

© М.Т.Абасов, В.Н.Лунина, А.А.Адигезалова, Л.Г.Крутых, 2010

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ГАЗООТДАЧИ ПО ДАННЫМ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

М.Т.Абасов, В.Н.Лунина, А.А.Адигезалова, Л.Г.Крутых

*Институт геологии НАН Азербайджана
AZ 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29 А*

В работе на основании проведенных исследований дается оценка коэффициента газоотдачи, выполненная с использованием метода сопротивления. Для определения остаточного газонасыщения использовано удельное электрическое сопротивление пласта в промытой зоне скважины, фиксированное зондом длиной 0,45 м из комплекта бокового каротажного зондирования. Объектом исследования выбран горизонт VII_{Верхи} продуктивной толщи месторождения Булла-дениз.

К настоящему времени из недр Азербайджана отобрано более 1 млрд. тонн нефти с конденсатом и около 500 млрд. м³ газа. (Абасов М.Т. и др., 2003). Основные пути развития нефтегазодобычи в Азербайджане связаны с увеличением углеводородной ресурсной базы за счет доразведки существующих месторождений и постановки поисковых работ на новые стратиграфические этажи и перспективные структуры. В связи с этим изучение коэффициента нефте- и газоотдачи и его связи с другими свойствами коллекторов необходимо при обосновании кондиционных значений подсчетных параметров для подсчета запасов и проектирования разработки.

Коэффициенты нефте- и газоотдачи за время эксплуатации меняются в зависимости от многих факторов таких, как физические свойства пород и пластовых флюидов, механизм вытеснения углеводородов, сетка расположения скважин, темп отбора и т.д. Поэтому для различных месторождений с одним и тем же режимом работы они могут сильно отличаться друг от друга. Определение текущего и конечного коэффициентов нефте- и газоотдачи играет особенно важную роль при контроле за разработкой залежей нефти и газа, проводимом с целью их рациональной эксплуатации.

Одним из многочисленных методов определения этих коэффициентов является способ с использованием геофизических исследований скважин, основанный на послойной оценке начального и остаточного насыщения продуктивных пластов (Вендельштейн, Резванов, 1978).

Понятие о газо- и конденсатоотдаче по идее тождественно понятию о нефтеотдаче и поэтому коэффициенты газо- и конденсатоотдачи могут быть выражены одинаковыми формулами (Гиматудинов, 1963). Расчет коэффициента нефте- и газоотдачи ($K_{отд}$) производится по формуле

$$K_{отд} = 1 - \frac{K_{гно}}{K_{гн}} = \frac{K_{гн} - K_{гно}}{K_{гн}}, \quad (1)$$

где $K_{гн}$ и $K_{гно}$ – соответственно коэффициенты начальной и остаточной газонефтенасыщенности.

Коэффициент начального нефте- или газонасыщения определяется по методу сопротивления, а конечного (для тех же пластов) – по сопротивлению промытой зоны, определяемой по микроэлектрическим геофизическим методам исследования скважин. При этом используются связи между коэффициентом газонефтенасыщенности и параметром насыщения (Qn). Метод позволяет оценить текущий коэффициент газо- или нефтеотдачи в районе отдельных скважин.

Процесс проникновения фильтрата промывочной жидкости в продуктивные пласты аналогичен процессу вытеснения из них нефти или газа водой, что позволяет использовать параметр насыщения промытой зоны (Qnn) для оценки конечной нефте- или газоотдачи в отдельных скважинах.

Величина коэффициента газоотдачи зависит от множества факторов, и практические пределы её изменения варьируют от 50 до 97 % (Гришин 1985).

Нами сделана попытка оценки коэффициента газоотдачи с использованием материалов геофизических исследований скважин по VII_{верхи} горизонту продуктивной толщи месторождения Булла-дениз, поскольку газоконденсатная залежь этого объекта интенсивно разрабатывается и в настоящее время. Месторождение расположено на продолжении антиклинальной зоны, начинающейся на суше от поднятия Кянизадаг, с которым связано одноименное нефтяное месторождение. Месторождение характеризуется сложными горно-геологическими условиями. Продуктивные горизонты залегают на больших глубинах (более 6 км), обусловивших высокие начальные пластовые давления и температуры (до 71,4 МПа и 110 °С). Промышленная разработка месторождения начата в 1975 году. С начала разработки до настоящего времени в эксплуатации перебивали 34 скважины.

Исходными данными при расчетах являются плотность промывочной жидкости, которая колеблется в пределах 1620-2120 кг/м³, а также удельное электрическое сопротивление (УЭС) промывочной жидкости, которое при температуре пласта изменяется от 0,1 до 0,29 Ом, составляя в среднем 0,17 Ом. Среднее значение УЭС пластовой воды при температуре пласта – 0,087 Ом.

Коллекторы горизонта VII_{верхи} характеризуются отрицательными амплитудами ПС с относительной амплитудой, изменяющейся от 0,2 до 1; фактические диаметры скважин в интервале пластов близки к номинальным. Удельные электрические сопротивления продуктивных пластов изменяются от 5 до 36 Ом, водоносных – от 1,5 до 4,6 Ом. Среднее значение УЭС водоносного пласта, используемое при расчетах, составляет 2,2 Ом. Среднее значение коэффициента пористости ($K_n^{средн}$) равно 16 %, параметр пористости $P = 25$ при $m = 1,8$ (m – эмпирический коэффициент, определяемый по образцам горной породы с фиксированной структурой порового пространства). Среднее значение УЭС фильтрата промывочной жидкости с учетом её плотности составляет 0,08 Ом. Сопротивление пласта, насыщенного фильтратом промывочной жидкости, используемое при определении па-

раметра насыщения промытой зоны (Q_{nn}), близко к сопротивлению водонасыщенного пласта и равно 2 Ом.

Продуктивные пласты VII_{верхи} горизонта в подавляющем большинстве характеризуются двухслойными кривыми бокового каротажного зондирования (БКЗ), то есть как бы отсутствием проникновения в них фильтрата глинистого раствора. Очевидно, что при прочих равных условиях глубина проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт тем больше, чем больше его проницаемость. Часто отсутствие проникновения связано не с малой проницаемостью, а с какими-то другими причинами. Так, глинистый раствор мог не проникнуть в хорошо проницаемый пласт вследствие большого пластового давления. Кроме того, при очень большом проникновении раствора с увеличением отношения D/d (D – диаметр скважины, d – диаметр зоны проникновения) правая ветвь кривой БКЗ стремится к двухслойной кривой БКЗ. Таким образом, двухслойными кривыми БКЗ могут характеризоваться проницаемые пласты как при отсутствии проникновения, так и с большой глубиной проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

Учитывая геофизическую характеристику продуктивных пластов VII_{верхи} горизонта, а именно: наличие отрицательной амплитуды ПС и глинистой корки при отсутствии микрометодов, по которым обычно определяется удельное электрическое сопротивление промытой зоны, нами для пластов с глубоким проникновением за УЭС промытой зоны приняты сопротивления, записанные зондом длиной 0,45 м из комплекта БКЗ.

Чтобы из всех продуктивных пластов выделить пласты с глубоким проникновением были построены ряды распределений (рис.1) по $\rho_{к 0,45}$, Q_{nn} и Kz_{on} ($\rho_{к 0,45}$ – кажущееся сопротивление пласта, записанное зондом длиной 0,45 м; Q_{nn} – параметр насыщения промытой зоны; Kz_{on} – коэффициент остаточной газонасыщенности промытой зоны, принятый в расчетах по вышеприведенной формуле равным коэффициенту остаточной газонефтенасыщенности Kz_{on}). Общая выборка составляет 190 пластов по 28 скважинам.

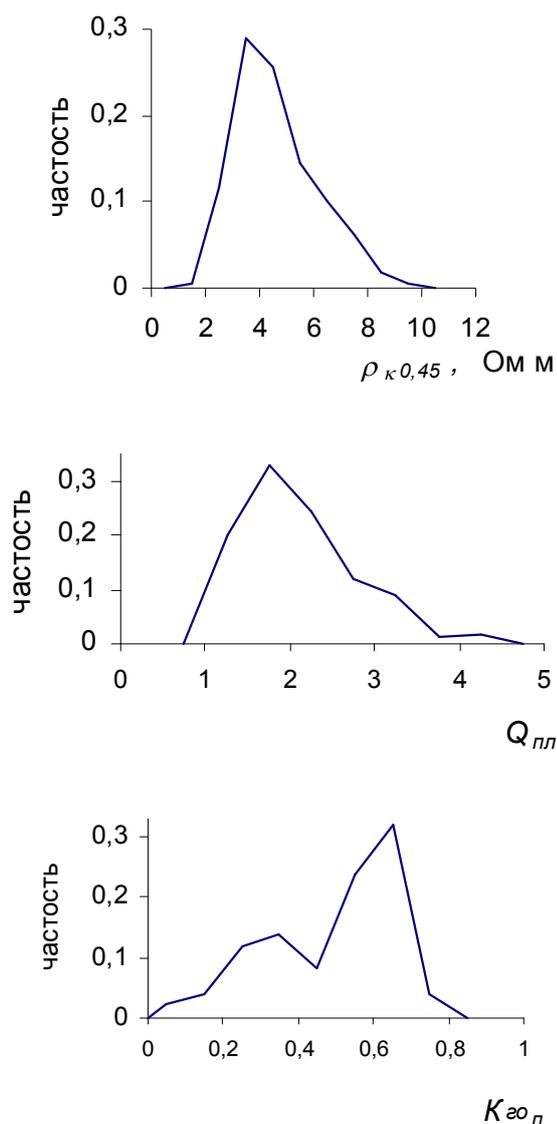


Рис. 1. Распределения параметров $\rho_{0,45}$, $Q_{пл}$, $K_{гон}$

По этим распределениям видно, что в отличие от распределений по $\rho_{к0,45}$, $Q_{пл}$ распределения по $K_{гон}$ характеризуются неоднородной выборкой, что подтверждается при проверке полученного распределения на однородность по критерию согласия Колмогорова ($P(\lambda) < 0,05$). То есть вероятность случайного расхождения рядов распределения менее 0,05. Можно предположить, что выделенные группы продуктивных пластов отличаются по глубине проникновения. Сравнение интегральных кривых распределения $K_{гон}$ для групп с минимальными их значениями позволило определить граничное значение $K_{гон}$, равное 0,26.

Можно также предположить, что в группу пластов с $K_{гон} < 0,26$ входят пласты с глубоким проникновением, где $K_{гон}$ характеризует остаточную газонасыщенность, а сопротивления $\rho_{к0,45}$, соответствующие этим пластам, – промытую зону и могут быть использованы для оценки коэффициента газоотдачи. Коэффициенты начального газонасыщения определялись традиционным способом – по методу сопротивления.

Пластам, по которым определены коэффициенты газоотдачи, соответствуют значения $\rho_{к0,45} < 3,0$ Ом м и $Q_{пл} < 1,4$.

Из рассмотренной выборки (190 газонасыщенных пластов по 28 скважинам) выделено 44 пласта по 21 скважине, по которым определены коэффициенты остаточной газонасыщенности и газоотдачи. Почти все пласты входят в интервалы опробования. Исходные данные для определения газоотдачи приводятся в таблице.

Как видно, полученные значения коэффициента газоотдачи ($K_{гонд}$) изменяются в пределах 0,64 – 0,89, составляя в среднем 0,73, что сопоставимо с коэффициентом газоотдачи, установленном при подсчете запасов. При подсчете запасов (2003 год) выполнены технико-экономические расчеты для обоснования коэффициентов извлечения углеводородов. С учетом технологических критериев разработки на основании прогнозных расчетов добычи природного газа и экономических критериев была определена величина коэффициента газоотдачи для VII_{верхи} горизонта, равная 0,72. Отметим, что разработка данной залежи близка к завершающей стадии.

Определенные по скважинам коэффициенты газоотдачи были сопоставлены с дебитами скважин (рис. 2). На полученном графике в отдельную область выделяются скважины, опробованные в начальный период разработки (1976 – 1979 гг.). Как видно, одному и тому же значению газоотдачи соответствуют разные дебиты скважин – более высокие для скважин начального периода разработки (1976 – 1979 гг.) и несколько ниже – по скважинам 1981 – 1996 гг. Для последних скважин полученная зависимость характеризуется коэффициентом корреляции, равным 0,76.

Исходные данные для определения коэффициента газоотдачи

№скв.	Интервал пласта, м	h , м	ρ_n ОММ	КГН	$\rho_{к0,45}$ ОММ	Q_{mn}	K_{20n}	K_{20m}	$K_{20m}^{срeдн}$	K_{np}	$K_{np}^{срeдн}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20	5309 – 5312	3	7	0,69	2,6	1,18	0,17	0,75	0,75	42	42
29	5101 – 5109,5	8,5	7,5	0,7	2,7	1,23	0,19	0,73	0,73	47	47
31	5417,5 5425,5	8	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71	0,71	52	52
32	5405 – 5410,5	5,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,64	55	55
38	6142,5 6145,5	3	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,69	55	53
	6147 – 6152	5	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
	6159,5 – 6163	3,5	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
39	5655 – 5659	4	8,5	0,73	2,4	1,09	0,08	0,89	0,8	55	141
	5662 – 5667,5	5,5	9,5	0,75	2,5	1,14	0,12	0,84		65	
	5671 – 5675,5	4,5	12,5	0,79	2,8	1,27	0,21	0,73		103	
	5676,5 – 5684	7,5	23	0,86	2,7	1,23	0,19	0,78		250	
	5689 – 5696,5	7,5	17	0,83	2,7	1,23	0,19	0,77		155	
40	5622,5 – 5628	3,5	8	0,72	3	1,36	0,26	0,64	0,65	52	48
	5660 – 5668	8	7,5	0,7	2,9	1,32	0,24	0,66		47	
43	5964,5 – 5969	4,5	11,5	0,78	3	1,36	0,26	0,67	0,67	87	87
45	5304,5 5311,5	7	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71	0,71	52	48
	5325 – 5330,5	5,5	7	0,69	2,8	1,27	0,21	0,7		42	
46	5699 – 5703	4	10	0,76	3	1,36	0,26	0,66	0,7	71	64
	5734 – 5740	6	9	0,74	2,8	1,27	0,21	0,72		60	
53	5617,5 5624,5	7	8	0,72	3	1,36	0,26	0,64	0,64	52	52
55	5981 - 5985	4	7	0,69	2,6	1,18	0,15	0,78	0,7	42	50
	5994 - 5997,5	3,5	7,5	0,7	2,7	1,23	0,19	0,73		47	
	5998 - 6000,5	2,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64		55	
	6001 - 6007	6	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64		55	
58	6088 - 6092	4	7,5	0,7	2,7	1,23	0,19	0,73	0,73	47	47
60	5531,5 5533,5	2	7,7	0,71	2,6	1,18	0,15	0,79	0,77	50	93
	5544,5 - 5550	5,5	10	0,76	2,6	1,18	0,15	0,8		71	
	5555 - 5565,5	10,5	13	0,8	2,8	1,27	0,21	0,74		106	
	5566 - 5570	4	13,5	0,8	2,6	1,18	0,15	0,81		111	
61	5622 - 5625	3	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71	0,76	52	49
	5655,5 - 5658	2,5	7	0,69	2,6	1,18	0,15	0,78		42	
	5659,5 - 5664	4,5	7,7	0,71	2,6	1,18	0,15	0,79		50	
64	6140,5 6142,5	2	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,64	55	55
66	5570,5 5573,5	3,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,69	55	53
	5578 - 5585	7	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
70	5265,5 - 5268	2,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,67	55	54
	5286,5 5288,5	2	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64		55	
	5293,5 - 5295	1,5	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
	5303,5 5306,5	3	8	0,72	2,8	1,27	0,21	0,71		52	
73	5884,5 - 5893	8,5	8,5	0,73	3	1,36	0,26	0,64	0,71	55	49
	5928 - 5931,5	3,5	7,5	0,7	2,7	1,23	0,19	0,73		47	
	5939,5 - 5944	4,5	6,5	0,68	2,5	1,14	0,12	0,82		39	
106	5657,5 5660,5	3	7	0,69	2,6	1,18	0,15	0,78	0,78	42	42
108	5735 - 5737	2	5	0,61	2,8	1,27	0,21	0,66	0,66	27	27

Примечание : $K_{год}^{срeдн}$ и $K_{np}^{срeдн}$ - средневзвешенные по мощности значения коэффициентов газоотдачи и проницаемости

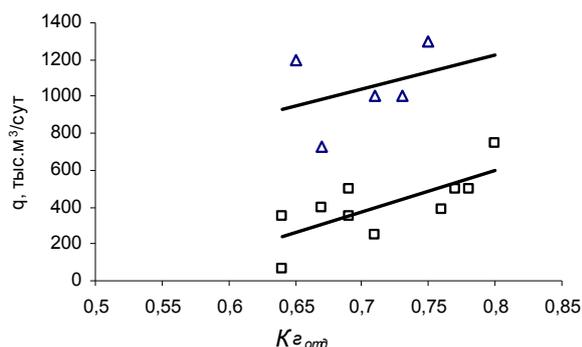


Рис. 2. Зависимость между дебитом скважины и коэффициентом газоотдачи пластов

Δ – скв. 1976-1979г.г \square – скв. 1981-1996г.г

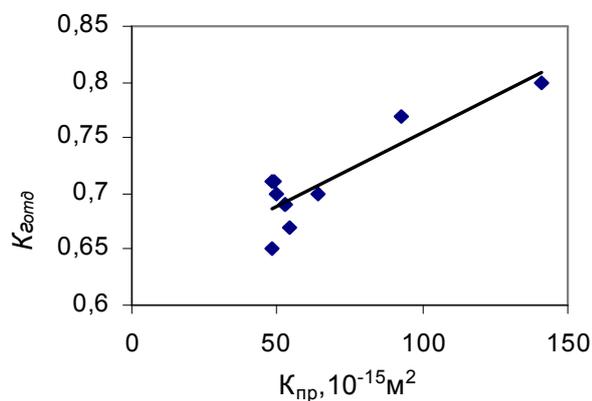


Рис. 3. Зависимость между коэффициентами газоотдачи и проницаемости

Полученные значения коэффициентов газоотдачи были сопоставлены с коэффициентами проницаемости пластов (рис. 3). При этом использованы средневзвешенные по мощности значения параметров. В сопоставление не вошли скважины с единичными определениями. При этом коэффициент корреляции составил 0,86.

Таким образом, проведенные исследования позволили установить, что при благоприятных условиях, даже при отсутствии микрометодов для определения сопротивления промытой зоны, можно произвести оценку коэффициента газоотдачи, используя сопротивление, записанные зондом длиной 0,45 м из комплекта БКЗ, как характеризующие промытую зону. Определенные таким образом коэффициенты газоотдачи составляют в среднем 0,73, что хорошо согласуется с прогнозным коэффициентом газоотдачи, равным 0,72, полученным с учетом технологических критериев разработки.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АЛИЯРОВ, Р.Ю., ГУЛИЕВ, И.С. 2003. О геологических проблемах развития нефтегазодобычи в Азербайджане. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 3, 110-123.
- ВЕНДЕЛЬШТЕЙН, Б.Ю., РЕЗВАНОВ, Р.А. 1978. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. Недра. Москва. 275.
- ГИМАТУДИНОВ, Ш.К. 1971. Физика нефтяного и газового пласта. Недра. Москва. 309.
- ГРИШИН, Ф.А. 1985. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. Недра. Москва. 304.