

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРИЧИНЫ УНИКАЛЬНОЙ ГАЗО- И НЕФТЕНОСНОСТИ МЕЛОВЫХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В.А. Скоробогатов
(ВНИИГАЗ)

На основании анализа онтогенеза углеводородов в породах осадочного чехла различных областей Западной Сибири, а именно, оценки масштабов и особенностей генерации органических подвижных соединений, миграции и аккумуляции газа и нефти в природных резервуарах, условий сохранности и эволюции УВ-скоплений, в статье приводится авторская точка зрения на причины формирования гигантских и уникальных месторождений и залежей УВ и в целом уникальную — в общемировом масштабе — газоносность мелового и юрского надкомплексов в северных районах провинции.

The author gives his viewpoint on the reasons of formation of large and unique HC accumulations and fields and in general the unique, on the global scale, gas content in Cretaceous and Jurassic overcomplexes of the northern region of the province. This viewpoint is based on the analysis of HC ontogenesis in sedimentary cover rocks of different regions of West Siberia including the estimation of scale and features of generation of organic mobile compounds, migration and accumulation of gas and oil in natural reservoirs and the conditions of HC accumulations preservation and evolution.

В современной структуре верхней части земной коры насчитывается более 600 осадочных мегабассейнов, бассейнов и суббассейнов различных размеров по площади, содержащих существенно различные объемы осадочных и вулканогенно-осадочных метаморфизованных пород. К наиболее крупным по площади и объему осадочного выполнения относятся Западно-Сибирский, Арабо-Персидский, Лено-Тунгусский, Северо-Африканский, Западно-Канадский, Западно-Европейский, Мексиканского залива и др. Большинство осадочных мегабассейнов (ОМБ) приурочено к Евро-Азиатскому мегаконтиненту Восточного полушария Земли.

Крупнейшим в мире ОМБ, по-видимому, является Западно-Сибирский (площадь около 3,0 млн км², объем осадочного мезозойско-кайнозойского чехла, включая триас на севере, по различным оценкам, от 9 до 11 млн км³). К мегабассейну приурочена одноименная нефтегазоносная мегапровинция (ЗСМП) с площадью перспективных земель 2,4...2,7 млн км² (суша + шельф Карского моря).

Большинство осадочных бассейнов (ОБ) мира — промышленно- и перспективно газонефтеносных и нефтегазоносных (ГНБ-НГБ) — являются в то же время и угленосными, поскольку в объеме их осадочного чехла значительную долю занимают угленосные и субугленосные формации с многочисленными пластами и линзами угля. Благодаря работам большого числа исследователей и успехам органической геохимии и эволюционной геологии, достигнутым за последние 15...20 лет, твердо установлена генетическая связь угля, газа и нефти для большого числа ОБ прежде всего Северной и Восточной Евразии (СЕА, ВЕА) [3, 6, 9, 12, 18, 20—23 и др.].

Газ и нефть в современных залежах, сформировавшихся в разнообразных геологических условиях

разновозрастных ОБ приповерхностной части земной коры и сохранившихся до настоящего времени в ходе длительной эволюции органо-флюидо-минеральных мегакомплексов и после сравнительно кратковременных «революционных ситуаций» в недрах, представляют собой конечные результаты развития углеводородных систем. При этом в онтогенетической цепи событий и явлений: генерация — миграция — аккумуляция — консервация = эволюция ↔ разрушение (межкомплексная ремиграция) фундаментальное значение принадлежит генерационному звену [1, 6, 13, 18, 22].

При этом концепция генерации органических подвижных соединений (ОПС) в осадочных толщах, разработанная во ВНИИГАЗе В.П. Козловым, Л.В. Токаревым, В.И. Ермаковым, В.А. Скоробогатовым и В.Л. Соколовым за последние 30 лет и основанная на критическом анализе и осмыслении во многом противоречивых результатов теоретических и экспериментальных исследований и, главное, наблюдений над реальными геологическими объектами прежде всего по бассейнам СЕА, относилась, в первую очередь, к генерации УВ газа и высокопарафиновой нефти континентальными угленосными и субугленосными толщами в широком диапазоне преобразования преимущественно гумусового концентрированного и рассеянного органического вещества (КОВ и РОВ) [2, 4, 11, 18].

В последние годы эти исследования дополнены изучением закономерностей и масштабов битумогенерации в ОБ различного типа преимущественно терригенных толщ континентального, дельтового и морского генезиса, включая безугольные озерные отложения в диапазоне от зрелого катагенеза (начало — «середина» — окончание / закрытие «нефтяного окна») до конца апокатагенеза, т. е. в условиях, когда материнские породы погружены на средние и большие глубины [13, 15].

Исследования онтогенеза УВ в осадочных бассейнах различного типа и возраста показывают, что для нефти важнейшее значение имеют генерационные и аккумуляционные условия, а именно наличие пород с повышенным и высоким содержанием ОБ сапропелевой и лейптинитовой природы (на уровне 1,5...2,0 % и более, $C_{орг}$). Для газа важнее наличие значительных миграционно-аккумуляционных (газосборных) объемов пород и условий консервации —

для длительной эволюционной сохранности образовавшихся газосодержащих скоплений (высокая песчаность, наличие высокочемных ловушек и мощных покрышек, не нарушенных разломами), а содержание ОВ в материнских толщах не имеет определяющего значения: вполне достаточно содержания 0,8...1,5 % $C_{орг}$ как, например, в мощных дельтовых толщах, чтобы в конечном итоге сформировалось большое число разнообразных по величине запасов и фазовому состоянию скоплений УВ с преобладанием газовой компоненты.

Различные аспекты проблемы онтогенеза УВ изучались во ВНИИГАЗе и его филиалах с 1965 г. В.И. Ермаковым, А.Л. Козловым, В.П. Козловым, Б.С. Коротковым, В.Н. Корценштейном, Н.Н. Немченко, В.П. Савченко, Ю.Б. Силантьевым, В.Ф. Симоненко, В.А. Скоробогатовым, Н.Н. Соловьевым, Э.В. Чайковской и др. [3, 4, 11, 15, 17, 18 и др.]. В работах газовых геологов наибольшее внимание уделялось вопросам генерации ОПС, прежде всего газа, и миграции первичной и вторичной — струйной и водорастворенной (для газа) [3, 4, 11, 13, 17]. В последнее десятилетие во ВНИИГАЗе изучаются вопросы аккумуляции УВ и эволюции скоплений газа и нефти на примере крупнейших бассейнов и месторождений России и мира [15, 16, 18]. При этом приоритетность исследований геологической школы ВНИИГАЗа по многим вопросам онтогенеза УВ, включая оценку коллекторского потенциала продуктивных толщ, сомнений не вызывает.

В.И. Ермаковым и В.А. Скоробогатовым длительное время изучались проблемы формирования и размещения УВ скоплений в недрах молодых плит — Западно-Сибирской, Туранской и Скифской. В дальнейшем эти исследования были распространены на ряд зарубежных бассейнов, в разрезе которых широко представлены породы неморского происхождения [4, 5, 16, 18].

В природных резервуарах в объеме ловушек того или иного типа в конечном итоге скапливаются и сохраняются в течение геологического времени ОПС — газ, конденсат и нефть, которые были генерированы в материнских толщах и после миграции образовали залежи той или иной величины (по массе) и различного фазового состояния.

В зависимости от тектонотипа ОБ, формационной и литолого-фациальной характеристики осадочного чехла и геотермического режима условия онтогенеза УВ могут существенно различаться и приводить к формированию различных по крупности и фазовому состоянию месторождений УВ и их пространственных ассоциаций (районов и областей газо- и нефтенакпления).

Формирование, эволюция и разрушение углеводородных скоплений (УВС) в земных недрах происходит в результате проявления и взаимовлияния большого числа природно-геологических и генетических факторов. Слабое развитие или сбой одного или нескольких звеньев генетической цепи приводит к тому, что в недрах изначально образуются или сохраняются лишь

редкие и незначительные по величине скопления УВ. Недаром экспертами ВНИГРИ (С.Г. Неручевым, М.Д. Белониным, Г.П. Сверчковым и др.) при оценках ресурсов УВ различных геологических объектов использовался метод «наислабейшего» звена, от которого в конечном итоге и зависит величина ресурсов УВ... [7, 10]. Во ВНИИГАЗе в течение последних 30 лет на примере большого числа геологических объектов в осадочных бассейнах мира, прежде всего СЕА, развиваются две взаимодополняющие друг друга теории: теория эволюции УВ скоплений в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста и теория генетических потенциалов, которые, помогли автору в частности, объяснить газовый феномен северных районов ЗСМП [3, 4, 14, 15].

Среди более чем 200 осадочных бассейнов и мегабассейнов мира, обладающих промышленной нефтегазоносностью, наиболее выдающимися — лидирующими по начальным выявленным запасам и предполагаемым потенциальным ресурсам нефти и природного газа — являются Арабо-Персидский и Западно-Сибирский мегабассейны, к которым приурочены одноименные нефтегазоносные мегапровинции (АПМП и ЗСМП).

По мнению ряда исследователей, начальные потенциальные традиционные ресурсы свободного газа мира составляют от 410...450 до 520...550 трлн m^3 , геологические ресурсы нефти и конденсата оцениваются в 1100...1200 млрд т, в том числе извлекаемые — 500...550 млрд т. Уникально нефтеносной является Арабо-Персидская мегапровинция (НПР жидких УВ до 138...145 млрд т), уникально газоносной — Западно-Сибирская (официальная оценка около 135 трлн m^3 , суша и шельф).

Эти две мегапровинции составляют Главный газоносный пояс Земли субмеридионального простирания (от Карского моря до Арабского-Персидского залива), а АПМП субширотного простирания может рассматриваться в качестве нефтеносного полюса Земли (по отношению к ресурсам «нормальной» нефти). Их перекрестье происходит в зоне Арабско-Персидского залива. Примечательно, что АПМП по величине запасов и нефти, и газа месторождений-лидеров явно превосходит ЗСМП, хотя долго считалось, что крупнейшим газосодержащим месторождением мира является Уренгойское.

В 2003 г. исполняется 50 лет с момента открытия первого промышленного западно-сибирского месторождения — Березовского.

Весьма знаменательно, что это было газовое месторождение, приуроченное к юрскому продуктивному комплексу, точнее, к зоне контакта низов юры с доюрскими породами. Вне всяких сомнений, изучение и освоение УВ потенциала ЗСМП, начавшееся с юрского газа, им и закончится в последние десятилетия XXI в., после исчерпания нефтяного потенциала мела и юры и газового потенциала сеномана, апта и неокома к середине текущего века...

На территории ЗСМП, в пределах Тюменской, Томской, Омской и Новосибирской областей, на

01.01.2002 г. было открыто более 650 месторождений УВ, среди которых численно преобладают чисто нефтяные. Газосодержащих месторождений (с залежами свободного газа типа Г, ГК, ГН/НГ, ГКН/НГК) открыто 224, в том числе два — на шельфе Карского моря в пределах Южно-Карской преимущественно газоносной области и два в Обской губе с залежами в сеномане и апте. Начальные выявленные запасы (накопленная добыча + разведанные + предварительно оцененные запасы) свободного газа составляют 54,1 трлн м³, в том числе 36,7 трлн м³ в апте и альб-сеноман-сеноновском продуктивном комплексе. Газосодержащие месторождения открыты на всей территории Западной Сибири, но в ее центральных и южных районах большинство по запасам месторождений относится к средним и мелким, по фазовому состоянию — к нефтегазоконденсатным. Накопленная добыча составила 10,4 трлн м³, в том числе в сеноманском подкомплексе — 9,3 трлн м³.

К северным районам Западной Сибири в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) приурочен общепланетарный узел газонакопления, ограниченный кольцевым трендом месторождений Медвежье—Ямбургское—Заполярье—Губкинское—Комсомольское с центром — уникальным по запасам Уренгойским месторождением. Несколько меньший по суммарным запасам узел газонакопления сформировался в недрах северных районов Ямала и прилегающей акватории Карского моря с центром в Бованенковско-Харасавэйской зоне. Третий узел газонакопления, вероятно, располагается в акватории Карского моря (Русановское и Ленинградское ГКМ).

Крупнейшие зоны и районы нефтенакопления обнаружены в ареале Сургутского, Вартовского, Каймысовского и Красноленинского сводов и окружающих их впадин и прогибов с залежами в низах апта, в неокоме, берриасе (ачимовская толща), верхней (горизонт Ю₁), средней и нижней (тюменская свита, горизонты Ю₂—Ю₁₄) юре и нефтегазоносной зоне контакта с доюрским комплексом пород (НГЗК). Основная нефтеносность связана с неоком-аптским комплексом Среднего Приобья. Достаточно крупные и даже гигантские скопления нефти открыты и в северных, преимущественно газоносных, областях, в диапазоне сеноман — средняя юра (в основном, подгазовые). Характерно, что по запасам отдельных месторождений лидируют газосодержащие (Большой Уренгой — начальные запасы газа 12,2 трлн м³, Ямбургское — 7,0, Бованенковское — 4,9 трлн м³) по сравнению с нефтяными (Самотлорское — 7,6 млрд т, Красноленинское — 5,6, Приобское — 4,0 млрд т).

Вместе с тем значительно более высокая современная изученность и разбуренность центральных, западных и южных областей провинции по сравнению с северными обусловила то, что начальные выявленные геологические запасы нефти на 01.01.2002 г. существенно превышают запасы свободного газа. По извлекаемым запасам бесспорно лидирует газ, накопленная добыча которого к началу 2003 г. составила

по провинции 10,9 трлн м³, в том числе 9,8 трлн м³ сосредоточено в уникальном в общемировом масштабе альб-сеноманском комплексе при накопленной нефтедобыче 8,4 млрд т.

Каковы же причины уникальной газоносности и очень значительной нефтеносности Западно-Сибирской мегапровинции? Ответ на этот вопрос возможен только в результате всестороннего анализа всей генетической цепочки процессов и явлений ГЭМАК = Э_в→Р во всем объеме осадочного чехла в пределах всей провинции, включая Карское море. Справедливо заметить, что специальных работ, посвященных решению проблемы уникальности ЗСНП, опубликовано немного [5, 12, 14].

Мировой опыт показывает, что в определенных условиях развитие в разрезе одного, максимум двух доминант-комплексов даже сравнительно небольшой толщины, обогащенных ОВ сапропелевого, лейптинито-сапропелевого или гумусово-сапропелевого типа с содержанием С_{орг} от 6...7 до 10...12 %, достаточно для того, чтобы образовались крупнейшие и гигантские по запасам нефте- и газосодержащие месторождения и по ресурсам УВ — области и провинции, но при благоприятных миграционно-аккумуляционных и консервационных условиях, за счет собирательной миграции УВ с больших площадей. В случае газовых гигантов — все сложнее. Для них недостаточно только одного-двух (трех-пяти и более) газоматеринских горизонтов (в том числе углей) сколь угодно большой толщины. Для крупномасштабного газонакопления очень важен значительный генерационно-аккумуляционный объем пород.

Одной из важнейших особенностей ЗСМП является то, что превосходные, отличные и хорошие газо- и нефтематеринские толщи присутствуют в объеме всего осадочного чехла от туронских глин до низов юры и триаса включительно на всей территории, за исключением неокома и верхней юры юго-восточных и южных районов (красноцветы и пестроцветы).

Многометровые толщи глин и глинистых алевролитов с содержанием С_{орг} (РОВ) от 2,0...3,0 до 10...15 % и более формируют значительные объемы осадочного выполнения в центральных и западных районах (нижняя—средняя и верхняя юра, апт—альб), а также на севере провинции (юра, нижний мел, за исключением берриаса—валанжина). Угли и углистые сланцы (КОВ и ПКОВ) широко развиты в северных и юго-восточных районах (апт, неоком, нижняя—средняя юра), их суммарная толщина достигает 70...100 м и более (на Ямале, Гыдане и особенно в недрах Карского моря).

Кроме того, автором вслед за рядом других исследователей [5, 13, 19] подтверждено существование первого и, возможно, самого интенсивного постдиагенетического максимума образования УВ газов в диапазоне катагенеза гумусового ОВ — 0,45...0,55 % (R^o) и сопряженность его с наиболее интенсивным экстремумом битумогенерации — 0,45...

0,60 % (ПК₃—МК₁) в сапропелевом ОВ и в природных растительных смолах — резините (лейптинитовое ОВ). С учетом того, что массовое битумообразование в лейптинито-гумусовом ОВ еще только начинается (на уровне 0,53...0,55 % R°) [3, 18], и чрезвычайно значительной растянутости (по термоглибинной шкале) интервала катагенетической преобразования ОВ (0,50...0,65 % R°) особенно в опесчаненных толщах субконтинентального генезиса типа покурской и таноупчинской свит севера ЗСНП (от 1200 до 1700...2000 м и более), можно сделать вывод, что в зависимости от формационной и фациальной характеристик пород и соотношения между собственно гумусовым (витринит + фюзинит), лейптинитовым и сапропелевым ОВ в конкретных генерационно-материнских толщах в верхних и средних горизонтах (от 0,5...1,2 до 3,2...3,5 км) осадочного чехла большинства ОВ с мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом (неинверсионных) генерационно-массовые отношения УВГ/битумоиды, и отношение НПР как прямое следствие существенно смещены в сторону газа в континентальных, угленосных и дельтовых толщах и в сторону нефти в морских и озерных. Примечательно, что в Надым-Тазовском междуречье, на Ямале и особенно в Гыданской ГНО в катагенетический диапазон 0,45...0,65 % R° укладывается значительная часть нижнемелового разреза (от подошвы альба, местами от основания апта до верхних горизонтов юры), т. е., по сути, более 80 % нефтегазоперспективной составляющей осадочного чехла.

В этих областях провинции практически по всему разрезу от кровли сеномана до подошвы валанжина и в объеме нижней—средней юры содержится существенно гумусовое ОВ как в рассеянной, так и в концентрированной (угли) форме, с примесью сапропелевой и лейптинитовой компонент не более 10...30 и 5...15 % соответственно. Поэтому во всем диапазоне “конденсатного окна” (R° от 0,49...0,50 до 1,70...1,95 %) содержание УВ C₅—C₉ в свободном газе относительно пониженное, за исключением ачимовской толщи берриаса, залежи которой представляют собой особый онтогенетический феномен (в плане генезиса и содержания жидких УВ в газе).

Примечательно, что увеличение мористости низ по разрезу, от готерива к низам валанжина, и наоборот, от низов юры к верхнеюрским горизонтам, сказывается только на снижении содержания КОВ в виде пластов типичных углей, в то время как в РОВ увеличение сапропелевой компоненты происходит незначительно, даже в горизонтах прибрежно-морских глин и глинистых алевролитов. От Ямала к Гыдану и особенно к Енисей-Хатангскому прогибу в разрезе нижнего мела и нижней—средней юры на фоне общего снижения содержания C_{орг} во всех литотипах пород его состав практически не изменяется (преимущественно сапропелево-гумусовое и гумусовое РОВ).

В центральных, западных и юго-восточных районах провинции наиболее выдающимися толщами —

генераторами битумоидов являются баженовская свита (волжский ярус — низы берриаса), содержащая полуконцентрированное существенно сапропелевое РОВ (C_{орг} от 14...17 % в малопрогретых зонах при R° до 0,55 % до 6...7 % в высокопрогретых — типа Западно-Салымской, R° 1,2...1,4 %), нижневасюганская подсвита келловей—оксфорда ареала Сургутского свода с содержанием гумусово-сапропелевого РОВ до 3...4 %, тюменская свита нижней—средней юры — повсеместно, содержащая гумусово-сапропелевое РОВ преимущественно озерного генезиса на западе (C_{орг} от 2 до 5 %) и сапропелево-лейптинито-гумусовое РОВ (C_{орг} от 1 до 3 %), а также КОВ (угли) болотного и речного генезиса на юго-востоке провинции, и апт-альбская глинистая толща западной половины провинции с гумусово-сапропелевым РОВ (C_{орг} 1,5...3,0 %).

Вместе с тем и в разрезе берриаса и валанжина—баррема во многих районах присутствуют многочисленные пласты глин с содержанием смешанного РОВ 1...2 %, что значительно выше критического для промышленного нефтенакопления рубежа в 0,5 % (C_{орг}) [8, 22, 23].

Таким образом, главной чертой ЗСМП является то, что в объеме ее осадочного чехла развиты повсеместно 3...5 газо- и нефтегенерационных доминант-комплексов (до 7 в северных районах). По расчетам В.А.Скоробогатова, в породах мела и юры были генерированы колоссальные объемы УВГ и битумоидов, при этом на севере существенно преобладал газ даже в прибрежно-морских толщах, в центре провинции — битумоиды, на юго-востоке в породах юры — газообразные и жидкие подвижные соединения примерно в равных объемно-массовых отношениях [5, 13, 15].

По мнению автора, не следует преувеличивать роль глинисто-кремнисто-сапропелевых пород баженовской свиты в процессах нефтенакопления даже для центральной части провинции. В большинстве районов она имеет ограниченную толщину (15...40 м) и изолирована сверху и снизу глинистыми небитуминозными покрывками, отскавшими эмиграционные потоки битумоидов от песчано-алевролитовых горизонтов. Вследствие этого подавляющая часть их генерированной массы так и осталась в объеме материнской толщи, насыщая ее как природную губку, или образовав редкие скопления нефти *in situ* (Большой Салым).

За исключением верхнеюрско-неокомской мощной глинистой толщи западной половины провинции, условия эмиграции на большей части ЗСМП были весьма благоприятны для газа и достаточно благоприятны для нефти. Однако вторичная миграция в неокоме и особенно юре была относительно затруднена и ограничена (по латерали) высокой литологической и эпигенетической неоднородностью коллекторских толщ. Вместе с тем в силу широкого площадного и объемного развития прекрасных по генерационным возможностям глинисто-алевроли-

товых толщ (материнских), в том числе и в объеме ловушек, широкомасштабная вторичная (собирательная) миграция была вовсе необязательна для реализации аккумуляционного потенциала внутри продуктивных комплексов, по крайней мере, для нефти.

Аккумуляционные процессы в породах юры и нижнего мела — сеномана наиболее активно проходили в конце мелового периода и в кайнозойское время. Завершение формирования и частичное разрушение УВС приходится на период неоген-четвертичной инверсии тектонических движений, когда были окончательно сформированы антиклинальные ловушки в кровле сеномана, апта и неокома. При этом аккумуляционный потенциал юрских и меловых комплексов был реализован полностью и подавляющая часть миграционно способной массы газа и нефти оказалась в рассеянном состоянии вне ловушек различных типов внутри коллекторских толщ. Об этом свидетельствует соотношение масс генерированных и скопившихся (и сохранившихся) в ловушках УВ: по всем районам и комплексам пород $K_{ак}^{ген}$ в меловых толщах не превышает 15...20 % и, как правило, существенно ниже 10 %, в юрских (тюменская и васюганская свиты) — не более первых процентов и только в ачимовской толще НПТР в залежах УВ аккумуляровано более 20 % генерационной массы ОПС (типичный пример «автоаккумуляции» УВ).

Консервационные условия в ЗСМП повсеместно благоприятствовали длительной сохранности УВС до настоящего времени. Исключение составляют отдельные зоны с высокой активностью дизъюнктивной тектоники, где происходили «утечки» и рассеяние газа и в меньшей степени нефти вверх по разрезу и в конечном итоге в атмосферу. Рассматривая детально строение и условия формирования нефтесодержащих месторождений Ямала, Гыдана и северной половины НПТР, автор пришел к заключению, что своим возникновением они обязаны ухудшившимся консервационным условиям вследствие развития разноамплитудных разломов, которые твердо установлены на ряде месторождений [5, 17].

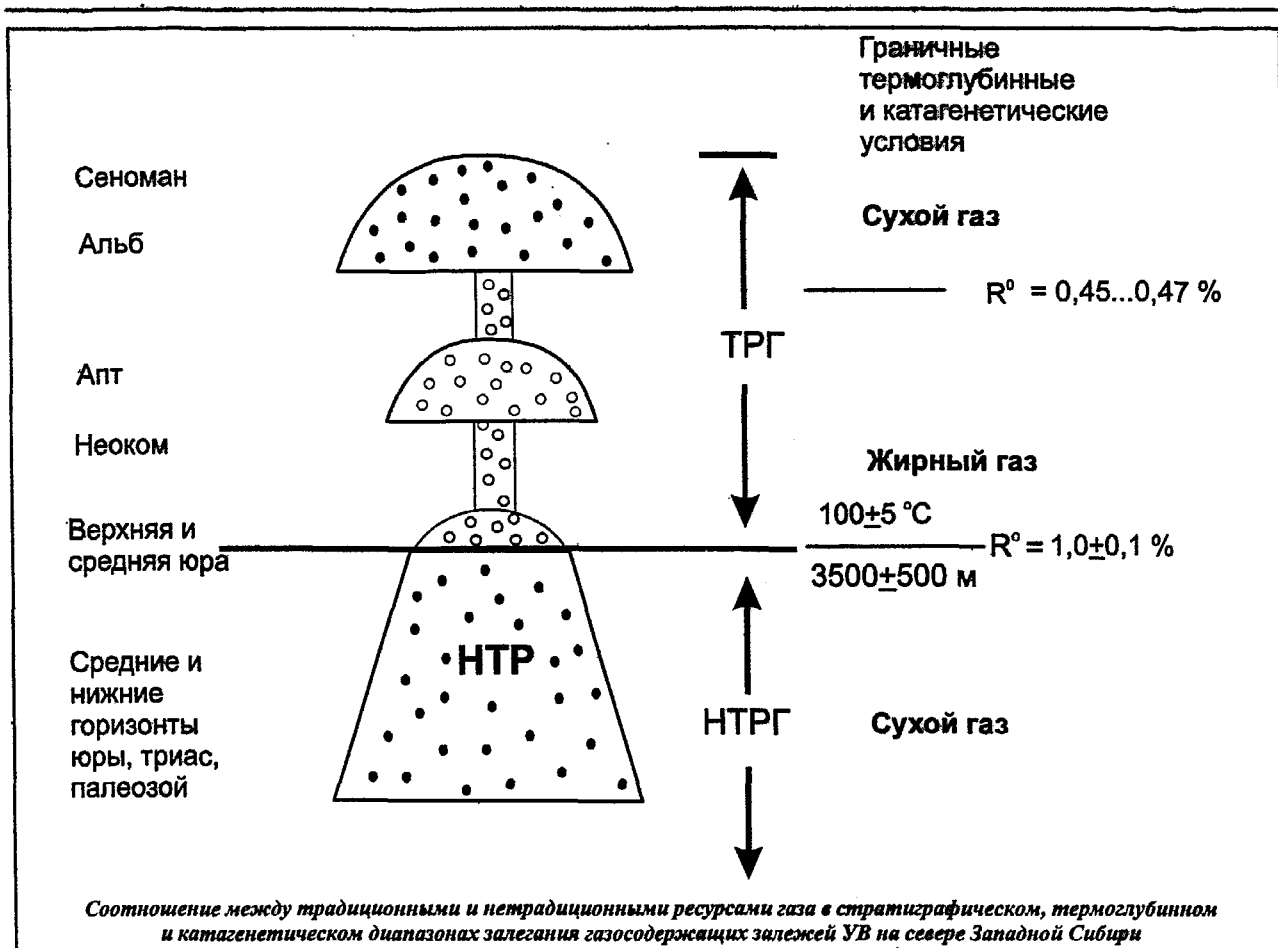
Ничем другим, как новейшей субвертикальной миграцией газа по разломам из ловушек и трансформацией первично ГК-скоплений в ГКН- и НК-скопления на таких месторождениях, как Новопортовское, Нейтинское, Бованенковское, Геофизическое, Западно- и Восточно-Мессояхское, Тазовское, Русское, Харампурское и другие, невозможно достаточно логично объяснить существование нефти в подгазовых залежах сеноманских, нижнемеловых и среднеюрских горизонтов. С другой стороны, наличие сравнительно тонких, чаще всего прерывистых, сложных по морфологии нефтяных оторочек в арктических районах — на Утреннем, Нурминском и Среднеямальском месторождениях, так же как и сравнительно крупных НК-залежей в низах мела на Ростовцевском и Арктическом месторождениях, генетически обусловлено вариациями состава РОВ в

отдельных горизонтах материнских глин и повышением содержания сапропелевой компоненты в объеме новопортовской толщи дельтово-морского происхождения. Это, впрочем, не исключает и проявления первой причины (локальной дегазации не только по разломам, но и через сравнительно тонкие глинисто-алевролитовые покрывки). В связи с онтогенезом нефти в центральных и северных районах провинции необходимо подчеркнуть, что в разновозрастных горизонтах мела и юры находятся «самобытные» нефтяные системы-скопления, отличающиеся по геохимическим особенностям нефти от ниже- и вышележащих скоплений. Некоторый субвертикальный подъем (на 300...700 м) нефтяных систем доказан только для редких подгазовых нефтяных оторочек в кровле сеномана и апта на севере ЗСМП в условиях опесчаненного разреза среднего мела и, главное, интенсивной дизъюнктивной нарушенности ловушек. Точно так же нефти в нижнеальбских природных резервуарах Красноленинского свода существенно отличаются от ниже-среднеюрских нефтей. Они имеют генетические корни в прилегающих морских глинах, обогащенных гумусово-сапропелевым ОВ, преобразованным до уровня МК₁ (R° до 0,52...0,55 %) в зоне крупнейшей в ЗСМП термоаномалии. Это лишнее доказательство того, что для объяснения нефтеносности пород нижнего мела вовсе необязательно привлекать юрские источники.

В целом по ЗСМП масштабы механического разрушения УВС были невелики и не превышали 5...7 % для нефти и 10...15 % для газа (от суммарной массы во всех ловушках). Масштабы хронотермогеохимического разрушения битумоидов пород и нефтей были значительны только в средних и нижних горизонтах юры северных районов в жестких катагенетических условиях (при R° более 1,30...1,50 %). Кроме того, экстремальные термобароглубинные условия залегания коллекторов берриаса—валанжина (во впадинах) и юры, особенно ее средних и нижних горизонтов, и активное развитие эпигенетических процессов на севере провинции привели к трансформации традиционных запасов и ресурсов в нетрадиционные, с низкими и практически нулевыми добычными возможностями залежей УВ (рисунок).

Комплексные исследования онтогенеза газа и нефти в ЗСМП показали, что главными факторами формирования, размещения, эволюции и сохранности УВ скоплений для альб-сеноман-сенонского комплекса были тектонический и в меньшей степени литологический, для неоком-аптского — в равной степени литологический и тектонический, для ачимовской толщи берриаса — литологический и геотермический, для юры — практически в равной (близкой) степени литологический, геотермический, геохимический и дизъюнктивно-тектонический при второстепенном значении пликративно-тектонического и гидрогеологического факторов.

Сравнение генетических условий газонефтеносности разновозрастных комплексов в различных рай-



онах провинции позволяет объяснить и понять уникальную газоносность и очень значительную нефтеносность Западной Сибири.

Определяющую роль в ее уникальной газоносности играют гигантские по запасам газосодержащие месторождения.

В осадочных бассейнах мира к настоящему времени открыто более 200 месторождений газа с единичными запасами более 300 млрд м³, большинство которых расположено в бассейнах северной части Восточного полушария Земли, в недрах суши и эпиконтинентальных морей Евразии.

Анализ общемировых закономерностей формирования гигантских месторождений газа применительно к ЗСМП приводит к выводу, что уникальная — в планетарном масштабе — газоносность апт-альб-сеноманского комплекса северных районов Западной Сибири обусловлена следующими генетическими причинами:

— развитием в разрезе значительной по мощности угленосной толщи верхнего валанжина—сеномана с высоким содержанием рассеянного ($C_{орг}$) и концентрированного (угли) ОВ существенно гумусового типа, находящегося в оптимальном для мощного газообразования диапазоне катагенеза (R^o от 0,40 до 0,75 %);

— высокой песчанистостью (от 0,55 до 0,75) и отсутствием в нижнемеловом разрезе большинства районов севера провинции мощных и достаточно

протяженных глинистых экранов (кстати, это обстоятельство послужило более негативным условием в плане аккумуляции УВ);

— формированием в кайнозойское время крупных по размерам и эффективной емкости валообразных и куполовидных поднятий (структурных ловушек) с очень высоким аккумуляционным потенциалом в сеномане;

— наличием мощной (500...900 м) турон-олигоценовой региональной глинисто-кремнистой покрывки, в целом слабо нарушенной разломами (в пределах большинства поднятий);

— благоприятной гидродинамической обстановкой во внутренних областях провинции;

— новейшим временем окончательного формирования газовых скоплений (неоген — процессы ремиграции и частичного разрушения залежей продолжают и до настоящего времени).

По расчетам экспертов ВНИИГАЗа, суммарные геологические ресурсы свободного газа в скоплениях с единичными запасами более 0,1 млрд м³, но с разными добывными возможностями в породах мела и юры ЗСМП оцениваются в 173...180 трлн м³, в том числе традиционные — в 103...107 трлн м³ (суша+шельф), нетрадиционные — в 70...73 трлн м³ (преимущественно юра и ачимовская толща, места мела—валанжин—готерив). Нетрадиционные геологические ресурсы нефти в низкопроницаемых резервуарах берриаса и особенно юры (в ареалах Сургут-

ского свода — горизонты Ю₂₋₃, Красноленинского свода — Ю₂₋₉) в отдельных зонах Надым-Тазовского междуречья почти на порядок уступают НТР газа северных областей.

В конечном итоге Западная Сибирь по промышленной значимости должна рассматриваться как газонефтеносная мегапровинция, где геологические ресурсы газа в виде фазообособленных скоплений (традиционные + нетрадиционные в низкопроницаемых коллекторах) с учетом Карского моря окажутся существенно больше, чем нефти.

Как это ни парадоксально, но, по современным воззрениям, геологические ресурсы газа (ТРГ + НТРГ) в юрском продуктивном комплексе сопоставимы с ресурсами газа в апт-альб-сеноманском комплексе, на 100 % относящимися к ТРГ.

В этом и заключается ответ на давний спор о газовом потенциале юрского комплекса между различными геологическими школами (ВНИГРИ и ВНИИГАЗа, с одной стороны, и ЗапСибНИГНИ — с другой).

ЛИТЕРАТУРА

1. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. Избранные труды. — М.: Наука, 1986. — 366 с.
2. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. Формирование нефтяных, газовых и конденсатно-газовых месторождений. — М.: Недра, 1986.
3. Геология и геохимия природных горючих газов / В.И. Ермаков, Л.М. Зорькин, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский // Справочник под ред. И.В. Высоцкого. — М.: Недра, 1990. — 315 с.
4. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазонасность молодых плит СССР. — М.: Недра, 1986. — 221 с.
5. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газонасности севера Западной Сибири // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья. Обзор. — М., ЗАО "Геоинформмарк", 1997. — 134 с.
6. Лопатин Н.В. Образование горючих ископаемых. — М.: Недра, 1983. — 191 с.
7. Миграция и рассеяние нефти и газа в платформенных условиях / Н.М. Кругликов, Л.Л. Багдасарян, И.В. Волков и др. — Л.: Недра, 1986. — 212 с.
8. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа: Пер. с франц. — М.: Недра, 1991. — 359 с.
9. Петрология углей / Э. Штах, М.-Т. Маковски, М. Тайхмюллер и др. Перевод с англ. — М.: Мир, 1978.
10. Процессы разрушения залежей нефти и газа и оценка потерь углеводородов / В.Д. Наливкин, И.С. Гольдберг, Н.М. Кругликов и др. // Сов. геология. — 1984. — № 7. — С. 60—70.
11. Савченко В.П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти. — М.: Недра, 1977. — 410 с.
12. Сеноманский комплекс Западной Сибири: геология, разведка, разработка — будущее / А.И. Гриценко, В.И. Ермаков, Г.А. Зотов, М.Я. Зыкин, В.А. Скоробогатов // Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. — М.: ВНИИГАЗ, 2000. — С. 18—36.
13. Скоробогатов В.А. Генерационные аспекты онтогенеза газа и нефти в континентальных и дельтовых толщах // Современные проблемы геологии нефти и газа. — М.: Научный мир, 2001. — С. 309—316.
14. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности Западно-Сибирского осадочного мегабассейна // Тез. докл. XV Губкинские чтения. Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазонасности недр. — М., 3-4 ноября 1999 г. — С. 125—126.
15. Скоробогатов В.А. Развитие теории эволюции углеводородных скоплений в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазонасности недр. Кн. 2 (под ред. Б.А. Соколова, Э.А. Абля) М.: ГЕОС, 2002. — С. 188—192.
16. Скоробогатов В.А. Условия нефтенакопления в Красноленинской зоне (Западная Сибирь). — Сов. геология. — 1984. — № 9. — С. 3—13.
17. Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н., Фомичев В.А. Роль разломов в формировании, эволюции и разрушении скоплений газа и нефти в осадочном чехле северных и юго-восточных районов Западной Сибири // Прогноз газонасности России и сопредельных стран. М.: ВНИИГАЗ, 2000. — С. 112—131.
18. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Мальшиев, В.А. Скоробогатов и др. — М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. — 400 с.
19. Строганов Л.В. Геологические аспекты сохранности газов ранней генерации Западной Сибири // Газовые ресурсы России. Сб. научных трудов. — М.: ВНИИГАЗ, 1998. — С. 70—76.
20. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Перевод с англ. — М.: Мир, 1981. — 501 с.
21. Торжество органической (осадочно-миграционной) теории нефтеобразования к концу XX в. / А.А. Карцев, Н.В. Лопатин, Б.А. Соколов, В.А. Чахмахчев — Геология нефти и газа. — 2001. — № 3. — С. 2—5.
22. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. Перев. с англ. — М.: Мир, 1982. — 703 с.
23. Welte D.N., Horsfield B., Baker D.R. (Eds.). Petroleum and Basin Evolution / Springer-Verlag Berlin Heidelberg, New York, 1997. — 535 p.