

УДК 552.578.061.3.001.57

Неручев С.Г., Смирнов С.В.

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ИХ ГЕНЕРАЦИИ И ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В статье обоснованы и рассмотрены методы количественного моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, дающие возможность оценивать потенциальные ресурсы нефти и газа как региональных, так и локальных геологических объектов.

Ключевые слова: генерация, миграция, аккумуляция, нефть, газ, потенциальные ресурсы.

До последнего времени основным методом оценки потенциальных ресурсов углеводородов в России остается метод сравнительного геологического анализа оцениваемого геологического объекта с аналогичным хорошо изученным геологическим объектом, в котором в результате проведения поисково-разведочных работ выявлены все основные месторождения нефти и газа и оценены их запасы.

Для оценки потенциальных ресурсов нефти и газа на новый, слабо изученный геологический объект, по аналогии с хорошо изученным эталонным, распространяются такие характеристики, как средняя плотность запасов на 1 км^2 (или на 1 км^3 осадочных пород), или величина запасов углеводородов в расчете на осредненную структуру.

Поскольку не существует двух полностью тождественных геологических объектов, и новый оцениваемый объект по ряду признаков всегда отличается от эталонного, а в ряде случаев вообще не имеет аналогов, оценка потенциальных ресурсов нефти и газа нового геологического объекта этим методом во многих случаях проводится с низкой вероятностью и точностью.

К тому же внимание при сравнении эталонного и оцениваемого объектов обращается в основном на сходство показателя их геологического строения и в значительно меньшей мере – на критериях, определяющих возможность масштабной генерации нефти и газа в недрах оцениваемого объекта. А ведь даже при полном сходстве в строении эталонного и оцениваемого объектов, если в нефтегазоматеринских отложениях оцениваемого объекта органическое вещество нефтегазоматеринских отложений не достигло необходимой степени зрелости, он окажется полностью бесперспективным.

Основной целью данной работы явилось создание новой альтернативной и более обоснованной методики прогноза и оценки ресурсов углеводородов, основанной на

количественном моделировании процессов генерации нефти и газа и формирования их месторождений в недрах оцениваемого геологического объекта в соответствии с основными положениями осадочно-миграционной теории образования нефти и газа и их месторождений.

Новая методика, использующая количественную информацию о процессах генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в недрах не аналогичного, а непосредственно оцениваемого геологического объекта, представляется гораздо более обоснованной и эффективной.

Достижение основной цели исследований – создание новой методики определения потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов генерации нефти и газа и формирования их месторождений – потребовало рассмотрения и решения целого ряда частных задач нефтегазовой геологии и геохимии. В области генерации углеводородов – создания количественных моделей генерации нефти и газа для основных генетических типов ОВ материнских пород; методов расчета плотностей генерации и эмиграции нефти и газа; суммарных количеств генерированных и эмигрировавших из материнских пород углеводородов.

В области изучения формирования месторождений потребовалось создание методик определения путей и направлений миграции нефти и газа, скоростей миграции углеводородов, максимально возможных расстояний миграции углеводородов, моделирования и картирования процессов латеральной миграции и аккумуляции углеводородов в залежах, определения потенциальных ресурсов нефти и газа как региональных объектов, так и отдельных локальных ловушек.

Разработке строгих количественных моделей генерации нефти и газа предшествовал длительный период экспериментального изучения закономерностей превращения основных типов ОВ в процессе катагенеза. Это позволило создать на основе многочисленных полученных данных эмпирические модели превращения битумоидных компонентов и основной нерастворимой части ОВ в процессе катагенеза.

В соответствии с эмпирической моделью (рис. 1) максимум генерации нефтяных УВ, в том числе бензиновых фракций нефти, а также гомологов метана, означает проявление на грациях катагенеза МК₁-МК₂ главной фазы нефтеобразования (ГФН), осуществляющейся в результате масштабной деструкции полимерлипидных компонентов ОВ.

На первоначальном этапе проявления ГФН генерация нефти превышает ее эмиграционные потери из материнских пород, а на заключительной – генерация нефти

затухает и прекращается, а эмиграция ее из материнских пород достигает максимальной интенсивности.

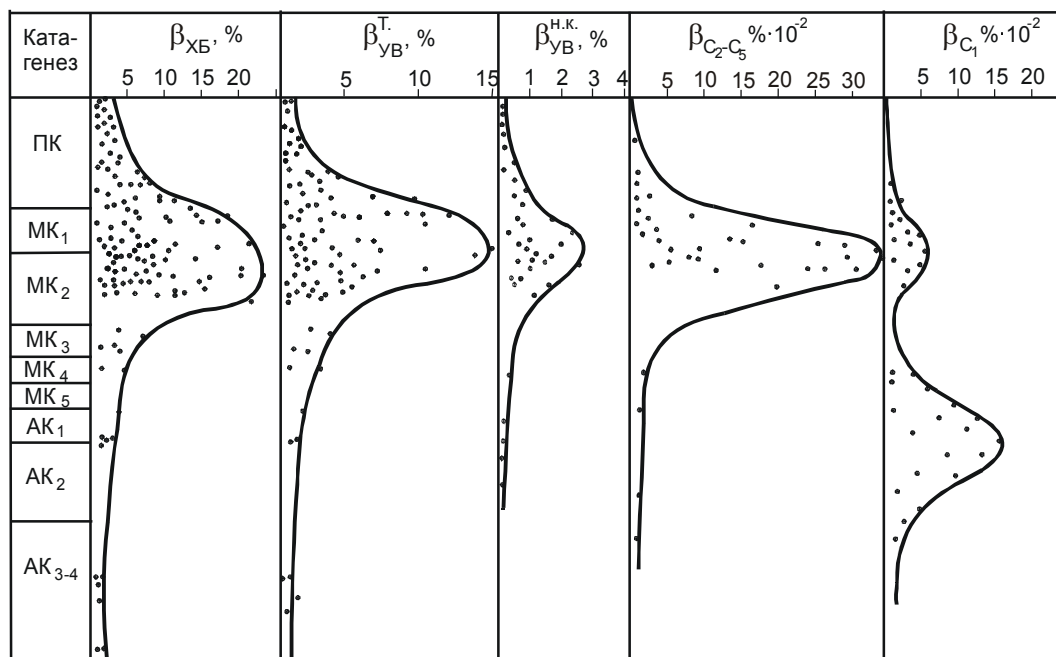


Рис. 1. Изменение концентрации хлороформенного битумоида, высокомолекулярных нефтяных УВ, низкокипящих нефтяных УВ, гомологов метана и метана в процессе катагенеза сапропелевого ОВ

На дальнейших этапах катагенеза (МК₃-АК₃₋₄) прослеживается лишь дальнейшее истощение ОВ битумоидом, нефтяными углеводородами и гомологами метана, то есть генерации нефти больше не происходит в связи с исчерпанием нефтяного потенциала ОВ.

Однако метан ведет себя принципиально иначе. На грациях катагенеза МК₅-АК₂ проявляется второй, более масштабный максимум его генерации, который соответствует выделяемой нами главной фазе газообразования (ГФГ).

Полученные на основе эмпирической модели данные о генерации нефти и УВ газа дают правильное представление о стадийности их образования, но не дают надежных сведений о количестве образующихся нефтяных и газовых УВ.

Чтобы их получить, необходимо вводить поправки на эмиграцию и на потерю массы ОВ в процессе катагенеза, или использовать иные методы расчетов.

Для создания количественных моделей генерации нефти и газа нами использованы балансовые методы расчетов [Справочник по геохимии..., 1998].

При наличии систематических данных по элементному составу ОВ нефтегазоматеринских пород на последовательных этапах катагенеза количественная модель генерации нефти и газа в принципе может быть создана для любой нефтегазопроизводящей

толщи любого изучаемого нефтегазоносного бассейна. Однако для этого требуется огромный объем детальных геохимических исследований органического вещества, что возможно осуществить при наличии представительно отобранного керна только в течение многих лет.

Поэтому мы пошли по другому пути – создания количественных моделей генерации нефти и газа для основных генетических типов органического вещества, которые могут быть использованы в качестве основы для оценки нефтегазообразования в любом изучаемом нефтегазоносном бассейне. Для применения этих моделей необходимо иметь информацию о генетическом типе ОБ в конкретном изучаемом объекте и данные о степени катагенеза ОБ в нем.

Генерализованные количественные модели генерации нефти, УВ газа и других летучих продуктов созданы для сапропелевого типа ОБ, для гумусового типа ОБ, а также для оксисорбосапропелевого ОБ низких концентраций.

Наиболее высоким нефтематеринским потенциалом характеризуется сапропелевое ОБ (I-II типы керогена по западной терминологии). Все необходимые данные о генерации нефти, УВ газа и других летучих продуктов сапропелевым ОБ приведены в табл.1.

Таблица 1

Генерация нефти, УВ газа и других летучих продуктов сапропелевым ОБ

катагенез		C ^r %	M _{ост} %	Генерация, %вес. от исходной массы ОБ						
R _a %	Начало градации			нефть	УВ газ	CO ₂	H ₂ S	NH ₃ -N ₂	H ₂ O	Σпр.ген.+M _{ост}
6,0	ПК	58,9	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100
7,1	МК ₁	71,0	69,09	0,0	0,91	24,35	0,35	4,21	1,10	100,01
7,6	МК ₂	76,5	54,0	8,2	0,91	29,60	1,45	4,60	1,25	100,01
8,4	МК ₃	78,6	32,5	28,24	1,33	29,60	2,25	4,60	1,50	100,02
9,0	МК ₄	82,2	27,0	28,24	4,00	31,80	2,55	4,80	1,70	100,09
10,0	МК ₅	81,5	25,5	28,24	4,50	32,70	2,60	4,80	1,70	100,04
10,9	АК ₁	81,3	24,3	28,24	4,80	33,30	2,65	4,91	1,80	100,00
12,0	АК ₂	84,3	22,0	28,24	6,30	33,45	2,95	4,95	2,10	99,99
13,0	АК ₃	88,2	20,5	28,24	6,70	34,15	3,25	5,00	2,20	100,04
17,0	АК ₄	94,5	19,0	28,24	7,20	34,50	3,40	5,00	2,65	99,99
Графит		100	17,52	28,24	7,55	34,95	3,50	5,10	3,15	100,01

Из нее следует, что на этапе протокатагенеза (R_a 6,0-7,1) генерации нефти не происходит, а генерация УВ газа весьма незначительна – 0,9% от массы исходного ОБ.

В начале градации МК₁ генерация нефти сапропелевым ОВ также незначительная, но к началу градации МК₂ достигает уже 8,2% от исходной массы ОВ.

Преобладающая часть нефти (70%) образуется при термической деструкции сапропелевого ОВ на градации катагенеза МК₂ и достигает к началу градации МК₃ 28,24% от исходной массы ОВ в начале катагенеза. Это так называемая главная фаза нефтеобразования. Генерация УВ газа на этапе интенсивного нефтеобразования весьма незначительна.

На более высоких градациях катагенеза (от МК₃ до конца апокатагенеза) генерация нефти уже не происходит совершенно, но активизируется процесс образования углеводородного газа, в составе которого преобладает метан. Проявляется главная фаза газообразования. На градации МК₃ генерация УВ газа составляет 2,67% от исходной массы ОВ, к концу мезокатагенеза достигает 4,5%, а к концу апокатагенеза – 7,5% от исходной массы ОВ. Как видим, от 70 до 80% УВ газа образуется после завершения нефтеобразования, во время проявления главной фазы газообразования.

Гумусовое ОВ обладает низким нефтематеринским потенциалом (табл. 2).

Таблица 2

Генерация нефти, УВ газа и других летучих продуктов гумусовым ОВ

катагенез		С ^г %	М _{ост} %	Генерация, %вес. от исходной массы ОВ						
R _a %	Начало градации			нефть	УВ газ	CO ₂	H ₂ S	NH ₃ -N ₂	H ₂ O	Σпр.ген.+ +М _{ост}
6,0	ПК	58,9	100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100
7,1	МК ₁	76,0	78,45	0,60	1,55	16,15	0,80	0,15	2,30	100
7,6	МК ₂	79,4	71,36	1,64	2,35	20,00	0,85	0,30	3,50	100
8,4	МК ₃	84,8	63,41	1,64	3,03	25,80	1,52	0,35	4,25	100
9,0	МК ₄	88,3	60,26	1,64	4,15	26,40	1,65	0,40	5,50	100
10,0	МК ₅	90,0	58,36	1,64	4,85	26,40	1,65	0,68	6,49	100,07
10,9	АК ₁	90,6	57,16	1,64	5,70	26,40	1,65	0,70	6,65	100
12,0	АК ₂	91,6	55,21	1,64	7,75	26,40	1,65	0,70	6,65	100,00
13,0	АК ₃	93,5	52,76	1,64	8,85	27,20	1,80	1,00	6,75	100,00
17,0	АК ₄	94,8	50,41	1,64	10,50	27,50	2,00	1,10	6,95	100,00
Графит		100	44,17	1,64	15,27	27,50	2,54	1,75	7,12	99,99

К началу градации МК₁ генерация нефти не превышает 0,6%, к концу градации МК₂ не более 1,64% от исходной массы ОВ в начале катагенеза, а на более высоких градациях катагенеза совсем прекращается. Слабая генерация нефти гумусовым ОВ на градациях МК₁-

МК₂ является аналогом главной фазы нефтеобразования, которая наиболее ярко проявляется при катагенезе сапропелевого ОВ. УВ газ генерируется гумусовым ОВ на всех этапах катагенеза, но неравномерно. В протокатагенезе образуется 1,55% УВ газа, на этапе проявления главной фазы нефтеобразования – всего 0,8% от исходной массы ОВ в начале катагенеза. Далее генерация УВ газа активизируется, проявляется главная фаза газообразования. К концу мезокатагенеза образуется 5,7%, а к концу апокатагенеза – 15,27% УВ газа от исходной массы ОВ. Таким образом преобладающая часть УВ газа (>80%) образуется во время проявления главной фазы газообразования, после слабого проявления ГФН.

Часто в материнских породах содержится не чисто сапропелевое или чисто гумусовое ОВ, а смешанные формы сапропелево-гумусового и гумусово-сапропелевого ОВ. Зная соотношение сапропелевых и гумусовых компонентов в ОВ изучаемого геологического объекта и используя данные табл. 1, 2, можно рассчитать для любого ОВ смешанного состава количества образующейся нефти и УВ газа пропорционально количеству сапропелевых и гумусовых компонентов.

В табл. 3 приведены данные по генерации нефти и газа оксисорбосапропелевым ОВ низких концентраций.

Таблица 3

**Генерация нефти, УВ газа и других летучих продуктов оксисорбосапропелевым ОВ
низких концентраций**

катагенез		C ^г %	M _{ост} %	Генерация, %вес. от исходного ОВ			
R _a %	Начало градации			нефть	УВ газ	CO ₂	H ₂ S
6,5	ПК ₂	76,5	100	0,0	0,0	0,0	0,0
7,1	МК ₁	78,0	93,37	0,55	0,90	0,95	0,97
7,6	МК ₂	80,0	81,74	4,33	3,91	1,98	1,85
8,4	МК ₃	80,0	70,39	6,25	5,12	2,43	2,98
9,0	МК ₄	81,6	69,01	6,25	5,28	2,44	4,68
10,0	МК ₅	83,0	66,69	6,25	6,28	2,72	5,12
10,9	АК ₁	85,0	64,96	6,25	8,12	3,15	5,66
12,0	АК ₂	87,0	60,44	6,25	9,66	3,65	6,05
13,0	АК ₂	88,0	58,94	6,25	10,56	3,78	6,30

Интенсивное окисление ОВ на стадии диагенеза существенно понижает его нефтематеринский потенциал. Генерация нефти от начала градации МК₁ до конца градации

катагенеза МК₂ для этого типа ОВ составляет всего 6,25% (против 28,24% у сапропелевого ОВ). Генерация УВ газа несколько выше, чем у сапропелевого ОВ и на градации АК₂ достигает 10,56% от исходной массы ОВ в начале катагенеза.

Знание генетического типа ОВ, концентрации Сор_г, степени катагенеза ОВ в изучаемых нефтегазоматеринских породах и их мощности дает возможность определить плотность генерации нефти и газа. Плотность генерации нефти рассчитывается (в т/км²) как

$$q_n^{\text{ген}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}} \cdot K_n^{\text{ген}} \cdot 10^6}{C^{\Gamma} \cdot M_{\text{ост}}}, \text{ где} \quad (1)$$

Сор_г – содержание углерода в породе; ρ_{мп} – плотность материнских пород; h_{мп} – мощность материнских пород; K_n^{ген} – коэффициент генерации нефти; C^Г – содержание углерода в ОВ на данной стадии катагенеза; M_{ост} – остаточная масса ОВ.

Плотность генерации углеводородного газа (в нм³/км²) рассчитывается как

$$q_{\Gamma}^{\text{ген}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}} \cdot K_{\Gamma}^{\text{ген}} \cdot 10^9}{C^{\Gamma} \cdot M_{\text{ост}}}, \text{ где} \quad (2)$$

K_Г^{ген} – коэффициент генерации УВ газа.

Суммарное количество нефти, образовавшейся в изучаемых нефтематеринских отложениях, определяется как

$$Q_n^{\text{ген}} = q_n^{\text{ген}} \cdot S_{\text{нмп}}, \text{ где} \quad (3)$$

Q_n^{ген} – суммарное количество генерированной нефти;

q_n^{ген} – плотность генерации нефти;

S_{нмп} – площадь распространения нефтематеринских пород.

Суммарное количество углеводородного газа, образовавшегося в изучаемых нефтегазоматеринских отложениях, определяется как

$$Q_{\Gamma}^{\text{ген}} = q_{\Gamma}^{\text{ген}} \cdot S_{\text{гмп}}, \text{ где} \quad (4)$$

Q_Г^{ген} – суммарное количество генерированного УВ газа;

q_Г^{ген} – плотность генерации УВ газа;

S_{гмп} – площадь распространения газоматеринских пород.

На основе балансовых моделей, в которых приведены весовые количества генерированных жидких и газообразных УВ в % от массы исходного вещества, разработана общая количественная модель генерационных эмиграционных углеводородных систем, характеризующая объемные соотношения и фазовый состав нефтяных и газовых УВ в пластовых условиях от глубинных зон их генерации до земной поверхности (табл. 4).

Характеристика УВ продуктов генерации и эмиграции из материнских пород

Глубина погружения, км	Начало градации катагенеза	Температура, °С	Пластовые давления, МПа	Суммарная генерация нефти, т/т ОВ	Коэффициент эмиграции	Эмиграция нефти на этапе, т/т ОВ	Суммарная генерация газа, т/т ОВ	Эмиграция газа на этапе, т/т ОВ	Газонасыщенность системы, м ³ газа / м ³ нефти при данных Р и Т	Газонасыщенность системы, м ³ газа / м ³ нефти на поверхности	Объем нефти в системе УВ, %об. при данных Р и Т	Нефт. УВ в системе газ-нефть при данных Р и Т, гн/м ³ г	Нефт. УВ на поверхности, гн/м ³ г	Весовое отношение газа к нефти, кг/кг
с а п р о п е л е в о е ОВ														
1,8	МК ₁	70	18	0,05	0,010	0,005	0,0045	0,00455	3,85	728	20,6	207792	1098	0,91
2,5	МК ₂	87	25	0,082	0,3	0,0246	0,0091	0,00455	0,59	147,9	62,8	1355932	5406	0,18
3,0	МК ₃	105	30	0,2824	0,8	0,20132	0,0133	0,00420	0,08	16,68	92,59	10000000	47961	0,02
4,0	МК ₅	140	40	0,2824	0,9	0,02824	0,0450	0,0317	3,101	898	24,38	257981	890	1,12
5,0	АК ₂	175	50	0,2824	0,95	0,01412	0,0630	0,0187	4,41	1059	18,48	181405	755	1,32
г у м у с о в о е ОВ														
1,8	МК ₁	70	18	0,006	0,10	0,0006	0,0155	0,0155	158,9	20666	0,62	5034,6	38,7	25,83
2,5	МК ₂	87	25	0,0164	0,3	0,00432	0,0235	0,0080	9,25	1481,4	9,75	86448	540,0	1,85
3,0	МК ₃	105	30	0,0164	0,8	0,00820	0,0303	0,0068	3,49	663,4	22,27	229226	1205,9	0,83
4,0	МК ₅	140	40	0,0164	0,9	0,00164	0,0485	0,0182	38,6	8878,0	2,52	20725	90,1	10,97
5,0	АК ₂	175	50	0,0164	0,95	0,00082	0,0775	0,0290	108,8	28292,6	0,910	7387,9	28,27	35,36
с м е ш а н н о е ОВ														
1,8	МК ₁	70	18	0,028	0,1	0,0028	0,0100	0,0100	20,40	2857,1	4,672	39215,68	280	4,38
2,5	МК ₂	87	25	0,0492	0,3	0,01196	0,0163	0,0063	2,63	434,48	38,02	304182,5	1841,2	0,52
3,0	МК ₃	105	30	0,1494	0,8	0,1047	0,0218	0,0055	0,2211	83,76	81,89	3619909,5	9551,0	0,052
4,0	МК ₅	140	40	0,1494	0,9	0,02646	0,04675	0,0249	3,273	885,55	23,40	244424,0	903,39	0,94
5,0	АК ₂	175	50	0,1494	0,95	0,00340	0,07025	0,02355	23,57	5541,17	4,48	37541,06	144,37	6,91

Из материнских пород с сапропелевым ОВ на начальной стадии нефтегазообразования в небольшом количестве эмигрирует углеводородная система с довольно высокой газонасыщенностью – нефти с газовым фактором, уменьшающимся от 700 до 150 м³/м³. Затем газонасыщенность эмигрирующей УВ системы быстро и существенно снижается, в коллекторы поступает преобладающее количество нефтей с низким газовым фактором. Это и есть типичные нефти, образовавшиеся в материнских породах с сапропелевым ОВ.

С начала проявления ГФГ направленность в изменении эмигрирующих УВ систем меняется на обратную. Быстро и значительно возрастает газонасыщенность УВ системы – от 0,08 до 4,4 м³/м³, объемная доля нефтяных УВ снижается от 92 до 18%. Образуются и эмигрируют из материнских пород газоконденсаты, содержание нефтяных УВ в которых в сжатых газах в пластовых условиях достигает 180-260 кг/м³, что в стандартных условиях соответствует газоконденсатам, содержащим 755-890 г/м³ нефтяных углеводородов. Это подтверждается экспериментальными данными Т.П. Жузе и др. При температуре 200⁰С и давлении 88 МПа содержание конденсата в сжатом газе достигало 212 кг/м³, что в стандартных условиях отвечает газоконденсату, содержащему 628 г/м³.

Направленность в изменении углеводородных систем, образующихся и эмигрирующих из материнских пород с гумусовым ОВ на последовательных стадиях процесса нефтегазообразования та же самая, что и у материнских пород с сапропелевым ОВ (табл. 4). Но изменения УВ системы происходят на совершенно другом уровне – газонасыщенность на всех этапах эмиграции УВ из материнских пород с гумусовым ОВ в десятки раз выше, чем в УВ системах, рождаемых сапропелевым ОВ.

Обобщая результаты расчетов по материнским отложениям с гумусовым ОВ, следует отметить, что от начала мезокатагенеза до градации катагенеза МК₂ из них эмигрируют в коллектора газоконденсатные углеводородные системы с конденсатным фактором, повышающимся от 38-40 г/м³ до 400-500 г/м³.

На градации МК₂ слабо проявляется ГФН и из материнских пород эмигрирует нефть с высоким газовым фактором – более 600 м³/м³ (>800 м³/т). После завершения ГФН снова, как и на первом этапе, из материнских пород эмигрируют газоконденсаты. Конденсатный фактор их с ростом глубины и температуры значительно снижается – от 90 до 28 г/м³. В более жестких термодинамических условиях из материнских пород эмигрирует углеводородный газ, практически не содержащий растворенных нефтяных углеводородов.

Система углеводородов, образующаяся и эмигрирующая из материнских пород со смешанным сапропелево-гумусовым ОВ (50% сапропелевых и 50% гумусовых

компонентов), занимает, естественно, промежуточное, среднее положение при той же направленности изменения параметров углеводородной системы.

В целом, проведенные расчеты показали, что из материнских пород с разными генетическими типами ОВ эмигрирует в коллекторы весьма широкий спектр углеводородных флюидов – от самых низкогазонасыщенных, отвечающих в поверхностных условиях нефтям с низким газовым фактором до высокогазонасыщенных, отвечающих бедным газоконденсатам и газам.

Выполненные исследования дали возможность количественно охарактеризовать генерацию нефти и газа в материнских породах с различными генетическими типами органического вещества, а также состав, свойства и фазовое состояние углеводородных флюидов, эмигрирующих из материнских пород на последовательных этапах катагенеза.

Обладая этими сведениями, можно в каждом конкретном случае получить представление о характере и количестве углеводородов, эмигрирующих из материнских пород, их фазовом состоянии и возможном механизме миграции углеводородов.

Образующиеся углеводороды частично удаляются из уплотняющихся материнских пород в пористо-проницаемые резервуары.

Первичная миграция вызывается прогрессирующим уплотнением материнских пород при их погружении под нагрузкой вышележащих отложений, сокращением поровой системы при адекватной потере флюидов.

Пассивная эмиграция нефти в водорастворенном состоянии навряд ли имеет существенное значение вследствие низкой растворимости нефтяных УВ в воде.

Наиболее эффективной должна быть миграция углеводородов в виде свободной фазы, если, конечно, существуют условия для ее возникновения. Возможность активной миграции нефти в свободной фазе предполагалась многими специалистами. Проведенные нами расчеты на основе количественных моделей нефтеобразования это предположение подтверждают.

При средней пористости материнских пород в зоне проявления ГФН 5-6% и исходной концентрации сапропелевого ОВ 2% нефтенасыщенность пор может достигать 30%, а при концентрации 3-5% ОВ – 44-75%, то есть возникновение свободной нефтяной фазы неизбежно. Совсем другая ситуация характерна для глинистых материнских пород с гумусовым ОВ, которое характеризуется низким нефтематеринским потенциалом. В зоне проявления ГФН из материнских пород эмигрирует нефть с высоким газовым фактором – более $600 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Миграция УВ газа в водном растворе наиболее характерна для ранних стадий погружения осадков, когда небольшие количества образующегося газа приходится на значительные объемы поровой воды. В условиях проявления ГФН углеводородного газа образуется мало, он полностью растворяется в нефти и воде и эмигрирует из материнских пород в нефтерастворённом или водорастворённом состоянии. Только в материнских породах с существенно гумусовым ОВ в зоне ГФН возможно образование и миграция УВ газа в свободной фазе, да и то в небольших масштабах.

Совсем другая ситуация имеет место в главной зоне газообразования (ГФГ), когда его образуется большое количество, приходящееся на небольшой объем поровой воды в значительно уплотненных глинистых породах (пористость 3-4%).

В материнских породах с сапропелевым ОВ, согласно проведенным расчетам, при концентрации ОВ в 1% газонасыщенность пор должна достигать около 27%, при концентрации 2% - >50%, при концентрации 3% - >70%, а при концентрации 5% - до 140%, если бы, конечно, одновременно не происходила эмиграция УВ газа в коллектор. Еще большая газонасыщенность поровой системы УВ газом должна возникать в зоне проявления ГФГ в материнских породах с гумусовым ОВ – от 30% при концентрации исходного ОВ 1%, - до 160% при концентрации ОВ 5%, если бы, конечно, одновременно с генерацией не происходила эмиграция газа в коллектор.

Таким образом, миграция УВ газа в зоне проявления ГФГ должна происходить, в основном, в виде свободной газоконденсатной или газовой фазы и лишь в незначительной степени в водном растворе.

Основная часть нефти эмигрировала из материнских пород задолго до проявления главной фазы газообразования. Оставшиеся в материнских породах нефтяные УВ во время интенсивного газообразования при избытке газа, в условиях высоких давлений и температур растворялись в сжатых газах, образуя газоконденсатные системы.

Таким образом, наиболее распространенные и поддерживаемые многими западными и российскими исследователями представления о преобладающей роли миграции нефти и газа в свободной фазе находят подтверждение. Именно эти представления о механизме миграции нефти и газа в свободной фазе при формировании их месторождений должны быть приняты при осуществлении моделирования.

Соотношения между материнскими породами и коллекторами, в которые поступают эмигрирующие из материнских пород углеводороды, могут быть различными. Типичным случаем является более или менее равномерное переслаивание материнских пород с

коллекторами. Основная часть эмигрирующих из пласта материнских пород нефтяных углеводородов, примерно $2/3$, как свидетельствуют геохимические данные, поступает в залегающий непосредственно над ним коллектор; меньшая часть ($1/3$) – в нижезалегающий коллектор.

Не менее редким случаем является достаточно мощная однородная толща (30-100 м и более) обогащенных сапропелевым ОВ глинистых материнских пород, не содержащая внутри себя коллекторов. Основная часть образующихся нефтяных УВ (до $2/3$) эмигрирует из толщи материнских пород вверх по разрезу и всплывает по субвертикальным трещинно-поровым каналам вверх, преодолевая маломощные глинистые разделы между отдельными коллекторами. Во многих случаях, как показывает изучение конкретных геологических объектов, восходящая вертикальная межпластовая миграция нефти из залегающей ниже по разрезу толщи материнских пород прослеживается на расстояние от 80-150 до 800-1000 м.

Проходя через отдельные пласты песчаных коллекторов, часть нефти достигает их прикровельной зоны, постепенно накапливается там, образуя первичные скопления, а затем они испытывают восходящую латеральную миграцию вверх по восстанию пластов по направлению к приподнятым в подземном рельефе ловушкам.

Поскольку давление в уплотняющихся материнских породах при генерации нефти и газа превышает гидростатическое, обычно свойственное коллекторам, то часть нефтяных УВ из материнской толщи может мигрировать вниз по разрезу – в подстилающий песчаный коллектор.

Итак, на первоначальном этапе в основном происходит вертикальная миграция нефти (или газа) в свободной фазе из материнских пород в залегающие выше проницаемые коллекторы по системе трещинно-поровых субвертикальных каналов. Поступая в коллектор, углеводороды сначала накапливаются у его подошвы, а затем всплывают и концентрируются у его кровли под непроницаемой крышкой.

У кровли коллектора образуются сначала небольшие первичные скопления углеводородов, размер которых постепенно увеличивается, они сливаются друг с другом и под воздействием архимедовой силы начинают всплывать вверх по восстанию пластов в направлении структурной или другого типа ловушки.

Исходя из того, что главным фактором, определяющим латеральную миграцию, является архимедова сила всплывания первичных скоплений УВ в водонасыщенной поровой среде коллекторов, миграция может происходить только вверх по восстанию слоев от

наиболее погруженных участков нефте(газо)сборной площади до максимально приподнятых в пределах замкнутой ловушки.

Схождение направлений латеральной миграции к приподнятой замкнутой структуре определяет положение локальной зоны аккумуляции (ловушки УВ).

Основой для построения карт направлений и скоростей миграции углеводородов являются палеоструктурные карты, характеризующие рельеф проводящих (проницаемых) резервуаров-коллекторов в периоды проявления максимума главных фаз нефтеобразования и газообразования.

Если после завершения нефте(газо)образования до настоящего времени структура изучаемого геологического объекта изменилась незначительно, для построения карт направлений и скоростей миграции углеводородов можно пользоваться структурной картой изучаемого объекта, отражающей его строение на современный момент.

Миграция нефти в свободной фазе в водонасыщенном коллекторе в физическом смысле является процессом двухфазной фильтрации, т.е. фильтрацией в поровой среде двух несмешивающихся жидкостей – воды и нефти.

Наиболее прост при определении скоростей миграции УВ подход Баклея-Леверетта, в котором пренебрегается влиянием капиллярных сил.

Сложность и недостаточная ясность проблемы привели к выводу, что полностью удовлетворительной теории фильтрации двухфазной жидкости пока не существует. Поэтому для приближенных расчетов скоростей миграции углеводородов приходится идти на некоторые упрощения.

Как и в теории Баклея-Леверетта принимаем, что роль капиллярных сил пренебрежимо мала. Экспериментальное лабораторное моделирование миграции нефти это подтверждает.

Второе упрощение заключается в том, что скорость миграции водной фазы принимается равной нулю. Е.А. Гуревичем, В.М. Кругликовым, Л.Н. Капченко скорость латеральной миграции воды в природных резервуарах с учетом неоднородностей проницаемости блоков пород оценивается очень низкой – от $n \cdot 10^{-3}$ до $n \cdot 10^{-2}$ см/год (или от 0,0n до 0,n км/млн. лет). Следовательно, в первом приближении, для гравитационной сегрегации при неподвижности водной фазы и с учетом фазовой проницаемости нефти расходную скорость миграции нефти можно определить как

$$U_n = \frac{Kf_n(S)}{\mu_n} (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot \sin \alpha \quad (5)$$

где K - коэффициент проницаемости поровой среды; f_n – фазовая проницаемость нефти; μ_n - вязкость нефти; ρ_v, ρ_n - плотность нефти, g – ускорение силы тяжести, α - угол наклона пласта.

Соответственно "истинная" линейная скорость миграции нефти (скорость продвижения нефтяного фронта) определится как

$$V_n = \frac{U_n}{m} = \frac{K \cdot K_{фн}}{\mu_n \cdot m} (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot \sin \alpha \quad (6)$$

или

$$V_n = \frac{K \cdot K_{фн}}{\mu_n \cdot m} (\gamma_v - \gamma_n) \cdot \sin \alpha \quad (7),$$

где m – пористость коллектора; $K_{фн}$ – фазовая проницаемость нефти; γ_v, γ_n - удельный вес воды и нефти;

Расчеты по этой формуле, а также результаты расчетов других авторов (А.Е. Гуревича, В.А. Эндглянда) показали, что скорости миграции нефти оцениваются в сотни раз большими, а газа – в тысячи и десятки тысяч раз большими, чем скорости миграции воды. Следовательно, скоростью миграции воды в первом приближении действительно можно пренебречь.

Формулы для оценки скорости миграции углеводородов, предложенные другими авторами, аналогичны и близки к предлагаемой нами.

Реальность оценки скоростей миграции по приведенной формуле зависит от того, насколько обоснованы расчетные параметры. Величину средних коэффициентов проницаемости и плотности коллектора следует определять на основе статистической обработки фактических данных, величину коэффициента фазовой проницаемости – по соотношению нефтяной и водной фазы с использованием известной зависимости между фазовой проницаемостью и соотношением фаз.

В табл. 5 приведены результаты расчетов возможных скоростей миграции нефти, характерных для условий проявления ГФН при $K_{фн} = 0,1$ (что соответствует нефтенасыщенности пород на путях миграции около 35%). Плотность нефти с растворенным газом была принята равной $0,75 \text{ г/см}^3$, вязкость – 1 сП, плотность воды – $1,1 \text{ г/см}^3$, пористость коллектора – 0,2.

Как видим, при нефтенасыщенности в каналах миграции около 35% в платформенных бассейнах скорости миграции нефти могут колебаться от 0,48 до 490 км/млн.лет, а в складчатых областях – от 9,5 до 2756 км/млн.лет.

Таблица 5

Скорости миграции нефти при $K_{фп} = 0,1$

K _{пр} , D	Скорость миграции нефти, км/млн. лет			
	Платформы		Складчатые области	
	0 ⁰ 30 ¹	5 ⁰ 00 ¹	10 ⁰	30 ⁰
0,001	0,4	4,8	9,5	27,5
0,01	4,8	48	95,6	275,6
0,05	24,0	240,0	478,5	1378,0
0,1	47,9	490,6	956,9	2756,2

В нефтегазоносных бассейнах с высокой плотностью эмигрировавших нефтяных УВ в прикровельной части коллекторов может возникать высокая нефтенасыщенность поровой среды – до 50% и более. В этом случае величина $K_{фп}$ может быть принята равной 1. Тогда возможные скорости латеральной миграции первичных нефтяных скоплений окажутся в 10 раз большими.

Если созревание ОВ материнских пород и нефтеобразование в погружающихся осадках развиваются в геологическом времени очень медленно – в течение десятков млн. лет, то после формирования первичных нефтяных скоплений в прикровельной зоне коллекторов латеральная миграция и аккумуляция нефти происходят очень быстро, во многих случаях всего за несколько сотен тысяч лет, максимум за 1-2 млн. лет.

Необходимо отметить, что при расчете скоростей вертикальной миграции нефти из материнских отложений до прикровельной части коллекторов, следует учитывать ограничения скорости миграции, которые обусловлены потерями мигрирующей нефти на образование остаточной нефтенасыщенности пород в каналах миграции.

Чисто теоретически скорость восходящей вертикальной миграции оценивается максимальной, поскольку она пропорциональна $\sin\alpha$ ($\sin 90^0=1$). При трещинной проницаемости в 0,1 D, фазовой проницаемости 0,1 и тех же параметрах нефти и пород, какие принимались в предыдущих расчетах, скорость вертикальной миграции нефти оценивается более 5000 км/млн. лет, то есть миграция на 1 км вверх по разрезу могла бы осуществиться всего за 180 лет. Однако это было бы справедливо лишь при неограниченном количестве исходной нефти. На самом деле количество исходной нефти возрастает во времени очень медленно, и она в течение весьма продолжительного времени (нескольких

десятков млн. лет) полностью рассеивается в каналах вертикальной миграции при небольшом продвижении вверх.

Вследствие этого фактическая средняя скорость продвижения нефти вверх по разрезу до кровли коллекторов из-за рассеяния в каналах миграции оценена нами в изученных случаях от 0,02-0,018 до 37-49 м/млн. лет, т.е. была в 100 000 раз меньшей, чем это следовало бы из формального расчета.

Скорости миграции углеводородного газа в свободной фазе рассчитывались аналогичным образом. Было принято, что для условий проявления ГФГ удельный вес газа в пластовых условиях составляет $0,32 \text{ г/см}^3$, вязкость – 0,03 сП, фазовая проницаемость - 0,1, удельный вес воды – $1,1 \text{ г/см}^3$, пористость пород – 0,2. Расчеты, как и для нефти, были выполнены для диапазона проницаемости коллектора от 0,001 до 0,1 D и углов наклона пластов от $0^{\circ}30'$ до 90° (табл. 6).

Значительно меньший удельный вес и многократно более низкая вязкость углеводородного газа определяют значительно более высокие (в 70-80 раз) скорости миграции УВ газа, чем нефти.

Таблица 6

Скорости миграции УВ газа

K _{пр} , D	Скорость миграции УВ газа, км/млн. лет			
	Платформы		Складчатые области	
	$0^{\circ}30'$	$5^{\circ}00'$	10°	30°
0,001	36,5	366,2	729,1	2100,0
0,01	365,4	3662,4	7291,2	21100,0
0,05	1827,0	18312,0	36456,0	105500,0
0,1	3654,0	36624,0	72912,0	211000,0

Вследствие этого, во время завершения ГФГ при образовании в прикровельной зоне коллекторов первичных скоплений газа формирование газовых месторождений должно происходить при восходящей латеральной миграции газа в геологическом смысле почти мгновенно – за время от 1-2 до 20-60 тыс. лет.

Что же касается вертикальной миграции УВ газа от материнских пород до кровли коллекторов, то как и для нефти, фактическая ее скорость существенно ограничивалась рассеянием газов на путях всей миграции.

Сопоставление масс генерированных и эмигрировавших из материнских пород нефтяных и газовых углеводородов с реально выявленными запасами нефти и газа в месторождениях уже давно показало, что в них концентрируется лишь незначительная их

часть, а преобладающая – рассеивается на путях миграции в породах и пластовых водах. Трудности достаточно точной количественной оценки миграционных потерь нефти и газа являлись наиболее слабым звеном, затрудняющим использование генетических методов моделирования для оценки потенциальных ресурсов нефти и газа.

Для решения этой важной задачи обычно до сих пор используют эмпирически определяемые коэффициенты аккумуляции – долю аккумулярованных в ловушках углеводородов от их общей массы, образовавшейся и эмигрировавшей в коллекторы. Однако величину эмпирического коэффициента аккумуляции можно определить только для уже полностью разведанного геологического объекта.

Наиболее целесообразной представляется оценка путевых миграционных потерь углеводородов для оцениваемого объекта на основе приближенных расчетов масс рассеявшихся на путях вертикальной и латеральной миграции УВ в виде остаточной ("мертвой") нефтенасыщенности.

Наиболее вероятным механизмом является всплытие нефтяных УВ не по всей поровой системе коллектора, а только по наиболее проницаемым трещинным субвертикальным каналам, как это наблюдалось, например, в экспериментах Л. Каталано и др. [1992].

подавляющее большинство систем трещин обладает вертикальным или близким к нему падением относительно слоистости, что и определяет для нефти и газа всплытие к кровле коллектора, изолированного крышкой, по системе субвертикальных наиболее проницаемых порово-трещинных каналов. Раскрытость микротрещин оценивается Е.М. Смеховым в единицы-десятки микрон, редко – более 50-100 мкм. Помимо них существуют и более проницаемые макротрещины. Объем субвертикальных трещинных каналов миграции УВ составляет обычно не более 1 - 2% от общего объема пород. Проницаемость пород в направлении вертикальной трещиноватости оценивается в десятки раз более высокой, чем в перпендикулярном к нему направлении, что и способствует миграции нефти и газа из материнских пород к кровле коллектора.

Достигнув кровли коллектора, нефть начинает накапливаться в его прикровельной зоне, пока не прекратится подток нефти из материнских пород. В прикровельной зоне образуются первичные скопления нефти (или газа), постепенно увеличивающиеся в размере и сливающиеся друг с другом. После прекращения вертикальной миграции нефти в миграционных трещинно-поровых каналах остается только "мертвая" остаточная нефтенасыщенность, не превышающая 0,3-0,4 от порово-трещинного пространства.

Количество нефти, эмигрировавшей из материнских пород в расчете на 1 км² ("плотность эмиграции нефти"), оценивается как

$$q_n^{\text{эм}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}} \cdot K_n^{\text{ген}} \cdot K_n^{\text{эм}} \cdot 10^6}{C^{\Gamma} \cdot M_{\text{ост}}} \quad (8),$$

где $C_{\text{орг}}$ – содержание остаточного углерода в породе; $\rho_{\text{мп}}$ – плотность материнских пород; $h_{\text{мп}}$ – мощность материнских пород, $K_n^{\text{ген}}$, $K_n^{\text{эм}}$ – коэффициенты генерации и эмиграции нефти; C^{Γ} – содержание углерода в остаточном ОВ пород; $M_{\text{ост}}$ – остаточная масса ОВ.

Потери нефти в каналах вертикальной миграции от материнских пород до кровли коллектора можно оценить (в расчете на 1 км²) как

$$q_{\text{нп}}^{\text{верт}} = m_{\text{тр}} \cdot K_{\text{нп}}^{\text{ост}} \cdot h_{\text{мигр}} \cdot \rho_n \cdot 10^6 \quad (9),$$

где $m_{\text{тр}}$ – трещинная пористость; $K_{\text{нп}}^{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности пород в трещинно-поровых каналах миграции; $h_{\text{мигр}}$ – расстояние вертикальной миграции; ρ_n – плотность нефти.

Плотность нефти, скопившейся в прикровельной зоне коллектора в расчете на 1 км² определится как

$$q_n^{\text{кр}} = q_n^{\text{эм}} - q_{\text{нп}}^{\text{верт}} \quad (10)$$

Располагая этими сведениями, можно количественно оценить мощность зоны нефтенасыщения в прикровельной зоне коллектора как

$$h_{\text{нп}} = \frac{q_n^{\text{кр}}}{\rho_n \cdot m_k \cdot K_{\text{нп}} \cdot 10^6} \quad (11),$$

где m_k – пористость коллектора, $K_{\text{нп}}$ – коэффициент нефтенасыщенности пород в прикровельной зоне коллектора, $h_{\text{нп}}$ – мощность нефтенасыщенной зоны.

Эффективность предложенных нами формул для оценки вертикальных миграционных потерь нефти и нефтенасыщенной мощности была подтверждена материалами экспериментов по миграции нефти, проведенными Каталано и др. [1992].

Скопившиеся на всей площади распространения нефтепроизводящих пород дискретные массы нефти в прикровельной зоне коллекторов начинают всплывать вверх по восстанию слоев, испытывая латеральную восходящую миграцию по направлению к приподнятой ловушке, где начинается и происходит их аккумуляция.

Латеральная миграция нефти по поровой системе коллекторов к приподнятой в подземном рельефе ловушке в прикровельной зоне также сопровождается миграционными

потерями нефти, расходуемой на образование остаточной ("мертвой") нефтенасыщенности. Миграционная потеря нефти при латеральной миграции в пределах нефтесборной площади может быть оценена как

$$q_{\text{нн}}^{\text{лат}} = h_{\text{нн}} \cdot m_{\text{к}} \cdot K_{\text{нн}}^{\text{ост}} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot 10^6 \quad (12),$$

где $q_{\text{нн}}^{\text{лат}}$ – плотность потерь нефти при латеральной миграции в прикровельной зоне коллекторов, $m_{\text{к}}$ – пористость коллектора, $K_{\text{нн}}^{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности порового пространства, $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти.

Количество нефти, остающейся свободной, могущей мигрировать дальше и аккумулироваться в ловушке, определяется как

$$q_{\text{н}}^{\text{ак}} = q_{\text{н}}^{\text{кр}} - q_{\text{нн}}^{\text{лат}} \quad (13),$$

а коэффициент аккумуляции нефти как

$$K_{\text{н}}^{\text{ак}} = \frac{q_{\text{н}}^{\text{ак}}}{q_{\text{н}}^{\text{эм}}} \cdot 100 \quad (14)$$

Проведенные нами модельные расчеты путевых миграционных потерь нефти с учетом различной возможной плотности эмиграции нефти и различных расстояний вертикальной миграции показали следующее.

При плотности эмиграции нефти 1,5 млн. т/км², расстоянии вертикальной миграции нефти до кровли коллекторов 25 м и трещинной пористости пород около 2% миграционные потери нефти должны достигнуть 10%; при расстоянии вертикальной миграции 110 м – 46,9%, при миграции на 150-200 м – 64-85%. При вертикальной миграции на 240 м суммарные миграционные потери должны достигнуть 100%.

При плотности эмиграции 1,0 млн. т/км² и расстоянии вертикальной миграции от 25 до 100 м потери нефти должны составить 16-64%, а при расстоянии 160 м – 100%.

При минимальной плотности эмиграции нефти в 0,25 млн. т/км² вся нефть рассеется уже при расстоянии вертикальной миграции в 50 м.

Суммарные путевые миграционные потери нефти при вертикальной, а затем латеральной миграции в различных геологических условиях могут значительно варьировать, составляя обычно, как минимум, 55-60%, что имеет место, вероятно, крайне редко; достигать 80-95%, что встречается в природных условиях наиболее часто, а могут достигать и 100%, и тогда промышленные залежи нефти образоваться не могут, хотя нефтеобразование имело место.

При моделировании потерь УВ газа, эмигрирующего из материнских пород, следует учитывать, что он растворяется в образующихся нефтяных УВ, в пластовых водах

коллекторов, рассеивается в трещинно-поровых каналах вертикальной миграции от материнских пород до кровли коллекторов на образование остаточной газонасыщенности, рассеивается при образовании остаточной газонасыщенности коллекторов в процессе восходящей латеральной миграции.

Исходное количество углеводородного газа, образовавшегося и эмигрировавшего из материнских пород, оценивается в 1 нм^3 в расчете на 1 км^2 (плотность эмиграции газа) как

$$q_{\Gamma}^{\text{эм}} = \frac{C_{\text{орг}} \cdot \rho_{\text{мп}} \cdot h_{\text{мп}} \cdot K_{\Gamma}^{\text{ген}} \cdot 10^9}{C_{\Gamma} \cdot M_{\text{ост}}} \quad (15),$$

где $K_{\Gamma}^{\text{ген}}$, $K_{\Gamma}^{\text{эм}}$ – коэффициенты генерации и эмиграции газа.

Часть УВ газа, образовавшегося одновременно с нефтяными углеводородами, растворяется в нефти.

Расход газа на растворение в нефти оценивается как

$$q_{\Gamma\text{п}}^{\text{рн}} = \frac{q_{\text{н}}^{\text{эм}} \cdot g_{\text{ф}}}{\rho_{\text{н}}} \quad (16),$$

где $q_{\Gamma\text{п}}^{\text{рн}}$ – потери газа на растворение в нефти, $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, $g_{\text{ф}}$ – газовый фактор.

Расход газа на растворение в пластовой воде коллекторов определяется как

$$q_{\Gamma\text{п}}^{\text{рв}} = h_{\text{к}} \cdot m_{\text{к}} \cdot K_{\text{рв}} \cdot 10^9 \quad (17),$$

где $h_{\text{к}}$ – мощность коллектора, $m_{\text{к}}$ – пористость коллектора, $K_{\text{рв}}$ – коэффициент растворимости газа при данных Р и Т.

Плотность оставшегося после растворения в свободной фазе УВ газа в расчета на 1 км^2 определяется как

$$q_{\Gamma}^{\text{пр}} = q_{\Gamma}^{\text{эм}} - q_{\Gamma}^{\text{рн}} - q_{\Gamma}^{\text{рв}} \quad (18)$$

Оставшийся в свободной фазе газ всплывает по вертикальным порово-трещинным каналам от материнских пород к кровле коллекторов, расходуясь на образование "мертвой" газонасыщенности в каналах миграции, которая навряд ли превышает 0,2-0,3 от объема трещинно-поровых каналов.

Потери газа при вертикальной миграции к кровле коллекторов можно оценить как

$$q_{\Gamma\text{п}}^{\text{верг}} = m_{\text{тр}} \cdot K_{\text{гн}}^{\text{ост}} \cdot h_{\text{мигр}} \cdot \rho_{\Gamma}^{\text{пл}} \cdot 10^9 \quad (19),$$

где $m_{\text{тр}}$ – трещинная пористость, $K_{\text{гн}}^{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной газонасыщенности пород в каналах миграции, $h_{\text{мигр}}$ – расстояние миграции, $\rho_{\Gamma}^{\text{пл}}$ – плотность газа при данных Р и Т.

Плотность УВ газа, скопившегося в прикровельной зоне коллекторов в расчете на 1 км^2 , определится как

$$q_{\Gamma}^{\text{кр}} = q_{\Gamma}^{\text{пр}} - q_{\Gamma\text{п}}^{\text{верт}} \quad (20)$$

Мощность прикровельной зоны газонасыщения коллекторов определяется как

$$h_{\Gamma\text{п}}^{\text{кр}} = \frac{q_{\Gamma}^{\text{кр}}}{\rho_{\Gamma}^{\text{пл}} \cdot m_{\text{к}} \cdot K_{\Gamma\text{п}} \cdot 10^9} \quad (21),$$

где $h_{\Gamma\text{п}}^{\text{кр}}$ – мощность зоны газонасыщения, $q_{\Gamma}^{\text{кр}}$ – плотность УВ газа в прикровельной зоне коллекторов, $\rho_{\Gamma}^{\text{пл}}$ – плотность газа в пластовых условиях, $m_{\text{к}}$ – пористость коллектора, $K_{\Gamma\text{п}}$ – коэффициент газонасыщенности коллекторов в прикровельной зоне.

Скопившийся в свободной фазе в прикровельной зоне коллекторов УВ газ испытывает латеральную восходящую миграцию вверх по восстанию пластов по направлению к ловушке. Потери УВ газа в процессе латеральной миграции на образование остаточной ("мертвой") газонасыщенности можно определить как

$$q_{\Gamma\text{п}}^{\text{лат}} = m_{\text{к}} \cdot h_{\Gamma\text{п}} \cdot K_{\Gamma\text{п}}^{\text{ост}} \cdot \rho_{\Gamma}^{\text{пл}} \cdot 10^9 \quad (22),$$

где $q_{\Gamma\text{п}}^{\text{лат}}$ – плотность потерь УВ газа при латеральной миграции, $m_{\text{к}}$ – пористость коллектора, $h_{\Gamma\text{п}}$ – мощность прикровельной зоны газонасыщенности, $K_{\Gamma\text{п}}^{\text{ост}}$ – коэффициент остаточной газонасыщенности, $\rho_{\Gamma}^{\text{пл}}$ – плотность газа в пластовых условиях.

Плотность аккумулирующегося УВ газа в расчете на 1 км^2 определяется как

$$q_{\Gamma}^{\text{ак}} = q_{\Gamma}^{\text{кр}} - q_{\Gamma\text{п}}^{\text{лат}} \quad (23),$$

а коэффициент аккумуляции газа как

$$K_{\Gamma}^{\text{ак}} = \frac{q_{\Gamma}^{\text{ак}}}{q_{\Gamma}^{\text{эм}}} \cdot 100 \quad (24).$$

Теоретические модельные расчеты потерь УВ газа только при вертикальной миграции, без учета растворения газа в пластовых водах, выполнены для плотностей эмиграции от 1,5 млрд. $\text{м}^3/\text{км}^2$ до 0,25 млрд. $\text{м}^3/\text{км}^2$ и расстояний вертикальной миграции от 400 до 25 м при одинаковой трещинной пористости 0,02 и $K_{\Gamma\text{п}}^{\text{ост}} = 0,3$; $\rho_{\Gamma}^{\text{пл}} = 0,3$.

При плотности эмиграции УВ газа 1,5 млрд. $\text{м}^3/\text{км}^2$ и расстоянии вертикальной миграции 25-100 м миграционные потери газа составляют до 3,0-12%. Но такие случаи, видимо, редки. При вертикальной миграции от 200 до 300 м потери газа достигают 24-36%, а при расстоянии миграции в 800 м весь газ должен полностью рассеяться.

При плотности эмиграции УВ газа 1,0 млрд. м³/км² при миграции на 25-50 м потери могут составлять до 4,5-9%, при расстоянии 100-200 м – 18-36%, а при расстоянии 550 м – 100%.

При минимальной плотности эмиграции 0,25 млрд. м³/км² и при вертикальной миграции на 50 м потери составляют 36%, а при расстоянии в 138 м – 100%.

Величина суммарных путевых миграционных потерь УВ газа не может быть менее 40-60%, часто достигает 80 - 90%, а может достигать и 100%, когда, несмотря на проявившуюся генерацию и эмиграцию УВ газа, рассчитывать на открытие промышленных газовых месторождений не приходится.

При наличии проводящих вертикальных трещинно-поровых каналов и отсутствии непроницаемых покрышек восходящая вертикальная миграция нефти (тем более газа) может происходить с глубины, где образовалась залежь углеводородов, вплоть до дневной поверхности. Примеров такой "сквозной" миграции при разрушении месторождений, с образованием выходов газа, нефтепроявлений, закириваний и даже нефтяных озер на поверхности, имеется много.

При миграции нефти и газа из материнских пород до продуктивных пластов, в которых происходит аккумуляция углеводородов, следует иметь в виду ранее не учитывавшееся ограничение дальности восходящей вертикальной или латеральной миграции, обусловленное потерей массы мигрирующей нефти (газа) на образование остаточной нефте(газо)насыщенности пород в каналах миграции.

Если плотность эмиграции нефти из материнских пород невелика, а расстояние миграции достаточно большое, то вся нефть в конечном итоге может рассеяться при миграции на определенное расстояние, что и станет ограничением дальности миграции.

Формализуя это положение, можно заключить, что вертикальная миграция нефти прекратится на том расстоянии от источника, когда потеря нефти на формирование остаточной нефтенасыщенности пород в каналах миграции станет равной количеству эмигрировавшей нефти; в расчете на 1 км² – когда плотность эмиграции станет равной плотности потерь при вертикальной миграции, то есть

$$q_{\text{н}}^{\text{эм}} = q_{\text{нп}}^{\text{верт}} \quad (25),$$

где $q_{\text{н}}^{\text{эм}}$ – плотность эмиграции нефти; $q_{\text{нп}}^{\text{верт}}$ – плотность потерь нефти при вертикальной миграции.

Возможное максимальное расстояние вертикальной миграции нефти можно определить [Неручев и др., 2006] как

$$h_{\text{мигр}} = \frac{q_n^{\text{эм}}}{m_{\text{тр}} \cdot K_{\text{нн}}^{\text{ост}} \cdot \rho_n} \quad (26)$$

Рассеяние нефти на путях латеральной миграции, расходуемой на формирование остаточной нефтенасыщенности в пласте-коллекторе, в определенных случаях так же становится важным, ранее не учитывавшимся, фактором, ограничивающим дальность миграции.

В пределах зоны осадочного бассейна, в которой реализовалась главная фаза нефтеобразования, повсеместно эмигрировавшая из материнских пород нефть всплывала к кровле коллектора, образуя почти непрерывные первичные нефтяные скопления с плотностью $q_n^{\text{кр}}$.

Поскольку остаточная нефтенасыщенность коллектора в зоне проявления ГФН формируется на каждом участке за счет нефти, эмигрировавшей из материнских пород на этом участке, то мигрирующая из более погруженной зоны нефть с плотностью $q_n^{\text{ак}}$, проходя через этот участок, уже не имеет дополнительных потерь на формирование остаточной нефтенасыщенности коллектора. Дальность восходящей латеральной миграции в зоне проявления ГФН полностью определяется тектонической структурой – максимальным расстоянием от наиболее погруженной части нефтесборной площади до свода антиклинального поднятия.

Принципиально другая ситуация наблюдается при восходящей латеральной миграции нефти из погруженной зоны бассейна, где проявилась ГФН, в менее погруженную зону, где нефтеобразования не происходило.

Возможное максимальное расстояние латеральной миграции нефти (l) определяется в этом случае [Неручев и др., 2006] как

$$l = \frac{h_{\text{нн}} \cdot m_{\text{к}} \cdot \rho_n \cdot 10^6 \cdot (K_{\text{нн}} - K_{\text{нн}}^{\text{ост}})}{h_{\text{нн}} \cdot m_{\text{к}} \cdot \rho_n \cdot 10^6 \cdot K_{\text{нн}}^{\text{ост}}} = \frac{K_{\text{нн}} - K_{\text{нн}}^{\text{ост}}}{K_{\text{нн}}^{\text{ост}}} \quad (27)$$

Моделирование восходящей латеральной миграции углеводородов в коллекторах и аккумуляции их в ловушках производится для геологического объекта, объединяющего локальную зону аккумуляции (структурную или иного типа ловушку) и окружающую ее нефте(газо)сборную площадь.

Ловушка и окружающая ее нефте(газо)сборная площадь выделяются с использованием палеоструктурной карты, построенной на геологическое время проявления активного нефте-

или газообразования, или структурной карты, если нефте- или газообразование проявились недавно и структура района не испытала к настоящему времени заметных изменений.

Направления восходящей латеральной миграции углеводородов трассируются по структурной карте ортогонально вверх по восстанию пластов – от наиболее погруженных участков нефте(газо)сборной площади до максимально приподнятых в пределах замкнутой ловушки.

Равномерно покрыв прилегающую к ловушке изучаемую нефте(газо)сборную площадь сетью профилей восходящей латеральной миграции, можно определить границы нефте(газо)сборной площади, в пределах которой углеводороды мигрировали к данной ловушке. Схождение направлений восходящей латеральной миграции углеводородов к приподнятой замкнутой ловушке определяет положение локальной зоны аккумуляции нефти (или газа).

По каждому профилю восходящей латеральной миграции от наиболее погруженной зоны до ловушки производится расчет скоростей миграции углеводородов (формула 7) для последовательных участков профиля, отличающихся углами наклона пластов. Поскольку углы наклона пластов на отдельных участках миграционного профиля изменяются, то на них должны изменяться и скорости латеральной миграции углеводородов, пропорциональные $\sin \alpha$ - угла наклона пластов (формула 7).

Моделирование состояния и развития миграционных процессов производится через определенные равные промежутки времени – от нулевого момента, когда на нефте(газо)сборной площади сформировались первичные скопления углеводородов в прикровельной зоне коллекторов, до конечного момента, когда все подвижные УВ достигли аккумулялирующей ловушки, а на всей остальной нефте(газо)сборной площади в коллекторах остались лишь неподвижные УВ, формирующие остаточную, "мертвую" нефте(газо)насыщенность коллекторов.

Расчет расстояний миграции всплывающих вверх по восстанию масс углеводородов производится через выбранные равные промежутки времени по каждому миграционному профилю нефте(газо)сборной площади.

Расстояния миграции углеводородов за выбранный отрезок времени определяются как $S=Vt$. Если за принятый для расчета отрезок времени t углеводороды при данной скорости миграции могут пройти расстояние больше длины первого участка, то сначала определяется время миграции углеводородов по первому участку, а затем – расстояние их миграции по

второму участку со свойственной для него скоростью миграции, а также суммарное расстояние миграции за время t .

Первоначальная плотность углеводородов в прикровельной зоне коллекторов на всей нефте(газо)сборной площади примерно одинакова и составляет $q_{n(r)}^{kp}$ (формулы 10, 20). Изменения скоростей миграции углеводородов на отдельных участках каждого миграционного профиля приводят к изменениям плотности мигрирующих углеводородов.

Если скорость миграции углеводородов на первом, более погруженном участке профиля, меньше, чем на втором, более приподнятом, то произойдет уменьшение плотности мигрирующих углеводородов. Если на первом, более погруженном участке профиля, скорость миграции больше, а на следующем меньше, то произойдет сложение, возрастание плотности мигрирующих углеводородов. Если скорости миграции углеводородов на первом и следующем участках профиля одинаковы, то плотность мигрирующих углеводородов останется неизменной – сколько поступит мигрирующих УВ на следующий более приподнятый участок, столько же уйдет с него по восстанию пласта.

Расчеты проводятся по всем профилям миграции через равные интервалы времени (в данном случае через 0,1 млн. лет), пока не окажется, что на всех профилях в прикровельной зоне коллекторов осталась только "мертвая" нефтенасыщенность коллекторов, а все подвижные нефтяные УВ аккумулировались в пределах замкнутого контура ловушки, то есть формирование месторождения завершилось.

В пределах контура замкнутой ловушки за счет непрерывного поступления углеводородов их плотность во времени возрастает. Она рассчитывается по каждому миграционному профилю; по сумме данных по всем профилям определяется средняя плотность аккумулированных углеводородов в ловушке на каждый выбранный для моделирования последовательный момент времени t .

Правильность расчетов плотности мигрирующих и аккумулирующихся углеводородов по каждому профилю, проверяется по балансу углеводородов. Общее их количество на каждом миграционном профиле протяженностью в n километров до начала латеральной миграции равно $n \cdot q_{n(r)}^{kp}$. Через отрезок времени t оно должно остаться суммарно тем же самым, только на отдельных участках профиля плотность УВ временно возросла, или уменьшилась, а в зоне аккумуляции неуклонно возрастала. На конечный момент времени формирования месторождения на всех миграционных профилях нефте(газо)сборной площади плотность углеводородов падает до минимума, характерного для остаточной,

"мертвой" нефте(газо)насыщенности коллекторов, а в пределах замкнутого контура ловушки – возрастает вследствие завершения аккумуляции до максимума, характеризующего плотность нефти (или газа) в сформированном месторождении.

Плотность мигрирующих и аккумулирующихся в ловушке углеводородов рассчитывается на каждый последовательный момент времени по всем миграционным профилям нефте(газо)сборной площади для каждого 1-километрового участка. Таким образом, вся нефте(газо)сборная площадь покрывается достаточно густой сетью точек, в которых определена плотность мигрирующих УВ и плотность аккумулированных УВ в пределах ловушки на выбранные для модельных расчетов моменты времени – от первого, когда началась восходящая латеральная миграция УВ в коллекторах, до последнего, когда все подвижные УВ оказались аккумулированными в ловушке.

С использованием этих данных составляются детальные карты плотностей мигрирующих и аккумулирующихся в ловушке углеводородов на определенные интервалы времени – от начала восходящей латеральной миграции до ее завершения, когда подвижные, миграционноспособные УВ аккумулированы в ловушке, а за ее контуром коллекторы характеризуются содержанием только остаточной, "мертвой" нефте(газо)насыщенности.

Для составления таких карт, характеризующих развитие процессов миграции и аккумуляции углеводородов в ходе геологического времени, наиболее приемлем масштаб 1:100 000 или 1:200 000. Комплект таких карт характеризует развитие процессов восходящей латеральной миграции и аккумуляции УВ в ловушке изучаемой нефте(газо)сборной площади в ходе геологической истории через определенные равные промежутки времени.

В качестве примера рассмотрим результаты моделирования латеральной миграции и аккумуляции нефти в С.-Варьеганском месторождении Западной Сибири (рис. 2). Расчеты состояния миграционных процессов и аккумуляции нефти в ловушке производились и отражались на соответствующих картах для последовательных этапов времени через каждые 0,1 млн. лет палеогенового времени, когда происходило формирование месторождения.

До начала латеральной миграции (0 момент) плотность нефтяных УВ, скопившихся в прикровельной зоне коллекторов на всей нефтесборной площади была достаточно однородной и составляла около 250 тыс. т/км².

Вследствие начавшейся латеральной миграции плотность нефтяных УВ на нефтесборной площади начала существенно дифференцироваться, снижаясь до 140 тыс. т на наиболее погруженных участках и возрастая на приподнятых, к которым происходило всплывание нефти.

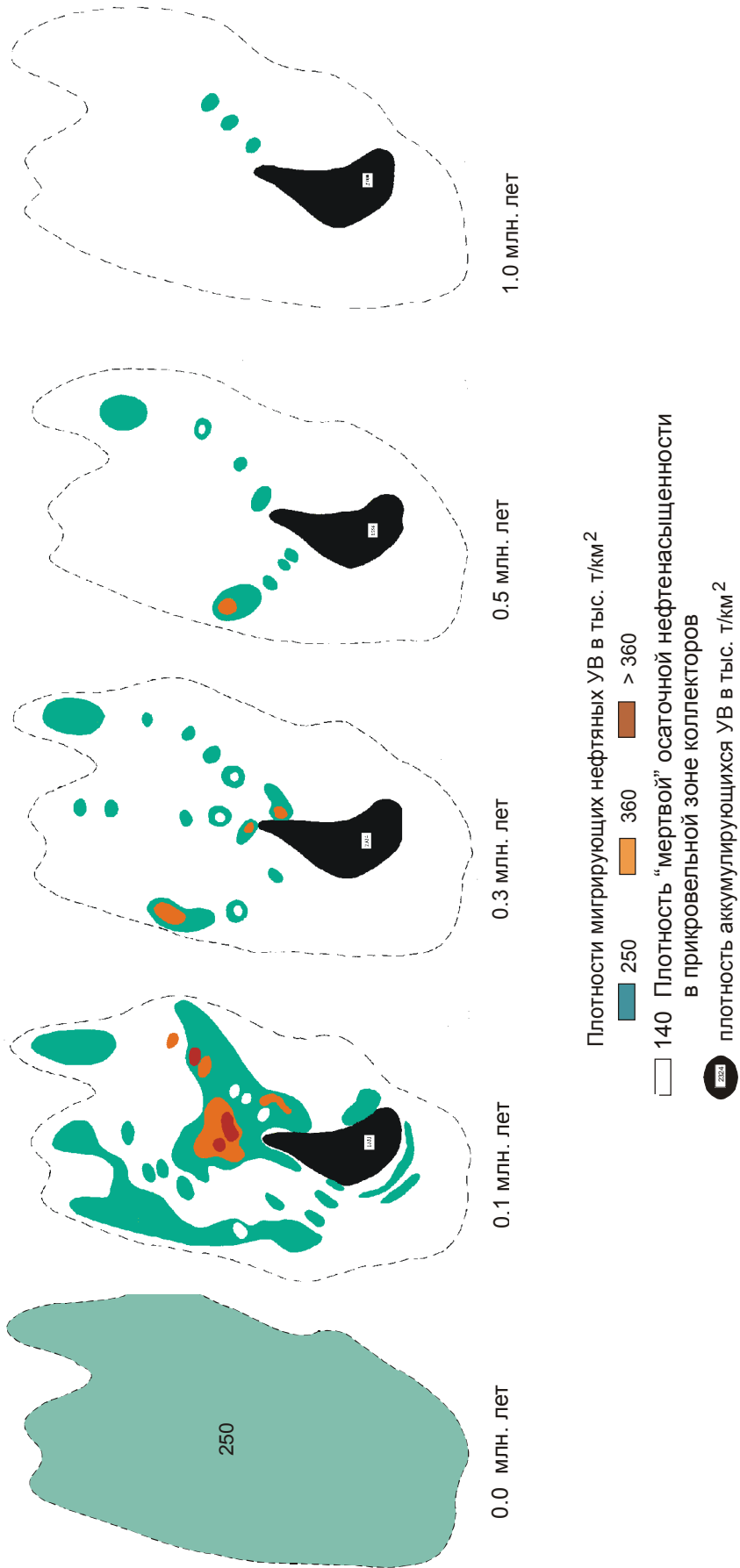


Рис. 2. Состояние процессов миграции и аккумуляции нефти при формировании С. Варьеганского месторождения на моменты времени 0,0; 0,1; 0,3; 0,5 и 1,0 млн. лет

Уже через 0,1 млн. лет со значительной части нефтесборной площади ушли при всплывании все подвижные миграционноспособные нефтяные УВ и в прикровельной зоне коллекторов осталась только "мертвая" остаточная нефтенасыщенность с плотностью в 140 тыс. т/км². Одновременно в наиболее приподнятых зонах образовались крупные скопления мигрирующей нефти с плотностью нефтяных УВ до 250 - 360 и более тыс. т/км², всплывающие к приподнятой ловушке. Началась аккумуляция нефти в ловушке, плотность аккумулированных в ней нефтяных УВ достигала 1350 тыс. т/км².

Через 0,3 млн. лет на преобладающей части нефтесборной площади в прикровельной зоне коллекторов осталась только "мертвая" нефтенасыщенность пород, а основная часть крупных скоплений мигрирующей нефти "влилась" в ловушку, плотность аккумулированной нефти в которой достигла 2324 тыс. т/км². На этом этапе (0,3 млн. лет) на карте видна только серия небольших нефтяных скоплений, всплывающих к ловушке с северной части нефтесборной площади.

Через 0,5 млн. лет половина этих всплывающих с севера нефтяных скоплений достигла ловушки, плотность нефти в которой возросла до 2556 тыс. т/км², а остальные семь скоплений нефти приближаются к ловушке.

Через 1,0 млн. лет аккумуляция нефти в ловушке практически почти завершилась, плотность нефти в ней достигла 2700 тыс. т/км², а три последних небольших скопления нефти уже почти вплотную подошли при всплывании к ловушке. Через 1,1 млн. лет процессы миграции нефти и аккумуляции её в ловушке полностью завершились, и плотность нефти в ней достигла 2712 тыс. т/км².

Потенциальные ресурсы нефти С.-Варьеганского месторождения на палеогеновое время оценены нами по этим данным в 329 млн. т, что на 24% превышает открытые промышленные запасы нефти на современном этапе. Это превышение можно объяснить или некоторой неточностью данных при моделировании процессов миграции и аккумуляции нефти, или, что также вероятно, потерями нефти из месторождения за время его существования в течение 20 млн. лет.

Опыт проведенных исследований показывает, что формирование нефтяных месторождений в платформенных условиях в большинстве изученных случаев происходит при латеральной миграции за период времени от 1 до 2 миллионов лет, а газовых месторождений всего лишь за 20 - 30 тыс. лет.

Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа уже достигла такого уровня, что дает возможность количественно описывать процессы генерации нефти и газа, миграции

и аккумуляции углеводородов в ловушках, и оценивать на этой основе потенциальные ресурсы нефти и газа как региональных геологических объектов, так и отдельных ловушек в их пределах.

Поэтому использование новой методики оценки потенциальных ресурсов нефти и газа на основе количественного моделирования процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в ловушках не аналогичного, а самого оцениваемого геологического объекта, представляется весьма перспективным.

Последовательный количественный анализ процессов образования нефти и (или) газа, направлений, скоростей и расстояний миграции; путевых миграционных потерь от материнских пород до ловушек в условиях конкретного оцениваемого геологического объекта дает возможность оценки потенциальных ресурсов нефти и (или) газа как в целом для изучаемого регионального геологического объекта, так и для отдельных ловушек.

Потенциальные ресурсы нефти и (или) газа оцениваются по разности между количеством эмигрировавших из материнских пород углеводородов и путевых миграционных потерь УВ в пределах конкретного изучаемого объекта.

Для этого необходимо, конечно, обладать определенным минимумом геолого-геохимической информации по характеристике материнских пород: их мощности, генетическому типу органического вещества, концентрации $C_{орг.}$, степени катагенеза ОВ; по структурно-тектоническим особенностям оцениваемого объекта, определяющим направления, расстояния, скорости миграции и миграционные потери углеводородов; по мощности и свойствам коллекторов и т.д. Такая информация обычно в виде региональных структурно-геологических и геохимических карт, или хотя бы в виде аналитической информации, имеется по каждому осадочному бассейну.

Разумеется, что тем точнее будут определены исходные параметры, необходимые для количественного моделирования генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа, тем объективнее и точнее будет на их основе оценка потенциальных ресурсов углеводородов.

Основой для проведения работ по оценке потенциальных ресурсов углеводородов является комплект карт, отражающих структуру изучаемого объекта, распространение в нем и мощность выявленных нефте-(газо)материнских отложений; распространение и мощность коллекторов; содержание и тип исходного для генерации углеводородов органического вещества материнских пород; степень катагенеза (зрелости) органического вещества, отражающую какая стадия генерации нефти (или газа) им достигнута в ходе геологической истории изучаемого геологического объекта.

На этой основе производятся расчеты плотностей генерации и эмиграции нефти и (или) УВ газа, плотностей потерь нефти и (или) газа на путях миграции УВ от материнских пород до ловушек, а за вычетом этих потерь – плотностей аккумуляции нефти и газа в отдельных точках, равномерно распределенных по площади изучаемого и оцениваемого геологического объекта.

Плотность аккумуляции нефти в любой точке на площади оцениваемого геологического объекта определяется как

$$q_n^{ак} = q_n^{эм} - q_{нп}^{верт} - q_{нп}^{лат} \quad (28),$$

где $q_n^{эм}$ – плотность эмиграции нефти, $q_{нп}^{верт}$ – плотность потерь нефти при ее вертикальной миграции из материнских пород по субвертикальным трещинно-поровым каналам до кровли аккумулирующих коллекторов, $q_{нп}^{лат}$ – плотность потерь нефти при восходящей латеральной миграции в прикровельной зоне коллекторов на образование остаточной, "мертвой" нефтенасыщенности.

Соответственно плотность аккумуляции УВ газа определяется как

$$q_g^{ак} = q_g^{эм} - q_{гп}^{рн} - q_{гп}^{рв} - q_{гп}^{верт} - q_{гп}^{лат} \quad (29),$$

где $q_g^{эм}$ – плотность эмиграции УВ газа, $q_{гп}^{рн}$ – плотность потерь УВ газа при растворении в нефти, $q_{гп}^{рв}$ – плотность потерь УВ газа при растворении в пластовых водах коллекторов, $q_{гп}^{верт}$ – плотность потерь УВ газа при вертикальной миграции его по системе субвертикальных трещинно-поровых каналов пород до кровли аккумулирующих коллекторов, $q_{гп}^{лат}$ – плотность потерь УВ газа при восходящей латеральной миграции на образование остаточной, "мертвой" газонасыщенности в прикровельной зоне коллекторов.

Плотность аккумуляции нефти (газа) означает, что от генерированных и поступивших при миграции в пласты-коллекторы углеводородов после их расхода на миграционные потери остается в расчете на 1 км² определенное количество подвижных УВ (нефти и (или) газа), которые аккумулируются в ловушках.

Потенциальные ресурсы нефти и (или) газа определяются для подсчетного участка оцениваемой площади геологического объекта как

$$Q_{н(г)}^{пот} = S_{уч.} \cdot q_{н(г)}^{ак} \quad (30),$$

где $S_{уч.}$ – площадь подсчетного участка, а $q_{н(г)}^{ак}$ – плотность аккумуляции нефти (газа) в расчете на 1 км².

Суммарные потенциальные ресурсы нефти (газа) оцениваемого геологического объекта определяются как $\sum Q_{н(г)}^{пот}$ по всем подсчетным участкам.

На первом этапе обычно производится оценка потенциальных ресурсов нефти и (или) газа в целом для изучаемого геологического объекта, а на втором, при наличии необходимой информации, оценка локализованных потенциальных ресурсов углеводородов в отдельных ловушках.

На первом этапе по имеющимся материалам для изучаемого геологического объекта производится построение карт мощностей материнских отложений, распределения $C_{орг.}$ в материнских породах, карт мощностей коллекторов, карт степени катагенеза органического вещества материнских пород. Затем с использованием этой информации производятся расчеты плотностей эмиграции нефти и (или) газа по площади изучаемого объекта и построение карт плотностей эмиграции нефти и (или) газа для оцениваемого объекта по методике, предложенной А.Э. Конторовичем. Для этого площадь изучаемого объекта покрывается ортогональной сетью и расчленяется на серию равных по площади прямоугольных участков, для которых производятся расчеты плотностей эмиграции нефти (обычно в млн. т/км²) и (или) УВ газа (обычно в млрд. м³/км²).

На основе этих расчетов строятся карты плотностей эмиграции нефти или УВ газа.

Площадь изучаемого геологического объекта на картах изолиний плотности эмиграции нефти (или газа) сразу же дифференцируется, выделяются зоны с низкой (или даже нулевой) плотностью эмиграции нефти (или газа), зоны с повышенной и максимальной плотностью эмиграции углеводородов.

На той же картографической основе затем производятся расчеты плотностей миграционных потерь нефти (или УВ газа), а по разнице между плотностями эмиграции нефти (газа) и плотностями их миграционных потерь определяются плотности аккумуляции нефти (газа) для каждого расчетного участка. На основе этих расчетов производится построение карт плотностей аккумуляции нефти (газа) для оцениваемого геологического объекта.

Пока, к сожалению, для оценки перспектив региональных объектов и подсчета потенциальных ресурсов углеводородов карты плотностей аккумуляции нефти и газа никто кроме нас не использует.

Сформировавшиеся месторождения УВ сохраняются в осадочных бассейнах эпигерцинских платформ в течение десятков миллионов лет без существенных потерь нефти или газа, если, конечно, тектонические движения не расформировали ловушку, или не вывели ее близко к поверхности. В этих случаях в величину потенциальных ресурсов углеводородов, определяемых на время формирования залежей, необходимо вводить

поправку. Однако формализованного метода введения поправок на разрушение месторождений пока не предложено, можно пользоваться только экспертными оценками.

Происходящее переформирование первичных нефтяных месторождений при проявлении в той же зоне главной фазы газообразования сопровождается, судя по изученным месторождениям в северной зоне Западной Сибири, значительными потерями первичных ресурсов нефти (до 60-80%). Поправку на потерю первичных ресурсов нефти, величина которой определяется по отдельным разведанным месторождениям, следует вводить для всей площади региональной зоны аккумуляции. Что касается последней по времени генерации УВ газа, то его потенциальные ресурсы следует оценивать по картам плотностей аккумуляции, построенным на время завершения главной фазы газообразования без каких-либо дополнительных поправок. Как показал опыт изучения месторождений на севере Западной Сибири, оцениваемые потенциальные ресурсы УВ газа по картам плотностей аккумуляции весьма близки к разведанным промышленным запасам УВ газа.

На древних платформах, где после проявления главной фазы нефте- или газообразования прошло весьма продолжительное время (до нескольких сотен миллионов лет), в величину первичных потенциальных ресурсов УВ газа необходимо вносить экспертные поправки на потери УВ газа из месторождений.

При всей важности определения потенциальных ресурсов нефти и газа региональных геологических объектов еще более актуальной представляется в настоящее время оценка потенциальных ресурсов нефти и газа в отдельных локальных ловушках лицензионных участков. Для этого требуются, естественно, более детальные данные – структурные или палеоструктурные карты (на время генерации нефти и газа) масштаба 1:50000 – 1:100000, или в крайнем случае 1:200000 по кровле материнских отложений и кровле нефтегазоносного комплекса, характеризующие строение не только ловушки, но и окружающей ее нефтегазосборной площади; более детальная характеристика разреза материнских пород и нефтегазоносного комплекса.

Наиболее важным является правильное определение границ и размера нефтегазосборной площади, в пределах которой восходящая миграция углеводородов вверх по восстанию пластов могла происходить только в направлении оцениваемой приподнятой ловушки.

На момент завершения процессов миграции и аккумуляции нефти (или газа) потенциальные ресурсы углеводородов в ловушке определяются как

$$Q_{n(r)}^л = (S_{n(r)сб.} - S_л) \cdot q_{n(r)}^{ак} + S_л \cdot q_{n(r)}^{кр} \quad (31),$$

где $Q_{н(г)}^л$ – потенциальные ресурсы нефти (газа) в ловушке; $S_{н(г)сб.}$ – площадь нефте(газо)сборной зоны; $S_л$ – площадь ловушки; $q_{н(г)}^{ак}$ – плотность аккумуляции нефти (газа) в пределах нефте(газо)сборной площади; $q_{н(г)}^{кр}$ – плотность нефти (газа) в прикровельной зоне коллекторов.

В тех случаях, когда в районе расположения оцениваемой ловушки вследствие глубокого погружения осадков после главной фазы нефтеобразования проявилась и главная фаза газообразования, необходимо произвести, как и для региональных объектов, сначала оценку первоначальных потенциальных ресурсов нефти в ловушке на момент завершения ГФН, затем оценку потенциальных ресурсов УВ газа на момент завершения ГФГ и ввести поправку в ресурсы нефти, учитывая существенное разрушение первичных нефтяных залежей внедрившимся позже УВ газом.

Опыт проведенных исследований в эпигерцинском осадочном бассейне Западной Сибири показал, что определяемые ресурсы нефти на момент завершения формирования нефтяных месторождений (палеоген, неоген) обычно на 5-13% превышают их промышленные запасы, оцененные в настоящее время при проведении геологоразведочных работ. Это вполне объяснимо небольшими потерями нефти из месторождений за время их существования в течение 10-20 млн. лет.

В северной зоне Западной Сибири, где после активного нефтеобразования проявилась главная фаза газообразования, в первичные ресурсы нефти, существенно разрушенные позже внедрившимся газом, необходимо вводить существенную поправку. Коэффициент их сохранности не выше 0,2 - 0,3. Что же касается ресурсов последнего по времени образования УВ газа, то в этой зоне его ресурсы, оцененные методом моделирования на неогеновое время, всего на 4-6% превышают разведанные промышленные запасы. Это небольшое превышение модельных ресурсов вполне объяснимо небольшими потерями газа в течение 10 - 15 млн. лет.

Что касается нефтегазоносных бассейнов древних платформ, на которых процессы нефтегазообразования и формирования месторождений завершились 200 - 400 млн. лет назад, то здесь весьма существенным является введение поправок в первичные ресурсы УВ на разрушение месторождений в течение весьма длительного времени их существования. По имеющимся к настоящему времени данным коэффициенты сохранности первичных ресурсов нефти и газа здесь не превышают, по-видимому, 0,1 - 0,15. Поэтому дальнейшая разработка методов оценки потерь углеводородов из первично сформировавшихся залежей на древних

платформах за весьма длительное время их существования представляется весьма актуальной.

Литература

Справочник по геохимии нефти и газа / Ред. С.Г. Неручев. СПб.: Недра, 1998, 575 с.

Catalan L., Chatzis I., Dullien F.A. Experimental Study of secondary Oil Migration //AAPG Bull., 1992, v. 65/5. P. 638 - 650.

Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. СПб.: Недра, 2006, 363 с.