO. // *Puti realizacii neftegazovogo potenciala HMAO: mat-ly VIII naučno-praktičeskoj konferencii*. - Tom I. – Hanty-Mansijsk.: Izdatnaukaservis, 2005. – S. 89-110.

Korovina T.A., Kropotova E.P., Romanov E.A., Rešetnikov A.A., Arzamasov T.S. Doûrskie vulkanity – novyj tip kollektora v zapadnoj Sibiri // *Nestrukturnye, složnopoastroennye lovuški – osnovnoj rezerv prirosta uglevodorodnogo syr'â Rossii*. –SPb.: Nedra, 2005. – S. 23-30.

Kropotova E.P., Korovina T.A., Gil'manova N.V., Šadrina S.V. Usloviâ formirovaniâ zaležej uglevodorodov v doûrskih otloženiâh na Rogožnikovskom licenzionnom učastke // *Materialy H naučno-praktičeskoj konferencii «Puti razvitiâ neftegazovogo i rudnogo potenciala HMAO-Ûgry»*. – Hanty-Mansijsk, 2008.- S. 372-377.

Lebedev B.A., Frolov B.M. Ispol'zovanie zakonomernostej razmešeniâ kollektorov pri prognoze neftegazonosnosti // *Zakonomernosti razmešeniâ kollektorov složnogo stroeniâ i prognoz neftegazonosnosti*. - L.: VNIGRI, 1985.- S. 5-20.

Neždanov A.A., Skrylev S.A., Gorbunov S.A., Kosarev I.V., Ogibenin, V.V., Haliulin I.I., Âickij N.N. Poiski krupnyh i unikal'nyh zaležej UV v fundamente Zapadno-Sibirskogo bassejna – aktual'naâ zadača neftegazovoj geologii // *Mat-ly vsrossijskoj naučnoj konferencii s učastiem inostrannyh učenyh «fundament, struktura obramleniâ Zapadno-Sibirskogo mezozojsko-kajnozojskogo osadočnogo bassejna, ih geodinamičeskaâ èvolúciâ i problemy neftegazonosnosti»*. - Tûmen'-Novosibirsk, 2008. – S. 156-159.

Sirotenko L.V. Zony razuplotnenij v ûrskih i permotriasovyh tolšah na severe Zapadnoj Sibiri (po materialam glubokogo i sverhglubokogo bureniâ) // *Geologiâ, geofizika i razrabotka neftânyh i gazovyh mestoroždenij*. - 2009. - #11. - S. 66-71.