

УДК 622.276; 622.279

## АЛГОРИТМ ДЛЯ ПОДСЧЕТА НАЧАЛЬНЫХ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

М.А.Джамалбеков, М.Ф.Кулиев  
(Институт Прикладной Математики)

Известно, что в процессе разработки глубокозалегающих газоконденсатных залежей, снижение пластового давления приводит к изменению пористости и емкостных свойств коллектора. Работа посвящена проблеме подсчета запасов газоконденсатных залежей в деформируемых коллекторах при ранних стадиях разработки. Предлагается алгоритм для определения по данным разработки начальных балансовых запасов газа и конденсата с учетом сжимаемости пустот. При этом использована бинарная модель газоконденсатной системы. Учитываются реальные свойства компонентов и массоперенос между фазами. Полученное решение проверено машинными экспериментами и установлена его удовлетворительная точность.

**Ключевые слова:** подсчет запасов, деформация, интерпретация, разработка, газоконденсатная смесь, балансовые запасы, алгоритм, пористость, емкостные характеристики.

**Адрес связи:** mjamalbayov@ctnet.az

**DOI:** 10.5510/OGP20130200154

### 1. Введение

Как известно, определение начальных балансовых запасов газа и конденсата, особенно на ранних стадиях разработки имеет важное значение для эффективного проектирования разработки газоконденсатных залежей. Существующие к настоящему времени методы для подсчета запасов нефти и газа в основном базируются на геометрических данных залежи, которые даются бурением значительного числа дополнительных скважин для оконтуривания ее. Такой подход подсчета запасов углеводородов залежи, называемый объемным методом по своему принципу, оказывается непригодным для залежей, находящихся на ранних стадиях разработки.

Метод для подсчета запасов, называемый по падению давления, в отличие от объемного метода основывается на принципе, материального баланса и не требует данных о геометрических размерах газонесущей части пласта.

Такой подход позволяет решать проблему подсчета запасов углеводородов газоконденсатной залежи на ранних стадиях разработки. Несмотря на большое количество работ [1-5 и др.], посвященных проблеме подсчета запасов нефти и газа, эта проблема до сих пор не имеет надежного решения [6, 5]. Это относится и к газоконденсатным месторождениям и особенно, представленным деформируемыми коллекторами. В работе предлагается алгоритм для подсчета начальных балансовых запасов газа и конденсата в залежах, представленным деформируемыми пластами.

### 2. Определение начальных балансовых запасов с учетом реальных свойств газоконденсатной системы

Известно, что на основе бинарной модели фильтрация газоконденсатной смеси в деформируемых средах уравнения материальных балансов для газа и конденсата имеют вид [7, 8]:

$$q_s = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{(1-\rho)p\beta}{z(p)p_{at}} [1-c(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{\rho S(p)}{a(p)} \right] \Omega(p) \right\} \quad (2.1)$$

$$q_m = -\frac{d}{dt} \left\{ \left[ \frac{\rho}{a(p)} + (1-\rho) \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right] \Omega(p) \right\} \quad (2.2)$$

где  $q_s, q_m$  - расход газа и конденсата;

$p$  - давление;

$\rho$  - насыщенность пустот жидким конденсатом;

$a$  - объемный коэффициент конденсата;

$S$  - количество растворенного газа в жидкой фазе;

$z, \beta$  - коэффициенты сверхсжимаемости и температурной поправки;

$p_{at}$  - атмосферное давление;

$m$  - пористость пласта.

Здесь текущий объем пустот

где  $R_w, r_c$  - радиусы контура питания и скважины;

$h$  - толщина пласта.  $\Omega(p) = \pi(R_w - r_c)^2 hm(p)$

Из (2.1) и (2.2) можно получить выражение, связывающее падение среднепластового давления с дебитом скважины по газу при режиме истощения:

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{\frac{q_s}{\Omega(p)} \left( \alpha_4 + \frac{\alpha_2}{G} \right)}{(\alpha_5 + \alpha_6) \cdot \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \cdot \alpha_2} \quad (2.3)$$

$$\frac{d\rho}{dt} = -\frac{\frac{q_s}{\Omega(p)G} + (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{d\rho}{dt}}{\alpha_4} \quad (2.4)$$

$$\text{где } \alpha_2 = \frac{p\beta [1-c(p)\bar{\gamma}(p)]}{z(p)p_{at}} - \frac{S(p)}{a(p)} \quad \alpha_4 = \frac{1}{a(p)} - \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}$$

$$\alpha_5 = (1-\rho) \left[ \frac{p\beta [1-c(p)\bar{\gamma}(p)]}{z(p)p_{at}} \right]' \quad \alpha_6 = \rho \left[ \frac{S(p)}{a(p)} \right]'$$

$$\alpha_8 = (1-\rho) \left[ \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right]' \quad \alpha_7 = \rho \left[ \frac{1}{a(p)} \right]'$$

$t$  - время;

«'» - означает производную по  $p$ .

По выражению (2.3) видно, что при заданном дебите скважины по газу падения пластового давления в случае истощения залежи зависит только от общего объема газонасыщенных пустот и деформационных характеристик их. Поскольку

$$\Omega(p) = \Omega_0 \bar{m}(p)$$

где  $\Omega_0$  - начальный объем пустот;

$\bar{m}(p)$  - отношение текущей пористости к ее первоначальному значению, то выражение (2.3) перепишем в виде:

$$\frac{dp}{dt} = - \frac{q_s \left( \alpha_4 + \frac{\alpha_2}{G} \right)}{(\alpha_5 + \alpha_6) \cdot \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \cdot \alpha_2}$$

и проинтегрировав его получим:

$$\Omega_0 \int_{p_2}^{p_1} dp = \int_{t_1}^{t_2} q_s(t) K(p, \rho) dt \quad (2.5)$$

где

$$K = \frac{\left( \alpha_4 + \frac{\alpha_2}{G} \right)}{\left[ (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot \alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8) \cdot \alpha_2 \right] \cdot \bar{m}(p)} \quad (2.6)$$

Из (2.5) при достаточно коротком промежутке времени получим приближенное выражение для определения начального значения объема пустот пласта-коллектора:

$$\Omega_0 \approx \frac{\left[ K(p, \rho)_{t_2} q_{s_{t_2}} + K(p, \rho)_{t_1} q_{s_{t_1}} \right] (t_2 - t_1)}{2(p_1 - p_2)} \quad (2.7)$$

где обозначения  $K(p, \rho)_{t_1}$ ,  $K(p, \rho)_{t_2}$ ,  $q_{s_{t_1}}$ ,  $q_{s_{t_2}}$  означают значения  $K$  и дебит скважины по газу во временах  $t_1$  и  $t_2$  соответственно. При этом,  $\bar{m}(p)$  можно определять по методике, предложенной в работе [9], либо принимается равной единице, что вполне допустимо для начальной стадии разработки, когда еще пластовое давление сильно не отличается от первоначальной. При этом, погрешность не превышает разумных пределов, что подтверждено результатами данной работы.

Известно, что точное измерение дебита скважины по газу  $q_{s_{t_1}}$ ,  $q_{s_{t_2}}$  на практике затруднительно. Так как сильное колебание дебита понизит надежность выражения (2.7). Поэтому целесообразнее работать не дебитом, а суммарным отбором газа, который легче поддается замеру. Поэтому (2.7) перепишем в следующем виде:

$$\Omega_0 \approx \frac{\left[ K(p, \rho)_{t_2} + K(p, \rho)_{t_1} \right] \cdot Q_{t_1 t_2}}{2(p_1 - p_2)} \quad (2.8)$$

где  $Q_{t_1 t_2}$  - отбор газа в промежутке времени  $(t_2 - t_1)$ .

На начальной стадии разработки, когда еще давление больше давления насыщения, насыщенность конденсата равна нулю. При этом  $K$  упрощается и будет равным:

$$K = \frac{\left( \alpha_4 + \frac{\alpha_2}{G} \right)}{\left[ \bar{\alpha}_5 \cdot \alpha_4 + \bar{\alpha}_8 \cdot \alpha_2 \right] \bar{m}(p)} \quad (2.9)$$

где  $\bar{\alpha}_5 = \left[ \frac{p\beta [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)]}{z(p)p_{at}} \right]'$   $\bar{\alpha}_8 = \left[ \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right]'$

А когда насыщенность конденсата больше нуля, требуется ее определение. Для этой цели можно использовать методику, предложенную в работе [10], где связь между насыщенностью и пластовым давлением опреде-

ляется следующим выражением:

$$\frac{d\rho}{dp_k} = \frac{(1 - \rho) \left( m(p) \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}] \right)' + \rho \left( m(p) \frac{S_k(p)}{a_k(p)} \right)' - m(p) \left( \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}] - \frac{S_k(p)}{a_k(p)} \right) + \left\{ \rho \left( \frac{m(p)}{a_k(p)} \right)' + (1 - \rho) \left( m(p) \frac{p\beta c}{z(p)p_{at}} \right)' \right\} G}{+ \left( \frac{1}{a_k(p)} - \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right) m(p) G} \quad (2.10)$$

Уравнение (2.9) решается одним из численных методов.

Имея значение  $\Omega_0$  по (2.8), начальные балансовые запасы газа  $V_{g0}$  и конденсата  $V_{c0}$ . В случае, когда начальное пластовое давление выше давления конденсации могут определяться следующими выражениями, соответственно:

$$V_{g0} = \left\{ \frac{p_0 \beta}{z(p_0)p_{at}} [1 - c(p_0)\bar{\gamma}(p_0)] \right\} \Omega_0 \quad (2.11)$$

$$V_{c0} = \frac{p_0 \beta c(p_0)}{z(p_0)p_{at}} \Omega_0$$

### 3. Алгоритм для расчетов

Для применения вышеизложенного решения можно использовать следующий алгоритм:

1. Ввод исходных данных.
2. Ввод термодинамических данных продукции залежи.
3. Если пластовое давление выше давления конденсации, переходим к следующему шагу: иначе вычисляется средняя насыщенность пласта жидким конденсатом по (2.10) одним из численных методов для времени  $t_1$  и  $t_2$ .
4. Определяется относительная пористость  $\bar{m}(p)$  по методике, предложенной в [9], либо принимается за единицу.
5. Вычисляются значения  $K$  для  $t_1$  и  $t_2$  по (2.6) или (2.9).
6. Вычисляются  $\Omega_0$  по (2.8).
7. Вычисляются значения начальных балансовых запасов газа  $V_{g0}$  и конденсата  $V_{c0}$  по (2.11).

### 4. Апробация полученного решения

Изложенный алгоритм апробирован на примере гипотетической газоконденсатной залежи с известными начальными запасами газа и конденсата. Для этого проведен ряд предварительных расчетов моделирующих разработки этой же газоконденсатной залежи. При этом использована расчетная схема, полученная на основе решения системы уравнений движения газоконденсатной смеси в деформируемых средах [7,8,10]. Рассмотрена газоконденсатная залежь, имеющая следующие данные:

Начальное пластовое давление  $p_0 = 400$  атм;

Начальная пористость  $m_0 = 0.2$ ;

Начальная абсолютная проницаемость  $k_0 = 0.05 \cdot 1012$  м<sup>2</sup>;

Мощность пласта  $h = 50$  м;

Радиусы контура питания и скважины

$R_k, r_c = 1000$  и  $0.1$  м;

Таблица 1

**Изменения во времени основных показателей разработки  
и вычисленных значений начального объема пустот.**

$t$ , годы	$P$ , атм	$q_g$ , м <sup>3</sup> /сут	$G$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$\Omega_{or}$ , м <sup>3</sup>	Погрешность, %
Недеформируемая среда					
2.67	304.4	1541987.00	6273.489	31593235.74	0.6154
4.00	268.0	1476834.00	6814.78	31534123.11	0.427144
5.33	236.6	1395684.00	7464.803	31495122.05	0.302936
6.67	209.1	1304073.00	8210.857	31470329.99	0.223981
8.00	184.9	1206448.00	9031.963	31454406.46	0.173269
9.33	163.5	1106342.00	9895.886	31443932.38	0.139912
10.67	144.4	1006525.00	10758.11	31436840.48	0.117326
12.00	127.4	909132.70	11564.54	31431883.63	0.10154
13.33	112.2	815767.70	12258.63	31428301.92	0.090134
14.67	98.8	727581.30	12791.33	31425627.62	0.081617
16.00	86.8	645345.30	13130.54	31423570.85	0.075066
17.33	76.2	569514.10	13266.29	31421950.9	0.069907
18.67	66.8	500280.70	13209.79	31420654.03	0.065777
20.00	58.5	437629.20	12987.72	31419607.02	0.062443
21.33	51.2	381381.00	12634.41	31418760.59	0.059747
22.67	44.9	331237.60	12185.07	31418079.35	0.057578
24.00	39.3	286817.50	11671.36	31417535.83	0.055847
25.33	34.5	247687.50	11119.4	31417107.26	0.054482
26.67	30.3	213388.20	10549.51	31416773.98	0.05342
28.00	26.7	183454.80	9977.009	31416518.76	0.052608
29.33	23.6	157431.80	9413.195	31416326.52	0.051995
30.67	20.9	134884.50	8866.392	31416184.31	0.051542
32.00	18.5	115406.10	8342.725	31416081.15	0.051214
33.33	16.6	98621.72	7846.665	31416007.97	0.050981
34.67	14.8	84190.85	7381.396	31415957.42	0.05082
Деформируемая среда					
2.666667	350.2535	404838.30	5826.905	31424114.47	0.076798
4	338.4950	300188.90	5922.175	31420535.52	0.065400
5.333333	329.5552	238896.70	6002.851	31418891.66	0.060165
6.666667	322.3424	198559.20	6073.682	31418004.70	0.05734
8	316.2969	169963.10	6137.305	31417470.35	0.055638
9.333333	311.0935	148615.00	6195.366	31417122.37	0.05453
10.66667	306.5265	132059.20	6248.973	31416882.35	0.053765
12	302.4573	118838.90	6298.914	31416709.33	0.053214
13.33333	298.7881	108034.80	6345.771	31416580.19	0.052803
14.66667	295.4474	99037.49	6389.989	31416481.05	0.052487
16	292.3813	91427.18	6431.918	31416403.16	0.052239
17.33333	289.5481	84905.00	6471.839	31416340.74	0.052041
18.66667	286.9152	79252.38	6509.979	31416289.89	0.051879
20	284.4559	74305.72	6546.527	31416247.88	0.051745
21.33333	282.1490	69940.15	6581.642	31416212.72	0.051633
22.66667	279.9767	66058.66	6615.458	31416182.99	0.051538
24	277.9241	62584.71	6648.091	31416157.59	0.051457
25.33333	275.9789	59457.17	6679.638	31416135.72	0.051388
26.66667	274.1303	56626.53	6710.188	31416116.74	0.051327
28	272.3692	54052.33	6739.816	31416100.15	0.051274
29.33333	270.6878	51701.16	6768.588	31416085.56	0.051228
30.66667	269.0792	49545.16	6796.565	31416072.65	0.051187
32	267.5373	47560.96	6823.799	31416061.18	0.05115
33.33333	266.0569	45728.75	6850.338	31416050.93	0.051118
34.66667	264.6332	44031.70	6876.225	31416041.73	0.051088

Коэффициент изменения проницаемости  $\beta_k=0$  и 0.025 1/МПа;

Коэффициент изменения пористости  $a_m = 0$  и 0.0025 1/МПа.

Все варианты расчетов проведены на основе одинаковых исходных данных при депрессии 10 атм, отличаясь лишь степенями деформируемости. В случае деформируемого пласта, в качестве закона изменения пористости, применен экспоненциальный закон.

В расчетах использованы термодинамические данные газоконденсатной смеси VII горизонта месторождения «Булла-дениз». Полученные из машинных расчетов результаты далее будут использованы в качестве данных истории разработки. Они приводятся в таблице 1, которые отражают изменения во времени пластового давления, дебита скважины по газу и газового фактора для недеформируемого и деформируемого пластов.

Используя эти результаты в качестве данных истории разработки по (2.7) вычислено значение начального объема пустот при различных стадиях

разработки. Полученные значения  $\Omega_0$  и соответствующие относительные погрешности приводятся в этой же таблице. По этим результатам видно, что предложенная методика для определения начальных балансовых запасов газа и конденсата имеет высокую степень точности, поскольку при этом отклонение найденного для начального значения объем пор для деформируемых пластов от истинного значения, составляющего 31.4 млн.м<sup>3</sup> не превышает 0.65 %.

#### 4. Выводы

Выше приведенные результаты иллюстрируют на практике высокую степень точности изложенной методики. Надежность ее можно повысить путем определения запасов при нескольких значениях пластовых давлений и за истинную взять их среднеарифметическое значение.

Вышеизложенное решение позволяет определять начальные балансовые запасы газоконденсатной залежи по данным разработки залежи на ранних стадиях разработки.

#### Литература

1. Р.И.Вяхирев, Ю.П.Коротяев. Теория и опыт разработки месторождения природных газов. ОАО "Газпром". М.: Недра, 1999.  
(R.I.Vyahirev, Yu.P.Korotayev. Teoriya i opit razrabotki mestorojdeniya prirodnyh gazov. ОАО "Gazprom". М.: Nedra, 1999)
2. Современное состояние и перспективы совершенствования методов подсчета запасов газа по данным истории разработки //Материалы НТС ОАО "Газпром". Москва, 1999.  
(Sovremennoye sostoyanie i perspektivy sovershenstvovaniya metodov podscheta zapasov gaza po dannym istorii razrabotki //Materialy NTS ОАО "Gazprom". Moskva, 1999)
3. Г.А.Зотов. Геотехнологические основы использования газодинамических методов оценки дренируемых запасов газа. М.: Недра, 2000.  
(G.A.Zotov. Geotehnologicheskiye osnovy ispolzovaniya gazodinamicheskikh metodov otsenki dreniruyemih zapasov gaza. М.: Nedra, 2000)
4. А.К.Амангельдыев, М.К.Бердыева. Совершенствование методики расчета запасов газа по данным эксплуатации скважин. Ашхабад, 1992.  
(A.K.Amangeldiyev, M.K.Berdiyeva. Sovershenstvovaniye metodiki rascheta zapasov gaza po dannym ekspluatatsii skvajin. Ashhabad, 1992)
5. С.В.Колбиков. Подсчет начальных запасов газа методом динамических удельных объемов дренирования //Обзорная информация. Серия "Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений". -М.: ИРЦ Газпром. -1996. -С.28-29.  
(S.V.Kolbikov. Podschet nachalnyh zapasov gaza metodom dinamicheskikh udelnyh obyemov drenirovaniya //Obzornaya informatsiya. Seriya "Razrabotka i ekspluatatsiya gazovyh i gazokondensatnyh mestorojdeniy". -М.: IRTS Gazprom. -1996. -С.28-29)
6. К.В.Коваленко. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Западной Сибири с использованием нетрадиционных приемов интерпретации данных ГИС. //Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва, 2001.  
(K.V.Kovalenko. Opredeleniye filtratsionno-yemkostnyh svoystv kollektorov Zapadnoy Sibiri s ispolzovaniyem netraditsionnyh priemov interpretatsii dannyh GIS. //Avtoreferat dissertatsii na soskaniye uchenoy stepeni kandidata tehnicheskikh nauk. Moskva, 2001)
7. М.А.Джамалбеков. Алгоритм для прогнозирования истощения залежи газированной нефти в трещиноватых коллекторах //Материалы международной научно-практической конференции «Современные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана». -Актау, 2011. -С.149-153.  
(M.A.Jamalbayov. Algoritm dlya prognozirovaniya istosheniya zaleji gazirovannoy nefti v treshinovatyyh kollektorah //Materialy mejdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Sovremenniye problemy neftygazovogo kompleksa Kazakhstana». -Aktau, 2011. -S.149-153)



8. *М.А.Джамалбеков, М.Ф.Гулиев.* Фильтрация двухфазных углеводородных смесей в чисто трещиноватых коллекторах //Вестник Бакинского Университета. Серия физико-математических наук. -2011. -№2. -С.73-79.

(*M.A.Jamalbayov, M.F.Guliyev.* Filtration of two-phase hydrocarbon mixtures in fractured rocks // Baku University News. Series of Physics and Mathematics. -2011. -№2. -С.73-79)

9. *М.А.Джамалбеков.* Определения емкостных свойств деформируемых газоконденсатных пластов и начальных балансовых запасов газа и конденсата в ранних стадиях разработки // Азербайджанское нефтяное хозяйство. -2013. -№1. -С.35-39

(*M.A. Jamalbayov.* Determination of external boundary and algorithm for optimum placement of the wells in the areas, not involved into operation //Azerbaijan oil industry. -2013. -№1. -р.35-39)

10. *М.Т.Абасов, М.А.Джамалбеков, Ф.Г.Оруджалиев.* Фильтрация газоконденсатной смеси в трещиноватых коллекторах //Известия НАНА Серия "Науки о земле". -1983. -N5. -С.3-8.

(*M.T.Abasov, M.A.Jamalbayov, F.G.Orudjaliyev.* Filtratsiya gazokondensatnoy smesi v treshinovatykh kollektorah //Izvestiya NANA Seriya "Nauki o zemle". -1983. -N5. -S.3-8)

### **Algorithm for counting the initial hydrocarbon reserves of the gas-condensate fields**

**M.A.Jamalbayov, M.F.Guliyev**  
(Institute Applied Mathematics)

#### **Abstract**

It is known that during of development of deep gas-condensate deposits, the decreasing of reservoir pressure leads to change of reservoir accumulation (porosity) properties. This paper proposed an algorithm for interpretation of well test data performed on steady-state flow mode to determine the original porosity value and calculation of reserves of gas condensate fields. The algorithm is based on hydrocarbon two-phase flow system model in deformable reservoir with phases composition change over time with pressure change. Real properties of phases are considered. The described algorithm is developed for two phase flow models with two hydrocarbon pseudo components and transition of hydrocarbon components between phases. Obtained solution has been tested by computer experiments and confirmed its satisfactory accuracy.

### **Qaz-kondensat yatağının karbohidrogen ehtiyatının hesablanması üçün alqoritm**

**M.A.Camalbəyov, M.F.Quliyev**  
(Təbii Riyaziyyat İnstitutu)

#### **Xülasə**

Məlumdur ki, yatağın işlənmə prosesində lay təzyiqinin düşməsi ilə lay suxurlarının deformasiyası baş verir. Bunun nəticəsində layların tutum xarakteristikalarının dəyişilməsi baş verir. Məqalə deformasiyalı laylarla təmsil olunan qaz-kondensat yatağının ilkin işlənmə mərhələsində layın ilkin məsaməlik əmsalının təyini, qaz və kondensatın balans ehtiyatlarının hesablanmasına həsr olunur. İşlənmə məlumatlarına əsasən layın sıxılmasını nəzərə almaqla qaz və kondensatın ilkin balans ehtiyatlarının təyini üçün alqoritm təklif olunur. Bu zaman qaz-kondensat sisteminin binar modelindən istifadə olunur. Alınan həll lay flüidlərinin real xüsusiyyətlərini və fazalararası kütlə mübadiləsini nəzərə alır. Təklif olunan alqoritm maşın eksperimentləri ilə yoxlanılmış, onun yüksək dəqiqliyə malik olması təyin edilmişdir.