

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ, ИХ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ

И.И. Нестеров

*Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,
625000, Тюмень, ул. Малыгина, 8, Россия*

Рассмотрена основная фундаментальная проблема в геологии нефти и газа — создание теоретической базы и механизма формирования залежей углеводородного сырья. Определен общепринятый температурный фактор, который является недостаточным для разрыва связей углерод—углерод в органических молекулах. Установлен главный источник этого процесса — внутренняя энергия органического вещества недр в виде наличия неспаренных электронов вокруг ядер углерода, которая в природных процессах реализуется при погружении бассейнов седиментации за счет уплотнения осадочных горных пород и возникает в результате субгоризонтальных микросдвиговых перемещений, измеряемых коэффициентом Пуассона и «аркой» Прото́дьяконова. Этот эффект может быть достигнут в процессе гидро-разрыва пластовых систем. Приведены доказательства наличия или отсутствия миграции углеводородных флюидов за пределами контуров современных залежей. Подтверждено отсутствие следов миграции нефти за пределами залежей. Выявлены залежи в глинистых породах как битуминозных, так с низким содержанием органического вещества. Показано, что ввод в эксплуатацию принципиально нового типа коллектора (баженита) с природными залежами углеводородного сырья, а также техногенных (вновь образованных) залежей нефти и газа в глинистых, глинисто-кремнистых, кремнистых, глинисто-карбонатных и глинисто-кремнисто-карбонатных битуминозных породах позволит существенно увеличить объемы добычи нефти в Западной Сибири.

Залежи углеводородов, миграция, свободные радикалы, спиновая энергия, битуминозные породы.

OIL AND GAS POOLS: THE FUNDAMENTALS OF FORMATION, PROSPECTING, AND EXPLOITATION

I.I. Nesterov

The paper deals with the main fundamental problem of oil and gas geology — compilation of a theoretical basis and elucidation of the mechanism of hydrocarbon pool formation. The temperature factor determining this mechanism is insufficient for the breaking of carbon—carbon bonds in organic molecules. It is shown that this process is provoked by the internal energy of the subsurface organic matter determined by unpaired electrons surrounding carbon nuclei. In natural processes, this phenomenon is realized as a result of sedimentary-rock consolidation on the subsidence of sedimentation basins, during subhorizontal microdislocations measured via Poisson's ratio and Protod'yakonov "arch". This effect can be reached on hydrofracturing. The possibility of fluid hydrocarbon migration beyond the modern-day oil and gas pools is discussed, thus demonstrating that there are no traces that would suggest oil migration. Hydrocarbon pools have been revealed in clayey rocks, both bituminous and OM-poor. It is shown that the exploitation of a new type of reservoir (bazhenite) with natural hydrocarbon pools as well as technogenic (newly formed) oil and gas pools in clayey, clay-siliceous, siliceous, clay-carbonate, and clay-siliceous-carbonate bituminous rocks will significantly increase oil production in West Siberia.

Hydrocarbon pools, migration, free radicals, spin energy, bituminous rocks

ВВЕДЕНИЕ

Поскольку настоящий выпуск журнала посвящен 75-летию академика А.Э. Конторовича, хочу сразу отметить, что он проявил себя как выдающийся ученый не только по фундаментальным основам геологии нефти и газа, но и в политике реализации программ в области наук о Земле. Пожалуй, нет таких вопросов, которые бы не интересовали его [Конторович, Стасова, 1964; Конторович и др., 1967а,б, 1985, 1997, 1999, 2006, 2007а,б; Конторович, Меленевский, 1988; Елкин и др., 2007; Kontorovich et al., 2005], и это дает возможность дискутировать — можно обсуждать не только его, но и свои решения по этим же проблемам [Нестеров, 2007].

Модели поисков, разведки и разработки залежей углеводородного сырья на базе нижеприведенных фундаментальных основ позволят на порядок и больше увеличить нефтегазовый потенциал нашей планеты и разработать доступные технологии поисков разведки и разработки, опирающиеся на такие пара-

метры, как палеогеографические условия накопления органического вещества, включая и количественные расчеты преобразования его в углеводородное сырье, и использование горного давления, параметров, которые вытекают из коэффициента Пуассона и перераспределения горного давления за счет «арки» Протодьяконова и определяются по керну, а также материалы многокомпонентной сейсмозаписки, данные, полученные электрогравимагнитными приборами, результаты испытания скважин и др.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В вопросах формирования залежей углеводородного сырья многие, если не большинство геологов, считают главенствующим фактором температуру [Вассоевич, 1967, 1986; Конторович и др., 1967б, 1997; Вышемирский и др., 1971; Тиссо, Вельте, 1981; Хант, 1982; Фомин, 2004]. В нефтях и природных углеводородных газах преобладают метильные и метиленовые группы, которых практически нет в животном и растительном мире и которые являются основой для захороненного рассеянного органического вещества (ОВ) пород. Но уже на стадии диагенеза в керогене за счет бактериологического фильтра появляются группы CH_2- , $\text{CH}-$ в количестве до $(0-20) \cdot 10^{20}$ шт./г, затем они увеличиваются на стадии среднего катагенеза до $300 \cdot 10^{20}$ шт./г и на стадиях позднего катагенеза и начального метаморфизма вновь уменьшаются до $(0-55) \cdot 10^{20}$ шт./г. Одновременно меняется изотопный состав углерода: на стадии диагенеза (болотные газы) $\delta^{13}\text{C} = -80 \dots -90 \text{ ‰}$; в газовых залежах — $-60 \dots -80 \text{ ‰}$; в газоконденсатных залежах — $-35 \dots -60 \text{ ‰}$ и в нефтяных залежах — $-28 \dots -35 \text{ ‰}$.

Для разрыва связей $-\text{C}-\text{C}-$ (углерод—углерод) в твердом ОВ необходима энергия не менее $50-60$ кал/моль при температуре $320 \text{ }^\circ\text{C}$. Таких температур нет в разрезах осадочных пород, где имеются залежи углеводородного сырья. Косвенным показателем, что температура в $320 \text{ }^\circ\text{C}$ является критической, служат данные анализов различных нефтей. При нагревании их до этой величины каких-либо новообразований углеводородов практически не наблюдается. При температурах более $320 \text{ }^\circ\text{C}$ появляются в достаточном количестве новообразованные углеводороды. Вывод — залежи нефти в процессе своего формирования температурный интервал до $320 \text{ }^\circ\text{C}$ уже прошли. Нужно искать другой источник энергии кроме температурного. Таким источником является спиновая молекулярная энергия, которая имеется в самом органическом веществе [Нестеров, 2007].

В органическом веществе осадочных горных пород установлена внутримолекулярная энергия, связанная с нарушением электронного обмена вокруг смежных ядер углерода, измеряемая приборами электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР). Мы имеем около 1.5 тыс. определений парамагнитных центров (неспаренных электронов).

Спиновая энергия ОВ практически не изучена. Можно предположить, что по схеме ее накопления она может сравниваться с квантовой энергией водорода, имеющего более 13 степеней орбитальных положений электрона, перемещающегося с помощью закачки гигантской энергии, которая затем выделяется при перемещении электрона на стабильную орбиту за счет «запальной» энергии, создаваемой специальной технологией.

Спиновая энергия зарождается в отмершем ОВ за счет бактериальной деятельности, при которой, в первую очередь, извлекаются из отмершей органической массы кислород и азот с образованием метильных и метиленовых групп с перемещением электрона на новую орбиту вокруг двух ядер углерода. В дальнейшем при погружении пород за счет температуры и давления эти процессы изменения орбиты электрона усиливаются, и количество неспаренных электронов увеличивается до $2 \cdot 10^{20}$ спин./г. Перемещение электрона сопровождается появлением магнитного поля — показателя энергетического потенциала ОВ. В природных условиях «запалом» для перемещения электрона на нейтральную орбиту являются процессы уплотнения пород и возникновения микрогоризонтальных смещений, величина которых может определяться коэффициентом Пуассона и перераспределением горного давления по «арке» Протодьяконова, суммарное влияние которых можно картировать по величине прироста и давления гидроразрыва пластовой системы.

При перемещении электрона на нейтральную орбиту выделяется спиновая энергия, способная разрывать связи углерод—углерод с образованием нефти и горючих газов. При этом концентрация неспаренных электронов в ОВ уменьшается и в нефтях составляет $(0-5) \cdot 10^{17}$ спин./г. Такие реакции разрыва связей $-\text{C}-\text{C}-$ за счет повышения температуры объяснить невозможно.

При погружении пород каждая стадия катагенеза ОВ характеризуется определенными значениями широкого спектра ЭПР. Сравнение этих показателей с другими граничными цифрами по другим методам исследования приведены в таблице.

С позиций формирования залежей нефти и газа на месте их современного залегания наибольший интерес представляют залежи, выявленные в глинистых породах, как битуминозных, так и с низким содержанием органического вещества [Нестеров, Шпильман, 1987; Конторович и др., 1997].

Глинистые, глинисто-кремнистые, карбонатные глинисто-кремнистые битуминозные отложения широко развиты в земной коре. Более всего они изучены в юрских и нижнемеловых отложениях Запад-

Сравнение шкал катагенеза органического вещества

по углям	Шкала		по И.И. Нестерову [Нестеров, Шпиллман, 1987]	Показатели		Межпоскожное расстояние, Å	Выход горючих газов в углях, %	Широкий спектр сигнала ЭПР на воздухе, $n \cdot 10^{17}$ спин./г			Содержание водородов в органическом веществе, %		Возможная максимальная температура, °С	
	по Н.Б. Вассоевичу [1986]	по И.И. Нестерову [Нестеров, Шпиллман, 1987]		отражения в воздухе, %				угли	кероген	гумолиды	сапропелиты	гумолиды		сапропелиты
				в отражении	в преломлении									
Торфяная	(ТР ₁)	Протокатагенез	НК ₀	20	—	—	—	10	7	25	2.5—7.5	7.5—16.0	10	
	(ТР ₂)		НК ₁	52	1.580	—	72	20	35	220	2.0—7.5	7.5—16.0	50	
	(Б ₁)		НК ₂	56	1.615	—	60	30	50	320	1.9—6.7	6.7—15.5	70	
Буроугольная	(Б ₂)	Мезоатагенез	НК ₃	60	1.635	—	55	35	140	400	1.9—6.6	6.6—15.2	85	
	(Б ₃)		СК ₁	62	1.655	—	52	40	170	450	1.9—6.4	6.4—15.0	90	
	(Б ₃)		СК ₁	67	1.690	—	45	50	230	600	1.8—6.3	6.3—14.8	110	
Длиннопламенная (Д)	(Б ₃)	Мезоатагенез	СК ₁	70	1.710	3.72	42	50	270	1200	1.8—6.2	6.2—14.7	120	
	(Д ₁)		СК ₂	74	1.720	3.68	38	45	190	800	1.8—6.9	6.9—14.4	135	
	(Д ₂)		СК ₂	76	1.755	3.66	36	40	140	300	1.7—5.8	5.8—14.0	145	
Газовая (Г)	(Г ₁)	Мезоатагенез	ПК ₁	83	1.810	3.62	32	30	10	20	1.6—5.7	5.7—13.6	165	
	(Г ₂)		ПК ₁	85	1.825	3.6	30	70	13	25	1.6—5.5	5.5—12.8	175	
	(Г ₃)		ПК ₁	86	1.830	3.59	29	80	15	29	1.5—5.5	5.5—12.5	180	
Пар.-жир. (ПЖ)	(ПЖ ₁)	Мезоатагенез	ПК ₂	88	1.850	3.58	27	120	20	30	1.5—5.5	5.5—11.7	185	
	(ПЖ ₂)		ПК ₂	92	1.880	3.55	24	150	25	35	1.5—5.4	5.4—11.2	195	
	(ПЖ ₃)		ПК ₂	94	1.900	3.55	23	180	30	40	1.5—5.3	5.3—11.0	200	
Жирная (Ж)	(Ж ₁)	Мезоатагенез	ПК ₃	98	1.930	3.54	21	210	20	20	1.5—5.2	5.2—9.2	210	
	(Ж ₂)		ПК ₃	101	1.960	3.53	19	220	15	1	1.4—5.1	5.1—9.9	215	
	(Ж ₃)		ПК ₃	104	1.995	3.52	17	240	10	0	1.4—5.0	5.0—9.5	220	
Коксовая (К)	(К ₁)	Апокатагенез	ПК ₄	106	2.010	3.51	15	250	7	0	1.3—4.9	4.9—9.1	225	
	(К ₂)		ПК ₄	111	2.060	3.5	13	270	0	0	1.2—4.7	4.7—8.6	235	
	(К ₃)		ПК ₄	114	2.090	3.49	12	300	0	0	1.3—4.5	4.5—8.0	240	
Паровично-спекающиеся (ПС)	(ПС ₁)	Апокатагенез	ПК ₅	118	2.120	3.48	10	315	0	0	1.2—4.4	4.4—7.0	250	
	(ПС ₂)		ПК ₅	125	2.180	3.47	7	310	0	0	1.1—3.6	3.6—4.0	260	
	(ПС ₃)		ПК ₅	128	2.220	3.46	5	300	0	0	1.0—3.2	3.2—3.5	265	
Тошная (Т)	(Т ₁)	Апокатагенез	НМ ₁	155	2.540	3.41	0	240	0	0	0.7—2.2	2.2—1.8	320	
	(Т ₂)		НМ ₂	170	—	3.39	0	50	0	0	0.5—1.2	1.2—0	330	
	(Т ₃)		НМ ₃	192	—	3.37	0	90	0	0	0.3—0.6	0.6—0	350	
Полуантрацитовая (ПА)	(ПА ₁)	Апокатагенез	НМ ₄	210	—	3.35	0	0	0	0	0.0—0.5	0.5—0	365	
	(ПА ₂)		НМ ₄	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	(ПА ₃)		НМ ₄	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Антрацитовая (А)	(А ₁)	Апокатагенез	НМ ₄	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	(А ₂)		НМ ₄	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	(А ₃)		НМ ₄	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Графитовая (ГР)	(ГР ₁)	Апокатагенез	НМ ₄	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	(ГР ₂)		НМ ₄	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	(ГР ₃)		НМ ₄	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

Средний метаморфизм

ной Сибири (баженовская, тутлеймская, игримская, мулымьинская свиты). В них выявлено более 150 залежей нефти. Максимальные дебиты (скв. 129-Р, 501-Р и др. Салымской площади) достигают 2500—5000 м³/сут. Пространственное положение таких залежей не контролируется современным структурным планом, не связано с зонами разломов и повышенной тектонической трещиноватостью пород. Они не имеют краевых и подошвенных подземных вод, характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями, существенным влиянием горного давления на фильтрацию флюидов, часто — повышением коэффициента продуктивности в процессе отбора нефти.

Коллектор не имеет жесткого скелета, образуется одновременно с формированием нефти и становится покрывкой после извлечения из него нефти. Нет сомнения, что эти залежи формировались на месте их современного залегания. Даже если при испытании скважин таких битуминозных пород не получены притоки флюидов, то их можно создать искусственно.

Преобразование керогена в нефть в пластовых условиях предлагается проводить по принципиально новой технологии, основа которой заключается в создании мощного электромагнитного поля за счет гидроразрыва пластовой системы нефтью, щелочными растворами с фобизированным пропантом или созданием трещиноватости пород закачкой гидрокремнезема, насыщенного порошком алюминия или раствором перекиси водорода, или его заменителем, или взрывчатым веществом, не детонирующим при давлении до 100 МПа и температуре до 150 °С. Битуминозные породы, из которых можно извлекать нефть, кроме Западной Сибири, имеются в Восточной Сибири, Карском, Баренцевом и Северном морях, в Великобритании, Татарстане, Башкортостане, Коми, Бразилии, Венесуэле, США, Китае, Австралии и др. [Неручев, 1969; Геология..., 1975; Тиссо, Вельте, 1981; Хант, 1982].

Освоение битуминозных глинистых, глинисто-кремнистых, карбонатных и кремнисто-карбонатных пород является мощным резервом нефтедобычи не только в России, но практически в большинстве стран Мира. Только в Западной Сибири за счет этих пород годовой уровень добычи нефти может быть доведен до 700—800 млн м³.

В Западной Сибири такие породы развиты на площади 1290 тыс. км² на глубинах 1200—1400 м, имеют среднюю толщину 27.2 м, объем 35 тыс. км³. В этих породах содержится 6578 млрд м³ керогена, который можно преобразовать в 1973 млрд м³ нефти, общая извлекаемая часть их составит 580 млрд м³, а по доступным технологиям — 174 млрд м³.

Имеются примеры формирования залежей нефти и в глинистых сероцветных плитчатых породах, содержащих низкое количество ОВ. Такие залежи известны на Северном Кавказе в пределах Воробьевско-Журавской площади Ставропольского края [Нестеров, 1964]. Нефть получена из сероцветных, иногда с бурым оттенком плитчатых глинистых пород хадумской (мощность 15—40 м) и баталпашинской (50—60 м) свит майкопского надгоризонта олигоценного возраста на глубине 2000—2200 м. Среднее начальное пластовое давление составляет 30.5—30.8 МПа.

Нефть метано-нафтеновая с плотностью 0.84—0.87 г/см³. Метановые углеводороды составляют 47—52 %, нафтеновые и ароматические 31—37 и 14.5—16.3 % соответственно. Газовый фактор равен 47—83 м³/сут. Газ, растворенный в нефти, по поверхностным пробам состоит в основном из метана (62—71 %). При разработке давление снижается до 27—28 МПа и происходит обводнение залежи, иногда до 100 %. В случае остановки некоторых скважин на год с обводненностью до 100 % при их пуске пластовое давление становилось даже больше первоначального, а скважины работали безводной нефтью.

Вмещающие залежь породы слабобитуминозные. Они содержат органического углерода в усредненных пробах 1.54—3.97 мас.%, хлороформенных и спиртобензольных битумоидов — 0.003—0.18 и 0.0024—0.045 % соответственно. Среднее значение отношения хлороформенных к спиртобензольным битумоидам составляет 0.15—1.5.

Предполагается, что нефтяные залежи в сероцветных глинах с низким содержанием ОВ по аналогии с битуминозными породами могут быть получены искусственным путем. Соответственно нефтяной потенциал нашей планеты резко возрастает и практически неограничен. Появление воды в эксплуатационных скважинах связано с неправильным режимом разработки залежи, без учета горного давления, рассчитывается увеличение объема дренируемых флюидов, и осуществляется контроль дебитов нефти из скважин для предотвращения сжимаемости коллектора при отсутствии в нем жесткого скелета.

Почти все модели формирования залежей нефти и газа априорно принимают наличие миграции углеводородных смесей, основанное на предположении, что масса углеводородного сырья в реальных залежах несоизмеримо больше количества рассеянного ОВ и битумоидов во вмещающих залежь породах [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967б; Неручев, 1969; Вышемирский и др., 1971; Тиссо, Вельте, 1981]. Это мнение ошибочно, так как сравниваются объемные и массовые проценты, а в последних эти величины соизмеримы.

При детальном рассмотрении проблемы формирования нефтяных и газовых залежей возникают вопросы, объяснить которые невозможно при любых формах миграции нефти и газа за пределами площади их современного местонахождения.

Первый и главный вопрос — почему при вертикальной миграции углеводородов снизу на месторождении в 80—99 % случаях ловушки остаются водоносными ниже верхней залежи? При латеральной миграции — почему из 100 ловушек только в одной есть залежь? При этом так называемые «пустые» и «продуктивные» пластовые системы на месторождении по геохимическим, флюидодинамическим и физическим параметрам не отличаются друг от друга. Ни одна модель не предусматривает доказательств причин отсутствия залежей углеводородного сырья в ловушках между продуктивными пластовыми системами.

Одним из главных критериев прогнозов нефтегазоносности являются показатели палеогеографических (палеогеоморфологических) обстановок [Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967а; Неручев, 1969; Вышемирский и др., 1971; Елкин и др., 2007]. В морских отложениях необходимо выделять палеогеоморфологически приподнятые зоны (битуминозные песчаные отмели), а в континентальных отложениях — участки недр с восстановительными (болотными и озерными) условиями накопления сапропелевых илов, чаще всего приуроченных к пониженным участкам рельефа дневной поверхности.

Нефтематеринское ОВ в стандартных песчаных и карбонатных коллекторах одновозрастных стратонув встречается спорадически по аналогии с распределением пластов углей. В глинистых битуминозных породах материнское ОВ накапливалось в регионально выдержанных стратиграфических подразделениях в строго определенное время, периодичность которого подчиняется билогарифмическому закону распределения.

Для газовых залежей наиболее распространенным объяснением их наличия допускается, что они сформировались за счет дегазации из растворенного в воде состояния при тектонических движениях. Этому «простому» объяснению противоречат следующие факты:

— в зонах с более низким катагенезом ОВ во вмещающих породах растворенный в подземных водах газ всегда более «жирный», чем в залежах, а в зонах с повышенным катагенезом — наоборот: газ залежей содержит на порядок больше тяжелых гомологов метана, чем газ, растворенный в подземных водах;

— если в любой газовой (нефтяной) залежи рассчитать запасы каждого компонента отдельно и распределить их по зонам возможного дренажа, то чем больше сорбируемость газовых (нефтяных) компонентов породами, то тем больше область их дренажа до залежи, и по законам физики газовые залежи не должны содержать тяжелых газообразных углеводородов, а в нефтяных залежах не должно быть сложных соединений парафина, асфальтенов, ароматики и др.;

— в большинстве нефтегазоводоносных бассейнах мира дефицит упругости растворенных в воде газов уменьшается по мере удаления от зон с максимальной концентрацией газовых месторождений. Объяснить этот факт тем, что в данных зонах произошла дегазация подземных вод, нельзя, или в этом случае все ловушки были бы с газовыми залежами, чего нет в действительности.

Еще труднее с позиций миграции объяснить формирование нефтяных залежей. В среднем в мире коэффициент нефтеотдачи залежей равен 32 %. И это в условиях, когда в скважинах депрессия на пласт достигает 10—20 МПа, а почти 70 % нефти не извлекается. В природе такие депрессии в сотни и тысячи раз меньше, но следов миграции нефти не обнаружено, т. е. коэффициент нефтеизвлечения при миграции составляет 100 %. Объяснить это явление длительностью геологических процессов не удастся.

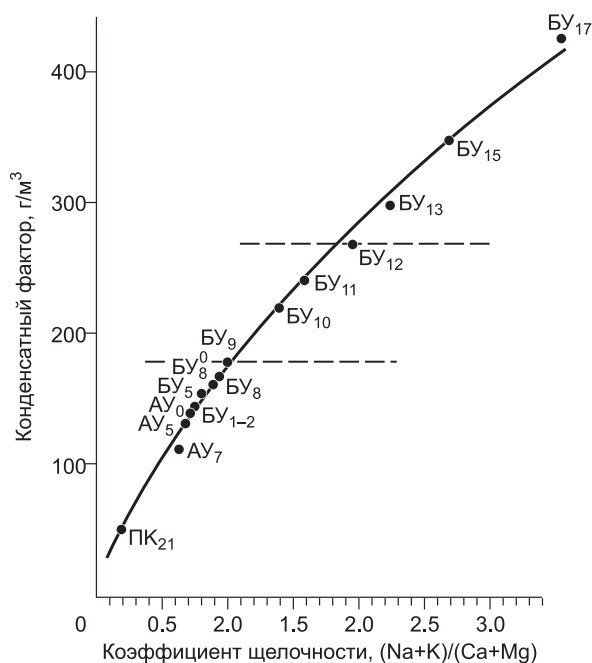
Там, где нефтяные залежи выходят на поверхность (например, на р. Оленек в Якутии) в течение почти 100 млн лет, в экстремальных поверхностных условиях песчаник «очищается» от нефти всего на 2—3 мм [Каширцев, Конторович, 2006].

Тем не менее можно попытаться создать несколько моделей формирования залежей нефти. Одной из таких моделей является схема концентрации нефти в ловушке из растворенного состояния в газовых смесях. В среднем при давлении 30 МПа и температуре 90—100 °С для переноса 1 кг нефти требуется 15—20 м³ газа. При снижении давления на 0.1 МПа из 1 м³ газа выпадает всего 0.6 г нефти. При такой модели для объяснения запасов нефти только одного Самотлорского месторождения при снижении давления газовой смеси на 10 МПа потребуется более 80 трлн м³ газа. Это нереально.

Растворимость легких нефтей в воде составляет 0.003 %, а при содержании в воде до 2 % жирных кислот увеличивается до 0.2 % в коллоидной форме. При снижении температуры и давления на 10 °С и 10 МПа соответственно можно ожидать, что из воды при движении ее от крыльев к своду ловушки будет выпадать не менее 2 % нефти от общего ее количества в водно-газовых растворах.

Для случая Самотлорского месторождения потребуется «прокачать» через продуктивные пластовые системы около 120 трлн м³ воды с растворенной нефтью. Это не выполнимо.

Зависимость связи фациальных условий накопления пород, вмещающих газоконденсатные залежи, от величины конденсатного фактора приведена на рисунке. Четко регистрируется связь фациальных условий накопления пород в виде коэффициента щелочности с концентрацией жидких конденсатов в газе. Поскольку породы не могут мигрировать, то эти зависимости однозначно указывают, что миграции флюидов нет и не было. В пользу отсутствия миграции и формирования залежей нефти и газа на месте их



Зависимость величины газоконденсатного фактора в газоконденсатных залежах Уренгойского месторождения от коэффициента щелочности $(Na + K)/(Ca + Mg)$ по поглощенным катионам водных вытяжек вмещающих глинистых пород (составил И.И. Нестеров по материалам А.М. Брехунцова, В.Н. Бородкина [2008]).

современных залежей указывает открытие в Западной Сибири, а затем в Ставропольском крае нефтяных залежей в битуминозных глинистых породах. Эти залежи характеризуются повышенным аномальным пластывым давлением, не содержат краевых и подошвенных вод, а состоящий из глинистых частиц коллектор не имеет жесткого скелета. Только в Западной Сибири открыто более 150 таких месторождений. Однозначно доказано, что залежи в битуминозных глинистых породах формировались на месте их современного местонахождения за счет органического вещества вмещающих пород. Следует также иметь в виду, что дебиты нефти из таких «глинистых» залежей иногда достигают 2.5—5.0 тыс. м³/сут.

Широко развито убеждение, что нефть в залежи поступает из «нефтематеринских» пород. В Западной Сибири такие свойства приписываются битуминозным глинистым, глинисто-кремнистым и глинисто-карбонатным породам баженовской, тутлеймской и иgrimской свит [Конторович, Стасова, 1964; Конторович и др., 1964, 1967а,б, 1997].

Если условно все начальные запасы и ресурсы углеводородного сырья в залежах нефти «переместить» обратно в битуминозные породы юры и низов мела, то количество битумоидов будет больше, чем рассеянного ОВ. В действительности содержание битумоидов в осадочных породах земной коры, даже в битуминозных нефтяных (керогеновых) сланцах, не превышает 2 %, а каких-либо аномальных изменений на картах распределения битумоидов в разновозрастных отложениях не отмечено.

Таким образом, можно однозначно утверждать, что господствующая почти в течение 200 лет гипотеза формирования залежей углеводородного сырья за счет его миграции из так называемых «нефтематеринских свит» по вертикали и латерали ошибочна.

Генезис нефти, газа и формирование залежей углеводородного сырья являются этапами одного процесса, протекающего в пластовых условиях на территории современного распространения их залежей. Источником нефти и газа служит ОВ вмещающих залежи пород, массы которого накапливаются уже на стадии седиментогенеза и в дальнейшем при определенных температурах и давлениях при достижении критического энергетического потенциала и изменения напряженного состояния пород преобразуются в жидкое и газообразное углеводородное сырье, количество которого по объему до 2.0—2.8 раза больше, чем в нефтематеринской органике вмещающих залежь пород.

Продолжительность формирования залежей определяется скоростью реакций взаимодействия неспаренных электронов с потоком электронов или донорным водородом, образующихся при дискретных тектонических движениях при изменении напряженного состояния пород. После формирования залежи углеводородного сырья она может перемещаться с места своего образования через гидродинамические окна и открытые трещины, которые могут быть как природными, так и искусственными (скважины, шахты и др.).

Предлагаемая ниже модель природных процессов генезиса нефти и горючих углеводородных газов и формирования их залежей не предусматривает миграцию углеводородного сырья за пределами их современного местонахождения и предопределяет возможности создания инженерных технологий образования искусственных залежей углеводородного сырья. Для этого обосновывается выбор природной пластовой системы с определенными температурой и давлением, концентрацией рассеянного ОВ, обладающего необходимым внутренним энергетическим потенциалом в виде неспаренных электронов вокруг ядер углерода, определяемых на приборах ЭПР.

По предварительным данным концентрация парамагнитных центров в породах должна быть не менее $(500—700) \cdot 10^{17}$ спин/г. Эти величины для каждой площади конкретной пластовой системы определяются на этапе проектных решений. Необходимое по природному технологическому регламенту изменение напряженного состояния пород, рассчитываемое по коэффициенту Пуассона и распределению гор-

ного давления по «арке» Протодяконова, достигается при гидроразрыве пластовых систем («запальная» энергия), когда создаются мощные электромагнитные поля за счет микрогоризонтальных сдвигов породы, обеспечивающие процесс формирования метильных и метиленовых радикалов с последующим образованием жидких и газообразных углеводородных продуктов.

Рассмотренная модель предусматривает миграцию углеводородного сырья только в пределах локальной площади внутри современного водонефтяного или газовойяного контактов. При формировании залежей нефти и газа на месте их современного залегания при переходе твердого вещества в жидкое объем последнего увеличивается до 2.0—2.8 раза и происходит первичная миграция от приподнятых зон ловушек вниз по падению пласта при гидродинамическом режиме залежи. В замкнутых ловушках при этом процессе возникает аномально высокое пластовое давление, что влияет на более быстрое затухание формирования нефти, т. е. при одних и тех же геохимических, термодинамических и энергетических условиях, при одном и том же объеме пород залежи с аномально высоким давлением имеют меньшие запасы углеводородного сырья, чем залежи гидродинамически открытых пластовых систем. В этих системах, примыкающих к выступам фундамента с проницаемыми породами, миграция углеводородов из очага нефтеобразования идет как вверх по возрастанию, так и вниз по падению коллекторского пространства.

Естественно, при вскрытии залежей скважин или по природным разломам и зонам трещиноватости в вышележащих породах миграция углеводородного пласта идет из области высокого давления в зоны с более низким давлением. Однако следует учитывать, что в большинстве случаев в трещинах наличие нефти объясняется не миграцией ее из залежей, а образованием внутри самой трещины при сдвигах пород, что соответственно исключает наличие сколько бы значимых запасов нефти.

При прочих равных условиях из одного и того же класса ОВ с увеличением катагенеза последовательно формируется следующий ряд залежей: сухого газа, тяжелых нафтеновых нефтей, жирного газа, нефтегазовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных. Существование в этом ряду газоконденсатных залежей за счет деструкции нефтяных маловероятно. Для ОВ восстановленного ряда, способного воспроизводить углеводороды, последовательность ряда смещается в сторону условий с меньшими стадиями катагенеза по сравнению с органикой, накапливавшейся в субокислительной обстановке.

Рассмотрим графики изменения содержания элементных углерода и водорода в керогене рассеянного ОВ. Обращает на себя внимание факт общего уменьшения содержания водорода и увеличения углерода с повышением катагенеза при росте концентраций водорода на меньших стадиях катагенеза с увеличением номера класса ОВ. Эти две генеральные, противоположные по своей сути закономерности определяют пространственное распределение ресурсов жидких и газообразных углеводородов в любом седиментационном бассейне.

По вертикали можно наметить увеличение газовых залежей в верхах разреза осадочных пород. По латерали в каждом седиментационном бассейне имеются региональные стратиграфические уровни, к которым чаще всего приурочены залежи нефти и газа. Очевидно, это связано с палеогеографией и типом исходного ОВ, не всегда зависимым от условий (морских, континентальных) его накопления и размеров ловушек. Тип ОВ — более определяющий параметр прогноза нефтегазоносности, чем параметры статической тектоники, основой которой является антиклинальная гипотеза формирования залежей. Отсюда следует главный вывод — в каждом типе ОВ («сапропелевом» или «гумусовом») и даже более дробных его классах всегда присутствуют органические соединения, способные генерировать нефть и газ. Группирование ОВ с постоянной дискретностью по водороду через 0.5 % и по углероду — 2.0 % является условным распределением. Более правильным было бы выявить распределение в любом ОВ индивидуальных соединений или их групп с определением их дискретного распределения и по этой величине выделять классы органических соединений, каждый из которых в определенных термобарических условиях имеет свой энергетический уровень и способен производить определенное количество углеводородных и гетерогенных жидких и газообразных соединений определенного состава.

К числу наиболее информативных показателей, определяющих нефтегазоносность пластовых систем, относится количество метильных и метиленовых групп в одном грамме керогена ОВ и его энергетическое состояние, определяемое по концентрации парамагнитных центров на приборах ЭПР [Нестеров, 2007]. Следует отметить, что в исходном ОВ (здоровых клетках живых растений и животных, включая и человека) неспаренных электронов, метильных и метиленовых групп, так же как и метана, нет или они присутствуют в количествах ниже уровня точности приборов, используемых в геологии нефти и газа. Выше указывалось, что на стадии диагенеза в илах и почвах появляются эти соединения в количествах до $(10—20) \cdot 10^{20}$ шт./г, или до $(1—5) \cdot 10^{17}$ спин./г.

Из вышеприведенных данных намечаются основные технологические параметры природных процессов формирования залежей углеводородного сырья — в пластовой системе с фиксированными термобарическими условиями необходимо ОВ с достаточной концентрацией парамагнитных центров и создание условий для облучения его потоком электронов, которые возникают при изменении напряженного

состояния пород, вмещающих природные залежи нефти и газа. Для создания инженерной технологии выбираются пластовые системы с естественными природными условиями (температура, давление, наличие ОВ с расчетными концентрациями парамагнитных центров) и искусственно создаются условия, имитирующие тектонические процессы с изменением напряженного состояния пород.

Такие процессы создаются при гидроразрыве пластовой системы специально подготовленными растворами (гелями) с закреплением вновь образованного порового пространства фобизированными проппантами или высокопрочным песком с окатанными зернами минералов и пород. При определенной скорости гидроразрыва пластовой системы в ней возникают мощные электромагнитные поля с потоком электронов, которые взаимодействуют с неспаренными электронами ОВ пород, образуя жидкие и газообразные соединения углеводородного сырья.

При наличии пород назымского типа Западной Сибири или доманиковых пород в Волго-Уральской нефтегазоносной области в технологиях предусматривается создание искусственной трещиноватости.

В Западной Сибири для получения в промышленных рентабельных количествах техногенной нефти наиболее благоприятны пластовые системы баженовской свиты (салымский тип) с природной плитчатостью и листовитостью; породы с раковистым изломом (энииторский тип) и известковистые битуминозные породы абалакской и тутлеймской свит (назымский тип). В других районах такие условия имеются в породах юры южного и восточного побережий Англии в отложениях кимериджской формации; в отдельных разрезах сланцев Грин-Ривер (США); горючих сланцев Ленинградской области и др.

В Западной Сибири по вышеприведенной технологии на Салымской площади в скв. 592-Р проведен промышленный эксперимент. В этой скважине использованы все известные способы возбуждения притока нефти из отложений баженовской свиты, вплоть до использования нефтяной ванны. По результатам этих испытаний не зафиксировано никаких нефтегазопроявлений. Затем в баженовских битуминозных глинах выполнен гидроразрыв с закачкой в пласт 10 т проппанта при давлении 41,2 МПа.

После этого скважина начала фонтанировать нефтью с дебитом 60 м³/сут. Через 10 дней дебит снизился до 26 м³/сут. В этом режиме пласт работал 1,5 года. Такие же результаты получены в ОАО «Сургутнефтегаз», РИТЭК и других фирмах. По предварительным расчетам в Западной Сибири техногенные ресурсы нефти баженовской свиты могут обеспечить годовую добычу до 750 млн м³, в Англии — около 15 млрд т, в США — около 20 млрд м³. Для оценки техногенных ресурсов нефти битуминозных глинистых пород мира необходимо выполнить специальные эксперименты. Уверен, что ресурсы техногенной нефти черных сланцев, а в будущем и сероцветных глинистых пород земной коры не менее внушительны, чем в традиционных карбонатных и терригенных коллекторах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Стратегия топливно-энергетической безопасности России заключается в том, что на фоне истощения запасов и падения уровней добычи нефти из традиционного типа коллекторов (пористые и трещиноватые) ускоренными темпами должен вводиться принципиально новый тип коллектора (баженит) с природными залежами углеводородного сырья, а также техногенные (вновь образованные) залежи нефти и газа в глинистых, глинисто-кремнистых, кремнистых, глинисто-карбонатных и глинисто-кремнисто-карбонатных битуминозных породах. Это позволит увеличить объемы добычи нефти только в Западной Сибири до 700—800 млн м³/год.

Приведенные данные полностью или частично согласуются с фундаментальными работами А.Э. Конторовича и служат надежной системой топливно-энергетической безопасности России.

ЛИТЕРАТУРА

Брехунцов А.М., Бородкин В.Н. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Уренгойского НГР на примере одноименного месторождения // Горные ведомости, 2008, № 1, с. 20—35.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР, сер. геол., 1967, № 11, с. 135—156.

Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. М., Наука, 1986, 368 с.

Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, Наука, 1971, 168 с.

Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. М., Недра, 1975, 679 с.

Елкин Е.А., Конторович А.Э., Бахарев Н.К., Беляев С.Ю., Варламов А.И., Изох Н.Г., Каньгин А.В., Каштанов В.А., Кирда Н.П., Клец А.Г., Конторович В.А., Краснов В.И., Кринин В.А., Моисеев С.А., Обут О.Т., Сараев С.В., Сенников Н.В., Тищенко В.М., Филиппов Ю.Ф., Хоменко А.В., Хромых В.Г. Палеозойские фациальные мегазоны в структуре фундамента Западно-Сибирской геосинеклы // Геология и геофизика, 2007, т. 48 (6), с. 633—650.

Каширцев В.А., Конторович А.Э. Природные битумы Оленекского поднятия (Сибирская платформа) // Природные битумы и тяжелые нефти. СПб., Недра, 2006, с. 145—147.

Конторович А.Э., Стасова О.Ф. К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика, 1964 (2), с. 13—24.

Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Учение о главной фазе нефтеобразования и его место в осадочно-миграционной теории нафтидогенеза // Изв. АН СССР, сер. геол., 1988, № 1, с. 3—13.

Конторович А.Э., Гурари Ф.Г., Фотиади Э.Э. Основные закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика, 1967а (1), с. 3—12.

Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика, 1967б (2), с. 16—29.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. Распределение стабильных изотопов углерода в седикахитах различной генетической природы // Геология и геофизика, 1985 (7), с. 3—11.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика, 1997, т. 38 (6), с. 1070—1078.

Конторович А.Э., Добрецов Н.Л., Лавёров Н.П., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р. Энергетическая стратегия России в XXI веке // Вестн. РАН, 1999, т. 69, № 9, с. 771—784.

Конторович А.Э., Каширцев В.А., Коржубаев А.Г. Восточная стратегия газовой промышленности России // Газовый бизнес, 2006, № 12, с. 21—31.

Конторович А.Э., Каширцев В.А., Коржубаев А.Г., Сафронов А.Ф. Генеральная схема формирования нефтегазовых комплексов на востоке России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2007а, № 1, с. 13—25.

Конторович А.Э., Каширцев В.А., Москвин В.И., Бурштейн Л.М., Земская Т.И., Калмычков Г.В., Костырева Е.А., Хлыстов О.М. Нефтегазоносность отложений озера Байкал // Геология и геофизика, 2007б, т. 48 (12), с. 1346—1356.

Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., Недра, 1969, 240 с.

Нестеров И.И. Типы залежей нефти и газа // Геология СССР. Т. 44, ч. II. М., Недра, 1964. С. 39—42.

Нестеров И.И. Проблемы геологии нефти и газа второй половины XX века. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2007, 608 с.

Нестеров И.И., Шпильман В.И. Теория нефтегазонакопления. М., Недра, 1987, 232 с.

Рябухин Г.Е., Нестеров И.И. Геотермические наблюдения по глубоким скважинам Омской области // Сов. геология, 1960, № 1, с. 129—134.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 501 с.

Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 833—842.

Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М., Мир, 1982, 703 с.

Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Timoshina I.D., Kim N.S. Geochemistry of the Precambrian oils of Eurasia and Australia // Petroleum Frontiers, 2005, v. 20, № 3, p. 11—26.

*Поступила в редакцию
5 сентября 2008 г.*