

О НОВОЙ МАЛОИЗВЕСТНОЙ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

В. И. Ларин

(РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина)

Первая публикация об интенсивности формирования залежей нефти и газа и роли диффузии в этом процессе, по-видимому, принадлежит В.А. Соколову. В монографии "Процессы образования и миграции нефти и газа" (М.: Недра, 1965) им приводится количественная характеристика формирования

гипотетических газовых залежей: "Полагая, что нижележащие породы имеют $D = 5 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{с}$, а по пути диффузии ... встречается пласт-покрышка, для которого величина D составляет, например, $1 \cdot 10^{-7} \text{ см}^2/\text{с}$, мы можем считать, что большая часть диффузионного потока газа будет задерживаться и за 20—30 млн лет перед покрышкой накопится $500—800 \text{ м}^3$ метана на каждый 1 м^2 " (с. 208—209).

В.П. Савченко также считал, что диффузию можно рассматривать в качестве механизма, приводящего к выделению газа из воды и формированию газовых залежей. Расчеты, выполненные В.П. Савченко для движущихся вод (по восстанию слоев), базируются на исходных данных (скорости движения подземных вод и др.), которые следует признать отвечающими реально существующим (и существовавшим) в природной обстановке. В этой работе В.П. Савченко (1968) содержатся также материалы о скорости восходящих вертикальных тектонических движений и результаты выделения газа из воды в период воздымания нефтегазоносных территорий.

По В.П. Савченко, выделение газа из воды при ее движении по пласту в область пониженных давлений, т. е. по восстанию пласта, обязано диффузии газа в воде. Благодаря диффузионным процессам газ, растворенный в пластовых водах, может выделяться из воды и при медленных восходящих тектонических движениях. И в этом случае, благодаря диффузионным процессам, газ будет выделяться только в прикровельной части пласта, где и происходит струйная миграция.

В ряде публикаций сообщается, что в региональных нефтегазоносных комплексах стратисферы аккумуляция в ловушках первично-рассеянных газообразных УВ происходила и происходит с интенсивностью одного и того же порядка, равной $n \cdot 10^{-13} \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. Интенсивность определяли как отношение запасов УВ в залежах к продолжительности их формирования и к площади нефтегазосбора ловушек. Интенсивность формирования около 100 крупнейших месторожде-

Формирование первичных залежей нефти и газа происходит в результате вертикальной региональной миграции рассеянных УВ с интенсивностью одного и того же порядка, равной $n \cdot 10^{-13} \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. Вторичные залежи формируются из первичных в результате струйной миграции.

Formation of primary oil and gas reservoirs takes place due to vertical regional migration of dispersed hydrocarbon at a rate of one and the same order equal to $n \cdot 10^{-13} \text{ kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$. The secondary oil and gas reservoirs form from the primary reservoirs due to jet migration.

ний мира (данные о них приведены в "Словаре по геологии нефти и газа".— М.: Недра, 1988) оказалась численно равной произведению коэффициента диффузии и градиента концентрации УВ в воде (таблица).

Интенсивность аккумуляции УВ определяли по формуле

$$I = Q/(S \cdot \tau),$$

где Q — запасы (масса) УВ, кг.

S — площадь нефтегазосбора ловушки (зона влияния ловушки), т. е. участок территории распространения горных пород, в пределах которых нефть и газ при перемещении в свободном состоянии под действием гравитационных сил стремятся занять ловушку, м^2 ;

τ — продолжительность формирования залежи, с.

Первичные залежи, судя по результатам определения интенсивности их формирования, широко распространены в природе в основном в палеозойских и мезозойских отложениях. Вторичные залежи формируются из первичных, как правило, в вышележащих породах. Образование вторичных залежей происходит в результате струйной миграции.

Модель формирования газовых залежей за счет вертикальной региональной миграции газа из глубокопогруженных пород в вышележащие отложения под надежные хемогенные или глинистые покрышки представляется наиболее обоснованной. Эта модель более других отражает то общее, что характерно для всех известных геологических моделей формирования газовых залежей, а именно — поступление газа в приповерхностную часть стратисферы из более глубоко залегающих комплексов пород.

В результате исследований получены совершенно новые доказательства в пользу концепции формирования первичных газовых залежей в результате вертикальной миграции. Интенсивность вертикального перемещения УВ соизмерима с интенсивностью диффузионного потока.

В качестве примера рассмотрим Уренгойское месторождение Западной Сибири с гигантскими запасами газа в апт-сеноманском комплексе. Геологическая модель формирования залежи газа в верхней части указанного комплекса должна учитывать кон-

седиментационный тип ловушки и туронский возраст глинистой покрывки. Следовательно, продолжительность формирования указанной залежи не более 90 млн лет, и тогда интенсивность формирования гигантской залежи газа в сеноманских отложениях

Уренгоя (запасы $6,2 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$, газосборная площадь более $200 \times 20 \text{ км}^2$)

$$I = 6,2 \cdot 10^{12} / (200 \cdot 20 \cdot 10^6 \cdot 90 \cdot 3,15 \cdot 10^{13}) = n \cdot 10^{-13} \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с}),$$

т. е. будет такой же, как у диффузионного потока.

Результаты определения интенсивности (I) формирования первичных залежей нефти и газа в различных регионах мира

Месторождение и его нахождение	Возраст продуктивной части разреза	Q*		S**, км ²	τ***, млн лет	I, кг/(м ² ·с)
		млн т	млрд м ³			
Абкаи, Саудовская Аравия	I ₃	1620	160	70×20	<100	n·10 ⁻¹³
Абу-Сафа, Саудовская Аравия	I ₃	990	—	20×10	<100	n·10 ⁻¹³
Абкаи, Саудовская Аравия	I ₃	1780	—	54×10	<100	n·10 ⁻¹³
Авали, Бахрейн	I ₃	120	570	22×10	<100	n·10 ⁻¹³
Ага-Джари, Иран	P ₃ -N ₁	1900	263	60×6	23	Залежь вторичная
Ага-Джари, Иран	K	—	—	—	—	n·10 ⁻¹³
Агуа-Далс-Стратон, США	P ₃	35	201	164	23	21·10 ⁻¹³
Амал, Ливия	E-O	570	—	48×16	—	n·10 ⁻¹³
Асаб, ОАЭ	K ₁	800	—	34×10	<100	n·10 ⁻¹³
Ахваз, Иран	P ₃ -N ₁	2400	311	42×8	23	Залежь вторичная
Бадак, Индонезия	N	—	200	10×5	<10	66 залежей — вторичные
Бай-Хассан, Ирак	P ₃ , K ₂	300	133	28×3	30	Залежи вторичные
Биби-Хакиме, Иран	P ₃ , N ₁	1245	115	45×3	23	Залежи вторичные
Бланко-Месаверде, США	K ₂	—	425	<102×54	<100	n·10 ⁻¹³
Бованенковское, РФ	K ₂	—	655	>35×15	70	n·10 ⁻¹³
Боливар, Венесуэла	P ₃ , N ₁	4380	—	72×49	30	Возможно, залежи вторичные
Большой Бурган, Кувейт	K ₁	10700	1000	920	90	Возможно, залежи вторичные
Брент, Северное море	I	300	—	>20×8	<100	n·10 ⁻¹³
Бу-Газа, ОАЭ	K ₁	1200	—	>38×18	90	n·10 ⁻¹³
Вафра, Кувейт	P ₂ , K ₁	700	61	24×16	—	Возможно, залежи вторичные
Вуктыльское, РФ	C-P ₁	—	500	>250	<100	n·10 ⁻¹³
Вынгапуровское, РФ	K ₂ cm	—	457	35×18	90	n·10 ⁻¹³
Гавар, Саудовская Аравия	I ₃	10125	1000	>240×(12+20)	<100	n·10 ⁻¹³
Гачсаран, Иран	P ₃ -N ₁	2100	162	60×3,5	—	Залежи вторичные
Губкинское, РФ	K ₂	—	352	64×14	<70	n·10 ⁻¹³
Даммам, Саудовская Аравия	I ₃	<742	74	>12×8	<100	n·10 ⁻¹³
Дацин, КНР	K ₁	715	—	(50+75)×(20+25)	<100	n·10 ⁻¹³
Джамбур, Ирак	N ₁ , K	300	270	40×3,5	—	В миоцене залежи вторичные
Духан, Катар	I ₃ , P	370	39	60×10	<100	n·10 ⁻¹³
Закум, ОАЭ	K ₁ , I ₃	1600?	—	>24×10	<100	n·10 ⁻¹³
Западно-Таркосалинское, РФ	K ₂	—	250	8×40	<80	n·10 ⁻¹³
Заполярье, РФ	K ₂	—	1940	30×50	<80	n·10 ⁻¹³
Зелтен, Ливия	K ₂	570	—	40×20	—	n·10 ⁻¹³
Зубейр, Ирак	K ₁ +K ₂ , N ₁	600	180	60×8	<80	n·10 ⁻¹³ в меловых отложениях
Зулуф, Саудовская Аравия	K ₁	1200	120	>28×20	<80	n·10 ⁻¹³

Месторождение и его нахождение	Возраст продуктивной части разреза	Q*		S**, км ²	t***, млн лет	I, кг/(м ² ·с)
		млн т	млрд м ³			
Идд Эль-Шарги, Катар	I ₁	285	35	32×12	<100	n·10 ⁻¹³
Индефетигейбл, Северное море	P ₁	—	226	16×8	<100	n·10 ⁻¹³
Ист-Тексас, США (Мексиканский залив)	K ₂	792	—	68×(6÷13)	<80	n·10 ⁻¹³
Йетс, США (Техас)	P	250	—	849	<100	n·10 ⁻¹³
Канган, Иран	P		> 3000	600	<100	n·10 ⁻¹³
Картидж, США	K ₁		215	32×28		n·10 ⁻¹³
Катиф, Саудовская Аравия	I ₃	1176	118	>42×8	<100	n·10 ⁻¹³
Кирикоре, Венесуэла	N ₂	>230		9,5×5,5	<4	Залежь вторичная
Киркук, Ирак	P ₂ , K ₂	2185	74	(3÷4)×96	20?	Залежи вторичные
Комсомольское, РФ	K ₂		500	65×(10÷18)	<80	n·10 ⁻¹³
Лак, Франция	I ₃ , K ₁		250	15×10	<100	n·10 ⁻¹³
Леман, Северное море	P		330	29×8	<100	n·10 ⁻¹³
Майдам-Мазам, Катар	I ₃	<271	32	18×10	<100	n·10 ⁻¹³
Манифа, Саудовская Аравия	I ₃	<1500	149	>38×14	<100	n·10 ⁻¹³
Мансури, Иран (Месопотамский прогиб)	P ₃ -N ₁	270	20	20×4	23	Залежь вторичная
Марун, Иран (Месопотамский прогиб)	P ₃ -N ₁	2200	113	50×(5÷7)	23	Залежь вторичная
Медвежье, РФ	K ₂		2200	25×12,5	<80	n·10 ⁻¹³
Месжид-и-Сулейман (Месопотамский прогиб)	P ₃ -N ₁	380	35	30×6	23	Залежь вторичная
Мессла, Ливия	K ₂	430	—	250	80	n·10 ⁻¹³
Мидуэй-Сансет, США	KZ	260	—	40×5	>2?	Залежь вторичная
Минагиш, Кувейт	K ₂ , K ₁	275	27	>20×8	<80	n·10 ⁻¹³
Минас, Индонезия	N ₁	993	—	24×6,5	23	Залежь вторичная
Монро, США	K	—	250	900	50	n·10 ⁻¹³
Мурбан, ОАЭ	K ₁	800	45	46×24	<80	n·10 ⁻¹³
Норт-Вест Доум, Катар	P	—	>875	75×40	~100	n·10 ⁻¹³
Норт-Ренкин, Австралия	T ₃	—	240	130	~100	n·10 ⁻¹³
Оренбургское, РФ	C ₂ -P ₁	—	1800	100×22	~100	n·10 ⁻¹³
Пазанун, Иран	P ₃ -N ₁	472	1414	40×(10÷15)	23	Залежь вторичная
Панхенда-Хьюготон, США	C ₃ -P	191	2037	490×91		n·10 ⁻¹³
Парис (Фарис), Иран	Olg ₃ -Mc ₁	420	—	40×(3÷5)	23	Залежь вторичная
Парс, Иран	P	—	2800	600	<100	n·10 ⁻¹³
Пембина, Канада	K ₁		232+1145	2100	<100	n·10 ⁻¹³
Поса-Рика, Мексика	K	270?	35	>64	<80	n·10 ⁻¹³
Прадхо-Бей, США	P-T ₁ K	112	740	64×32	<100	n·10 ⁻¹³
Раг-и-Сафид, Иран	P ₃ -N ₁	320	170	32×(5÷6)	23	Залежь вторичная
Раудатайн, Кувейт	K ₁	<1050	105	>(18×14)	<100	n·10 ⁻¹³
Румейла, Ирак	K ₁	2760	460	>1000?	<100	n·10 ⁻¹³
Рурд-Нусс, Алжир	T, D	?	850	>10,5×6	<100	n·10 ⁻¹³ в девоне
Русское, Западная Сибирь	K	?	62	37,5×15	<80	n·10 ⁻¹³
Сабрия, Кувейт	K ₁	551	55	>20×8	<100	n·10 ⁻¹³
Сарир, Ливия	K ₂	1100	—	>400	<80	n·10 ⁻¹³
Сассан, Иран	I ₃	<205	—	>14×18	<100	n·10 ⁻¹³
Сафания-Хафджи, Саудовская Аравия	K	4100	1600	>(62×15)?	60	n·10 ⁻¹³

Месторождение и его нахождение	Возраст продуктивной части разреза	Q*		S**, км ²	τ***, млн лет	I, кг/(м ² ·с)
		млн т	млрд м ³			
Сача, Эквадор	K ₁	270				
Северо-Ставропольское, РФ	P ₂ , P ₃	—	200	22×33	27	n·10 ⁻¹³
Серия, Бруней	N ₂	259	—			Залежи вторичные
Слохтерен-Гронинген, Северное море	P ₁		1870	22×40	<100	n·10 ⁻¹³
Статфьорд, Северное море	T, I ₁ , I ₂	360	70	30×5	<100	n·10 ⁻¹³
Суи, Пакистан	P ₂ ¹	—	205	50×25	25	n·10 ⁻¹³
Суон, Хилас, Канада	D ₃	178	—	1900	<100	n·10 ⁻¹³
Туймазинское, РФ	D	352	—	40×20	<100	n·10 ⁻¹³
Умм-Шейф, ОАЭ	K ₁ , I ₃	700		>20×20	<100	n·10 ⁻¹³
Уоссон, США	P, C	227		350	<100	n·10 ⁻¹³
Уренгойское, РФ	K ₂		6200	25×180	<80	n·10 ⁻¹³
Ферейдин-Марджан, Саудовская Аравия, Иран	K ₁	1350	135	>24×24	<90	n·10 ⁻¹³
Фортис, Северное море	P ₁	210	—	16×8	25	Залежь вторичная
Хасси-Месауд, Алжир	E-0	720	—	40×45	<100	n·10 ⁻¹³
Хасси-Р'Мель, Алжир	T	—	2000	55×75	<100	n·10 ⁻¹³
Хафт-Кель, Иран	P ₃ , N ₁	351	29	32×6	25	Залежь вторичная
Хоуг, Кувейт	K ₁	250	25	40×6	<100	n·10 ⁻¹³
Хурейс, Саудовская Аравия	I ₃	1200	120	68×20	<100	n·10 ⁻¹³
Хурсания, Саудовская Аравия	I ₃	320	83	18×10	<100	n·10 ⁻¹³
Шатлыкское, Туркмения	K ₁		982	68×25	<100	n·10 ⁻¹³
Шебелинское, Украина	P ₁ , C ₃		520	30×12	<100	n·10 ⁻¹³
Шиюгоу, КНР	T ₂		200	70×20	<100	n·10 ⁻¹³
Экофиск, Северное море	P ₁	160	100	12×7	<50	Залежь вторичная?
Эмерод, Конго	K ₂	500		>16×5	<80	n·10 ⁻¹³
Юбилейное, РФ	K		340	37×15	<80	n·10 ⁻¹³
Южно-Русское, РФ	K		750	15×7+34×12	<80	n·10 ⁻¹³
Ямбургское, РФ	K		4750	45×75	<80	n·10 ⁻¹³
Ямсовейское, РФ	K		500	40×16	<80	n·10 ⁻¹³

* Q — геологические запасы нефти принимались в 2 раза большими по сравнению с извлекаемыми, указанными в "Словаре по геологии нефти и газа". — Л.: Недра, 1988.

** S — площадь месторождения, как правило, меньше нефтегазосборной площади ловушки. Площадь месторождения, за редким исключением, дается по "Словарю...".

*** τ — принятая продолжительность формирования залежи (месторождения): 1 млн лет = 3,15·10¹³ с.

Первые определения интенсивности формирования залежей нефти были выполнены для 25 залежей в турнейских известняках Волго-Уральской провинции. Интенсивность формирования нефтяных залежей оказалась такой же, как и у газовых скоплений. Это позволяет считать вертикальную региональную миграцию рассеянных УВ причиной возникновения и роста залежей УВ и сделать вывод о том, что такой механизм формирования залежей УВ является широко распространенным в природе.

Первичные залежи нефти и газа формировались в течение продолжительных отрезков времени (не менее нескольких миллионов и даже нескольких десят-

ков миллионов лет). Начало их формирования совпадает с поступлением в них первых порций УВ.

Вторичные залежи, образующиеся благодаря поступлению нефти и газа из ловушек, где они первоначально находились, в другие ловушки (как правило, в вышележащих отложениях) имеют значительно меньшую продолжительность формирования.

По интенсивности формирования первичные залежи различаются не столь заметно, особенно залежи смежных месторождений, однако интенсивность и продолжительность формирования первичных и вторичных залежей существенно различна.

Таким образом, формирование первичных газовых и нефтяных залежей происходит за счет вертикальной

региональной миграции первично-рассеянных УВ из глубокопогруженных материнских пород в вышележащие отложения под надежные хемогенные или глинистые покрывки. Образование разрывных смещений приводит к формированию вторичных залежей вследствие струйной вертикальной миграции УВ из первичных залежей.

Продолжительность формирования залежей определяется отрезком времени от начала аккумуляции углеводородов и по настоящее время, если в ловушке продолжается накопление нефти и(или) газа. Аккумуляция может закончиться задолго до современной эпохи и(или) приостанавливаться, возможно, много-

кратно, из-за превышения интенсивности рассеяния УВ из рассматриваемого объема горных пород над интенсивностью их поступления в этот объем.

Представленными материалами, по мнению автора, доказывается научное положение о формировании первичных залежей УВ за счет механизма диффузии. Возможно, установлена неизвестная ранее закономерность формирования залежей газа в стратифицированной среде, заключающаяся в том, что в региональных нефтегазоносных комплексах аккумуляция в ловушках первично-рассеянных газообразных и жидких углеводородов происходит с интенсивностью порядка 10^{-13} кг/(м²·с).

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 550.834.05(571.122)

РЕЗУЛЬТАТЫ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА АРИГОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Л. Ю. Беспечная, Р. Б. Яневиц, Ф. Г. Осипчук
(ОАО "Сибнефтегеофизика", ЗАО "Аригольнефтегеология")

В Западной Сибири, имеющей высокую степень изученности сейсморазведкой и бурением, прогноз коллекторских свойств литологически изменчивых продуктивных горизонтов по различным параметрам сейсмической записи является наиболее актуальной задачей, для решения которой нужно привлекать весь комплекс имеющихся геолого-геофизических данных.

Необходимость постановки трехмерной сейсморазведки в пределах Аригольского лицензионного участка обусловлена вводом в эксплуатацию одноименного месторождения. Из пробуренных на участке работ 14 разведочных скважин в 5 скважинах (скв. 102, 137, 138, 141, 142) получены промышленные притоки нефти из пласта Ю₁¹, в скв. 134 получен приток воды с пленкой нефти, при испытании скв. 135, 136, 139, 145, 335 получен приток воды, скв. 35, 103, 104 оказались сухими. Ранее проведенные сейсморазведочные работы 2D не позволили однозначно оценить перспективы нефтеносности Аригольского месторождения в связи со сложностью геологического строения продуктивного пласта.

По результатам поисковых сейсморазведочных работ МОГТ 3D, выполненных в пределах Аригольского лицензионного участка восстановлены условия осадконакопления основных продуктивных горизонтов. Сделан вывод о том, что в средне-верхнеюрское время район исследований представлял собой долгоживущую дельтовую систему. Сделан прогноз коллекторских свойств пласта Ю₁¹. Также рассмотрено сейсмогеологическое строение пласта БВ₆ как основного перспективного нижнемелового объекта.

Arigolsky field had being studied by 3D seismic. Conditions of sedimentation of basic productive zone had being determined.

Main conclusion is that middle-upper Jurassic formations had being formed in environments of delta complex. The map of reservoir qualities for productive zone Ju₁¹ had been made.

Seismogeological analyses for productive zone BV₆ had been provided.

В пределах Аригольского лицензионного участка за два полевых сезона были выполнены поисковые сейсморазведочные работы МОГТ 3D общим объемом 168 км² с использованием телеметрической системы регистрации I/O SYSTEM 2 с кратностью для ОСТ не ниже 24.

В результате обработки удалось получить окончательный материал в частотном диапазоне от 16 до 80...90 Гц. Наряду со стандартной обработкой по 3D-сейсморазведочным данным была выполнена дополнительная обработка. Ее основ-

ной целью являлось повышение временной разрешенности отражений юрского интервала разреза для лучшего решения геологических задач. Поэтому она была осуществлена только во временном интервале 1,5...2,5 с. В результате дополнительной обработки удалось расширить частотный диапазон до 110 Гц.

Скоростная характеристика разреза на площади работ изучалась по данным акустического каротажа в скважинах месторождения и ВСП в скв. 344 — Кошильской, с помощью которого осуществлялся перевод кривых ПГИС во временной масштаб. Сейсмостратиграфическая привязка была выполнена при