

УДК 552.13

Своим учителям и старшим товарищам – геологам-газовикам, нефтяникам и угольщикам – В.Г. Васильеву, Н.Б. Вассоевичу, И.В. Высоцкому, М.В. Голицыну, И.В. Еремину, В.И. Ермакову, А.Л. Козлову, Ю.Г. Лапчинскому, В.П. Савченко, В.И. Старосельскому, В.П. Ступакову, Л.В. Токареву, Н.Ю. Успенской – посвящаю. Их трудами мы пользуемся, их мыслями мы живем, их дело мы продолжаем!

Парагенезис горючих ископаемых в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста

В.А. Скоробогатов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

горючие ископаемые, парагенезис, газ, нефть, уголь, горючие сланцы, осадочный бассейн, органическое вещество, баженовская свита, Западная Сибирь.

Тезисы. В статье рассматриваются вопросы парагенетических связей (взаимозависимого и взаимообусловленного образования в земных недрах) горючих ископаемых – твердых (угля и сланцев), жидких (нефти), газообразных (природного и свободного газа) – в ряде осадочных бассейнов Северной Евразии (России), Центральной и Восточной Азии, Австралии и мира в целом. Показаны четкие связи образования месторождений и залежей свободного газа и континентальных угленосных толщ, а также нефти и полуконцентрированной органики морских формаций. Детально парагенезис горючих ископаемых изучен на примерах Западно-Сибирского мегабассейна, Вилюйской впадины, ряда бассейнов Западной и Центральной Европы.

Установлено, что все уникальные и большинство гигантских по запасам газосодержащих месторождений в мире с залежами в терригенных толщах связаны с неморскими сероцветными угленосными породами карбона, перми, средней юры, неокон-апта и альба-сеномана. Большинство нефтей в осадочных бассейнах мира генетически связаны с полуконцентрированным сапропелевым органическим веществом морских глин и глинисто-кремнисто-карбонатных пород (баженовская свита Западной Сибири, глинистые карбонаты Арабо-Персидской мегапровинции и др. с содержанием органического углерода ($C_{орг}$) от 10...12 до 20 % и более). Высокопарафиновые нефти связаны как с углями, так и с глинами озерного генезиса, высокообогащенными сапропелево-гумусовой органикой (содержание $C_{орг}$ составляет от 5...7 до 10 % и более).

Показана прогностическая значимость парагенетических связей горючих ископаемых с формациями разного типа и возраста для малоизученных регионов и комплексов пород, в частности, для арктических шельфовых бассейнов Северной Евразии.

Глина с нефтью – что мать с дочкой, но последняя недалеко удаляется от «...мест рождения».

Уголь с газом – что отец с сыном: первый стар и неподвижен, второй молод и вездесущ.

К горючим ископаемым (ГИ) относят уголь, горючие и углистые сланцы, нефть и газ, образующие месторождения (залежи) в недрах осадочных бассейнов (ОБ) Земли в подземных терригенных и карбонатных резервуарах – песчаниках и известняках (твердое, жидкое и газообразное фазообособленные состояния). В понимании автора парагенезис горючих ископаемых – это совместное, взаимообусловленное происхождение, а часто и залегание угля, газа и нефти в земных недрах.

Газ, нефть и уголь в континентальных, а иногда и в прибрежно-морских сероцветных толщах составляют «сообщество» горючих ископаемых, находящихся в парагенетической связи. Они и едины, и в то же время различны по состоянию (газообразное,

жидкое и твердое) и свойствам (сверхподвижность свободного газа (СГ), ограниченная миграционная способность нефти и зафиксированное сотни миллионов лет неподвижное состояние угля). При этом ГИ практически одинаковы по составу – углеводороды (С-Н) с незначительными примесями других элементов (N, O, S и др.) – и были порождены разнообразной и единой биологической жизнью в фанерозойское время (накопление углей – с середины девона).

Вопросами взаимозависимого происхождения ГИ занимались многие отечественные и зарубежные исследователи – геологи и геохимики нефтегазового и угольного профиля: Г.А. Амосов, Н.Б. Вассоевич, Э.М. Галимов, А.Н. Гусева, В.И. Ермаков, Н.В. Лопатин, В.А. Скоробогатов, В.А. Соколов, В.П. Ступаков и Дай Динсин, Д. Вельте, Б. Тиссо, Дж. Хант, Х. Хедберг и др. Эти проблемы изучаются около 100 лет, опубликована обширная литература по всем аспектам происхождения ГИ, размещения и прогнозирования месторождений угля, газа и нефти – углеводородов (УВ), оценкам их геологических и извлекаемых ресурсов, в том числе сделаны крупные обобщения [1–17]. Между тем, все еще слабо освещен ряд вопросов, прежде всего по парагенетическим связям и пространственным взаимоотношениям угля и газа, угля и нефти, высокобитуминозной глины и нефти, нефти и газа в недрах, причем полигенетичность последних, особенно газа, не вызывает сомнений [7, 9, 11, 17–21].

Приповерхностную часть земной коры осложняют не менее 600 ОБ, мегабассейнов (площадью более 2 млн км² каждый) и суббассейнов, из которых 240 – нефтегазные (НГБ), когда нефти больше, чем газа,

и газонефтеносные (ГНБ), когда запасы и ресурсы СГ превышают таковые нефти. Ряд ОБ и суббассейнов являются угленосными (УБ), точнее, углегазосными, открытого (без верхних изолирующих покрышек) и закрытого типов. В разрезе многих бассейнов в верхних горизонтах присутствуют угленосные/субугленосные толщи-формации (УФ/СУФ), а в средних и нижних горизонтах залегают нефтегазонасыщенные толщи, т.е. с залежами УВ. Во многих НГБ по периферии располагаются собственно УБ (в Западно-Сибирском осадочном мегабассейне (ЗСМБ) это Северососьвинский, Чулымский и Канско-Ачинский бассейны бурых углей, Тимано-Печорский НГБ и Печорский УБ и др.). В ряде регионов многие УБ являются одновременно газоносными (УГБ) и газонефтеносными: южные районы Североморского бассейна, Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ) и граничащий с ней на юго-востоке Донбасс, бассейны Ордос/Шанганьин и Сычуань в Китае и др., Предаппалачский в США, Купер-Эроманга в Австралии и многие другие. Еще больше ОБ, в которых в объеме неморских сероцветных формаций сосуществуют угли в виде пластов и линз, залежи СГ и реже нефти в песчано-алевролитовых коллекторах. Примеры УГБ приведены в табл. 1.

Опыт автора базируется на всестороннем изучении геологического строения и нефтегазосности многих ОБ мира [8, 9, 19, 22–24], но из них ведущие в плане познания проблем нефтегазовой геологии находятся в Восточном полушарии Земли, в частности в Евразии, а также Австралии. В структуре земной коры в пределах мегаконтинента Евразия и окружающих его морей насчитываются

Таблица 1

Типичные углегазосные бассейны, регионы и области мира

Возраст угле- и газосных формаций	кайнозой	Впадины Индонезии, шельфовые бассейны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), Гиппсленд (Австралия)
	мел в целом	Межгорные впадины Скалистых гор
	альб-сеноман	Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР)
	неоком-апт	Западно-Сибирский ОБ (Ямал, Гыдан), Карнарвон (Австралия)
	средняя юра	Западно-Сибирский ОБ (юго-восточная часть, НПТР), Североморский ОБ, Боуэн-Сурат
	пермтриас	Вилнойский ОБ, ОБ Китая
	средний карбон – нижняя пермь	Южно-Североморский суббассейн, ДДВ, Печорский ОБ, Кузнецкий ОБ, Донбасс, Купер, Ордос
	верхний девон – карбон	Предаппалачский ОБ

250 седиментационных мегабассейнов, бассейнов и суббассейнов различных тектонических типов и возрастов, в объеме которых неметаморфизованный осадочный чехол фанерозойского возраста имеет мощность от 2...3 до 15...17 км. Он представлен терригенными (песчано-алевролитоглинистыми), карбонатными, кремнистыми и вулканогенно-осадочными породами. К крупнейшим по размерам и объему осадков в северной части Евразии (СЕА) относятся: Западно-Европейский, Днепровско-Донецкий (ДДВ), Баренцевоморский, Волго-Уральский, Прикаспийский, Западно-Сибирский, Енисей-Ленский (Восточно-Сибирский), Вилюйский, Предкавказско-Мангышлакский, Амударьинский, Таримский, Ордосский, Сунляо, Охотоморский и др. [6, 22, 25].

Во многих бассейнах относительная доля неморских сероцветных и красноцветных терригенных толщ составляет от 30...40 до 70...80 %, редко до 100 %, в их составе до половины объема занимают породы УФ и СУФ с многочисленными пластами и линзами углей и углистых сланцев в возрастном диапазоне от среднего карбона до сеномана. В бассейнах Дальнего Востока (Россия и Китай) распространены угленосные и субугленосные толщи позднеюрского, мелового и кайнозойского возрастов [25, 26].

Процессы угленакопления в осадочных толщах различных типов и возрастов, но в континентальных условиях начались в среднем девоне с «выходом» растений на сушу и активно продолжают до настоящего времени. Периоды максимального угленакопления – это карбон, прежде всего средний (повсеместно), пермь, средняя юра – келловей (повсеместно), неокон-апт (в ряде ОБ), палеоген и неоген [7, 14, 16, 27].

Многие ОБ мира с осадками, накопившимися в позднем палеозое, мезозое и кайнозое, по факту открытий месторождений ГИ являются (нефте)газоугленосными, прежде всего закрытого типа, где УФ и СУФ перекрыты покрывками достаточно большой мощности (глинистыми, соленосными). Практически все ОБ открытого типа (Кузнецкий, Донбасский, Тунгусский, Лено-Вилюйский и многие другие) с промышленной угленосностью полностью или в значительной степени дегазированы за многие десятки – первые сотни миллионов лет, поскольку являются инверсионными в тектонодинамическом смысле.

Школы геологов-угольщиков Московского государственного университета и Института горючих ископаемых выполняли исследования твердых горючих ископаемых, в том числе их газонасыщенности, много десятилетий [18, 28–30]. Углегазовая школа ведущего научно-исследовательского института газовой отрасли – ныне ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – сформировалась в 1950–1960-е гг. и до настоящего времени проводит исследования связи скоплений природного газа и высокопарафиновой нефти в различных по генезису осадочных породах с континентальными угленосными сероцветными толщами. Наиболее активно эти вопросы изучались в 1970–1980-х гг. после открытия богатейших газоносных (газонефтеносных/нефтегазонаосных) провинций и областей: Западно-Сибирской, Амударьинской, Днепровско-Донецкой и Лено-Вилюйской, Центрально-Европейской (Североморской), Купер-Эроманга и Гипсленд в Австралии, бассейна Ордос (Шанганьин) в Китае и др. [6, 7, 9, 19, 21, 22, 25–27].

По степени концентрации органическое вещество (ОВ) в осадочных породах подразделяется: на рассеянное (РОВ) – содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$) составляет от 0,3 до 10 % на породу; полуконцентрированное (ПКОВ) – $C_{\text{орг}}$ содержится в количестве 10...50 %; концентрированное (КОВ) – угли с содержанием органической компоненты более 50 %, но менее 95 %, так как беззольные угли в природе не встречаются. В горючих (= битуминозных) сланцах вплоть до образования сапропелевых углей типа богхеда и кеннельского содержание $C_{\text{орг}}$ превышает 25...30 % (в углях 45...60 %). Вообще, фоссилизированное ОВ в породах составляют вещества трех генетических групп: гумусовой (микрокомпоненты витринит и фюзинит – остатки высших растений); сапропелевой (сапропелит – остатки жировых компонентов планктона и микроорганизмов, отложенных в морской и озерной обстановках); лейптинита / экзинита (устойчивые к разрушению фрагменты высших растений – смолы, воски, кутикулы, пыльца и др.). Встречаются, правда, редко, даже лейптинитовые угли (пыльцевый уголь и др.). Среди собственно углей преобладают гумусовые (гумолиты). В РОВ наблюдаются чаще всего смешанные разности (сапропелово-гумусовые / гумусово-сапропеловые / лейптинито-гумусово-сапропеловые и т.д.), накопившиеся как

в морской и дельтовой, так и в континентальной обстановках седиментогенеза [7, 9, 13, 14, 16].

Наиболее широкий спектр содержаний ОБ наблюдается в отложениях континентальных фаций: в сероцветах от 0,8...1,0 до 90 % (в углях), в красноцветах – доли процента (окисленная органика). В морской обстановке накапливаются глины и алевролиты с более узким и упорядоченным содержанием РОВ (в основном от 1,0 до 5,0 %, редко более – в среднем 1,5...3,0 %). Обычно мало ОБ содержат морские карбонаты (менее 1 %). Дельтовые толщи, как правило, обеднены РОВ (< 1,5 %) и крайне редко содержат пласты углей. Углистые сланцы, как и угли, образовались в спокойных пойменно-болотных фациальных условиях с малым привнесом минеральной компоненты. В гумидных озерных условиях часто накапливаются темно-серые глины с повышенным содержанием РОВ (3...9 %, редко более). Особо необходимо отметить формирование в морской, реже в озерной, обстановке горизонтов горючих (битуминозных) сланцев с современным содержанием сапропелевого ОБ 18...25 % (до 30 % в прослоях) в начале мезокатагенеза (показатель отражения витринита в масле) $R^o = 0,50...0,55$ %, грация МК₃) и до 7...8 % в среднем и позднем мезокатагенезе (МК₃/МК₄, $R^o = 1,10...1,40$ % – снижение происходит за счет термодеструкции ОБ). К ним относятся баженовская свита (БС, волжский ярус) в ЗСМБ (и одноименной мегапровинции ЗСМП) мощностью от 10...15 до 70...90 м, доманиковая формация позднего девона Волго-Уральской провинции (до 50 м), ордовикские куккерситы Прибалтики (содержание $C_{орг}$ – от 10...30 до 50 %, редко более), формация Баккен (девон, карбон) бассейна Уиллистон (США/Канада), свита Чиншанкоу озерного генезиса (нижний мел) ОБ Сунляу и др. [1, 2, 5, 31].

В зависимости от фациальных условий и исходной органики в породах накапливается собственно гумусовое (витринит + фюзинит), лейптинито-гумусовое (с содержанием лейптинитовых / экзинитовых микрокомпонентов от 5...10 до 30 %), сапропелевое (морские и озерные толщи, изначальный термин – озерный сапропель с малой примесью остатков высших растений) и смешанное ОБ в различных концентрациях, которые производят в ходе термотрансформации различные объемы углеводородных газов (УВГ) и массы битумоидов,

рассеянных в пластах-генераторах [3, 5, 8] на начальном – генерационном – этапе онтогенеза УВ [11, 21, 32]. Этот этап онтогенеза УВ является одновременно и самым длительным, поскольку генерация органических подвижных соединений (ОПС) происходит постоянно и непрерывно, начиная с диагенеза до начальной стадии метаморфизма.

Безусловно, уголь и высокоуглеродистые сланцы, включая горючие (битуминозные), – это самодостаточные виды ГИ: они залегают естественно там, где образовались в конце диагенеза – начале протокатагенеза из органической массы растительного, планктоногенного и бактериального происхождения, фоссилизированной и захороненной в континентальной, дельтовой и реже морской обстановках. Нефть и особенно газ – подвижные, мигрантоспособные части подземных геофлюидов. Они редко залегают *in situ* (на месте возникновения), образуя скопления после первичной и вторичной миграции в разнообразных ловушках в водонасыщенной среде природных резервуаров, и поиски их «генетических корней» часто бывают затруднены: в каких материнских толщах были генерированы УВГ и битумоиды? с материнским ОБ какого типа и состава они генетически связаны? какой путь прошли они до ловушек? Таким образом, первичны неподвижные формы ГИ, вторичны УВ с той или иной примесью углеводородных компонентов: газообразных (CO₂, N₂, H₂S) и твердых, но нефтерастворенных (смолы, асфальтены).

В аспекте онтогенеза УВ в земных недрах важнейшим «звеном» является генерационное, т.е. в каких толщах, в каком количестве (объем, масса) и за какое время были генерированы ОПС – жидкие и газообразные, поскольку в природных резервуарах внутри ловушек скапливается только то, что было генерировано в материнских (производящих) толщах в объеме относительно автономных генерационно-аккумуляционно-консервационных комплексов (АГАК) пород, изолированных сверху (часто и снизу) непроницаемыми отложениями от других, более древних или более молодых, комплексов.

Генерационные возможности пород того или иного генезиса зависят от содержания и типа ОБ, находящегося в них, а также от уровня их интегрального прогресса – степени катагенеза (углефикации), стандартно определяемой по R^o . Выделяют протокатагенез = бурые

угли в разрезе ($R^{\circ} \leq 0,5\%$), мезокатагенез (угли марок Д, Г, Ж, К, ОС, $R^{\circ} = 0,5 \dots 2,0$), апокатагенез (угли тощие и полуантрациты), метагенез (антрациты высоких марок) и метаморфизм (графит с содержанием $C_{\text{орг}} > 90\%$) [3, 5, 7].

По расчетам автора, базирующихся на многолетнем опыте исследований и расчетов геологов и геохимиков ВНИИГАЗа, 1 т гумусового ОВ выделяет около 100 м³ УВГ (в том числе метана до 98 %) к концу протокатагенеза (до уровня катагенеза МК₁, $R^{\circ} = 0,5\%$), и до 230 м³ к уровню катагенеза 1,22 %, когда остаточная органика всех типов переключается на газообразование (первичное в гумусовом, вторичное в сапропелевом ОВ). На тех же уровнях газовыделение в сапропелевом ОВ составляет соответственно менее 30 и около 300 м³ на 1 т [33]. Подчеркнем, что сапропелевое ОВ полностью реализует свой битумогенерирующий потенциал к уровню катагенеза 1,10...1,15 %, далее «переключается» на генерацию смеси УВ (газа и конденсата) за счет не только продолжающегося «выгорания» керогена, но и термодеструкции битумоидов пород и нефти в залежах [5].

Масштабное газообразование в морских и озерных толщах, обогащенных сапропелевым и смешанным (гумусово-сапропелевым / сапропелово-гумусовым) РОВ и ПКОВ, – вторичное по генезису – начинается на уровне $R^{\circ} \approx 1,20\%$ (жирно-коксовые угли в разрезе) и бурно происходит до конца апокатагенеза (антрациты). Необходимо подчеркнуть, что сапропелевое ОВ обладает значительно большей интегральной газогенерационной способностью по сравнению с гумусовым ОВ,

но только в жестких термобароглубинных и катагенетических условиях. При этом гумусовое ОВ любых концентраций выделяет немного битумоидов, сапропелевое – на порядок выше к «закрытию нефтяного окна», однако максимальными битумогенерационными и газоматеринскими возможностями обладает, по единодушному мнению ряда исследователей [6, 9, 12, 13, 33], лейптинитовое ОВ, но его содержание редко превышает 15...20 % в виде примеси во всех типах РОВ и ПКОВ, хотя встречаются и лейптинито-сапропелевые угли, почти нацело состоящие из этих микрокомпонентов (в Австралии в бассейне Гиппсленд и др.) [12, 13]. Характеристика типичных углей группы латроб приведена в табл. 2.

Анализ литолого-геохимических характеристик континентальных сероцветных толщ показывает, что, например, 1 пласт гумусового угля марок Д и Г мощностью 2 м (содержание $C_{\text{орг}} = 80\%$) в 100-метровом терригенном разрезе по генерационным возможностям эквивалентен глинистому пласту мощностью 65 либо 50 м при среднем содержании РОВ ($C_{\text{орг}}$) 2 либо 3 % соответственно. И если остальную часть разреза – 33 и 48 м – составляют песчаники и алевролиты с малым содержанием РОВ (0,5...0,8 %, как правило), наличие одного/нескольких пластов углей суммарной мощностью всего 2,5 м «заменяют» породы с рассеянной формой органики мощностью 97,5 м. В этом и заключается фундаментальная роль углей и сильно углистых глин в образовании ОПС в земных недрах [9, 23, 32, 34].

Угленасыщенность разрезов в УФ достигает 8...10 % (в 100 м – 8...10 м «сгруженного»

Таблица 2

Характеристика углей группы латроб (ОБ Гиппсленд, по Г. Шанмугаму¹, 1985 г.)

Характеристика углей	Побережье	Шельф
Возраст	Эоцен-миоцен	Поздний мел – эоцен
Суммарная мощность угля, м (%)	300 (50)	200 (5)
Марка	Лигниты	Битуминозные угли
Содержание $C_{\text{орг}}$, %	68	75...81
Мацеральный состав, % об.: витринит / экзинит / инертинит	92 / 8 / 1*	61 / 5 / 32*
Максимум экзинита, %	45	15
Отношение содержания водорода к содержанию углерода	0,78...1,2	0,8...0,85
R° , %	0,3...0,6	0,4...1,2

* Вариативные цифры

¹ См.: Shanmugam G. Significance of coniferous rain forest an related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland basin, Australia / G. Shanmugam //AAPG Bull. – 1985. – Т. 69. – № 8. – С. 1241–1254. – <https://doi.org/10.1306/AD462BC3-16F7-11D7-8645000102C1865D>

угля), в СУФ – 1,5...3 % и редко более, и только в безугольных и слабоугленосных озерных толщах эта величина составляет 0,5...1,0 %. Однако эти полученные эмпирическим путем (керна, данные промыслово-геофизических исследований) значения относятся к макроуглистости (пластам углей мощностью более 0,5 м, которые выделяются по результатам промыслово-геофизических исследований в скважинах) [5, 9, 35]. Часто угольные массы, составляющие мезо- (10...50 см) и микроуглистость (угольные линзы и пропластки мощностью менее 10 см), превышают массу содержащихся в разрезе «макроуглей». Таким образом, наиболее мощными продуцентами-генераторами УВГ в неморских сероцветных толщах являются угли и углистые сланцы (до уровня катагенеза $R^\circ = 1,20$ % и глубин от 2,0...2,5 до 4,0...4,5 км в зависимости от палео- и современных геотермоградиентов и максимальных палеогеотемператур). В более жестких термоглубинных и катагенетических условиях сапропелевые РОВ и ПКОВ сначала быстро догоняют по интегральным газогенерационным возможностям гумусовое ОВ, а потом и существенно его превосходят, однако открытым остается вопрос о масштабах накопления вторичного газа в карбонатных и особенно песчано-алевролитовых природных резервуарах на больших и сверхбольших глубинах, а также той его доли, которая может подниматься вверх по разрезу и подпитывать залежи с обычным мезокатагенетическим газом на средних и тем более малых глубинах.

В морских терригенных и особенно карбонатных высокопреобразованных толщах само вещество нефти внутри залежей становится источником СГ с повышенным и часто высоким (первоначально) содержанием сернистого конденсата (на уровнях катагенеза $МК_4$... $МК_5$, при R° от 1,30...1,35 до 1,80...1,90). Яркие примеры: высокогазонасыщенные легкие «морские» нефти месторождений юго-востока Прикаспийской впадины в среднем карбоне (Кашаган, Тенгиз и др.) и, возможно, Астраханское газоконденсатное месторождение юго-запада, которое ранее – первоначально – было нефтяным и только в мезозое трансформировалось в газоконденсатное.

По мнению ряда исследователей, газ и менее подвижная нефть в большинстве случаев залегают в виде скоплений в тех же АГАК

пород, где и были генерированы, и межкомплексные перетоки по разломам и опесчаненным зонам с частичным, а часто и полным их рассеиванием обычно не превышают первых процентов [13, 23, 35].

Геохимически газ и нефть, генерированные в породах с различными по составу ОВ, существенно различаются по многим параметрам, особенно это относится к нефтям [6–8, 13, 21].

Угольные газы (УГ), образовавшие залежи в УФ/СУФ в протокатагенезе, практически нацело состоят из метана (до 98...99 %), как и болотные газы (диагенез), с малой примесью азота, CO_2 и следами тяжелых УВГ. И в мезокатагенезе в УГ общее содержание тяжелых УВГ редко повышается до 8...10 % об. при резком преобладании этана над пропаном и бутаном [4, 21, 36]. В нефтяных газах, наоборот, содержание $C_3 + C_4$ постоянно превышает содержание этана (до начала термодеструкции нефти и нефтяного попутного газа).

Среди континентальных лейптинито-гумусовых нефтей, образующих различные по массе скопления в неморских толщах, обычно развиты высокопарафиновые с содержанием твердых алкановых длинноцепочечных УВ C_{16} ... C_{35} (парафинов) более 5 %, ультрапарафиновые (парафинов 10...30 %) и с «ураганным» содержанием парафинов (> 30 %). Они образовали ряд месторождений и залежей с промышленными запасами в ЗСМП, Южно-Мангышлакской и Терско-Каспийской областях Предкавказья, в ряде китайских нефтегазовых бассейнов (Сунляо и др.), в бассейнах Купер-Эроманга и Гипсленд Австралийского континента и др. [8, 9, 33]. Есть примеры получения полупромышленных притоков и нефтепроявлений с содержанием в нефти парафина от 30 до 43 %, а именно: Сенькинская площадь в Томской области, Челябинский грабен Урала и многие другие. Эти нефти связаны с лейптинито-гумусовым ОВ, в том числе с углями, в которых на фоне мощной генерации УВГ происходили образование (в интервале $R^\circ = 0,55$...1,10 %) и накопление высоко- и ультрапарафиновых нефтей, но чаще всего в виде мельчайших залежей и микроскопических скоплений в объеме УФ и СУФ. И если газовые струи формируются и вырываются из углей по мере образования миграционноспособных объемов газа [11], то с континентальной нефтью намного сложнее.

Главная причина маломасштабного участия собственно углей в формировании сколько-нибудь крупных скоплений нефти в объеме УФ и СУФ – эмиграционная, а именно отсутствие механизма первичной аккумуляции – стартовой позиции вторичной миграции – на границе уголь/песчаник (алевролит), весьма характерной для глинистых пластов на разделе глина/коллектор, даже в случае повышенных масштабов генерации жидких ОПС угольным веществом с содержанием лейптинитовой компоненты до 20...25 %.

Однако крупные скопления высокопарафиновых нефтей в большинстве ОБ мира связаны все же не с углями или углистыми глинами («сланцами»), а с РОВ смешанного типа (лейптинито-гумусово-сапропелевого) [6]. Рассмотрим парагенетические связи горючих ископаемых на примере осадочных бассейнов СЕА.

ЗСМБ. УФ слагают разрезы нижней-средней юры на юго-востоке и востоке, СУФ – в центральных и северных областях (НПТР, юг Ямала), но максимальной угленасыщенностью обладает неморская сероцветная толща готерива-баррема-апта (средние горизонты покурской свиты, вся танопчинская свита арктических областей ЗСМП) с многочисленными пластами углей единичной «фоновой» мощностью от 0,1 до 2...3 и даже до 5 м (обычные пласты имеют мощность 1...2 м) и общей мощностью «сгруженного» угля (= пласта-эквивалента) от 15...20 до 70 м и более [9, 23].

С углями, безусловно, сопряжены скопления СГ горизонтов ТП₁...ТП₂₂ с относительно невысоким содержанием конденсата (до 100...120 г/м³) и редкими оторочками высокопарафиновых нефтей на Ямале, Гыдане и в Южно-Карской области (ЮКО) [23, 35], а также весь сеноманский газ НПТР, генетически связанный с опесчаненной толщей средних и верхних горизонтов покурской свиты (готерив-сеноман), а с углями альб-сеноманского возраста – залежи сухого бесконденсатного газа в одновозрастных горизонтах Ямало-Карского региона и Гыданской области. (Это было доказано еще в семидесятые-восьмидесятые годы прошлого столетия [4, 7, 34 и др.] и подтверждено более поздними исследованиями [5, 21, 36].) Вместе с тем на газоносность сеномана в НПТР «работала» вся опесчаненная толща покурской свиты, и в гор. ПК₁₋₆ смешивался ранний УГ

неокома и апта (в конце мелового периода) и СУФ альба-сеномана (в палеогене).

В центральных районах Томской области (ареалы Васюганского и Пудинского сводов), Вахском нефтегазоносном районе (НГР) и на востоке Пур-Газовской нефтегазоносной области (НГО) СГ и высокопарафиновая нефть (содержание парафина – от 5...7 до 12...20 %) гор. Ю₁ (СГ) верхней юры (келловой-оксфорд) и гор. Ю₂₋₄ средней юры генетически связаны с одновозрастными углями и РОВ лейптинитогумусового типа, так же как и залежи нефти в выступах фундамента и коре выветривания на востоке Нюрольской впадины (материнская толща – нижняя юра со смешанными ПКОВ и РОВ лейптинито-гумусового и лейптинито-гумусово-сапропелевого типов [8, 24, 37] (рисунок).

С породами БС (морское сапропелевое ПКОВ с первоначальным содержанием $C_{орг}$ в протокатагенезе 22...30 % масс.) в центрально-западных районах ЗСМП связано формирование скоплений обычной нефти в гор. Ю₀ и ЮК₀₋₁ Салымского НГР и Фроловской НГО (автоаккумуляция в трещиноватых зонах в разрезе БС и абалакской свиты, но только на высокопрогретых участках, при температуре более 110...115 °С – вплоть до 135...140 °С; при этом полному разрушению нефти препятствуют изолированность системы и наличие аномально высокого пластового давления с коэффициентом аномальности $K_a = 1,4...1,7$) и сланцевой нефти («битумонефти») во всей западной половине Ханты-Мансийского округа (ХМАО) [1, 5, 31]. С породами БС генетически связано большинство залежей нефти в гор. Ю₁ и в ачимовской толще восточной половины Среднеобской области и Каймысовской НГО (эмиграция части подвижных битумоидов из БС в нижнее и верхнее полупространства), однако практически все нефти неокома и нижнего апта суть детища РОВ гумусово-сапропелевого типа одновозрастных толщ, поскольку генерационных возможностей БС, по расчетам, попросту не хватило для нефтенасыщения природных резервуаров всего неоком-аптского мегаобъема пород центральных и западных областей мегапровинции (600...700 м песчано-глинистого разреза) [5, 24].

Юрские нефти Фроловской и Приуральской НГО связаны с РОВ гумусово-сапропелевого и сапропелево-гумусового типов с малым

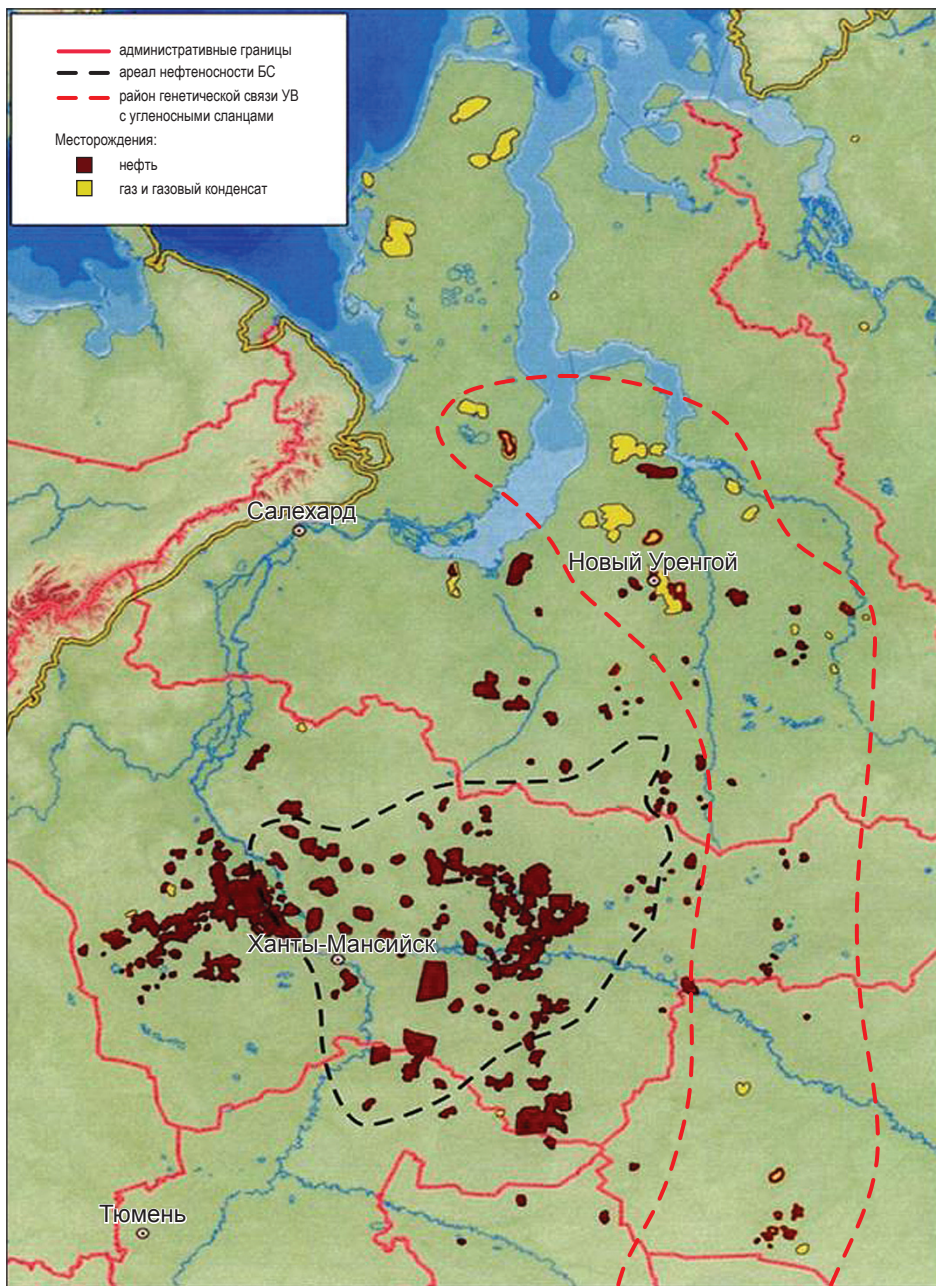


Схема расположения залежей УВ в ниже-среднеюрском подкомплексе Западной Сибири и ареала установленной промышленной нефтеносности БС

содержанием лейптинита одновозрастных пород безугольной озерной и слабоугленосной формаций тюменской свиты. Точно так же залежи СГ в ниже-среднеюрской неморской толще центральных и северных областей ЗСМП связаны с газогенерирующими возможностями существенно гумусового по составу РОВ одновозрастных глинистых пород, а отсутствие нефти в залежах объясняется малым содержанием лейптинитовой и сапропелевой компонент [32]. Таким образом, по оценке автора, не менее 80 % запасов и прогнозных

ресурсов СГ ЗСМП генетически связаны с углями и углистыми глинами («сланцами») готерив-сеноманского и среднеюрского возрастов [38], но только 5 % нефти в залежах имеют генетические корни в УФ / СУФ. С другой стороны, до 15 % начальных ресурсов нефти мегапровинции связаны с БС (внутри самой генерирующей толщи и в выше- и нижележащих коллекторах гор. Ю₁ и АТ), т.е. генетическая связь битуминозной глины и нефти прослеживается четко. В итоге вклад углей и ПКОВ гумусового и сапропелевого типов

следует оценить для всего УВ-потенциала Западной Сибири как достаточно высокий, в том числе очень высокий, или решающий, по СГ и осязаемый по нефти, однако прямая генетическая связь угля и нефти в породах неокома и средней юры наблюдается редко.

Виллюйский ОБ (газоносная субпровинция). В строении Виллюйской впадины принимают участие осадочные толщи рифея, венда и палеозоя, в том числе угленосные толщи карбона и перми (представлены типичными УФ), а также неморские, в том числе и угленосные, породы мезозоя. В пределах субпровинции образовались скопления типа газовых (в юре и триасе на малых глубинах) и газоконденсатных в низах вулканогенно-осадочного триаса и в верхней перми, при этом газ типично угольного происхождения с малым содержанием конденсата (менее 100 г/м³). Не вызывает сомнений генетическая связь газа в скоплениях с УФ верхней перми – мощной газоматеринской толщей в недрах впадины [39]. Нефтематеринские породы в разрезе отсутствуют, скоплений нефти нет даже в оторочках. Угленасыщенная нижнемеловая толща полностью дегазирована (нет покрышек).

Во многих соленосных бассейнах мира, в частности в ДДВ, на юге Североморского ОБ, в центральной части Амударьинского ОБ, развиты «генетические триады» эпигенетического газонакопления ниже соленосных экранов: угленосные/субугленосные континентальные толщи среднего карбона/средней юры + перекрывающие их коллекторские толщи терригенной нижней перми (красноцветы) и карбонаты келловей-оксфорда, нарушенные разноамплитудными разломами + надежные соленосные покрышки, под которыми и образовались мощные газовые и газоконденсатные скопления без нефти и с малым содержанием конденсата (газогенерирующее ОБ – гумусовая высокопреобразованная органика в виде углей и углистых сланцев). Генетическая связь газа и углей в этих регионах неоднократно подчеркивалась во многих публикациях начиная с 1970-х гг. [9, 14, 40]. Именно с угольными газами вестфалия (верхний карбон) связаны скопления СГ в подсолевых песчаниках перми, в том числе на самом крупном месторождении Европы – Гронинген-Слохтерен (2,7 трлн м³), а также с газами неморской толщи средней юры на месторождении Тролл (Норвегия, шельф, более 1 трлн м³). Генетические корни

газа в подсолевой толще верхнего карбона Шебелинского (650 млрд м³) и др. месторождений ДДВ уходят в мощную угленосную толщу среднего карбона [26]. Угольный генезис имеют и СГ угольного бассейна Купер (Австралия).

В настоящей работе приведены наиболее яркие примеры парагенезиса ГИ преимущественно в континентальных, а также морских толщах. В целом многие авторы по ряду ОБ в мире отмечают генетические связи угля, сланцев, газа и нефти в породах девона, карбона, перми, мезозоя и кайнозоя [6, 9, 12, 13, 15, 17 и др.].

При исследовании малоизученных бассейнов и комплексов пород анализ угленасыщенности разреза, доли неморских толщ в объеме осадочного чехла, геохимических параметров глинистых пород, физико-химических свойств нефтей и СГ, термобарических условий уже по первым поисковым скважинам позволяет прогнозировать целый ряд показателей, в том числе соотношение между СГ и нефтью в суммарных ресурсах УВ, генотип нефтей и др. По совокупности всех показателей уже в начале II этапа освоения УВ-потенциала, когда массово открываются наиболее крупные месторождения газа и нефти, возможен качественный отдельный прогноз газо- и нефтеносности недр и первые суждения о величине потенциальных ресурсов СГ, нефти и конденсата, особенно для морских и арктических бассейнов, труднодоступных для массового бурения глубоких скважин [38].

Известно, что «сапропелево-морские» и озерные нефти, связанные с терригенными породами, накопившимися в гумидной обстановке, содержат парафин от 2 до 4...5 %, в глинисто-карбонатных морских толщах с существенно сапропелевым РОВ/ПКОВ образуются битумоиды и далее скапливаются нефти (в природных резервуарах), первоначально обедненные парафином (1...3 %, редко более). С другой стороны, все «незрелые», ранние, нефти (в диапазоне $R^\circ = 0,45...0,50$ %) никогда не содержат более 1,0 % парафина (обычно 0,5...0,8 %) при всех типах материнского ОБ [21, 23]. В чувствительных количествах генерация битумоидов – предшественников высокопарафиновых нефтей – за счет лейптинитовых микрокомпонентов РОВ и КОВ начинается на уровне катагенеза ($R^\circ = 0,55$ %) и продолжается до конца градации МК₃

($R^\circ = 1,18 \dots 1,20$) [11, 33], хотя в резините (ископаемая смола) этот процесс начинается еще в конце протокатагенеза (при $R^\circ = 0,45 \%$), и часть массы тяжелых нефтей в неморских толщах обязана своим возникновением этому лейптинитовому микрокомпоненту материнского ОБ [21].

Итак, газ прост, быстр, повсюден и «вечен». Нефть сложна, «медлительна» и ограничена

пространственно-временными рамками существования в виде скоплений в земных недрах. Глина и нефть женского рода, уголь и газ мужского. В газе явно «проглядывает» мужское природное начало, в нефти – женское. В этом и заключается глубокий геолого-философский, гносеологический и парагенетический смысл.

Список литературы

1. Афанасенков А.П. Сланцевая нефть России: от мифов к реальности / А.П. Афанасенков, В.И. Пырьев, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1 (25): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 87–101.
2. Белый Н.И. Газоносность бассейнов Сычуань и Сунляо Китайской Народной Республики: обзорн. информ. / Н.И. Белый, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский и др. – М.: ВНИИЭГазпром, 1991. – 39 с. – (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений).
3. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти: избранные труды / Н.Б. Вассоевич; сост. И.А. Назаревич, О.М. Вассоевич. – М.: Наука, 1986. – 366 с.
4. Галимов Э.М. Генезис газов на севере Западной Сибири по данным $\delta^{13}\text{C}$ и δD // Доклады Академии наук. – 1995. – Т. 342. – № 3. – С. 371–374.
5. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
6. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Академия горных наук, 1999. – 400 с.
7. Ермаков В.И. Геология и геохимия природных горючих газов: справ. / В.И. Ермаков, Л.М. Зорькин, В.А. Скоробогатов и др.; под ред. И.В. Высоцкого. – М.: Недра, 1990. – 315 с.
8. Ермаков В.И. Континентальные угленосные формации и нефтенакпление / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов // Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. – М.: Наука, 1983. – С. 117–122.
9. Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984.
10. Зонн М.С. Юрские субугленосные формации эпигерцинских плит и их нефтегазоносность / М.С. Зонн, М.В. Корж, Н.А. Крылов и др. // Формационный анализ в нефтяной геологии. – М.: ИГиРГИ, 1981. – С. 21–39.
11. Скоробогатов В.А. Генерационные аспекты онтогенеза газа и нефти в континентальных и дельтовых толщах / В.А. Скоробогатов // Современные проблемы геологии нефти и газа: сб. – М.: Научный мир, 2001. – С. 309–316.
12. Тиссо Б. Образование и распространение нефти = Petroleum formation and occurrence / Б. Тиссо, Д. Вельте; пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
13. Хант Дж.М. Геохимия и геология нефти и газа = Petroleum geo chemistry and geology / Дж.М. Хант; пер. с англ. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
14. Штах Э. Петрология углей = Coal petrology / Э. Штах, Маковски М.-Т., М. Тайхмюллер и др.; пер. с англ. – М.: Мир, 1978. – 554 с.
15. Bois C. Global geologic history and distribution of hydrocarbon reserves / C. Bois, P. Bouche, R. Pelet // AAPG Bulletin. – 1982. – Т. 66. – Сентябрь. – С. 1248–1270.
16. Grunau H.R. Abundance of source rocks for oil and gas worldwide / H.R. Grunau // Journal of Petroleum Geology. – 1983. – № 1. – С. 39–54.
17. Shoell M. Genetic characterization of natural gases / M. Shoell // AAPG Bull. – 1983. – Т. 67. – № 12. – С. 2225–2238.
18. Голицын М.В. Газоугольные бассейны России и мира / М.В. Голицын, А.М. Голицын, Н.В. Пронина и др. – М.: МГУ, 2002. – 249 с.
19. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.

20. Скоробогатов В.А. Закономерности и особенности формирования нефтяных скоплений в континентальных сероцветных толщах (глобальные аспекты проблемы) / В.А. Скоробогатов // *Фундаментальные проблемы нефтегазовой науки.* – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – Кн. 2. – С. 56–65.
21. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
22. Скоробогатов В.А. Газоносность осадочных бассейнов Китая / В.А. Скоробогатов // *Сырьевая база газовой отрасли России и перспективы ее развития в XXI веке.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2001. – С. 235–262.
23. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
24. Скоробогатов В.А. Нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции / В.А. Скоробогатов, Е.С. Давыдова, О.Г. Кананыхина // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 3 (31): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 13–28.
25. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В.А. Скоробогатов // *Деловой журнал Neftegaz.ru.* – 2018. – № 10. – С. 126–141.
26. Крашениников Г.Ф. Парагенезис полезных ископаемых в осадочных формациях / Г.Ф. Крашениников // *Тез. докл. V Всес. семинара «Формации осадочных бассейнов», 4–6 февраля 1985 г.* – М., 1985. – С. 55–56.
27. Лапчинский Ю.Г. Масштабы газообразования и газонакопления в ДДВ / Ю.Г. Лапчинский, С.П. Нестеренко // *Нефтяная и газовая промышленность.* – 1984. – № 3. – С. 9–12.
28. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР: в 3-х т. Т. 3: Генезис и закономерности распределения природных газов угольных бассейнов и месторождений СССР / под ред. А.И. Кравцова и др. – М.: Недра, 1980. – 218 с.
29. Голицын М.В. Метаноугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов / М.В. Голицын, А.Х. Богомолов, В.И. Вялов и др. // *Геология нефти и газа.* – 2013. – № 3. – С. 88–95.
30. Матвеев А.К. Ресурсы углей мира / А.К. Матвеев, В.С. Борисов, Н.Г. Железнякова и др. // *Докл. Междунар. геол. конгресса 3–14 авг. 1984 г.* – М.: Наука, 1984. – Т. 2. – С. 10–20.
31. Скоробогатов В.А. Условия формирования углеводородных скоплений в верхнеюрских отложениях центральных и северных районов Западной Сибири / В.А. Скоробогатов // *Геология нефти и газа.* – 1980. – № 11. – С. 25–32.
32. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
33. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // *Газовые ресурсы России в XXI веке: сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 43–67.
34. Немченко Н.Н. Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири / Н.Н. Немченко, А.С. Ровенская, М. Шоелл // *Геология нефти и газа.* – 1999. – № 1–2. – С. 45–56.
35. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири: обзорн. информ. / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с. – (Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья).
36. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // *Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
37. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // *Вести газовой науки: науч.-техн. сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
38. Гудымова Т.В. Газовый потенциал осадочных бассейнов России / Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов // *Газовые ресурсы России в XXI веке: сб.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 73–82.

39. Фролов В.И. О возможности продуцирования жидких и газообразных углеводородов гумусовым органическим веществом в Вилуйской синеклизе и сопредельных районах / В.И. Фролов, Ш.А. Сюдюков // Вопросы нефтегазоносности и угленосности Центральной и Южной Якутии. – Якутск, 1980. – С. 106–113.
40. Козлов А.Л. Размещение газоконденсатных залежей в нефтегазоносных бассейнах и критерии определения перспектив нефтегазоносности / А.Л. Козлов // Советская геология. – 1975. – № 5. – С. 19–28.

Paragenesis of fossil fuels in sedimentary basins and rocks of different types and ages

V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This paper reviews paragenetic relations (interdependent and interconditional generation within the earth interior) of fossil fuels, namely solid ones (coal and shales), liquid ones (oil), and gaseous ones (natural and free gases), in several sedimentary basins of Northern Eurasia (Russia), Central and Eastern Asia, Australia and the World in the aggregate. Author shows the clear ties between origination of gas fields (deposits) and continental carboniferous series, as well as between oil and semi-concentrated organic matter of marine formations. In detail paragenesis of fossil fuels is studied as in the case of the Western-Siberian megabasin, Vilyuy syncline, and a number of basins at Western and Central Europe.

It is ascertained that all the unique and most of the gigantic gas-bearing field of the World having deposits in the terrigenous series are connected with the non-marine grey-colored carboniferous rocks timed to Carboniferous, Permian, Middle Jurassic, Neocomian-Aptian, and Albian-Cenomanian periods. Most of oils in the world sedimentary basins are genetically connected with the semi-concentrated sapropel organic matter of marine clays and argillaceous-siliceous-calciferous rocks (Bazhenovo suite at Western Siberia, argillic carbonates at Arabic-Persian megaprovince etc. containing from 10...12 to 20 % and more of organic carbon). High-wax oils relate both to coals and to lacustrine clays highly enriched with sapropel-humic organics (content of organic carbon is 5...10 % and more).

Author stresses that paragenetic ties between the fossil fuels and the age and type diversity of formations are relevant to prognostic investigation of the poorly studied regions and rock complexes, in particular at the Northern-Eurasian arctic offshore basins.

Keywords: fossil fuels, paragenesis, gas, oil, coal, oil shales, sedimentary basins, organic matter, Bazhenovo suite, Western Siberia.

References

1. AFANASENKOV, A.P., V.I. PYRYEV, V.A. SKOROBOGATOV. Shale oil in Russia: from myths to reality [Slantsevaya neft Rossii: ot mifov k realnosti]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 1 (25): Issues for resource provision of gasextractive regions of Russia, pp. 87–101. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. BELYY, N.I., V.A. SKOROBOGATOV, V.I. STAROSELSKIY et al. Gas-bearing capacity of Szechuan and Sunlayo basins in the People's Republic of China [Gazonosnost basseynov Sychuan i Sunlyao Kitayskoy Narodnoy Respubliki]: review. *Geologiya i razvedka gazovyykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow: VNIIEGazprom, 1991. (Russ.).
3. VASSOYEVICH, N.B. Geochemistry of organic matter and origin of oil: selecta [Geokhimiya organicheskogo veshchestva i proiskhozhdeniye nefti: izbrannyye trudy]. Moscow: Nauka, 1986. (Russ.).
4. GALIMOV, E.M. Genesis of gases at the north of Western Siberia according to d12C and dD data [Genezis gazov na severe Zapadnoy Sibiri po dannym d12C i dD]. *Doklady AN SSSR*. 1995, vol. 342, pp. 351–374. (Russ.).
5. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY et al. *Alternative gas and oil resources* [Netraditsionnyye resursy gaza i nefti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
6. DANILOV, V.N., N.A. MALYSHEV, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentary basins of the World* [Sravnitelnyy analiz ontogeneza uglevodородov v Pechorskom i drugikh osadochnyykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences, 1999. (Russ.).

7. YERMAKOV, V.I., L.M. ZORKIN, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Geology and geochemistry of natural fuel gases* [Geologiya i geokhimiya prirodnykh goruychikh gazov]: reference book. I.V. Vysotskiy (ed.). Moscow: Nedra, 1990. (Russ.).
8. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Continental carboniferous formations and oil accumulation [Kontinentalnyye ugleunosnyye formatsii i neftenakopleniye]. In: *Sedimentary basins and their oil-gas-bearing capacity* [Osadochnyye basseyny i ikh neftegazonosnost]. Moscow: Nauka, 1983, pp. 117–122. (Russ.).
9. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Generation of hydrocarbon gases in carboniferous and subcarboniferous sediments* [Obrazovaniye uglevodorodnykh gazov v ugleunosnykh i subugleunosnykh otlozheniyakh]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
10. ZONN, M.S., M.V. KORZH, N.A. KRYLOV, et al. Jurassic subcarboniferous formations of the epi-Hercynian platforms and their oil-gas-bearing capacity [Yurskiye subugleunosnyye formatsii epigertsinskikh plit i ikh neftegazonosnost]. In: *Formation analysis in petroleum geology* [Formatsionnyy analiz v geologii]. Moscow: Institute for geology and development of fossil fuels, 1981, pp. 21–39. (Russ.).
11. SKOROBOGATOV, V.A. Generative aspects of gas and oil ontogenesis in continental and deltaic series [Generatsionnyye aspektu ontogeneza gaza i nefti v kontinentalnykh i deltovykh tolschakh]. In: *Modern challenges of oil and gas geology* [Sovremennyye problem geologii nefti i gaza]: collected papers. Moscow: Nauchnyy mir, 2001, pp. 309–316. (Russ.).
12. TISSOT, B.P., D.H. WELTE. *Petroleum formation and occurrence*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1981. (Russ.).
13. HUNT, J.M. *Petroleum geo chemistry and geology*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1982. (Russ.).
14. STACH, E., M.-Th. MACKOWSKY, M. TEICHMULLER, et al. *Coal petrology*. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1978. (Russ.).
15. BOIS, C., P. BOUCHE, R. PELET. Global geologic history and distribution of hydrocarbon reserves. *AAPG Bulletin*. 1982, vol. 66, September, pp. 1248–1270. ISSN 0149-1423.
16. GRUNAU, H.R. Abundance of source rocks for oil and gas worldwide. *Journal of Petroleum Geology*. 1983, no. 1, pp. 39–54. ISSN 0141-6421.
17. SHOELL, M. Genetic characterization of natural gases. *AAPG Bull.* 1983, vol. 67, no. 12, pp. 2225–2238. ISSN 0149-1423.
18. GOLITSYN, M.V., A.M. GOLITSYN, N.V. PRONINA, et al. *Coal-gas basins in Russia and in the World* [Gazougolnyye basseyny Rossii i mira]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 2002. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A., Yu.B. SILANTYEV. *Gigantic gas-bearing fields of the World: patterns of allocation, conditions for generation, reserves, prospects for new discoveries* [Gigantskiye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya mira: zakonomernosti razmeshchenuya, usloviya formirovaniya, zapasy, perspektivy novykh otkrytiy]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A. Patterns and peculiarities of oil agglomerations forming in the continental grey-colored series (global aspects) [zakonomernosti i osobennosti formirovaniya neftyanykh skopleniy v kontinentalnykh serotsvetnykh tolschakh (globalnyye aspekty problemy)]. In: *Fundamental issues of petroleum science* [Fundamentalnyye problem neftegazovoy nauki]. Moscow: VNIIOENG, 1990, bk. 2, pp. 56–65. (Russ.).
21. STROGANOV, L.V., V.A. SKOROBOGATOV. *Western-Siberian gases and oils of earlier generation* [Gazy i nefti ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A. Gas-bearing capacity of China sedimentary basins [Gazonosnost osadochnykh basseynov Kitaya]. In: *A base of raw materials for gas industry in Russia and the outlooks for its development in the XXI century* [Syryevaya basa gazovoy otrasli Rossii i perspektivy yeye razvitiya v XXI veke]: collection of sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2001, pp. 235–262. (Russ.).
23. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003. (Russ.).
24. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.S. DAVYDOVA and O.G. KANANYKHINA. Oil-bearing capacity of Western-Siberian megaprovince [Neftenosnost Zapadno-Sibirskoy megaprovintsii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 3 (31): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 13–28. ISSN 2306-9849. (Russ.).
25. SKOROBOGATOV, V.A. The biggest, gigantic and unique sedimentary basins of the World and their impact to development of the gas industry in the XXI century [Krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye osadochnyye basseyny mira i ikh rol v razvitii gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*. 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).
26. KRASHENNIKOV, G.F. Paragenesis of mineral deposits in sedimentary formations [Paragenesis poleznykh iskopayemykh v osadochnykh formatsiyakh]. In: *Proc. of the V All-Union seminar "Formations of sedimentary basins"*, 4–6 February 1985, Moscow, pp. 55–56. (Russ.).
27. LAPCHINSKIY, Yu.G., S.P. NESTERNKO. Scales of gas generation and accumulation in Dnieper-Donetsk aulacogen [Masshtaby gazoobrazovaniya i gazonakopleniya v DDV]. *Neftyanaya i Gazovaya Promyshlennost*. 1984, no. 3, pp. 9–12. ISSN 0236-3429. (Russ.).

28. Genesis and patterns of natural gases distribution over the coal basins and fields in the USSR [Genezis i zakonmernosti raspredeleniya prirodnykh gazov ugolnykh basseynov i mestorozhdeniy SSSR]. In: KRAVTSOV, A.I., et al. (eds.). *Gas-bearing capacity of coal basins and fields in the USSR* [Gazonosnost ugolnykh basseynov i mestorozhdeniy SSSR]: in 3 vols. Moscow: Nedra, 1980, vol. 3. (Russ.).
29. GOLITSYN, M.V., A.Kh. BOGOMOLOV, V.I. VYALOV, et al. Methane-coal basins and fields of Russia. Ways to meet challenges of methane extraction from coal layers [Metanougolnyye basseyny i mestorozhdeniya Rossii. Puti resheniya problem dobuchi metana iz ugolnykh plastov]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2013, no. 3, pp. 88–95. ISSN 0016-7894. (Russ.).
30. MATVEYEV, A.K., V.S. BORISOV, N.G. ZHELEZNYAKOVA, et al. World resources of coal [Resursy ugley mira]. In: *Proc. of the International Geological Congress*, 3–14 August 1984, Moscow, vol. 2, pp. 10–20. (Russ.).
31. SKOROBOGATOV, V.A. Provisions for origination of hydrocarbon agglomerations in Upper Jurassic sediments at the central and northern areas of Western Siberia [Usloviya formirovaniya uglevodorodnykh skopleniy v verkhneyurskikh otlozheniyakh tsentralnykh i severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1980, no. 11, pp. 25–32. ISSN 0016-7894. (Russ.).
32. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil bearing capacity of Cretaceous and Jurassic sediments of Western-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnyanikh i Gazovykh Mestorozhdeniy*. 2003, no. 8, pp. 8–14. ISSN 2413-5011. (Russ.).
33. SKOROBOGATOV, V.A. and L.V. STROGANOV. Ontogenesis of gas and oil in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Ontogenez gaza i nefti v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 43–67. (Russ.).
34. NEMCHENKO, N.N., A.S. ROVENSKAYA, M. SHOELL. Origin of natural gases in the gigantic gas deposits up north Western Siberia [Proiskhozhdeniye prirodnykh gazov gigantских gazovykh zalezhey severa Zapadnoy Sibiri]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 1999, no. 1–2, pp. 45–56. ISSN 0016-7894. (Russ.).
35. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV, N.N. SOLOVYEV. Geological-geochemical and tectonic factors of forecasting gas presence at the north of Western Siberia [Geologo-geokhimicheskiye i tektonicheskiye factory prognoza gazonosnosti severa Zapadnoy Sibiri]: review. *Geology, methods of search, prospecting and assessment of fossil fuels* [Geologiya, metody poiskov, razvedki i otsenki mestorozhdeniy toplivno-energeticheskogo syrya]. Moscow: Geoinformmark, 1997. ISSN 0235-554X. (Russ.).
36. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV, O.G. KANANYKHINA. The age of Cenomanian gas: “From the dawn to the sunset” [Era senomanskogo gaza: “ot rassveta do zakata”]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030*: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 15–25. (Russ.).
37. PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV. Studying and developing hydrocarbon potential of Lower-Middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives [Izucheniya i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nizhne-sredneyurskoy tolshchi severnykh oblastey Zapadnoy Sibiri: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 86–104. ISSN 2306-9849. (Russ.).
38. GUDYMOVA, T.V., V.A. SKOROBOGATOV. Gas potential of sedimentary basins in Russia [Gazovy potentsial osadochnykh basseynov Rossii]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 73–82. (Russ.).
39. FROLOV, V.I., Sh.A. SYUNDYUKOV. On possibility to produce liquid and gaseous hidrocarbons by means of the humus organic matter in Vilyuy syncline and the cross-border regions [O vozmozhnosti produtsirovaniya zhidkikh i gazoobraznykh uglevodorodov gumusovym organicheskim veshstvom v Vilyuyskoy sineklize i sopedelnykh rayonakh]. In: *Questions of oil, gas, and coal presence in Central and Southern Yakutiya* [Voprosy neftegazonosnosti i uglenosnosti Tsentralnoy i Yuzhnoy Yakutii]. Yakutsk, 1980, pp. 106–113. (Russ.).
40. KOZLOV, A.L. Location of gas-condensate deposits in oil-gas-bearing basins, and criteria for determination of outlooks for oil and gas presence [Razmeshcheniye gazokondensatnykh zalezhey v neftegazonosnykh basseynakh i kriterii opredeleniya perspektiv neftegazonosnosti]. *Sovetskaya Geologiya*. 1975, no. 5, pp. 19–28. (Russ.).