

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/32_2016

УДК 552.578.061.32(100)

Аверьянова О.Ю.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, info@ngtp.ru

Морариу Д.

Независимый эксперт – нефтяной геолог, Женева, Швейцария, morariu45@gmail.com

ВАРИАТИВНОСТЬ ОЦЕНОК УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕГАЗОВЫХ СИСТЕМ

Обсуждается современный уровень оценок углеводородного потенциала нетрадиционных скоплений углеводородов. Рассматриваются подходы к оценке технически извлекаемых ресурсов углеводородов материнских толщ различных осадочных бассейнов, для чего используются расчеты, основанные на показателях выделенных нефтегазовых систем и их геохимических характеристик.

Ключевые слова: *нефтегазовые системы, материнские толщи, технически извлекаемые ресурсы углеводородов, оценка углеводородного потенциала.*

Введение

За прошедший год экономический тренд в нефтяной промышленности резко изменил направленность, что спровоцировало стремительное падение интереса к изучению и освоению нетрадиционных залежей углеводородов (УВ) материнских формаций, несмотря на предыдущие десятилетия усиленных нефтегеологических работ и доказанную экономическую эффективность. Однако, несмотря на актуальную экономическую конъюнктуру, дальнейшее изучение процессов (в том числе, например, геолого-геохимических) УВ-образования и формирования залежей УВ в нефтегазовых материнских свитах не теряет своей ценности и огромного научного значения. Низкие цены на нефть, как обычно, временны и политически обусловлены, поэтому изменятся в обозримом будущем.

Инвестиции в России в изучение нетрадиционных УВ сланцевых формаций не велики в сравнении с таковыми в западных странах, где этими работами занимаются не один десяток лет. Вероятно, что и сейчас было бы полезно продолжать отечественные исследования, наращивая разработку пилотных проектов, детально изучая материнские формации во всех «традиционных» нефтегазоносных бассейнах (НГБ) страны: баженовскую свиту верхней юры Западно-Сибирского НГБ; доманиковую формацию Тимано-Печорского и Волго-Уральского осадочных бассейнов; на Сибирской платформе – малгинскую и ирэмэкенскую свиты рифея, (на востоке) куонамскую свиту нижнего среднего кембрия, (на западе) граптолитовые сланцы нижнего силура; сланцы нижнего силура Балтийской синеклизы

Калининградской области; кумскую свиту и хадумский горизонт кайнозоя Предкавказья; пиленгскую свиту олигоцена Восточного Сахалина.

Известно, что инвестиции в изучение генезиса залежей УВ сланцевых формаций чрезвычайно затратны, как на ультраточные аналитические исследования, так и на специальные ультрауспешные технологии их разборки. Изучение и разработка нетрадиционных скоплений УВ способствовали переходу на новый уровень развития нефтегазгеологической науки и технологий, были созданы принципиально новые направления в исследованиях и добыче УВ.

Исследования в этих направлениях позволят незамедлительно воспользоваться новыми знаниями и технологиями при исчерпании традиционных залежей. Это происходило несколько лет назад в США, когда доля добычи УВ из нетрадиционных скоплений стала сравнима с таковой из традиционных залежей.

Нефтегазовые системы материнских толщ

В нефтегазовых бассейнах мира представлены нефтегазовые системы в широком возрастном диапазоне (рис. 1). Придерживаясь утверждения о пятикратно превышающем объеме кайнозойских нефтегазоматеринских пород мезозойскими, можно прогнозировать для гипотетической нефтегазовой системы юрский или меловой возраст нефтегазогенерирующей толщи с максимумом генерации УВ в кайнозойское время, с которым связано по прогнозам 90% мировых запасов нефти и газа [Лопатин, 2006].

Геологические критерии выделения нефтегазоматеринских пород сводятся к литолого-фаціальным особенностям: мелкозернистые, чаще пелитовые, в основном, глинистые разности, способные адсорбировать сапропелевое органическое вещество (ОВ) в процессе морской седиментации в восстановительных условиях в спокойных гидродинамических условиях. Важной составляющей материнской толщи является преобладание глинистых прослоев, так как при увеличении дисперсности возрастает сорбционная способность минералов. Самые высокие показатели ОВ в кремнистых и карбонатных разностях наблюдаются в водорослевых и хемогенных карбонатах и глинистых силицитах с аутигенным кремнеземом. Концентрация и генезис ОВ определяют количество генерированных УВ.

Н.Б. Вассоевич, С.Г. Неручев, Н.В. Лопатин и Е.А. Рогозина разрабатывали шкалу катагенеза, увязанную с температурами и преобразованиями ОВ, когда каждая градация отвечает катагенетическому превращению его состава, структуры, генерации УВ [Неручев, Вассоевич, Лопатин, 1976].

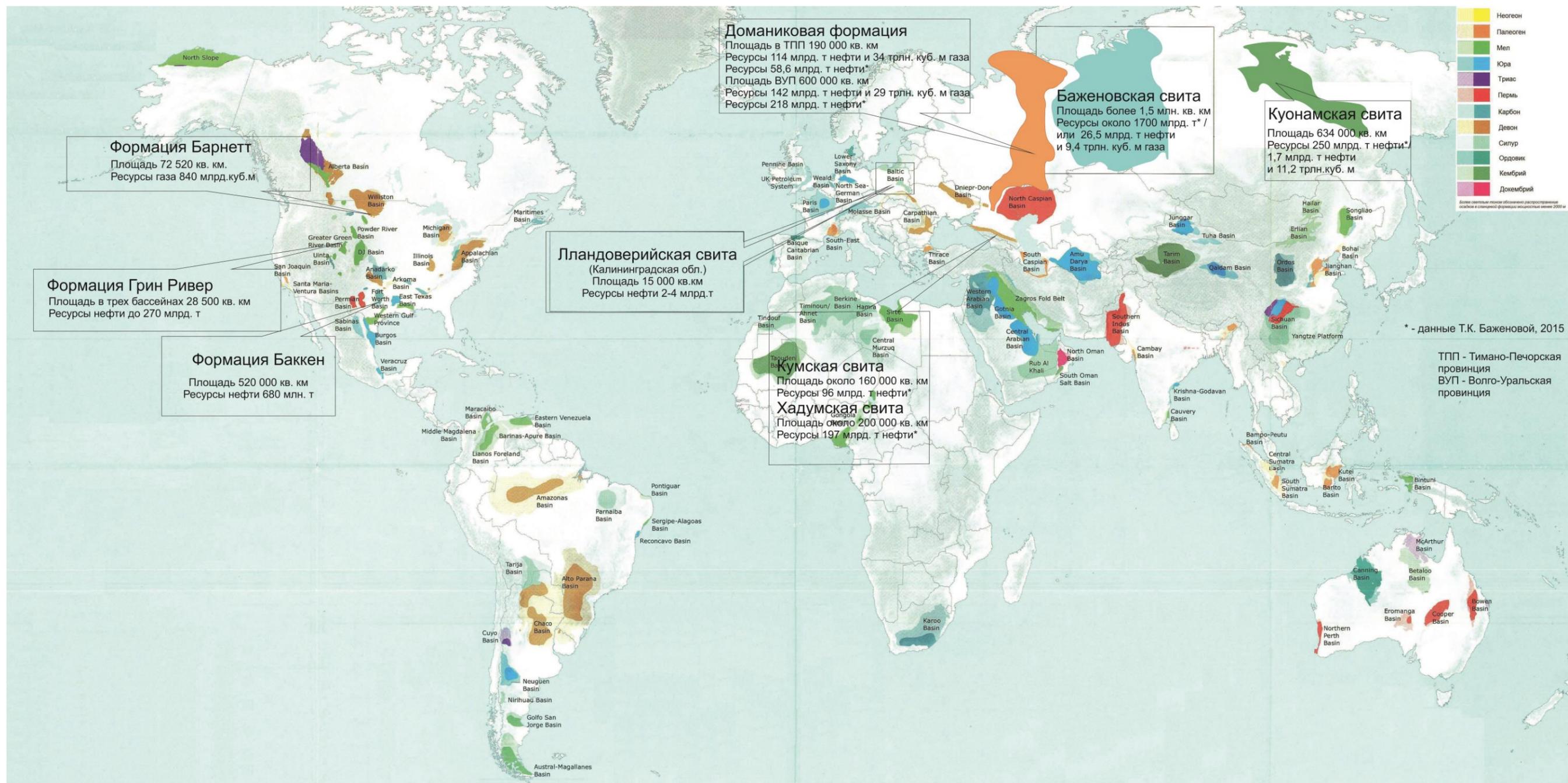


Рис. 1. Карта углеводородсодержащих разновозрастных сланцевых формаций мира с указанием технически извлекаемых ресурсов углеводородов в некоторых нефтегазоносных формациях Северной Америки и России [EIA, 2013; Аверьянова, 2015]

Картографическая основа Rystad Energy, 2014 <http://www.rystadenergy.com> (диспропорциональная проекция севера Евразии).

В предлагаемой табл. 1 показаны существующие зависимости между катагенетическими градационными преобразованиями ОБ и показателями отражательной способности витринита в нефтегазовых бассейнах. Степень катагенетического превращения ОБ влияет на реализацию генерационного потенциала материнской породы.

По мнению С.Г. Неручева 30% массы исходного сапропелевого вещества преобразуется на начальных стадиях катагенеза в битуминоидные, в мезокатагенезе эта оценка поднимается до 50-60% [Справочник по геохимии..., 1998]. На начальном этапе деструкции образуются битумоидные вещества, которые при последующей десорбции и первичной миграции в виде истинных и коллоидных растворов, собираются в жидкую фазу – нефть.

В прогибах, приуроченных к альпийским складчатым областям, нефтематеринские толщи подвергались более интенсивному и «ускоренному» катагенезу по сравнению с длительными и более спокойными платформенными условиями, а формирование традиционных месторождений происходило с полной мобилизацией генерированных УВ нефтематеринскими толщами. Практический интерес вызывает остаточный УВ потенциал материнских толщ прогибов.

По мнению Д. Ханта 9% жидких и 7% газовых мировых запасов, сингенетичность которых подтверждена геолого-геохимически, приурочены к уровню НГБ до 2 км [Хант, 1982].

Характеристика многообразия нефтегазовых систем, связанных с одной нефтегазоматеринской толщей, демонстрируется на рис. 2. Возможны «миграция» *in situ*, когда генерированные УВ сохраняются в пределах генерирующей толщи, и миграция на короткие и длинные расстояния. В транзитной толще происходит сохранение УВ или рассеивание их на путях к зонам нефтегазонакопления.

Для нефтегазовых систем с углеводородсодержащими сланцевыми толщами характерен неполный (сокращенный) набор процессов. В первую очередь это касается резкого ограничения миграции и аккумуляции генерированных УВ *in situ* или в сопряженных с нефтегазоматеринской толщей пластах.

Например, при рассмотрении разнообразных типов залежей УВ в формации Грин Ривер (США) было отмечено, что нетрадиционные непрерывные залежи нефти в нефтематеринских и сопряженных с ними толщах формировались в тонколаминированных аргиллитах или сланцах.

Таблица 1

Шкала катагенеза Неручева-Вассоевича-Лопатина с фазовыми типами генерированных углеводородов в процессе формирования нефтегазоносных бассейнов [Аверьянова, 2015]

Стадия	Подстадия	Градация	Показатель отражательной способности витринита, Ro%	Температура, °С	Генерация УВ	НГБ	
Диagenез		окисл. ----- вост.			Диagenетический газ	нет	
Катагенез	Протокатагенез ПК	ПК ₁	до 0,3	до 75-80	Ранняя нефть (диатомиты)	Формирование НГБ	
		ПК ₂	0,3÷0,4				
		ПК ₃	0,4÷0,5				
	Мезокатагенез МК	МК ₁	0,5÷0,65	до 200-220	Нефть и растворенный газ		
		МК ₂	0,65÷0,85				
		МК ₃	0,85÷1,15				
		МК ₄₋₅	1,15÷1,55				
	Апокатагенез АК	АК ₁	1,55÷2,0	до 300	Термальный газ (сапропелевое ОВ)		Термальный газ (гумусовое ОВ) до 4,0Ro%
		АК ₂	2,0÷2,5				
		АК ₃	2,5÷3,5				
		АК ₄	3,5÷11,0				

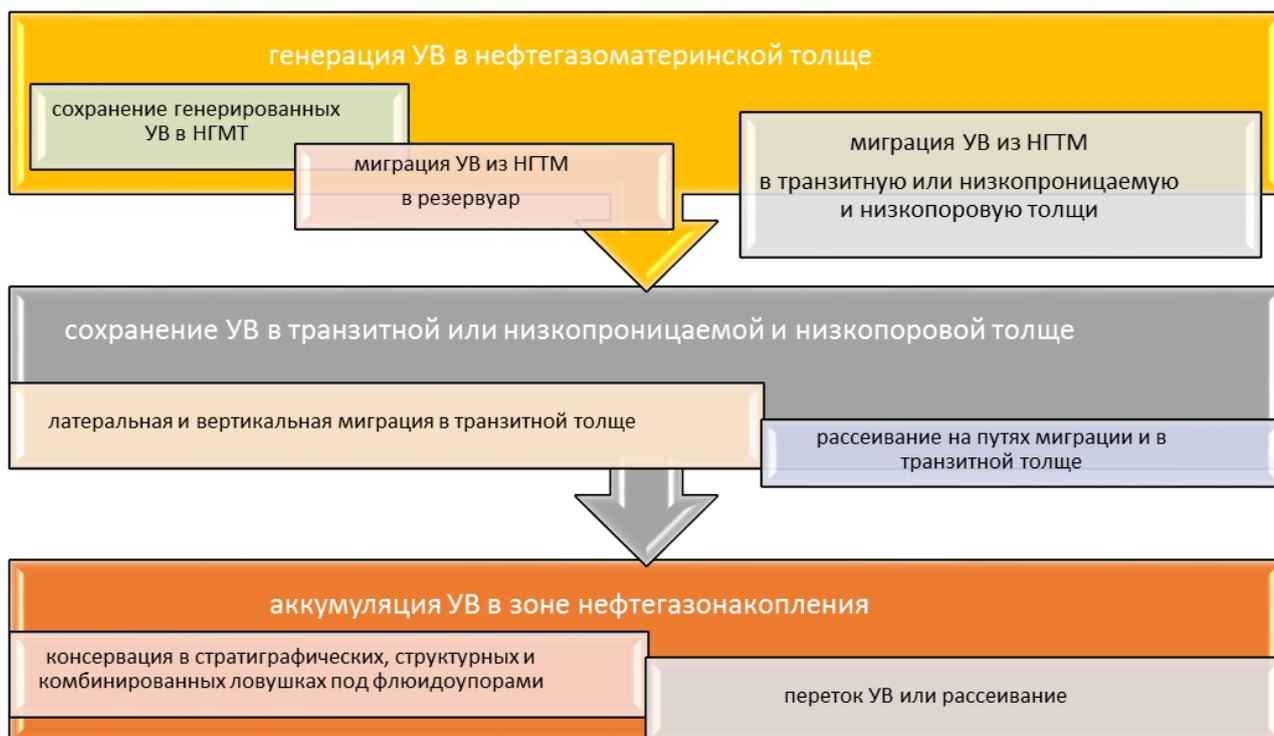


Рис. 2. Обобщающая миграционно-аккумуляционная схема образования нефтегазовых систем, связанных с залежами традиционного и нетрадиционного типов [Аверьянова, 2015]
НГМТ – нефтегазоматеринская толща.

Битумоиды занимали образовавшиеся после термолиза керогена пустоты и, когда пустого пространства стало недостаточно для вновь образующихся УВ, повышалось давление, что вызвало внутренний этап миграции нефти по поверхностям напластования и по вертикальным трещинам, образовавшимся при термолизе керогена.

Нефть мигрировала латерально и вертикально вверх и вниз в сопряженные с материнской толщей тонкопесчанистые прослои, что хорошо прослеживается на фотографии и схематично показано Al Duhailan ниже (рис. 3).

Предлагаются четыре фильтрационно-ёмкостные модели скоплений, привязанные к элементам нефтегазовой системы (рис. 4 А, В, С, D):

А – схема традиционного коллектора, в который восходящая миграция УВ возможна от 80-150 до 800-1000 м [Справочник по геохимии..., 1998] и более.

В - схема традиционного коллектора, в который 2/3 УВ из материнской породы эмигрирует в верхние толщи. При превышении давления при генерации нефти и газа в нефтематеринской породе, а также гидростатического давления, возможен переток до 1/3 генерированных УВ в нижние толщи.

С – схема комбинированного коллектора – единого контейнера чередующихся УВ скоплений в материнской свите.

D – нетрадиционное непрерывного типа скопление УВ, коллектором в котором выступают материнская и сопряженные с ней толщи.

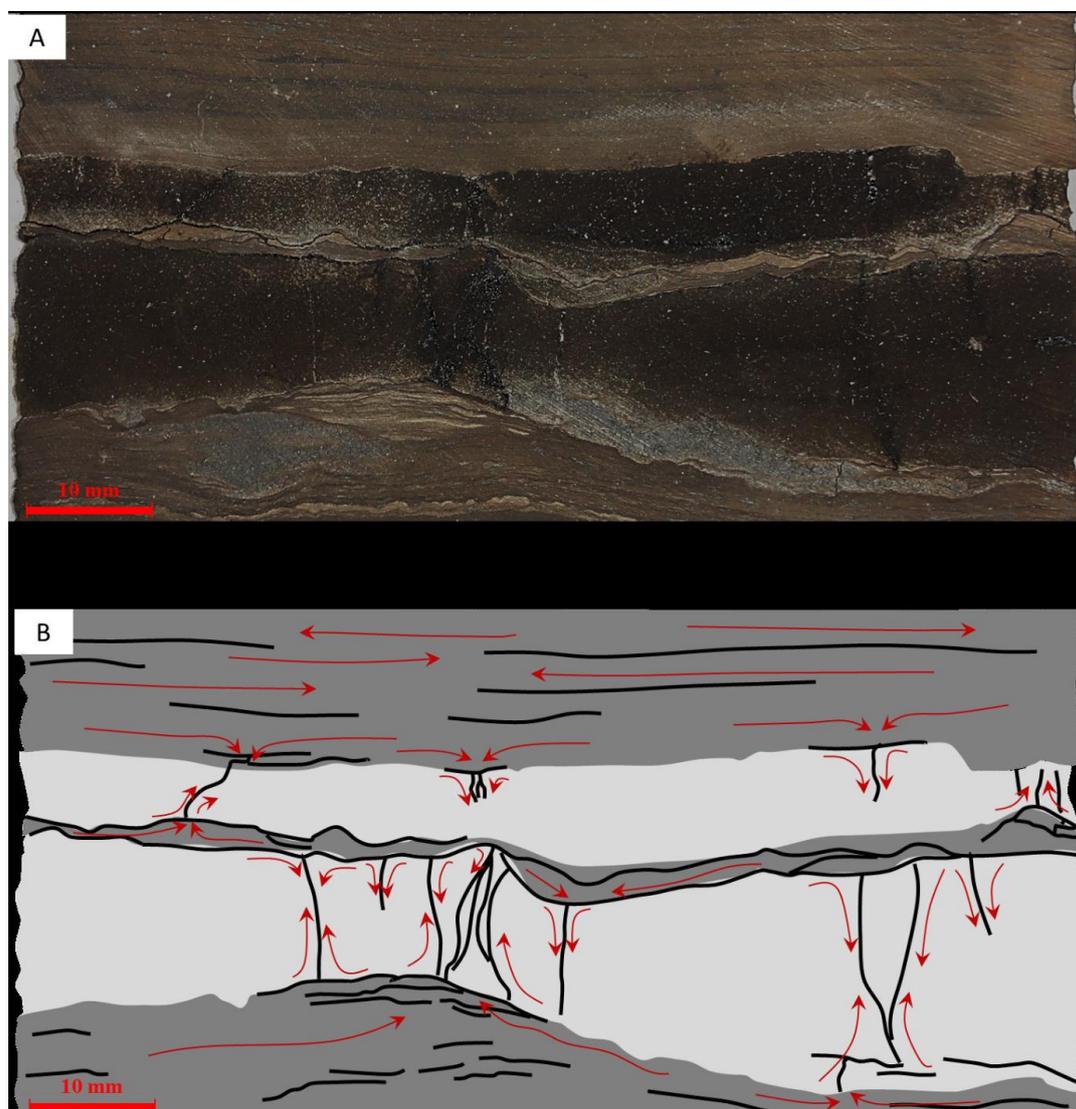


Рис. 3. Модель первичной миграции нефти в тонколаминированных аргиллитах зоны Махогани формации Грин Ривер [Al Duhailan, 2014]

A – фото образца, B – схема первичной миграции нефти в нефтематеринской породе по латерали и по вертикальным трещинам через тонкозернистый алевролитовый прослой.

Скопления в сланцевой свите, когда толща включает в себя чередование нефтематеринских прослоев с коллекторскими песчаными или карбонатными прослоями, пронизанными сложной системой трещин, могут создавать закрытые нефтематеринские системы. Покрышка соединяет общий резервуар и блокирует миграцию УВ из общего «контейнера». То же самое, например, можно наблюдать в баженовской свите Западной Сибири, ярким примером может служить Салымское месторождение.

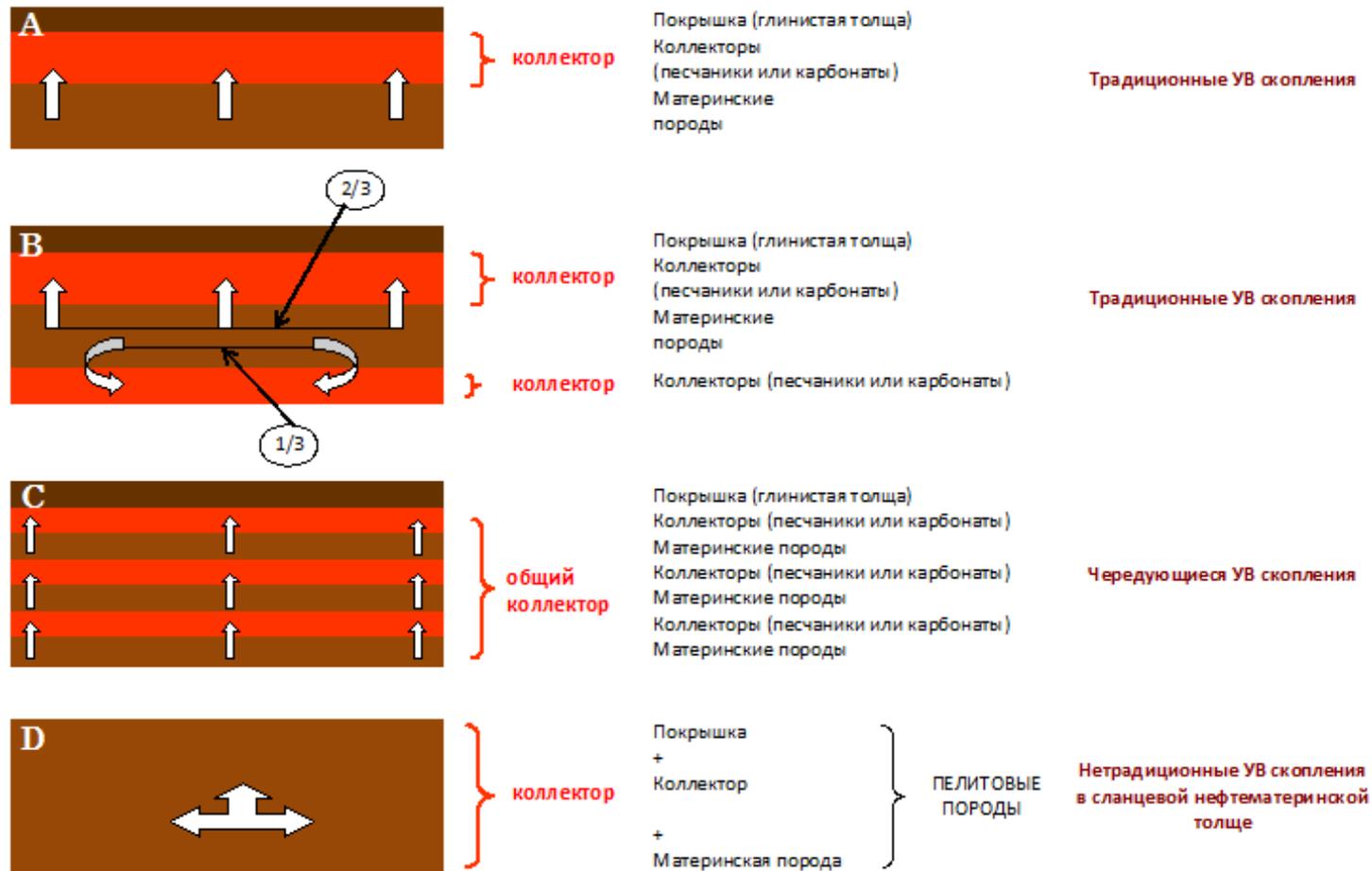


Рис. 4. Фильтрационно-емкостные модели-контейнеры залежей, связанные с неполным набором процессов и элементов нефтегазовых систем [Аверьянова, 2015]

Традиционные и нетрадиционные УВ ресурсы взаимосвязаны и дополняют друг друга, так как рождены одними и теми же нефтематеринскими толщами. Следовало бы в любом новом перспективном районе изучать одновременно традиционные и нетрадиционные объекты, в которых представлены УВ, генерированные и аккумулярованные материнской свитой.

Вариативность геолого-экономических оценок углеводородов нефтегазоматеринских толщ

В 2012 г. Р.К. Меуер отмечал, что на каждый добытый баррель из традиционного коллектора приходится 8 баррелей потенциального эквивалента в нефтегазоматеринской толще. Спекулятивная оценка большинством западных ученых той нефти, которая сохраняется в нефтематеринской толще, колеблется между 45 и 95% в зависимости от геологических факторов и качества оценки [Meуer, 2012]. Также, по мнению ряда исследователей, количество нефти, аккумулярованной в традиционных ловушках, редко превышает 5% гипотетически генерированной нефтематеринскими породами [Doust, 2011].

Наиболее важными особенностями ускоренного освоения УВ сланцевых формаций в США явились уникальные условия: высокая геологическая изученность осадочных бассейнов, а также их сланцевых формаций, разработанные и апробированные технологии; возможность их реализации, в первую очередь, наличие пресной воды для применения гидродинамического разрыва пласта, нормативная и законодательная базы, экологические возможности, обеспечивающие снижение рисков и инвестиционную привлекательность. Правительство США поддерживает разведку и разработку нетрадиционных УВ, выдавая кредиты на выгодных условиях. Ресурсы УВ принадлежат собственнику разрабатываемых земель. Рынок нефтегазовых сервисных услуг чрезвычайно развит.

Осадочные сланцевые бассейны в США расположены в пределах малонаселенных территорий, сланцевые формации залегают на относительно доступных глубинах до 3 км. Объем возобновляемых водных ресурсов в США (2012 г.) составил 17000 м³ в год на человека, что гораздо больше, чем в большинстве стран мира. На бурение и гидравлический разрыв пласта (ГРП) одной скважины расходуется от 5000 до 19 000 т пресной воды. В густонаселенных или сейсмоактивных регионах (например, штат New Jersey) ГРП запрещены, поэтому риск катастроф сведен к минимуму. Климатические условия во многих штатах позволяют проводить буровые работы круглогодично. В стране действует более 200 трубопроводов протяженностью до 500 000 км. Все признанные мировые технологические операторы – крупные нефтесервисные компании – являются американскими: Schlumberger,

Halliburton, Baker&Hughes, Weather Ford, Trican [Аверьянова, 2015].

Более того, рост добычи УВ из сланцевых формаций, безусловно, позволил преодолеть кризисные явления в местных экономиках и положительно повлиял на смежные отрасли. В США в 2012 г. 7000 нефтегазовых компаний были вовлечены в разработку нетрадиционных скоплений УВ, включая 2000 сервисных операторов. В то же время в этой отрасли работало 2 миллиона человек, получивших 175 млрд. долл. США годовой зарплаты. Безусловно глобальный энергетический кризис и падение стоимости УВ сырья оказали негативное влияние на дальнейшее развитие этого сектора экономики.

Применение опыта США (с учетом постоянного прогресса в технологиях) во многих бассейнах мира даже при наличии там сформированных промышленных скоплений УВ сланцевых формаций (см. рис. 1) вряд ли произойдет в ближайшие годы в силу недостаточности водных ресурсов, климатических условий, экологических, экономических и правовых ограничений.

Уже сегодня ясно, что многие страны, включая Россию, обладают значительным УВ потенциалом сланцевых формаций, а перспективы их вовлечения в хозяйственный оборот будут зависеть от конкретных конъюнктурных и законодательных условий.

Таким образом, к факторам «жизнеспособности» в нефтегазовом секторе нетрадиционных ресурсов можно отнести их объёмы, особенности региональной геологии, доступность к месту разработки для операторов и сервисных компаний, инфраструктуру, наличие специально обученного персонала, достаточность водных ресурсов, небольшую плотность населения, отсутствие или наличие конкуренции с традиционными или другими ресурсами, благоприятный налоговый режим.

Сильным экономическим фактором, жестко изменяющим существующие реалии, иногда даже аннулирующим все остальные сильные факторы, является геополитическая воля главных стран производителей и потребителей УВ.

Утончённые цифры (на начало 2014 г.) энергетического обзора Агентства энергетической информации Министерства энергетики США, подготовленного совместно с Advanced Resources International (ARI) в июне 2013 г. [EIA, 2013], где приведены технически извлекаемые ресурсы 42 стран, составляли более 206 трлн. м³ газа и 47 млрд. т нефти, включая нефть из плотных пород-коллекторов и газоконденсат (табл. 2, 3).

К технически извлекаемым отнесены все те запасы, которые могут быть извлечены с помощью имеющихся технологий отраслевой практики на момент оценки. Оценка основана на построении геологических моделей и методологии, которая определяла различные

единицы оценки типов накопления (обычный или непрерывный), структурный контроль, литологию и петрофизические свойства, толщины пластов, уровень термической зрелости ОБ, типы нефти, мощности покрывающих пород.

Таблица 2

Технически извлекаемые ресурсы нефти из сланцев и плотных пород-коллекторов по данным EIA, ARI на январь 2014 г. и на сентябрь 2015 г. [EIA, 2014, 2015]

2013 г. ранг	Страны	Нефть, млрд. т	2015 г. ранг	Страны	Нефть, млрд. т
1	Россия	10,23	1	США	10,67
2	США	7,91	2	Россия	10,18
3	Китай	4,37	3	Китай	4,39
4	Аргентина	3,41	4	Аргентина	3,68
5	Ливия	3,55	5	Ливия	3,56
6	Австралия	2,46	6	Чад	2,21
7	Венесуэла	1,77	7	Венесуэла	1,83
8	Мексика	1,77	8	Мексика	1,79
9	Пакистан	1,23	9	Пакистан	1,24
10	Канада	1,23	10	Канада	1,20
Общие мировые		47,07	Общие мировые		57,15

Таблица 3

Технически извлекаемые ресурсы газа из сланцев по данным EIA, ARI на январь 2014 г. и на сентябрь 2015 г. [EIA, 2014, 2015]

2013 г. ранг	Страны	Газ, трлн. м ³	2015 г. ранг	Страны	Газ, трлн. м ³
1	Китай	31,58	1	Китай	31,58
2	Аргентина	22,71	2	Аргентина	22,70
3	Алжир	20,02	3	Алжир	20,02
4	США	18,83	4	США	17,63
5	Канада	16,23	5	Канада	16,22
6	Мексика	15,43	6	Мексика	15,44
7	Австралия	12,38	7	Австралия	12,16
8	Южная Африка	11,04	8	Южная Африка	11,04
9	Россия	8,07	9	Россия	8,06
10	Бразилия	6,94	10	Бразилия	6,94
Общие мировые		206,71	Общие мировые		214,57

В аналитических отчётах Министерства энергетики США в 2013 г. не встречается разделение на нефть из плотных пород и нефть сланцевых формаций, даётся объединенный прогноз по нефти из плотных пород, к которым отнесены все низкопоровые, низкопроницаемые, а также экстраплотные породы, включая отложения сланцев, силицитовых мелов, аргиллитов, которые при горизонтальном бурении с гидроразрывом пласта дают высокие первоначальные дебиты. По газу представлено разделение на газ из плотных пород-коллекторов и газ из сланцевых формаций.

По нефти в 2013 г. лидировала Россия с 10 млрд. т нефти, для США были приведены две оценки: EIA указала 7,9 млрд. т нефти, ARI – меньше на 1,4 млрд. т. Приведены обобщенные данные по нефти сланцевых формаций и плотных пород-коллекторов, что сразу размывает их оценку (которые 21 мая 2014 г. были официально значительно уменьшены EIA из-за снижения на 96% ресурсов формации Monterey). Для США по газу тоже приведены две оценки: EIA – 18,6 трлн. м³, ARI – около 30 трлн. м³. Россия с 8 трлн. м³ газа занимала 9-е место.

В конце 2014 г. в отчёт вошли данные по ещё 4 странам с общими ресурсами 9,22 трлн. м³ по газу и 7,59 млрд. т по нефти: Казахстан (0,78 трлн. м³ газа, 1,45 млрд. т нефти), Чад (1,26 трлн. м³ газа, 2,21 млрд. т нефти), Оман (1,37 трлн. м³ газа, 0,85 млрд. т нефти) и Объединённые Арабские Эмираты (5,81 трлн. м³ газа, 3,08 млрд. т нефти).

В сентябре 2015 г. США уточнили оценку своих технически извлекаемых ресурсов УВ, увеличив показатели по нефти до 10,67 млрд. т и выйдя на 1 место в мире, а также уменьшив показатель по газу до 17,63 трлн. м³ и сохранив 4 позицию (см. табл. 2, 3).

В оценке ресурсов и запасов нетрадиционных УВ есть многочисленные «неточности», что является сюжетом для ревизии снизу доверху. По контрасту с ресурсами и запасами традиционных УВ, которые остаются на определенном уровне долгое время (среднее падение 5% в год), нетрадиционные часто характеризуются существенным падением с начала их разработки. Скважины в сланцевых формациях Северной Дакоты в США показывают падение в 44%, а некоторые и до 70% в год. Адаптация компаний к этим условиям отражается в бурении новых скважин в течении 30 дней.

Для оценки традиционных УВ ресурсов с начала 1990-х гг. используются расчеты, основанные на показателях выделенных нефтегазовых систем и их геохимических характеристик. Нефтегазовые системы нетрадиционных скоплений УВ в сравнении с традиционными отличаются неполным набором элементов системы – отсутствием транзитных толщ и традиционных коллекторов, которой сопровождается неполный набор процессов (миграция, перетоки, аккумуляция). Они либо отсутствуют, либо весьма незначительны, либо существенно отличаются (удержание и рассеивание УВ в нефтематеринских породах и латерально и вертикально их замещающих).

При общем сходстве систем оценка в существенной мере видоизменяется, поскольку процессы, описывающие и контролируемые системы, также различны. Нефтегазовые системы, связанные с нетрадиционными залежами в сланцевых толщах, представляют собой эволюционно незавершенные (нереализованные полностью) нефтегазовые системы

[Прищепа, Аверьянова, 2014].

Элемент оценки нефтегазовой системы нетрадиционного скопления УВ – вероятностная выделенная единица, охарактеризованная за счет сравнения параметров, полученных непосредственно в ней (при сейсмических исследованиях, при разбуривании единичными скважинами и оценке параметров по ГИС и керну) и параметров эталонного участка, сформированных в результате анализа бурения многочисленных скважин, или, по крайней мере, скважин с оценкой продуктивности соответствующей толщи.

Сами оценки являются весьма приблизительными в силу существенно меньшей геологической изученности по сравнению с американскими бассейнами и неопределенными в связи со специфичностью объектов изучения, которым ранее либо не придавалось значения, либо они рассматривались исключительно как объекты, генерирующие (или транспортирующие) УВ, но не являющиеся предметом промышленного освоения.

Для решения управленческих задач при подсчете УВ ресурсов должно быть пробурено достаточное количество скважин на близком расстоянии друг от друга - чем меньше скважин и больше расстояние, тем ниже достоверность оценки ресурсов. Даже на этапе значительной разбуренности элемента участка будет проявляться вариативность как в количестве добываемого УВ продукта от скважины к скважине, так и в продолжительности жизни этих скважин. При разработке методологии подсчета запасов УВ в нее должна быть заложена оценка вероятности [Нефть и газ..., 2014].

Таким образом, подсчет запасов УВ в нетрадиционных скоплениях должен основываться на двух величинах: вероятности и устойчивости производства (в границах выделенной залежи возможно устойчивое и продолжительное по времени производство). При оценке ресурсов часто используют традиционные методики, «подстраивая» их под нетрадиционные скопления.

В первом приближении потенциал системы может быть оценен как потенциал зоны нефтегазонакопления (при ее понимании как части нефтегазоносного комплекса, контролируемого региональным флюидоупором) при применении комплексирования метода геологических аналогий и многомерного бассейнового моделирования [Прищепа, 2011].

При оценке нефтегазовая система, а точнее закартированная часть перспективной толщи, приравнивается к одной, а иногда и к нескольким единицам оценки. Граница между неоткрытыми и предполагаемыми ресурсами «размыта» вследствие теоретических предположений и геологических знаний существования и местоположения непрерывных скоплений.

Резюмируя все выше сказанное, можно определить целевую направленность выделения нефтегазовых систем в различных осадочных бассейнах для оценки ресурсов УВ. Обычно объектом оценки ресурсов выбирается нефтегазовый комплекс или в зарубежном подходе play. Например, к практике подсчета, базирующейся на оценке нефтегазовой системы, геологическая служба США перешла с 2000 г., когда ею были обновлены подсчитанные в 1995 г. ресурсы УВ с использованием подхода к оценке по plays. Геологической службой была также осуществлена оценка мировых ресурсов по региональным уровням.

При системно-методическом подходе к оценке нефтегазовых систем используются такие геолого-геохимические характеристики как:

для нефтегазоматеринских толщ - устанавливаются возраст, тип и время максимальной зрелости ОБ в них,

для коллекторов - возраст, условия накопления и литология,

для покрышек изучается литология,

для ловушек – их типы,

что позволяет получить существенно отличающиеся от оцененных по методу геологических аналогий объемы ресурсов.

T.S. Ahibrant с соавторами в 2005 г. впервые оценили 149 достоверных и 10 вероятных нефтегазовых систем мира, выделенных геологической службой США, в большинстве из которых доминирует нефтегазоматеринский кероген II типа [Ahibrant et al., 2005]. Оценки американских исследователей по нефтегазовым системам осадочных бассейнов России были основаны на данных еще советского периода, и отечественными специалистами в рамках концепции нефтегазовых систем никем не обновлялись (табл. 4).

Показательна уточненная оценка 2015 г. общей суммы генерации нефти и ее составляющих – миграционной и остаточной для нефтегазоматеринских толщ континентальной России Т.К. Баженовой (табл. 4). Во ВНИГРИ выполнена и другая оценка, сделанная впервые О.М. Прищепой в 2014 г. и уточненная в 2016 г. для ресурсов и технически извлекаемых ресурсов УВ в нефтегазоматеринских сланцевых формациях России¹ (табл. 5).

¹ Фазовый состав УВ определялся соответственно стадиям катагенеза ОБ. Оценка технически извлекаемой части сделана исходя из расчета в 5% для рассеянных и 10% для сохраненных в очагах жидких УВ; 10% для рассеянных и 20% для сохраненных по газообразным УВ.

Таблица 4

Оценка ресурсов углеводородов сланцевых материнских формаций России
 ([Аверьянова, 2015] с дополнениями)

Название формации и её площадь	Баженова Т.К., 2015	Прищепина О.М., 2014		Ahlbrandt et al., 2005		EIA, 2013	
	остаточное количество нефти в формации, млрд. т	технически извлекаемые ресурсы		будущая нефть нефтегазовых систем		технически извлекаемые ресурсы	
		нефти, млрд. т	газа, трлн. м ³	нефти, млрд. т	газа, трлн. м ³	нефти, млрд. т	газа, трлн. м ³
Доманиковская формация: Тимано-Печорская провинция 190 000 км ² Волго-Уральская провинция 600 000 км ²	58,6	8,3	4,6	2,03	1,67	-	-
	218,0	9,5	3,5	3,25	2,35		
Куонамская формация 634 000 км ²	250,0	1,7	11,2	-	-	-	-
Баженовская формация ~1 500 000 км ²	1700,0	26,45	9,38	15,7	4,7	10,1	8
Хадумская / Майкопская* свита 160 000 км ² ~200 000 км ²	197,0	-	-	4,5*	5,9*	-	-
Лландоверийская свита Калининградская обл. 15 000 км ²	2-4	-	-	-	-	0,164	-

Для сравнения приведем цифры оценки ресурсов нефти доманиковской формации (без учета ее формационных аналогов, расположенных выше по разрезу) Тимано-Печорской провинции, полученные при использовании балансового метода, когда были отдельно определены масштабы генерации и эмиграции нефти на основе средневзвешенных по разрезу содержаний ОБ, оценен уровень катагенеза и использованы разработанные во ВНИГРИ модели. Масштабы генерации для диапазона катагенеза ОБ МК1-МК3 определены в 117,5 млрд. т, для диапазона МК4-5 - АК2-3 - 93,1 млрд. т и соответственно всего - 210,6 млрд. т. Масштабы эмиграции определены для указанного интервала в 177,0 млрд. т нефти.

Таблица 5

Оценка ресурсов углеводородов сланцевых формаций России (по [Прищепа, 2016])

Доманиковская формация (Восточно-Европейская платформа)			
Тимано-Печорская провинция			
Рассеянные УВ	нефть – 42 млрд. т	УВ в очагах генерации	нефть – 32 млрд. т
	газ – 22 трлн. м ³		газ - 12 трлн. м ³
Всего по провинции: нефть – 74 млрд. т (5,3 млрд. т технически извлекаемые), газ - 34 трлн. м ³ (4,8 трлн. м ³ технически извлекаемые)			
Волго-Уральская провинция			
Рассеянные УВ	нефть – 34 млрд. т	УВ в очагах генерации	нефть – 48 млрд. т
	газ – 23 трлн. м ³		газ - 6 трлн. м ³
Всего по провинции: нефть – 82 млрд. т (6,5 млрд. т технически извлекаемые), газ – 29 трлн. м ³ (3,5 трлн. м ³ технически извлекаемые)			
Всего по доманиковской формации для платформы: нефть – 156 млрд. т; газ - 63 трлн. м ³ технически извлекаемые – нефть – 11,8 млрд. т; газ – 8,3 трлн. м ³			
Куонамская формация (Сибирская платформа)			
Рассеянные УВ	нефть – 22 млрд. т	УВ в очагах генерации	нефть - 6 млрд. т
	газ - н/з		газ – 56 млрд. м ³
Всего по куонамской формации технически извлекаемые: нефть – 1,7 млрд. т; газ – 11,2 трлн. м ³			
Баженовская формация (Западно-Сибирская платформа)			
Рассеянные УВ	нефть – 195 млрд. т	УВ в очагах генерации	нефть – 167 млрд. т
	газ – 45,8 трлн. м ³		газ - 24 трлн. м ³
Всего по баженовской формации технически извлекаемые: нефть 26,5 млрд. т; газ – 9,4 трлн. м ³			

При принятии коэффициента сохранности 0,4 в зонах генерации объем ресурсов жидких УВ оценивается в 63,2 млрд. т, при принятии коэффициента концентрации для эмигрировавших УВ - 0,1 объем жидких оценен в 17,7 млрд. т. По сумме геологических ресурсов, сохраненных в зонах генерации и сконцентрированных в них же или в сопряженных с ними низкопроницаемых коллекторах, оценка составляет 80,9 млрд. т нефти, что на четверть меньше, чем при расчетах по вышеуказанному подходу, когда оценивалась вся толща доманикитов и доманикоидов. В целом, оценки геологических ресурсов нефти для Тимано-Печорской провинции вполне сопоставимы - 74 и 81 млрд. т.

Об УВ потенциале нефтематеринских толщ Кавказа можно судить по расчетным показателям Т.К. Баженовой. Так, по данным исследований при условной площади

200 тыс. км² масштабы генерации нефти в майкопской свите составили 304 млрд. т; масштабы эмиграции – 208 млрд. т; сумма «остаточной нефти» – 96 млрд. т; в хадумском горизонте Р₃ масштабы генерации – 252 млрд. т, масштабы эмиграции – 55 млрд. т; «остаточная нефть» - 197 млрд. т [Баженова, 2015].

Российские ученые оперируют несколько иной понятийной базой, имея огромные теоретические и практические достижения в области оценки потенциала нефтегазоматеринских толщ и миграционных процессов, наиболее часто обсуждают возможности эмиграции, аккумуляции и сохранности после аккумуляции, объемы которой оцениваются в трудах С.Г. Неручева от 5 до 10%. Обсуждение объемов, сохранившихся УВ непосредственно в толщах генерации, с точки зрения крайне неблагоприятных коллекторских свойств таких толщ, также не имело практической направленности и соответствующего развития представлений.

По мнению специалистов ВНИГРИ, изучавших состав битумоидов в нефтематеринских толщах, достигших термодинамических условий стадии генерации УВ, одновременное присутствие как сингенетичных, так и эпигенетичных битумоидов, свидетельствует о единстве состава ОВ, из которого они были образованы. При этом оценка объемов нефтяных и газовых УВ свидетельствует о крайне незначительной доле аккумулированных и сохраненных УВ от общей генерированной массы [Неручев, Смирнов, 2008]. Однако о сохранности генерированных и оставшихся УВ в нефтематеринских толщах можно будет говорить только после специальных исследований.

Безусловно, концепции, разрабатываемые за границей и российскими специалистами, имеют одну и ту же генетическую основу онтогенеза УВ. При указании типа ОВ подразумевается мацеральный состав керогена, концентрация РОВ на единицу объема и термическая зрелость ОВ. Концентрация органического углерода в потенциально материнской породе является критическим параметром, отвечающим за объемы генерированных УВ и при содержании менее 1 масс.% не рассматривается. Время «созревания» ОВ находится в прямой зависимости от палеотемпературной истории.

Заключение

Основой технологических и промышленных достижений в области прогноза нетрадиционных скоплений стали предварительные оценки огромного потенциала и целенаправленные научные исследования по изучению строения углеводородсодержащих сланцевых толщ.

В исследованиях многих российских ученых показан огромный масштаб

генерированных УВ в нефтематеринских толщах сланцевых формаций России. По значимости нефтегазоматеринские формации России можно разместить в следующем порядке [Баженова, 2015]: баженовская свита верхней юры Западно-Сибирского НГБ; доманиковская формация Тимано-Печорского и Волго-Уральского осадочных бассейнов; куонамская свита нижнего среднего кембрия востока Сибирской платформы; граптолитовые сланцы нижнего силура запада Сибирской платформы; сланцы нижнего силура Балтийской синеклизы Калининградской области; малгинская и ирэмэкенская свиты рифея Сибирской платформы; кумская свита и хадумский горизонт кайнозоя Предкавказья; пиленгская свита олигоцена Восточного Сахалина (см. рис. 1, табл. 5).

Однако специалисты сходятся во мнении о недостаточности информации об аккумуляционной доле генерированных УВ в самих нефтематеринских толщах. И, если в американских сланцевых формациях преобладающей частью добываемых из материнских толщ УВ является газ, то российскими учеными рассматриваются возможности добычи нефти.

Значительное количество установленных нетрадиционных ресурсов УВ в США между 2013 и 2015 гг. было достигнуто благодаря упрощенным схемам инвестиций и выгодным кредитам, которые ассоциировались с улучшенными результатами ультрасовременных методов исследований (геофизических, геохимических, геологических). Эффективность и точность быстро адаптированных технологий бурения также гарантировали успешность нефтегеологической разведки нетрадиционных ресурсов УВ.

Существующий опыт по освоению ресурсов в углеводородсодержащих сланцевых толщах указывает на необходимость изучения характеристик и структуры, присутствия и состава вмещающих толщ и УВ, а также на необходимость применения современной аналитической исследовательской аппаратуры и новых геофизических и, особенно, геохимических методов исследований. Во-вторых, при целевых объектах - нетрадиционных скоплениях УВ, необходимым становится применение принципиально иных подходов к их изучению, поисковым работам и освоению с применением новых технологий, которые в последние десятилетия сделали возможной коммерциализацию извлекаемых из сланцевых толщ УВ.

Литература

Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций / Автореферат дис. ... канд-та геол.-минерал. наук: 25.00.12. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2015. – 24 с.

Баженова Т.К. Битуминовые толщи России и оценка ресурсов УВ // Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники углеводородного сырья. Проблемы, перспективы, прогнозы: сб. докладов конференции. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2015. - 1 CD-R

Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. - 2006. – № 3. – С. 101–120.

Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Труды XXV сессии Международного геологического конгресса. Доклады советских геологов. Горючие ископаемые. – М.: Наука, 1976. – С. 42-62.

Неручев С.Г., Смирнов С.В. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе онтогенеза // Теория и практика нефтегеологического прогноза: сб. статей. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С. 7-26.

Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ - резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О.М. Прищепы. - СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. - 323 с. - Труды ВНИГРИ.

Прищепа О., Аверьянова О. Нефтегазоносные сланцы Восточно-Европейской платформы // Oil&Gas Journal Russia. - 2014. - №1-2. - С. 48-52.

Прищепа О.М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазоаккумуляции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. - Т.6. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf

Прищепа О.М. Проблемы воспроизводства запасов углеводородов: арктический шельф и (или) трудноизвлекаемые запасы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. - №1-2. – С.18-34.

Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С.Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.

Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.

Ahlbrandt T.S., Charpentier R.R., Klett T.R., Schmoker J., Schenk C.J. Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems / G. Ulmishek (eds.) // AAPG Memoir 86. - 2005. - 324 p.

Al Duhailan M. Petroleum-expulsion fracturing in organic-rich shales: genesis and impact on unconventional pervasive petroleum systems. - Colorado School of Mines, 2014 – 227 p.

Doust H. Sedimentary basin evolution and conventional and unconventional petroleum system development // Swiss bulletin for applied geology. - 2011. - V. 16/2. - PP. 57-62.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-327745>

EIA: World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment/ Report prepared for US Energy Information Administration by Advanced Resources International Inc., May, 17, 2013. URL: <http://www.eia.gov>.

Meyer P.K. Shale source rocks a game-changer due to 8-to-1 resource potential // Oil & Gas Journal 05/07/2012. - <http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-5/exploration-development/shale-source-rocks-a-game.html>

Averyanova O.Yu.

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

Morariu D.

Independent expert - petroleum geologist, Geneva, Switzerland, morariu45@gmail.com

ASSESSMENTS COMPLEXITY OF PETROLEUM SYSTEMS HYDROCARBON POTENTIAL

The current level of hydrocarbon potential evaluation of unconventional hydrocarbon accumulations is analysed. The approaches to the evaluation of technically recoverable hydrocarbon resources from source rocks of various sedimentary basins are discussed, for this purpose the calculations based on parameters of selected petroleum systems and their geochemical characteristics are applied.

Keywords: petroleum system, source rocks, hydrocarbon technically recoverable resources, hydrocarbon potential evaluation.

References

Ahlbrandt T.S., Charpentier R.R., Klett T.R., Schmoker J., Schenk C.J. Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems. G. Ulmishek (eds.). AAPG Memoir 86, 2005, 324 p.

Al Duhailan M. Petroleum-expulsion fracturing in organic-rich shales: genesis and impact on unconventional pervasive petroleum systems. - Colorado School of Mines, 2014 – 227 r.

Aver'yanova O.Yu. *Neftegazovye sistemy slantsevykh materinskikh formatsiy* [Petroleum systems of shale source formations]. Synopsis of dissertation for the degree of PhD in geological and mineralogical sciences. St. Petersburg: VNIGRI, 2015, 24 p.

Bazhenova T.K. *Bituminoznye tolshchi Rossii i otsenka resursov UV* [Bituminous strata of Russia and hydrocarbon resources evaluation]. *Trudnoizvlekaemye zapasy i netraditsionnye istochniki uglevodorodnogo syr'ya. Problemy, perspektivy, prognozy: Proceedings of the conference.* St. Petersburg: VNIGRI, 2015. 1 CD-R

Doust H. Sedimentary basin evolution and conventional and unconventional petroleum system development. *Swiss bulletin for applied geology.* - 2011. - V. 16/2. - PP. 57-62. DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-327745>

EIA: World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Report prepared for US Energy Information Administration by Advanced Resources International Inc., May, 17, 2013. URL: <http://www.eia.gov>

Khant Dzh. *Geokhimiya i geologiya nefti i gaza* [Geochemistry and geology of oil and gas]. Moscow: Mir, 1982, 704 p.

Lopatin N.V. *Kontseptsiya neftegazovykh generatsionno-akkumulyatsionnykh sistem kak integriruyushchee nachalo v obosnovanii poiskovo-razvedochnykh rabot* [The concept of petroleum generation-accumulative systems as the integrating principle in exploration substantiation]. *Geoinformatika*, 2006, no. 3, p. 101–120.

Meyer P.K. Shale source rocks a game-changer due to 8-to-1 resource potential. *Oil & Gas Journal* 05/07/2012. <http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-5/exploration-development/shale-source-rocks-a-game.html>

Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevykh tolshch - rezerv syr'evoy bazy uglevodorodov Rossii [Oil and gas in low-permeability shale strata - Russia reserves of raw hydrocarbon base]. O.M. Prishchepa, O.Yu. Aver'yanova, A.A. Il'inskiy, D. Morariu; Editor. O.M. Prishchepa St. Petersburg: VNIGRI, 2014, 323 p. *Trudy VNIGRI.*

Neruchev S.G., Smirnov S.V. *Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove ontogeneza* [Assessment of potential hydrocarbon resources on the basis of ontogenesis]. *Teoriya i*

praktika neftegeologicheskogo prognoza: sb. statey. St. Petersburg: VNIGRI, 2008, p. 7-26.

Neruchev S.G., Vassoevich N.B., Lopatin N.V. *O shkale katageneza v svyazi s neftegazobrazovaniem* [On the scale of katagenesis in connection with oil and gas formation]. Proceedings of the International Geological Congress. Reports of Soviet geologists. Fossil Fuels. Moscow: Nauka, 1976, p. 42-62.

Prischepa O., Aver'yanova O. *Neftegazonosnye slantsy Vostochno-Evropeyskoy platformy* [Oil and gas bearing shales of the East European platform]. Oil & Gas Journal Russia, 2014, no. 1-2, p. 48-52.

Prischepa O.M. *Kompleksnyy sposob kolichestvennoy otsenki resursov nefti i gaza v zonakh neftegazonakopleniya* [Comprehensive way to quantify the oil and gas resources in petroleum accumulation areas]. Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2011, vol. 6, no. 4, http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf

Spravochnik po geokhimii nefti i gaza [Handbook on geochemistry of oil and gas]. Editor S.G. Neruchev. St. Petersburg: Nedra, 1998, 576 p.

© Аверьянова О.Ю., Морариу Д., 2016