

УДК 622.276

**ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ
НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**GAS-HYDRODYNAMIC METHODS OF RESEARCH GAS WELLS
IN THE STATIONARY MODE FILTERING ON AN EXAMPLE OF
THE YAMBURG GAS CONDENSATE FIELD**

Петрушин Евгений Олегович

Ведущий технолог по добыче нефти и газа
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Аннотация. Рациональная система разработки Ямбургского газоконденсатного месторождения находится в прямой зависимости от объёма информации, получаемой от каждой скважины, т.е. от степени изученности продуктивного пласта. Одним из важнейших источников получения информации о продуктивном пласте являются газогидродинамические методы исследования пластов и скважин на установившихся режимах. Качество проведённых газодинамических исследований на стационарных режимах необходимо для определения запасов газа, проектирования разработки месторождения, оценки эффективности работ по интенсификации и контроля за разработкой и эксплуатацией.

Ключевые слова: газогидродинамические методы исследования, стационарный режим фильтрации, исследование пластов и скважин, технология проведения исследований, двучленная формула притока, методика обработки результатов исследований, коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading technologist on oil and gas
production of TsDNG1 of
JSC Pechoraneft
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straевич

Candidate of Technical Sciences,
associate professor of applied
mathematics,
Kuban State University of Technology
mereniya@mail.ru

Datsenko Elena Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Assistant professor of pulpit oil and gas
deal of the name of the professor
G.T. Vartumyan,
Kuban State University of Technology
aldac@mail.ru

Annotation. Rational development system Yamburg gas condensate field is directly dependent on the amount of information received from each well, i.e. the degree of knowledge of the producing formation. One of the most important sources of information about the reservoir is gas-hydrodynamic research methods reservoirs and wells at steady state. The quality of research carried out on stationary gas-dynamic mode, necessary spare for determine the gas reserves, reservoir engineering, performance assessment and to intensify control over the development and operation.

Keywords: gas-hydrodynamic methods of research, a fixed filter mode, the study reservoirs and wells, the technology research, two-term formula inflows, the method of processing the results of research, the coefficients of filtration resistance.

Исследование скважин проводят в процессе разведки, опытной и промышленной эксплуатации с целью получения исходных данных для определения запасов газа, проектирования разработки месторождений, обустройства промысла, установления технологического режима работы скважин, обеспечивающего их эксплуатацию при оптимальных условиях без осложнений и аварий, оценки эффективности работ по интенсификации и контроля за разработкой и эксплуатацией.

Исследование пластов и скважин осуществляется гидродинамическими и геофизическими методами. Ряд параметров пласта определяют по кернам. При комплексном применении все эти методы взаимно дополняют друг друга. Параметры пласта, определяемые при помощи геофизических методов и данных кернов, характеризуют участок пласта, непосредственно прилегающий к стволу скважины, и дают возможность представить их послойное распределение по мощности пласта. При помощи гидродинамических методов находят, как правило, средние параметры призабойной зоны и более удалённых участков пласта.

Гидродинамические методы исследования включают изучение условий движения газа в пласте и стволе скважины.

Гидродинамические методы определения параметров пласта основаны на решении так называемых обратных задач гидрогазодинамики и подразделяются на исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

Методы исследования скважин могут быть подразделены на следующие виды:

1) испытания в условиях стационарной фильтрации газа при различных режимах работы скважины;

2) испытания в условиях нестационарной фильтрации газа, которые в свою очередь состоят из обработки:

- кривых восстановления давления во время остановки скважины;

- кривых перераспределения дебита газа при постоянном давлении на забое или устье;

- кривых перераспределения забойного давления при постоянном дебите газа.

Содержание и объём исследовательских работ зависят от назначения геолого-технических условий.

По своему назначению исследования газовых скважин подразделяются на следующие:

1) *первичные исследования* проводятся на разведочных скважинах после окончания бурения. Их назначение состоит в выявлении добываемых возможностей скважины, т.е. максимально допустимого дебита, который может быть получен, исходя из геолого-технических условий, оценки параметров пласта и установлении первоначальных рабочих дебитов для опытной эксплуатации;

2) *текущие исследования* применяют для установления и уточнения технологического режима работы и текущей проверки параметров призабойной зоны пласта и скважины (один раз в год или чаще в зависимости от условий работы скважин);

3) *контрольные исследования* осуществляются периодически с целью проверки качества текущих исследований, определения параметров пласта для составления проекта разработки и анализа разработки месторождения;

4) *специальные исследования* проводятся перед остановкой скважины на ремонт или выходе из ремонта, перед консервацией скважины и при расконсервации, до и после работ по интенсификации притока газа.

Цели и задачи гидродинамических исследований газовых скважин на установившихся режимах

Стандартные исследования газовых скважин проводят с целью определения следующих параметров:

1) геометрические характеристики залежи, в частности, общие размеры газоносного резервуара, изменение общей и эффективной мощности пласта по площади и разрезу, границы газоносной залежи, размеры экранов и непроницаемых включений, положение газоводяного контакта и его изменение в процессе разработки;

2) коллекторские и фильтрационные свойства пласта (пористость, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, сжимаемость пласта, газонасыщенность, пластовые, забойные и устьевые давления и температуры), их изменение по площади и разрезу пласта, а также по стволу газовой скважины;

3) физико-химические свойства газа и жидкостей (вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, влажность газа), условия образования гидратов и их изменение в процессе разработки залежи;

4) гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации;

5) изменение фазовых состояний при движении газа в пласте, стволе скважины и по наземным сооружениям в процессе разработки залежи;

6) условия скопления и выноса жидкости и твёрдых примесей из забоя скважины, эффективность их отделения;

7) технологический режим работы скважин при наличии различных факторов, таких, как возможность разрушения призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта.

Технология проведения исследований

Исследование газовых скважин при установившихся режимах проводится в следующем порядке.

1. Перед исследованием скважину продувают в течение 15–20 мин. Для удаления твёрдых частиц и жидкости с забоя скважин. После продувки скважину закрывают до полного восстановления давления. На многих газовых месторождениях это время составляет 2–3 часа.

2. В диафрагменном измерителе критического течения газа (ДИКТе) устанавливают диафрагму с малым диаметром калиброванного отверстия. После этого открывают коренную задвижку, пускают скважину в работу до наступления установившегося состояния, при котором давление и температура газа перед диафрагмой ДИКТа и в затрубном пространстве не изменяется во времени. Записывают эти давления и температуры газа в журнал исследований и останавливают скважину, полностью закрывая коренную задвижку (рис. 1).

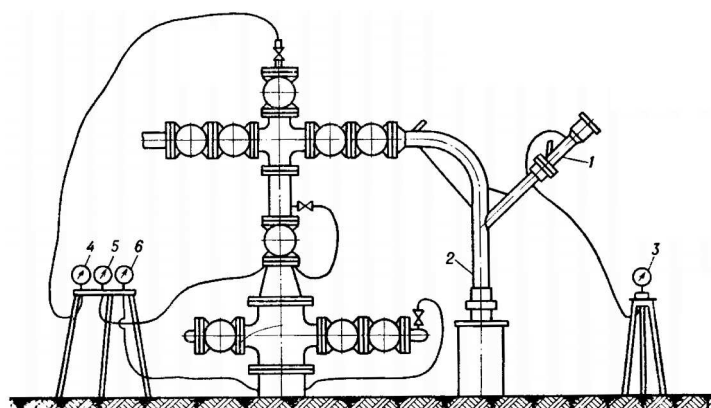


Рис. 1. Схема расположения оборудования и приборов при испытании диафрагменным измерителем критического течения:

1 – диафрагменный измеритель; 2 – породоуловитель; 3–6 – манометры

3. В ДИКТе устанавливают диафрагму с большим диаметром калиброванного отверстия и вновь дожидаются наступления установившегося состояния, записывают давления и температуры, после чего скважину останавливают.

Такие операции повторяют 4, 6 или 9 раз, по числу имеющихся диафрагм. С целью контроля после исследования скважины на диафрагме с наибольшим калиброванным отверстием иногда повторяют исследование на диафрагме с меньшим диаметром отверстий.

4. По давлению и температуре газа перед диафрагмой ДИКТа рассчитывают дебит газа для каждой диафрагмы.

5. По статическому затрубному давлению или динамическому давлению перед диафрагмой ДИКТа рассчитывают давление на забое скважины.

6. Строят графики зависимости $\frac{(P_{пл} - P_c)}{Q}$ от Q . По графикам определяют коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B .

При исследовании составляют программу, учитывающую особенности данной скважины и конкретного месторождения.

Для измерения давлений используют образцовые или контрольные манометры класса точности 0,2 или 0,4. Перед исследованием скважин и после него манометры необходимо тарировать на грузовом прессе.

Результаты исследований скважины можно обрабатывать по формулам — двучленной Дарси или степенной.

Двучленная формула притока

Особенности движения газов и газоконденсатных смесей в пористых средах (по сравнению с движением жидкостей) обусловлены в основном отличием их физических свойств. Известно, что если скорость фильтрации пропорциональна градиенту давления, то движение в пласте описывается законом Дарси.

В настоящее время установлено, что фильтрация газа, как правило, не подчиняется закону Дарси. При движении газов эффект увеличения скорости фильтрации в призабойной зоне усиливается из-за расширения газа, происходящего при значительном снижении давления на забое скважины. При этом линейная зависимость между скоростью и перепадом давления нарушается.

В результате многочисленных экспериментов различных авторов был получен двучленный закон фильтрации.

Фильтрация по двучленному закону

Двучленный закон для плоскорадиальной фильтрации имеет вид:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu}{k} \cdot \omega + \frac{\beta}{\sqrt{k}} \cdot \rho \cdot \omega^2. \quad (1)$$

Выразим скорость фильтрации через массовый расход

$$\omega = \frac{Q_m}{2 \cdot r \cdot h \cdot \rho \cdot \pi} \quad (2)$$

и подставим в формулу (1):

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu}{k} \cdot \frac{Q_m}{2 \cdot r \cdot h \cdot \rho \cdot \pi} + \frac{\beta}{\sqrt{k}} \cdot \frac{Q_m^2}{4 \cdot r^2 \cdot h^2 \cdot \rho \cdot \pi^2}. \quad (3)$$

Разделив переменные и введя функцию Лейбензона

$$\phi = \int \rho \cdot dP + C, \quad (4)$$

получим:

$$d\phi = \frac{\mu}{k} \cdot \frac{Q_m}{2 \cdot h \cdot \pi} \cdot \frac{dr}{r} + \frac{\beta}{\sqrt{k}} \cdot \frac{Q_m^2}{4 \cdot h^2 \cdot \pi^2} \cdot \frac{dr}{r^2}. \quad (5)$$

Интегрируя последнее уравнение в пределах от r_c до R_k и от P_c до P_k получим:

$$\phi_k - \phi_c = \frac{Q_m \cdot \mu}{2 \cdot h \cdot \pi \cdot k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{\beta \cdot Q_m^2}{\sqrt{k} \cdot (2 \cdot h \cdot \pi)^2 \cdot r_c}. \quad (6)$$

Переходя от функции Лейбензона к давлению по формуле

$$\phi = \frac{\rho_{амм} \cdot P^2}{2 \cdot P_{амм}} + C \quad (7)$$

для совершенного газа найдём уравнение притока к скважине:

$$P_k^2 - P_c^2 = A \cdot Q + B \cdot Q^2, \quad (8)$$

где

$$A = \frac{P_{амм} \cdot \mu}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (9)$$

$$B = \frac{\beta \cdot \rho_{амм} \cdot P_{амм}}{2 \cdot \sqrt{k} \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot r_c}. \quad (10)$$

Здесь A и B — коэффициенты фильтрационных сопротивлений, постоянные для данной скважины. Они определяются опытным путём по данным исследования скважины при установившихся режимах.

Уравнение притока реального газа к скважине по двучленному закону фильтрации имеет вид

$$P_K^2 - P_C^2 = \frac{\bar{z} \cdot \bar{\mu} \cdot P_{ам}}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c} \cdot Q_{ам} + \frac{\rho_{амм} \cdot \bar{z} \cdot P_{амм} \cdot \beta}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot r_c \cdot \sqrt{k}} \cdot Q_{амм}^2 \quad (11)$$

Приток газа к несовершенным скважинам при двучленном законе фильтрации

Для несовершенной скважины (рис. 2) коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B принимают вид:

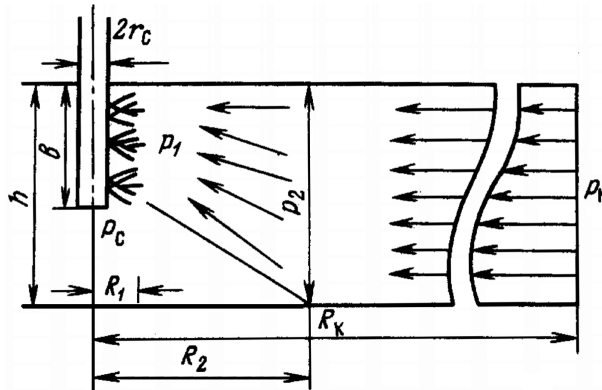


Рис. 2. Схема притока газа к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине

$$A = \frac{\bar{z} \cdot P_{амм} \cdot \bar{\mu}}{\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C_1 + C_2 \right); \quad (12)$$

$$B = \frac{\rho_{ам} \cdot P_{ам} \cdot \bar{z} \cdot \beta}{2 \cdot \sqrt{k} \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot r_c} \cdot (1 + r_c \cdot C_1 + r_c \cdot C_2), \quad (13)$$

где C_1 и C_1' — коэффициенты, характеризующие несовершенство скважины по степени вскрытия.

$$C_1 \approx \frac{1}{h} \cdot \ln \bar{h} + \frac{1 - \bar{h}}{\bar{h}} \cdot \ln \frac{h}{R_1}; \quad (14)$$

$$C_1' \approx \left(\frac{1}{\bar{h}^2} - 1 \right) \cdot \frac{1}{R_1}, \quad \bar{h} = \frac{b}{h}. \quad (15)$$

Обе последние формулы — приближённые, они имеют место при значениях $b \gg R_1$.

C_2 и C_2' — коэффициенты, учитывающие несовершенство скважины по характеру вскрытия.

C_2 определяется по графикам В.И. Щурова.

Для C_2' предлагается приближённая формула

$$C_2' = \frac{h^2}{3 \cdot N^2 \cdot (\ell')^3}, \quad (16)$$

где N — суммарное число перфорационных отверстий; ℓ' — глубина проникновения перфорационной пули в пласт.

Методика обработки результатов исследований

Определение давлений и расхода газа

Обработка результатов исследований скважин начинается с определения забойных давлений. Наиболее надёжные данные получают при непосредственном измерении забойных давлений глубинными приборами. Однако, если газ достаточно чист (примеси не превышают 1–10 г/см³), вполне допустимо забойные давления определять по давлению на устье скважины. При неподвижном столбе газа

$$P_c = P_y \cdot e^S, \quad (17)$$

где P_c — давление на забое, МПа; P_y — давление неподвижного столба на устье, МПа.

$$S = \frac{0,03415 \cdot h \cdot \bar{\rho}}{z \cdot T}, \quad (18)$$

где ρ — относительная плотность газа; h — глубина скважины до расчётного уровня, м; z — среднее по высоте значение коэффициента сжимаемости газа; T — средняя по скважине абсолютная температура газа, °К.

Если по той или иной причине в скважине не образуется неподвижный столб газа, а его давление на устье удаётся замерить, забойное давление можно рассчитать по формуле

$$P_c = (P_y^2 \cdot e^{2S} + q^2 \cdot \theta)^{1/2}, \quad (19)$$

где P_c и P_y — абсолютные давления на забое и на устье, МПа; q — расход газа, м³/с;

$$\theta = 1,19 \cdot 10^{-6} \cdot \lambda \cdot \frac{z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot (e^{2S} - 1)}{d^5}. \quad (20)$$

Здесь λ — определяется по справочникам как функция числа Рейнольдса и относительной шероховатости труб (диапазон изменения $\lambda = 0,014 \div 0,025$); z_{cp} — определяется по значениям P и T на устье скважины и по предполагаемым их значениям на забое; d — внутренний диаметр фонтанных труб, м.

При движении газа по кольцевому пространству в формуле (19) следует использовать эквивалентный диаметр, который можно определить из условия равенства площади кольцевого сечения труб площади эквивалентного круга:

$$d_э = \sqrt{D_{ен}^2 - d_n^2} = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}}, \quad (21)$$

где $D_{ен}$ — внутренний диаметр внешней трубы; d_n — наружный диаметр внутренней трубы; F — площадь сечения трубы.

При движении газа по кольцевому сечению несколько изменяется и λ . Учитывают это обстоятельство обычно умножением λ на поправку λ_0 .

Из скважины обычно выходит газ с капельной жидкостью. В этом случае λ имеет значения меньшие, чем те, которые определяются для сухого газа и составляют 0,018–0,014.

После того как определены давления, подсчитываются расходы газа. При исследованиях скважин расход газа определяется с помощью диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТа) (рис. 3), измерителя некритического истечения и трубки Пито.

Измеритель критического течения подключается к устью скважины через сепаратор (породоуловитель). Противодавление в скважине создаётся диафрагмой диаметра d , помещённой в головке ДИКТа 1 с помощью прижимной гайки 2. Давление P_1 перед диафрагмой измеряется манометром, подключенным к ниппелю 3. Температура газа измеряется термометром, помещённым в карман 4.

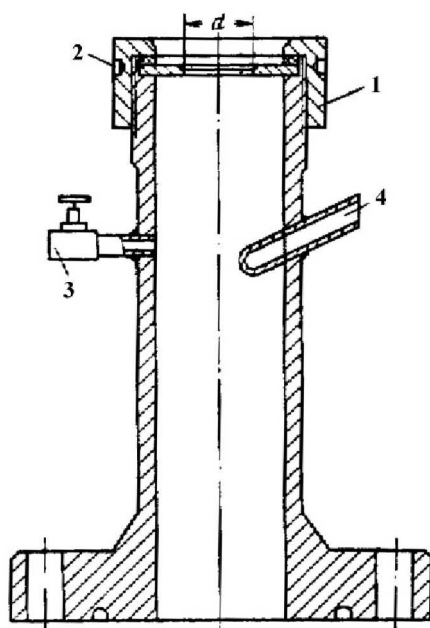


Рис. 3. Диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ)

Расход газа определяется по формуле:

$$q = \frac{P_1 \cdot C}{\sqrt{T \cdot z \cdot \rho}}, \quad (22)$$

где P_1 — давление до диафрагмы, МПа; C — коэффициент расхода, зависящий от диаметра и формы диафрагмы; ρ — относительная плотность газа; T — абсолютная температура газа до диафрагмы, °К; z — коэффициент сжимаемости газа.

Если газ, добываемый из исследуемой скважины, поступает в газопроводную систему, то его расход измеряется, как правило, диафрагменным измерителем некритического течения (метод сужения).

Перепад давления на диафрагме в основном определяют поплавковыми дифманометрами ДМ-3573, ДМ-3574 и ДМ и др.

Трубка Пито представляет собой простой, но достаточно точный прибор, используемый для измерения скоростного напора струи газа в заданной точке потока. Его обычно применяют для измерения сильно засоренных или неконтролируемых потоков газа.

Температура газа при исследованиях скважин, как уже отмечалось, измеряется обычными ртутными термометрами, помещёнными в струю газа в стальном кожухе.

Определение коэффициентов фильтрационного сопротивления A и B

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений характеризуют физические свойства газа, фильтрационные свойства пористой среды и геометрические параметры фильтрации. Значения коэффициентов фильтрационных сопротивлений используются, при проектировании и анализе разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений зависят от:

- состава газа, фазовых переходов в процессах испытания и эксплуатации скважин, свойств газа и газоконденсатной смеси;
- законов фильтрации;
- механических, емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, анизотропии пласта;
- продолжительности процесса испытания на отдельных режимах;
- термобарических параметров пористой среды и газа;
- конструкции скважины и степени совершенства вскрытия пласта;
- качества вскрытия продуктивного разреза, промывочного раствора и проведения ремонтно-профилактических работ в скважине;
- величины газонасыщенности (газонефтенасыщенности при наличии нефтяной оторочки) пласта и других факторов и параметров.

Все параметры, входящие в формулы для определения коэффициентов A и B (а к ним относятся: коэффициенты вязкости, сверхсжимаемости, проницаемости, макрошероховатости, плотность газа, температура, радиусы контура питания и скважины, коэффициенты несовершенства и неоднородности), зависят от давления, продолжительности испытания, насыщенности пористой среды газом и водой, наличия соседних скважин и расстояния до них, величины депрессии на пласт, условия выпадения, накопления и выноса конденсата, тепловых свойств пористой среды и т.д.

Без знания величин коэффициентов A и B невозможен прогноз дебитов скважин в процессе разработки, следовательно, и добычные возможности месторождения в целом. Поэтому определение коэффициентов A и B является одной из основных задач при подготовке месторождения к разработке. По результатам исследования скважин определяются величины коэффициентов A и B , и при проектировании разработки месторождений они считаются известными. Естественно, что каждая скважина имеет свой коэффициент фильтрационных сопротивлений. Поэтому при проектировании разработки месторождения определяются осреднённые (арифметическое, или по дебитам и желательно при одинаковых депрессиях на пласт по тем скважинам, по которым осредняются эти коэффициенты) значения коэффициентов A и B .

Приток газа к скважине описывается двучленным уравнением вида

$$P_k^2 - P_c^2 = A \cdot Q + B \cdot Q^2. \quad (23)$$

Коэффициенты A и B мало изменяются во времени. Они могут быть определены аналитически, но более надёжные результаты получают по данным исследования скважин. Теоретически A и B можно находить при двух режимах, однако естественный разброс точек, связанный с флуктуацией потока, требует осреднения величин и использования данных минимум 4–5 режимов.

Коэффициенты A и B можно найти аналитически, например, с помощью метода наименьших квадратов. Удобней же графический способ. Он состоит в том, что уравнение притока представляется в следующем виде

$$\frac{P_k^2 - P_c^2}{Q} = A + B \cdot Q. \quad (24)$$

По данным исследования строится график $\frac{P_k^2 - P_c^2}{Q} = f(Q)$ (рис. 4). Он должен быть выражен прямой, отсекающей на оси ординат отрезок, численно равный A ; B — есть тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс.

Полученная прямая линия отсекает на оси ординат отрезок, равный A , а тангенс угла наклона равен коэффициенту B .

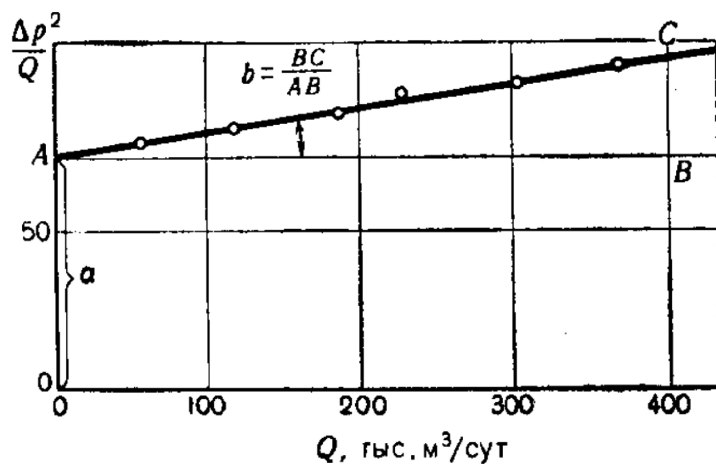


Рис. 4. Зависимость $\frac{P_k^2 - P_c^2}{Q}$ от Q

Пример расчёта коэффициентов A и B по данным исследований, проведённых на Ямбургском ГКМ

Рассмотрим метод расчёта коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B на примере исследований скважин, проведённых на Ямбургском ГКМ по данным исследования ООО «Ямбурггаздобыча» и сравним их.

Коэффициенты фильтрационного сопротивления A и B определяются аналитически, по методу наименьших квадратов:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{\Delta P^2}{Q} \cdot \sum_{i=1}^N Q^2 - \sum_{i=1}^N \Delta P^2 \cdot \sum_{i=1}^N Q}{N \cdot \sum_{i=1}^N Q^2 - \left(\sum_{i=1}^N Q \right)^2}; \quad (25)$$

$$B = \frac{N \cdot \sum_{i=1}^N \Delta P^2 - \sum_{i=1}^N Q \cdot \sum_{i=1}^N \frac{\Delta P^2}{Q}}{N \cdot \sum_{i=1}^N Q^2 - \left(\sum_{i=1}^N Q \right)^2}; \quad (26)$$

$$R = \frac{N \cdot \sum_{i=1}^N \Delta P^2 - \sum_{i=1}^N Q \cdot \sum_{i=1}^N \frac{\Delta P^2}{Q}}{\sqrt{\left\{ N \cdot \sum_{i=1}^N Q^2 - \left(\sum_{i=1}^N Q \right)^2 \right\} \cdot \left\{ N \cdot \sum_{i=1}^N \left(\frac{\Delta P^2}{Q} \right)^2 - \left(\sum_{i=1}^N \Delta P^2 \right)^2 \right\}}}, \quad (27)$$

где A и B — коэффициенты фильтрационного сопротивления; R — коэффициент парной корреляции; N — число режимов.

Результаты расчёта приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Результаты расчёта коэффициентов фильтрационного сопротивления A и B

Года	ООО «Ямбурггаздобыча»			Графический способ			Метод наименьших квадратов		
	200X	200(X+3)	200(X+4)	200X	200(X+3)	200(X+4)	200X	200(X+3)	200(X+4)
$A, \frac{\text{сут.} \cdot \text{атм}^2}{\text{тыс.м}^3}$	95,707	68,189	63,358	95,707	67,652	64,017	95,707	67,651	64,017
$B, \frac{(\text{сут.} \cdot \text{атм})^2}{(\text{тыс.м}^3)^2}$	0,0023	0,0414	0,0472	0,0027	0,0429	0,0454	0,0027	0,0429	0,0454
R	—			0,1288	0,8669	0,652	0,1288	0,652	0,652

Анализ полученных результатов показывает, что погрешность их определения составляет в среднем 2 %. Такая небольшая погрешность говорит о том, что расчёты проведены правильно.

Расчёт проницаемости по коэффициентам A и B

Параметры, входящие в формулы для определения коэффициентов A и B (а к ним относятся: коэффициенты вязкости, сверхсжимаемости, проницаемости, макрошероховатости, плотность газа, температура, радиусы контура питания и скважины, коэффициенты несовершенства и неоднородности), зависят от давления, продолжительности испытания, насыщенности пористой среды газом и водой, наличия соседних скважин и расстояния до них и т.д.

Знания величин коэффициентов A и B возможен прогноз дебитов скважин в процессе разработки, следовательно, и добычные возможности месторождения в целом. Естественно, что каждая скважина имеет свой коэффициент фильтрационных сопротивлений. Поэтому при проектировании разработки месторождения определяются осредненные (арифметическое, или по дебитам и желательно при одинаковых депрессиях на пласт по тем скважинам, по которым усредняются эти коэффициенты) значения коэффициентов A и B .

Рассчитаем коэффициент проницаемости:

$$k = \frac{\bar{z} \cdot P_{амм} \cdot \bar{\mu}}{\pi \cdot A \cdot h} \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right), \quad (28)$$

где все величины даны в системе СИ.

Для анализа расчёта проницаемости примем следующие данные:

- вязкость газа $\mu = 1 \cdot 10^{-5}$ Па·с;
- осреднённый коэффициент сверхсжимаемости $z = 0,9$;
- мощность пласта $h = 10$ м;
- радиус контура питания $R_k = 250$ м;
- радиус скважины $r_c = 0,1$ м;
- коэффициент несовершенства скважины по степени вскрытия $C_1 = 2$;
- коэффициент несовершенства скважины по характеру вскрытия $C_2 = 8$.

Полученные данные приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Данные расчёта коэффициента проницаемости

Года	200X	200(X+3)	200(X+4)
Проницаемость k , мкм ²	$6,178 \cdot 10^{-3}$	$8,740 \cdot 10^{-3}$	$9,236 \cdot 10^{-3}$

Как видно из таблицы 2, проницаемость с годами возрастает. Из геологии известно интервал изменения проницаемости неокомской залежи:

- по I объекту $3,2 \cdot 10^{-3} \div 132,7 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- по II объекту $0,64 \cdot 10^{-3} \div 372,0 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Следовательно, расчёты проницаемости верны.

Литература:

1. Геологический отчёт ООО «Ямбурггаздобыча».
2. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых газоконденсатных месторождений. – М. : Недра, 1987. – 309 с.
3. Ермилов О.М., Алиев З.С., Ремизов В.В., Чугунов А.С. Эксплуатация газовых скважин. – М. : Наука, 1995. – 358 с.
4. Амелин И.Д., Андриасов Р.С., Гиматудинов Ш.К. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 1978. – 356 с.
5. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М. : Недра, 1993. – 416 с.
6. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b2bc79a5c53b89521206d27_0.html

References:

1. Geological report of JSC Yamburggazdobycha.
2. Shirkovsky A.I. Development and operation of gas gas-condensate fields. – M. : Subsoil, 1987. – 309 p.
3. Yermilov O.M., Aliyev Z.S., Remizov V.V., Chugunov A.S. Operation of gas wells. – M. : Science, 1995. – 358 p.
4. Amelin I.D., Andriasov R.S., Gimatudinov Sh.K. Operation and technology of development of oil and gas fields. – M. : Subsoil, 1978. – 356 p.
5. Basniyev K.S., Kachin I.N., Maximov V.M. Underground hydromechanics. – M. : Subsoil, 1993. – 416 p.
6. Gas-hydrodynamic methods of research of gas wells at the stationary modes of a filtration [An electronic resource]. – URL: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b2bc79a5c53b89521206d27_0.html