

Determination of the Duration of Gas Movement with Hemispherical-Radial Stationary Filtration of Natural Gas in a Circular Heterogeneous Reservoir

G.G. Mammadova

Azerbaijan State Oil and Industry University (Azadliq ave, 16/21, Baku, AZ1019, Azerbaijan)

For correspondence:

Mammadova Gulbahar / e-mail: gulbahar.mammadova@mail.ru

Abstract

The article has solved the stationary gas-dynamic problem of hemispherical-radial movement of natural gas in a circular inhomogeneous reservoir. Gas filtration obeys the linear Darcy filtration law. All the main gas-dynamic design formulas characterizing the operating mode of a gas well located in the center of a circular heterogeneous reservoir have been derived. Formulas for gas filtration rate, flow rate, time of gas flow movement, etc. have been displayed for both I and II reservoir zones. Consequently, stationary gas-dynamic problems have been solved for various cases of gas inhomogeneity in a circular reservoir. At the same time, the values of the total duration of the gas flow of a vertical well operating in the center of the deposit in the I and II zones have been determined. And the solution of these problems for cases of complex changes in the heterogeneity of the reservoir will allow to solve the similar issues.

Keywords: Darcys law, stationary flow, natural gas, gas-dynamic, heterogeneous reservoir, permeability, pressure, filtration rate, well flow rate.

DOI: 10.52171/2076-0515_2021_13_03_100_105

For citation:

G.G. Mammadova

[Determination of the Duration of Gas Movement with Hemispherical-radial Stationary Filtration of Natural Gas in a Circular Heterogeneous Reservoir]

Herald of the Azerbaijan Engineering Academy,
2021, vol. 13, no. 3, Pp. 100-105 (in Russian)

Dairəvi qeyri-bircins yataqda təbii qazın yarım sferik-radial stasionar süzülməsində qazın hərəkət müddətinin təyini

G.G. Məmmədova

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti (Azadlıq pr. 16/21, Bakı, AZ1019, Azərbaycan)

Yazışma üçün:

Məmmədova Gülbahar /e-mail: gulbahar.mammadova@mail.ru

Xülasə

Məqalədə dairəvi qeyri-bircins yataqda təbii qazın yarım sferik-radial hərəkəti haqqında stasionar qazodinamik məsələ həll edilmişdir. Dairəvi qeyri-bircins yatağın mərkəzində yerləşən qaz quyusunun istismar rejimini xarakterizə edən bütün əsas qazodinamik hesablama düsturları çıxarılmışdır. Qazın süzülmə sürətinin, hasilatın, qaz axınının hərəkət müddətinin və s. düsturları yatağın həm I, həm də II zonası üçün çıxarılmışdır. Qazın dairəvi yataqda qeyri-bircinsliyinin müxtəlif halları üçün stasionar qazodinamik məsələlər həll edilmişdir. I və II zonalarda yatağın mərkəzində işləyən vertikal quyunun qaz axınının tam hərəkət müddətinin qiymətləri təyin edilmişdir.

Açar sözlər: Darsi qanunu, stasionar axın, təbii qaz, qazodinamik məsələ, sferik-radial süzülmə, qeyri-bircins yataq.

DOI: 10.52171/2076-0515_2021_13_03_100_105

УДК: 622.276.52

Определение продолжительности продвижения газа при полусферически-радиальной стационарной фильтрации природного газа в круговой неоднородной залежи

Г.Г. Мамедова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
(пр. Азадлыг, 16/21, Баку, AZ1010, Азербайджан)

Для переписки:

Мамедова Гюльбахар /e-mail: gulbahar.mammadova@mail.ru

Аннотация

В статье решена стационарная газодинамическая задача о полусферически-радиальном движении природного газа в круговой неоднородной залежи. Приведены основные газодинамические расчетные формулы, характеризующие режим эксплуатации газовой скважины, расположенной в центре круговой неоднородной залежи. Решены стационарные газодинамические задачи для различных случаев неоднородности газа в круговой залежи. Определены значения полной продолжительности движения газового потока вертикальной скважины, действующей в центре залежи в I и II зонах.

Ключевые слова: закон Дарси, стационарное течение, природный газ, газодинамическая задача, полусферически-радиальная фильтрация, неоднородная залежь.

Введение

Рассматриваемый вид фильтрационного потока газа в пористой среде может происходить в следующих различных трех случаях:

- чистая газовая залежь имеет полусферическую геометрическую форму, вертикальная эксплуатационная скважина работает в центре этой залежи, своим полусферическим вогнутым забоем едва вскрывает кровлю продуктивного пласта, и залежь обладает небольшой мощностью;

- второй случай от первого случая отличается лишь тем, что чистая газовая залежь обладает большей мощностью, которая по своему значению близка к расстоянию между двумя действующими соседними эксплуатационными скважинами;

- чистая газовая залежь с большой мощностью вскрыта с вертикальной газодинамической, несовершенной по степени вскрытия, скважиной с полусферически вогнутым забоем [1, 2].

Во всех этих случаях эксплуатационная скважина является газодинамически совершенной по характеру вскрытия продуктивного пласта.

Цель работы – вывести основные газодинамические расчетные формулы, характеризующие режим эксплуатации газовой скважины, расположенной в центре круговой неоднородной залежи; формулы скорости фильтрации газа, дебита, времени продолжительности продвижения газового потока и т.д. вывести как для I, так и для II зоны залежи.

В первом случае радиус полусферической залежи, то есть полусферической дренажной зоны равняется половине расстояния между двумя работающими сосед-

ними скважинами, а во втором и третьем случаях тоже радиус полусферической дренажной зоны равняется половине расстояния между двумя работающими скважинами, однако этот радиус по своему значению меньше, чем толщина газоносного пласта.

Необходимо отметить, что в третьем случае решение газодинамической стационарной задачи сложнее, чем решение задач, выполняемых во втором и третьем случаях. Это объясняется тем, что в первом и втором случаях используются расчетные формулы, выведенные только для сферически радиального фильтрационного потока, а в третьем случае требуется использовать расчетные аналогичные газодинамические формулы, выведенные как для плоско-радиального, так и для сферически-радиального фильтрационных потоков, являющихся параллельными потоками газа из пласта к скважине [3–5].

Здесь рассматриваются следующие два различных случая неоднородности дренажной зоны газоносного пласта:

- 1) дренажная зона полусферической геометрической формы состоит из двух концентрически расположенных полусферических колец различной проницаемости;
- 2) полусферическая дренажная зона состоит из двух шаровых секторов различной проницаемости.

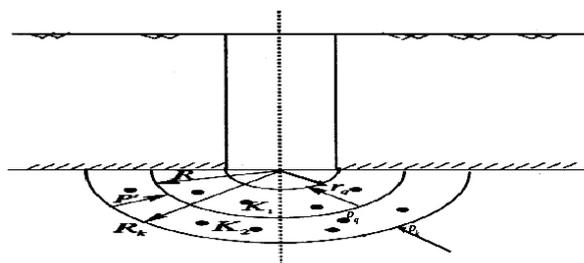


Рисунок 1 – Схема системы скважина – полусферическая неоднородная газовая залежь

Figure1 – A diagram of the well-hemispherical heterogeneous gas reservoir system

Первая зона с проницаемостью K_1 , близкая к забою скважины, расположена между двумя концентрическими полусферическими поверхностями с радиусами r_c и R ; а вторая зона с проницаемостью K_2 расположена между двумя концентрическими полусферическими поверхностями с радиусами R_k и R [6,7]. Здесь - P_k - пластовое, P_c - динамическое забойное давление, P - давление на границе двух зон разной проницаемости.

Выражение текущей скорости фильтрации в первой зоне полусферической дренажной зоны получено в следующем виде:

$$v_1 = \frac{k_1(P'^2 - P_c^2)}{2P(r) \cdot \mu \left(\frac{1}{R} - \frac{1}{r_c} \right)} \cdot \frac{1}{r^2} \quad (1)$$

Во второй дренажной зоне текущая скорость фильтрации получена в виде:

$$v_2 = \frac{k_2(P_k^2 - P'^2)}{2P(r) \cdot \mu \left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k} \right)} \cdot \frac{1}{r^2}; \quad (2)$$

где $P(r)$ – текущее давление, зависящее от радиуса-вектора фильтрующегося газа; μ - коэффициент динамической вязкости газа в пластовых условиях; r – текущий радиус-вектор.

Если имеем $k_1 > k_2$, то получим:

$$v_1 > v_2.$$

Площадь полусферической поверхности фильтрации будет:

$$F = 2\pi r^2 \quad (3)$$

Как известно, газовый дебит скважины равняется произведению скорости фильтрации газа и площади поверхности фильтрации. Поэтому дебит газа в первой зоне залежи будет:

$$Q_1 = v_1 \cdot F = \frac{\pi k_1 (P'^2 - P_c^2)}{P(r) \mu \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R} \right)}, \quad (4)$$

Дебит газа во второй зоне неоднородной залежи газа будет:

$$Q_2 = v_2 \cdot F = \frac{\pi k_2 (P_k^2 - P'^2)}{P(r) \mu \left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k} \right)}, \quad (5)$$

В газовой залежи различной проницаемости в пути последовательной фильтрации газа на основе закона постоянства расхода газа и неразрывности газового фильтрационного потока можем написать:

$$Q_1 = Q_2,$$

или

$$\frac{\pi k_1 (P'^2 - P_c^2)}{P(r) \mu \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R} \right)} = \frac{\pi k_2 (P_k^2 - P'^2)}{P(r) \mu \left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k} \right)}, \quad (6)$$

Из этого равенства получаем следующие формулы для давления на границе двух зон залежи с различными проницаемостями:

$$P'^2 = \frac{P_k^2 [k_2 R_k (R - r_c)] + P_c^2 [k_1 r_c (R_k - R)]}{k_2 P_k (R - r_c) + k_1 r_c (R_k - R)} \quad (7)$$

$$P' = \frac{P_k^2 [k_2 R_k (R - r_c)] + P_c^2 [k_1 r_c (R_k - R)]}{k_2 P_k (R - r_c) + k_1 r_c (R_k - R)} \quad (8)$$

Подставляя полученное значение P'^2 в формулах дебита газовой скважины, имеем:

$$Q_1 = \frac{\pi k_1 k_2 R_k (R - r_c) (P_k^2 - P_c^2)}{P(r) \mu \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R} \right)}, \quad (9)$$

$$Q_2 = \frac{\pi k_1 k_2 r_c (R_k - R) (P_k^2 - P_c^2)}{P(r) \mu \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R} \right)}, \quad (10)$$

Если напишем формулу дебита газовой скважины также на основе средней проницаемости неоднородной залежи, то получим

$$Q = \frac{\pi k_{cp}(P_k^2 - P_c^2)}{P(r)\mu \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k}\right)}, \quad (11)$$

При $r = R$ на границе пластовых зон различной проницаемости площадь полусферической поверхности фильтрации будет:

$$F = 2\pi R^2 \quad (12)$$

Учитывая это, из формул дебитов газовой скважины получаем следующие аналитические выражения для одинаковых скоростей фильтрации газа в залежи:

$$v_1 = \frac{k_1 k_2 R_k (R - r_c)(P_k^2 - P_c^2)}{2P(r)\mu R^2 \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right)}, \quad (13)$$

$$v_2 = \frac{k_1 k_2 r_c (R_k - R)(P_k^2 - P_c^2)}{2P(r)\mu R^2 \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right)}, \quad (14)$$

$$v = \frac{k_{cp}(P_k^2 - P_c^2)}{2P(r)\mu R^2 \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right)} \quad (15)$$

Из равенства $v_1 = v_2 = v$, находим следующие выражения для среднего коэффициента проницаемости по газу неоднородной полусферической залежи (дренажной зоны)

$$k_{cp} = \frac{k_1 k_2 R_k (R - r_c)}{\left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right)\left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k}\right)} = \frac{k_1 k_2 r_c (R_k - R)}{\left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right)\left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k}\right)} \quad (16)$$

Как видно из этих формул, коэффициент средней проницаемости неоднородной газовой залежи в данном случае прямо пропорционален отдельным коэффициентам проницаемости различных залежей, а также зависит от радиусов контура питания скважины и радиуса границы зон залежи. Ниже определяются газовые потоки в различных зонах данной залежи [1, 5]. С этой целью используется следующая аналитиче-

ская связь между истинной средней скоростью движения газа в поровых каналах породы залежи и текущей скоростью фильтрации газа:

$$\omega_{cp} = \frac{v}{m} = -\frac{dr}{dt}, \quad (17)$$

где ω_{cp} - истинная средняя скорость движения газа в залежи; m - коэффициент пористости породы залежи; t - время продвижения газового потока в залежи.

Формулу (17) сначала применим для I зоны.

$$\frac{v_1}{m_1} = -\frac{dr_1}{dt};$$

$$\frac{k_1(P_k^2 - P_c^2)}{2P(r_1) \cdot \mu \cdot m_1 \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right)} \cdot \frac{1}{r_1^2} = -\frac{dr_1}{dt} - \frac{2P(r_1)\mu m_1 \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right) \cdot r_1^2 dr_1}{k_1(P_k^2 - P_c^2)} = dt \quad (18)$$

Интегрируя это уравнение по r_1 от r_c до r_1 и по t от 0-я до t_1 , получим:

$$-\frac{2P(r_1)\mu m_1 \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right)}{k_1(P_k^2 - P_c^2)} \left(\frac{r_1^3}{3} - \frac{r_c^3}{3}\right) = 0 - \int_0^{t_1} dt$$

Отсюда получим:

$$t_1 = \frac{2P(r_1)\mu m_1 \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right)}{3k_1(P_k^2 - P_c^2)} (r_1^3 - r_c^3) \quad (19)$$

По этой формуле вычисляется продолжительность продвижения газового потока от текущего радиуса r_1 до r_c .

Если $r_1 = R$, то $t_1 = T_1$.

$$T_1 = \frac{2P(r_1)\mu m_1 \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R}\right)}{3k_1(P_k^2 - P_c^2)} (R^3 - r_c^3) \quad (20)$$

По формуле (20) определяется полная продолжительность продвижения газового потока в I зоне залежи.

А теперь формулу (17) применим для II зоны залежи

$$\frac{v_2}{m_2} = -\frac{dr_2}{dt}; \frac{k_2(P_k^2 - P'^2)}{2P(r_2)m_2\mu\left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k}\right)} \cdot \frac{1}{r_2^2} = -\frac{dr_2}{dt}$$

Разделяем на переменные это дифференциальное уравнение:

$$-\frac{2P(r_2)\mu m_2\left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k}\right)r_2^2 dr_2}{k_2(P_k^2 - P'^2)} = dt$$

Интегрируя это уравнение по r_2 от r_2 до R и t от нуля до t_2 получим:

$$-\frac{2P(r_2)m_2\mu\left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k}\right)}{k_2(P_k^2 - P'^2)}\left(\frac{r_2^3}{3} - \frac{R^2}{3}\right) = 0 - t_2$$

Отсюда имеем:

$$t_2 = \frac{2P(r_2)m_2\mu\left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k}\right)}{3k_2(P_k^2 - P'^2)}(r_2^3 - R^3)$$

Если $r_2 = R_k$, то $t_2 = T_2$.

$$T_2 = \frac{2P(r_2)m_2\mu\left(\frac{1}{R} - \frac{1}{R_k}\right)}{3k_2(P_k^2 - P'^2)}(R_k^3 - R^3)$$

По этой формуле вычисляется значение продолжительности полного продвижения газового потока во II зоне залежи [7].

Выведенные формулы необходимы для составления проекта разработки данного месторождения газа, а также при решении различных задач теории разработки месторождений.

Заключение

Решена стационарная газодинамическая задача о полусферически-радиальной фильтрации природного газа в круговой неоднородной залежи.

Неоднородность залежи заключается в том, что залежь имеет две зоны разной проницаемости, последовательно соединенные друг с другом. Они располагаются внутри трех концентрических полусферических вогнутых поверхностей фильтрации газа. Формулы скорости фильтрации газа, дебита, времени продолжительности продвижения газового потока и т.д. вывелись как для I, так и для II зоны залежи.

Выведенные формулы необходимы для составления проекта разработки данного месторождения газа, а также при решении различных задач теории разработки месторождений.

REFERENCES

1. Mirzəcanzadə A.X., Əhmədov Z.M. Yeraltı hidroqazodinamika. Bakı, 1986, s.33-35 (in Azerbaijani).
2. Tolpaev V.A., Samanov V.E., Gogoleva S.A. Analiz i ocenochnoe prognozirovaniye dinamiki debitov gazovyh skvazhin // *Neft i gaz*, 2013, № 9, s.40-42 (in Russian).
3. Mamedova G.G. Sposoby likvidacii stolba zhidkostey, nakopivshihsiya na zaboe gazokondensatnyh skvazhin // *Oborudovanie i tekhnologiya dlya neftegazovogo kompleksa*. VNIIOENG, №2, 2017, s.48-50 (in Russian).
4. Mamedova G.G., Mustafayev S.D. Plosko-parallelnoe vytesnenie neshhimaemoj vyazkoplachichnoj nefti vodoj v odnorodnom plaste // *ANT*, № 1, 2019, s.27-30 (in Russian).
5. Zotov G.A., Tverkovkin S.M. Gazogidrodinamicheskie metody issledovaniya gazovyh skvazhin. M.: Nedra, 1970, s.61-86 (in Russian).
6. Sayahov F.L., Shagiev R.G. i dr. Gidrodinamicheskie aspekty ostanovki gazovyh skvazhin pri nalichii zhidkoj vodnoj fazy v usloviyah krajnego severa // *Neft i gaz*, 1989, s. 93 (in Russian).
7. Salavatov T.Ş., Məmmədova G.G. Təmiz qaz yatağında layın ən sadə qeyri-bircinslilik hallarında qazın quyuya yastı-radial süzülməsinə dair stasionar qazodinamik məsələlər // *Azərbaycan Mühəndislik Akademiyasının Xəbərləri*, cild 10, № 4, 2018 (in Azerbaijani).

Поступило: 24.11.2020
Доработано: 14.09.2021
Принято: 21.09.2021