

УДК 622.276

**ИНТЕРФЕРЕНЦИЯ СОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЫ  
ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА И РАССМОТРЕНИЕ ВОПРОСОВ  
ЕЁ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ**

**INTERFERENCE OF THE PERFECT WELL  
AT FILTRATION OF OIL AND GAS AND CONSIDERATION OF ISSUES  
OF ITS PRACTICAL APPLICATION**

**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

**Ассаиди Мутаз Бадр Ахмед**

студент,  
институт Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
mbainrus@gmail.com

**Аннотация.** Явление взаимодействия (интерференции) скважин состоит в том, что под влиянием пуска, остановки или изменения режима работы одной группы скважин изменяются (через некоторый промежуток времени в той или иной степени) дебит и забойные давления другой группы скважин, эксплуатирующих тот же пласт. Скважины первой категории называются возмущающими, а второй категории – реагирующими. Для изучения интерференции скважин рассмотрен приток жидкости как при упругом режиме работы залежи, так и при неупругом. Это представляет определённый интерес, потому что при наблюдении на практике было отмечено, что вследствие упругости жидкостей и сжимаемости пласта эффект взаимодействия скважин устанавливается не сразу. Например, после ввода в эксплуатацию новой скважины давление вокруг неё перераспределяется постепенно, зона влияния скважины растёт, достигает соседней скважины и затем, опять-таки постепенно, эффект взаимодействия скважин усиливается до тех пор, пока перераспределение давления в пласте не заканчивается и процесс окончательно не устанавливается. Также рассмотрен только установившийся эффект взаимодействия скважин, который может характеризовать лишь конечную стадию перераспределения давления в пласте. Ради простоты рассмотрен приток к скважинам лишь несжимаемой жидкости в несжимаемом пласте при водонапорном режиме. Одним из условий изучения интерференции скважин в данной статье является тот факт, что рассматривается приток к совершенной скважине.

**Petrushin Evgeniy Olegovich**

Leading oil and gas production technologist,  
JSC «Pechoranefit»  
eopetrushin@yahoo.com

**Arutyunyan Ashot Straevich**

Candidate of technical sciences,  
Assistant professor  
of pulpit applied mathematicians,  
Kuban state technological university  
mereniya@mail.ru

**Assaidi Mutaz Badr Ahmed**

Student,  
Institute of Oil, Gas and Energy  
Kuban state technological university  
mbainrus@gmail.com

**Annotation.** The phenomenon of interference (interference) of wells is that under the influence of starting, stopping or changing the operating mode of one group of wells, the debit and bottomhole pressures of the other group of wells that operate the same layer (after a certain period of time to some extent). Wells of the first category are called perturbing, and the second category is called reactive. To study the interference of wells, the inflow of liquid is considered both for the elastic mode of operation of the deposit and for inelasticity. This is of some interest, because when observed in practice it was noted that due to the elasticity of liquids and the compressibility of the formation, the effect of the interaction of the wells is not established immediately. For example, after the commissioning of a new well, the pressure around it is redistributed gradually, the zone of influence of the well grows, reaches the neighboring well and then, again gradually, the effect of the wells interaction is strengthened until the pressure redistribution in the formation completes and the process is finally established. We also considered only the steady effect of well interaction, which can characterize only the final stage of pressure redistribution in the reservoir. For the sake of simplicity, we consider the inflow to the wells of only incompressible fluid in an incompressible formation under the water-pressure regime. One of the conditions for studying the interference of wells in this article is the fact that the inflow to the perfect well is being considered.

**Ключевые слова:** потенциал точечного стока и истока на плоскости и в пространстве; принцип суперпозиций; интерференция скважин; приток жидкости к группе скважин в пласте с удалённым контуром питания; приток жидкости к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания; приток жидкости к скважине, расположенной вблизи непроницаемой прямолинейной границы; приток жидкости к скважине, эксцентрично расположенной в круговом пласте; приток жидкости к бесконечным цепочкам и кольцевым батареям скважин.

**Keywords:** potential of point flow and source in the plane and in space; superposition principle; interference of wells; inflow of fluid to a group of wells in the formation with a remote power circuit; inflow of liquid to the well in the formation with a rectilinear power circuit; the inflow of fluid to the well located near an impenetrable rectilinear boundary; inflow of fluid to the well, eccentrically located in a circular formation; inflow of fluid to endless chains and annular wellbore batteries.

## Потенциал точечного стока и истока на плоскости и в пространстве. Принцип суперпозиций

Назовём точечным стоком на плоскости точку, поглощающую жидкость. Сток можно рассматривать как гидродинамически совершенную скважину бесконечно малого радиуса в пласте единичной толщины. На плоскости вокруг точечного стока будет радиальная картина движения. Точечный источник – это точка, выделяющая жидкость (модель нагнетательной скважины). Определим потенциал течения как функцию, производная которой с обратным знаком вдоль линии тока равна скорости фильтрации, т.е.

$$w = -\frac{d\Phi}{ds}. \quad (1)$$

Из сравнения (1) с законом Дарси  $w = -\frac{k}{\eta} \cdot \frac{\partial p^*}{\partial s}$  видно, что потенциал для несжимаемой жидкости связан с давлением формулой

$$\Phi = \frac{k \cdot p}{\eta}. \quad (2)$$

Найдём потенциал точечного стока на плоскости. Так как точечный сток является моделью добывающей скважины и течение вокруг него плоскорадиальное, то можно воспользоваться формулой объёмной скорости  $w = \frac{k \cdot (p_k - p_c)}{\eta \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \cdot \frac{1}{r}$ , то

$$w = \frac{k \cdot (p_k - p_c)}{\eta \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} \cdot \frac{1}{r} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot r} = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot r}, \quad (3)$$

где  $q = \frac{Q}{h}$  – дебит скважины-стока, приходящийся на единицу толщины пласта.

Но для плоскорадиального потока:

$$w = -\frac{d\Phi}{ds} = \frac{d\Phi}{dr},$$

откуда:

$$d\Phi = w \cdot dr = \frac{q \cdot dr}{2 \cdot \pi \cdot r}.$$

Проинтегрировав, получим выражение потенциала для точечного стока на плоскости:

$$\Phi = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r + C, \quad (4)$$

где  $C$  – постоянная интегрирования.

Таким образом, потенциал в окрестности скважины-стока пропорционален логарифму расстояния  $r$  от стока (центра скважины). При  $r = 0$  и  $r = \infty$  функция  $\ln r$  обращается в бесконечность, поэтому потенциал в этих точках теряет смысл.

Для точечного источника справедливы все приведённые формулы, но дебит  $q$  считается отрицательным ( $q < 0$ ).

Из формулы (4) следует, что линиями равного потенциала (эквипотенциалами) являются окружности  $r = \text{const}$ .

Найдём теперь потенциал точечного стока в пространстве. Движение вблизи такого стока будет радиально-сферическим. Поэтому скорость фильтрации равна:

$$w = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot r^2} = \frac{d\Phi}{dr},$$

откуда:

$$d\Phi = \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot r^2} \cdot dr$$

и потенциал точечного стока в пространстве будет иметь вид:

$$\Phi = -\frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r} + C. \quad (5)$$

Для потенциала точечного источника знак дебита в формуле (5) меняется на противоположный.

Как следует из формулы (5), потенциал точечного стока в пространстве обращается в бесконечность при  $r = 0$ , а при  $r = \infty$  остаётся конечным (и равным  $C$ ).

Распределение давления и потенциала в установившихся потоках несжимаемой жидкости описывается уравнением Лапласа, которое для плоских течений имеет вид

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} = 0. \quad (6)$$

Поскольку уравнение Лапласа линейное и однородное, его решения обладают следующими свойствами: сумма частных решений есть также решение этого уравнения; произведение частного решения на произвольную постоянную есть также решение этого уравнения. На основании этих свойств в подземной гидромеханике разработан метод решения сложных задач, названный методом суперпозиции (методом наложения решений).

Математический смысл метода суперпозиции заключается в том, что если имеется несколько фильтрационных потоков с потенциалами  $\Phi_1(x, y)$ ,  $\Phi_2(x, y)$ , ...,  $\Phi_n(x, y)$ , каждый из которых удовлетворяет уравнению Лапласа, т.е.:

$$\frac{\partial^2 \Phi_i}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi_i}{\partial y^2} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n,$$

то и сумма  $\Phi = \sum_{i=1}^n C_i \cdot \Phi_i$  (где  $C_i$  – произвольные постоянные) также удовлетворяет уравнению Лапласа:

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} = 0.$$

Гидродинамический смысл метода суперпозиции состоит в том, что изменение пластового давления и потенциала в любой точке пласта, вызванное работой каждой скважины (нагнетательной или добывающей), подсчитывается так, как если бы данная скважина работала в пласте одна, совершенно независимо от других скважин, затем эти независимо определённые для каждой скважины изменения давления и потенциала в каждой точке пласта алгебраически суммируются.

Суммарная скорость фильтрации находится как сумма векторов скоростей фильтрации, вызванных работой каждой скважины, по правилам сложения векторов.

Пусть на неограниченной плоскости расположено  $n$  источников и стоков (рис. 1, а). Потенциал каждого из них в точке М определяется по формуле (4):

$$\Phi_1 = \frac{q_1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_1 + C_1, \quad \Phi_2 = \frac{q_2}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_2 + C_2, \quad \dots, \quad \Phi_n = \frac{q_n}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_n + C_n,$$

где  $r_1, r_2, \dots, r_n$  – расстояния от первого, второго, ...,  $n$ -го стоков до точки М;  $C_1, C_2, \dots, C_n$  – постоянные.

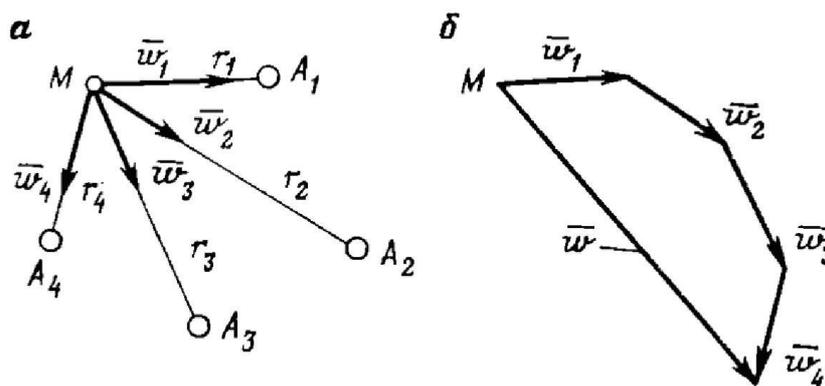


Рисунок 1

Каждая из функций  $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n$  удовлетворяет уравнению Лапласа.

Тогда сумма потенциалов:

$$\Phi = \Phi_1 + \Phi_2 + \dots + \Phi_n = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \sum_{i=1}^n q_i \cdot \ln r_i + C_i; \tag{7}$$

$$C = C_1 + C_2 + \dots + C_n,$$

также удовлетворяют уравнению Лапласа. Физически это означает, что фильтрационные потоки от работы каждого источника или стока накладываются друг на друга. В этом и заключается принцип суперпозиции или сложения течений. Вектор скорости фильтрации  $\vec{w}$  в точке М равен:

$$\vec{w} = \vec{w}_1 + \vec{w}_2 + \dots + \vec{w}_n; \tag{8}$$

$$\vec{w}_1 = \frac{q_1}{2 \cdot \pi \cdot r_1}, \quad \vec{w}_2 = \frac{q_2}{2 \cdot \pi \cdot r_2}, \quad \dots, \quad \vec{w}_n = \frac{q_n}{2 \cdot \pi \cdot r_n}.$$

Метод суперпозиции можно использовать не только в бесконечных пластах, но и в пластах, имеющих контур питания или непроницаемую границу той или иной формы. В этом случае для выполнения тех или иных условий на границах приходится вводить фиктивные скважины-стоки или скважины-источники за пределами пласта. Фиктивные скважины в совокупности с реальными обеспечивают необходимые условия на границах. При этом задача сводится к рассмотрению одновременной работы реальных и фиктивных скважин в неограниченном пласте. Этот метод называется методом отображения источников и стоков.

### Исследование задач интерференции скважин

Как уже отмечалось, явление интерференции (взаимодействия) скважин заключается в том, что под влиянием пуска, остановки или изменения режима работы одной группы скважин изменяются дебиты и забойные давления другой группы скважин, эксплуатирующих тот же пласт.

Суммарная добыча нефти из месторождения по мере ввода в эксплуатацию новых скважин, находящихся в одинаковых условиях, растёт медленнее, чем число скважин (рис. 2).

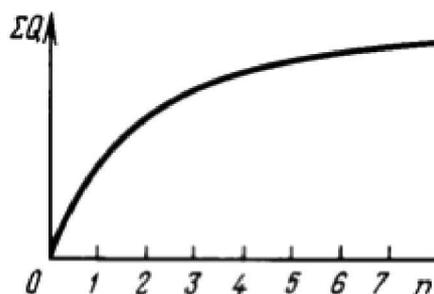


Рисунок 2 – Зависимость суммарного дебита от числа скважин

Вновь вводимые скважины взаимодействуют с существующими. Это явление взаимодействия и взаимовлияния скважин называется интерференцией. Рассмотрим несколько задач интерференции скважин.

### Приток жидкости к группе скважин в пласте с удалённым контуром питания

Пусть в горизонтальном пласте толщиной  $h$  расположена группа скважин  $A_1, A_2, \dots, A_n$  радиусами  $r_{ci}$ , работающих с различными забойными потенциалами  $\Phi_{ci}$ , где  $i = 1, 2, \dots, n$  (рис. 3).

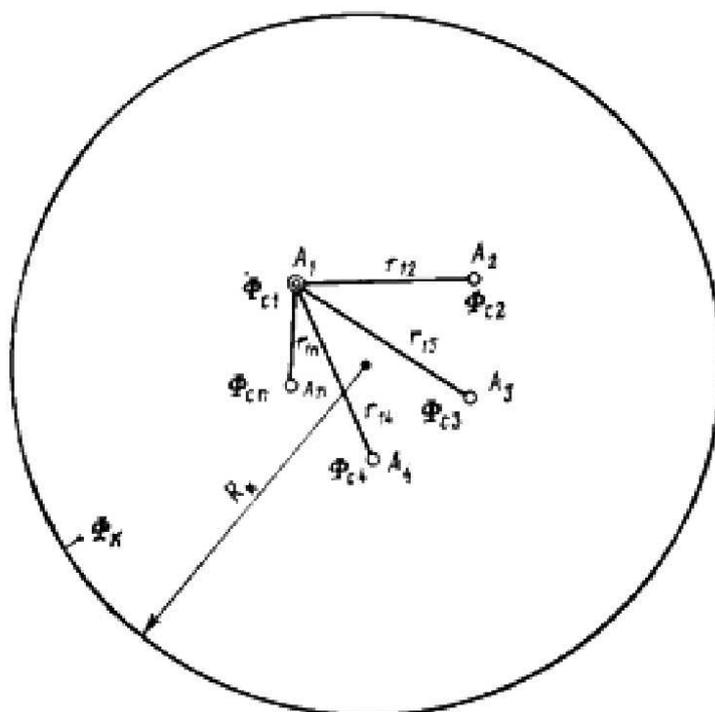


Рисунок 3

Расстояния между центрами  $i$ -й и  $j$ -й скважин известны ( $r_{ij} = r_{ji}$ ). Так как контур питания находится далеко от всех скважин, то можно приближённо считать, что расстояние от всех скважин до всех точек контура питания одно и то же и равно  $R_k$ . Потенциал  $\Phi_k$  на контуре питания считается заданным. Требуется определить дебит каждой скважины и скорость фильтрации в любой точке пласта. Потенциал в любой точке пласта  $M$  определяется по формуле (7). Поместив мысленно точку  $M$  последовательно на забой каждой скважины, получим выражения для забойного потенциала на них:

$$\begin{cases} \Phi_{c1} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{c1} + q_2 \cdot \ln r_{12} + \dots + q_n \cdot \ln r_{1n}) + C \\ \Phi_{c2} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{c2} + q_2 \cdot \ln r_{21} + \dots + q_n \cdot \ln r_{2n}) + C \\ \dots \\ \Phi_{cn} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot (q_1 \cdot \ln r_{n1} + q_2 \cdot \ln r_{n2} + \dots + q_n \cdot \ln r_{cn}) + C \end{cases} \quad (9)$$

Здесь приближенно принято, что расстояние от точки на стенке данной скважины  $i$  до центра любой другой скважины  $j$  равно расстоянию между центрами этих скважин, так как  $r_{ci} \ll r_{ij}$  ( $i \neq j$ ).

Система (9) состоит из  $n$  уравнений и содержит  $n+1$  неизвестных ( $n$  дебитов скважин и постоянную интегрирования  $C$ ). Дополнительное уравнение получим, поместив точку  $M$  на контур питания:

$$\Phi_k = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot (q_1 \cdot \ln R_k + q_2 \cdot \ln R_k + \dots + q_n \cdot \ln R_k) + C. \quad (10)$$

Вычитая почленно каждое из уравнений (9) и (10), исключим постоянную  $C$  и получим систему из  $n$  уравнений, решив которую, можно определить дебиты скважин  $q_1, q_2, \dots, q_n$ , если заданы забойные  $\Phi_{c1}, \Phi_{c2}, \dots, \Phi_{cn}$  и контурный  $\Phi_k$  потенциалы. Точно также можно решить и обратную задачу определения потенциалов по известным дебитам  $q_i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ).

Имеем:

$$\begin{cases} \Phi_k - \Phi_{c1} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left( q_1 \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_{c1}} \right) + q_2 \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_{12}} \right) + \dots + q_n \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_{1n}} \right) \right) \\ \Phi_k - \Phi_{c2} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left( q_1 \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_{c2}} \right) + q_2 \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_{21}} \right) + \dots + q_n \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_{2n}} \right) \right) \\ \dots \\ \Phi_k - \Phi_{cn} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left( q_1 \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_{n1}} \right) + q_2 \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_{n2}} \right) + \dots + q_n \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_{cn}} \right) \right) \end{cases} \quad (11)$$

Скорость фильтрации  $w$  в любой точке пласта  $M$  определяется как геометрическая сумма скоростей фильтрации, вызванных работой каждой скважины:

$$\vec{w} = \sum_{i=1}^n \vec{w}_i, \quad w_i = |\vec{w}_i| = \frac{q_i}{2 \cdot \pi \cdot r_i}.$$

Скорость  $\vec{w}_i$  направлена по радиусу от точки  $M$  к данной скважине-стоку. Если на месторождении находятся в эксплуатации десятки, а то и сотни скважин, то, очевидно, надо составить десятки или сотни таких уравнений, как (9). Решение такой сложной системы уравнений возможно с помощью ЭВМ.

### Приток жидкости к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания

Пусть в полубесконечном пласте с прямолинейным контуром питания, на котором потенциал равен  $\Phi_k$ , работает одна добывающая скважина  $A$  с забойным потенциалом  $\Phi_c$  (рис. 4). Необходимо найти дебит скважины  $q$ , потенциал и скорость фильтрации в любой точке пласта.

Если бы пласт был неограниченным или контур питания был бы кругом, в центре которого расположена скважина, то потенциал в любой точке пласта находился бы по формуле (4). При этом условие постоянства потенциала на прямолинейном контуре питания не выполняется, так как расстояние  $r$  разных точек контура питания от скважины  $A$  неодинаково.

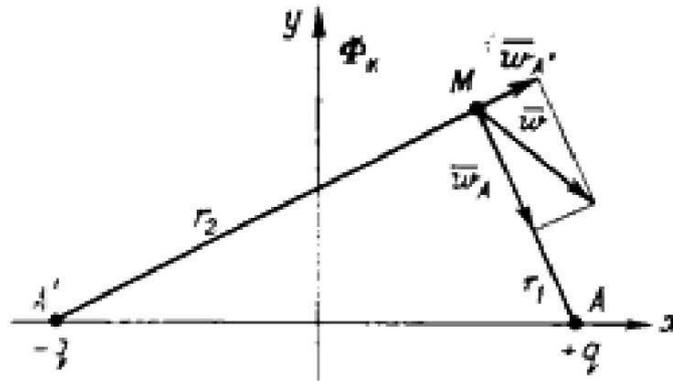


Рисунок 4

Для решения задачи используем метод отображения источников и стоков. Зеркально отобразим скважину-сток  $A$  относительно контура питания и дебиту скважины-изображения  $A'$  припишем противоположный знак, т.е. будем считать её скважиной источником. Теперь рассмотрим в бесконечном пласте совместную работу двух скважин: скважины-стока  $A$  с дебитом  $+q$  и скважины-источники  $A'$  с дебитом  $-q$ . Потенциал в любой точке  $M$ , находящейся на расстоянии  $r_1$  от скважины  $A$  и на расстоянии  $r_2$  от скважины  $A'$ :

$$\Phi_M = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_1 + \frac{-q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_2 + C = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{r_1}{r_2} + C. \quad (12)$$

Потенциал на контуре питания можно выразить, подставив в (12)  $r_1 = r_2$ . В результате получим:

$$\Phi = C = \Phi_K, \quad (13)$$

т.е. потенциал на контуре питания действительно постоянен. Тогда из (12) с учётом (13) потенциал на забое скважины  $A$  ( $r_1 = r_c$ ,  $r_2 = 2 \cdot a$ ) можно выразить так:

$$\Phi_c = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{r_c}{2 \cdot a} + \Phi_K = \Phi_K - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{2 \cdot a}{r_c}. \quad (14)$$

Из (14) выражение для дебита скважины  $A$ , приходящегося на единицу толщины пласта, получим в следующем виде:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_c)}{\ln \left( \frac{2 \cdot a}{r_c} \right)}. \quad (15)$$

Если бы контур питания был окружностью радиуса  $a$ , то дебит скважины был бы равен (по формуле Дюпюи):

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_c)}{\ln \left( \frac{a}{r_c} \right)}.$$

В реальных условиях форма контура питания  $MN$  (рис. 5) часто бывает неизвестна, но она заключена между окружностью и прямой линией.

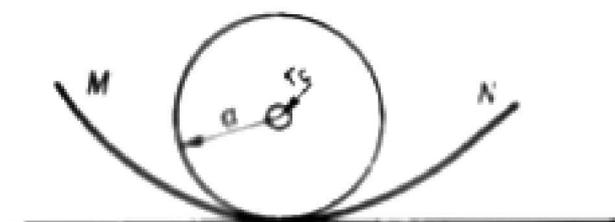


Рисунок 5 – Схема пласта с различными контурами питания

Следовательно, дебит скважины в этих условиях будет находиться в пределах:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_k - \Phi_c)}{\ln\left(\frac{a}{r_c}\right)} \geq q \geq \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_k - \Phi_c)}{\ln\left(\frac{2 \cdot a}{r_c}\right)}.$$

Для определения потенциала в любой точке  $M$  (см. рис. 5) воспользуемся формулой (12) с учётом (13):

$$\Phi_M = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{r_1}{r_2} + \Phi_k. \quad (16)$$

Скорость фильтрации равна геометрической сумме скоростей фильтрации, вызванных работой реальной скважины-стока  $A$  и фиктивной скважины-источника  $A'$  (см. рис. 5), т.е.

$$\bar{w} = \bar{w}_A + \bar{w}_{A'},$$

где  $w_A = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot r_1}$  и направлена к скважине  $A$ ;  $w_{A'} = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot r_2}$  и направлена от скважины  $A'$ .

На контуре питания, где  $r_1 = r_2$ , скорость фильтрации перпендикулярна контуру питания.

Из формулы (23) следует, что уравнение эквипотенциалей имеет вид:

$$\frac{r_1}{r_2} = \text{const} \quad \text{или} \quad \frac{r_1^2}{r_2^2} = C^2. \quad (17)$$

Если выразить  $r_1^2$  и  $r_2^2$  через координаты точки  $M(x, y)$  и координаты центров скважин  $A(a, 0)$  и  $A'(-a, 0)$ , то будем иметь  $r_1^2 = (x - a)^2 + y^2$  и  $r_2^2 = (x + a)^2 + y^2$ . Следовательно, уравнение (17) представляет собой уравнение окружности с центром на оси  $x$ . Меняя значение константы  $C^2$ , получим семейство эквипотенциалей – окружностей с разными радиусами и с центрами, расположенными в разных точках оси  $x$ . Контур питания является эквипотенциалью, т.е. окружностью с бесконечно большим радиусом.

Семейство линий тока будет представлять собой окружности, проходящие через центры обеих скважин, которые лежат на прямолинейном контуре питания (рис. 6).

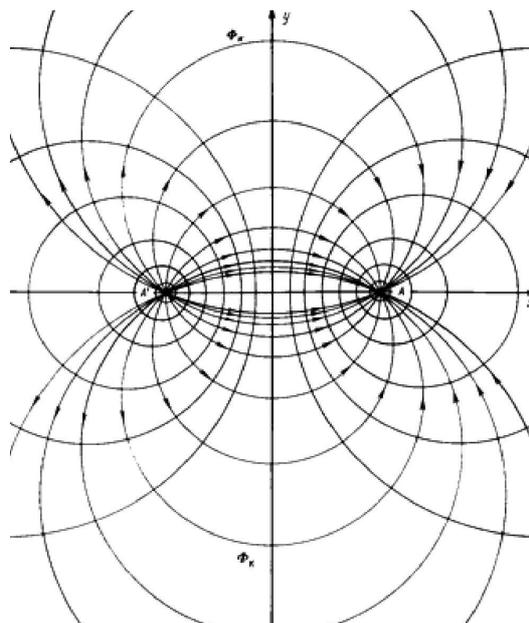


Рисунок 6 – Семейства линий тока и изобар в потоке жидкости к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания

При этом эквипотенциали (изобары) всегда ортогональны линиям тока. На рисунке 6 показаны семейства линий тока и изобар при притоке жидкости к скважине в пласте с прямолинейным контуром питания.

### Приток жидкости к скважине, расположенной вблизи непроницаемой прямолинейной границы

Такая задача может возникнуть при расположении добывающей скважины возле сброса или около границы выклинивания продуктивного пласта. В этом случае реальную скважину-сток зеркально отображают относительно непроницаемой границы, и дебиту скважины-изображения приписывают тот же знак, что и дебиту реальной скважины. Рассматривая приток жидкости к двум равнодебитным скважинам, нетрудно установить, что скорость фильтрации на непроницаемой границе будет направлена вдоль границы, т.е. граница является линией тока и фильтрация через неё отсутствует. Дебит скважины в этом случае определяется из уравнений (9) и (10) для  $n=2$  в пласте с удалённым контуром питания:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_C)}{\ln \left( \frac{R_K^2}{r_C \cdot 2 \cdot a} \right)},$$

где  $2 \cdot a$  – расстояние между реальной и воображаемой скважинами.

### Приток жидкости к скважине, эксцентрично расположенной в круговом пласте

Пусть в плоском пласте постоянной толщиной  $h$  с круговым контуром питания радиуса  $R_K$ , на котором поддерживается постоянный потенциал  $\Phi_K$ , на расстоянии  $\delta$  от центра круга расположена скважина-сток  $A$ , на которой поддерживается постоянный потенциал  $\Phi_C$  (рис. 7). Требуется определить дебит скважины и потенциал в любой точке пласта.

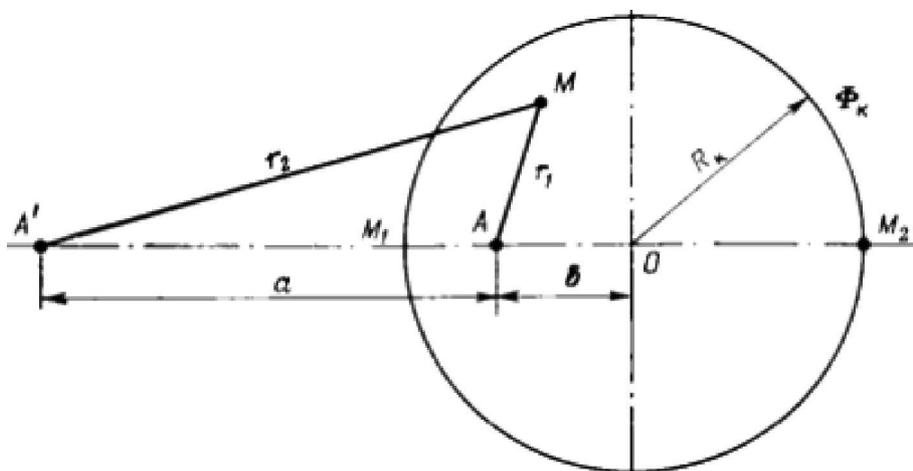


Рисунок 7 – Схема притока жидкости к скважине, эксцентрично расположенной в круговом пласте

Отобразим скважину-сток  $A$  фиктивной скважиной-источником  $A'$ , расположенной от скважины  $A$  на расстоянии  $a$  и лежащей на продолжении  $OA$ . Это расстояние  $a$  определим из условия постоянства потенциала на окружности радиуса  $R_K$ , для чего выразим потенциал в двух точках  $M_1$  и  $M_2$  контура питания, взятых на пересечении прямой  $AA'$  с контуром питания.

По методу суперпозиции потенциалы в этих точках будут иметь следующие выражения:

$$\Phi_{M_1} = \Phi_K = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln (R_K - \delta) - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln [a - (R_K - \delta)] + C; \quad (18)$$

$$\Phi_{M_2} = \Phi_K = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln (R_K + \delta) - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln (R_K + a + \delta) + C = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{R_K + \delta}{R_K + a + \delta} + C. \quad (19)$$

Из равенства правых частей формул (18) и (19) найдём расстояние между скважинами  $A$  и  $A'$ :

$$\frac{R_K - \delta}{a - (R_K - \delta)} = \frac{R_K + \delta}{R_K + a + \delta}; \quad a = \frac{R_K^2 - \delta^2}{\delta}. \quad (20)$$

Для того чтобы определить дебит скважины  $A$ , запишем выражение потенциала на её забое:

$$\Phi_A = \Phi_c = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln r_c - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln a + C. \quad (21)$$

Вычитая (21) из (18), получим:

$$\Phi_K - \Phi_c = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( \frac{(R_K - \delta) \cdot a}{[a - (R_K - \delta)] \cdot r_c} \right). \quad (22)$$

Подставляя теперь выражение (20) в (22), находим:

$$\begin{aligned} \Phi_K - \Phi_c &= \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( \frac{(R_K - \delta) \cdot \left( \frac{R_K^2 - \delta^2}{\delta} \right)}{\left[ \left( \frac{R_K^2 - \delta^2}{\delta} \right) \cdot (R_K - \delta) \right] \cdot r_c} \right) = \\ &= \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( \frac{R_K^2 - \delta^2}{R_K - r_c} \right) = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left[ \frac{R_K}{r_c} \cdot \left( 1 - \frac{\delta^2}{R_K^2} \right) \right]. \end{aligned} \quad (23)$$

Из формулы (23) получаем дебит скважины  $A$ , эксцентрично расположенной в круговом пласте:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_c)}{\ln \left[ \frac{R_K}{r_c} \cdot \left( 1 - \frac{\delta^2}{R_K^2} \right) \right]}. \quad (24)$$

При эксцентриситете  $\delta = 0$  формула (24) обращается в формулу Дюпюи.

Потенциал в любой точке пласта  $M$ , находящейся на расстоянии  $r_1$  от скважины  $A$  и на расстоянии  $r_2$  от скважины  $A'$ , можно выразить так:

$$\Phi_M = \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{r_1}{r_2} + C. \quad (25)$$

Вычитая из (25) выражение (21) и учитывая (20), получим:

$$\Phi_M = \Phi_c + \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( \frac{r_1}{r_2} \cdot \frac{R_K^2 - \delta^2}{r_c^2 \cdot \delta} \right). \quad (26)$$

Выражение для потенциала в точке  $M$  можно получить также и вычитанием из уравнения (18) или (19) уравнения (25):

$$\Phi_M = \Phi_c - \frac{q}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( \frac{r_2}{r_1} \cdot \frac{\delta}{R_K} \right). \quad (27)$$

### Приток жидкости к бесконечным цепочкам и кольцевым батареям скважин

На примере притока жидкости к нескольким рядам или кольцевым батареям скважин ознакомимся с широко применяемым при проектировании разработки нефтя-

ных месторождений методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений, предложенным Ю.П. Борисовым и основанным на аналогии движения жидкости в пористой среде с течением электрического тока в проводниках. Рассмотрим без вывода задачу о притоке жидкости к одной цепочке скважин, расположенных на расстояниях  $2 \cdot \sigma$  друг от друга и на расстоянии  $L$  от прямолинейного контура питания. Пусть на контуре питания задан постоянный потенциал  $\Phi_k$ , на забоях скважин – потенциал  $\Phi_c$  (рис. 8). Требуется определить дебит каждой скважины и суммарный дебит  $n$  скважин в цепочке.

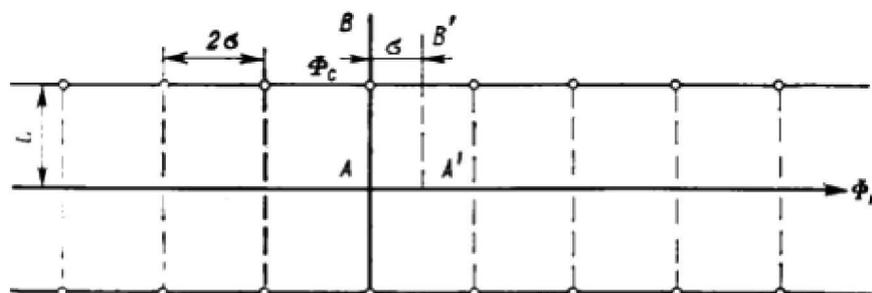


Рисунок 8 – Схема притока жидкости к цепочке скважин

Решение задачи заключается в следующем. Цепочка скважин-стоков отображается зеркально относительно контура питания в скважины-источники, и рассматривается интерференция двух цепочек скважин в неограниченном пласте.

Вдоль прямой  $AB$ , проходящей через скважины (как говорят, вдоль главной линии тока), частицы жидкости будут двигаться наиболее быстро. Прямую  $A'B'$  и ей подобные, делящие расстояние между скважинами пополам, в силу симметрии потока можно рассматривать как непроницаемые границы, вдоль которых движение будет наиболее медленным. Они называются нейтральными линиями тока. Характер распределения потенциалов вдоль этих прямых  $AB$  и  $A'B'$  показан на рисунке 9. Задача решается методом суперпозиции. Результаты решения показывают, что на расстоянии от контура питания до половины расстояния между скважинами движение жидкости практически прямолинейное и падение потенциала на этом участке происходит по закону прямолинейной фильтрации. Основное падение потенциала происходит вблизи скважины, где характер движения близок к радиальному. При этом дебит каждой скважины цепочки выражается следующей формулой:

$$q = \frac{Q}{h} = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_k - \Phi_c)}{\ln 2 \operatorname{sh} \left( \frac{\pi \cdot L}{\sigma} \right) + \ln \left( \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right)},$$

где  $\operatorname{sh} \left( \frac{\pi \cdot L}{\sigma} \right) = \frac{1}{2} \cdot \left( e^{\frac{\pi \cdot L}{\sigma}} - e^{-\frac{\pi \cdot L}{\sigma}} \right)$  – гиперболический синус.

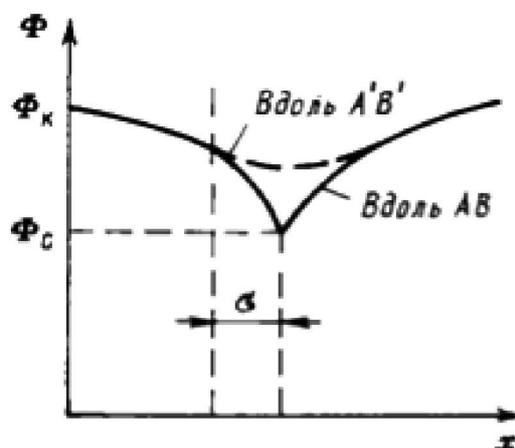


Рисунок 9 – Кривая распределения потенциалов вдоль линии тока

В случае, когда  $L > \sigma$ , величина  $e^{-\frac{\pi \cdot L}{\sigma}}$  очень мала и тогда:

$$\ln 2 \operatorname{sh} \left( \frac{\pi \cdot L}{\sigma} \right) \cong \ln e^{\frac{\pi \cdot L}{\sigma}} = \frac{\pi \cdot L}{\sigma}.$$

Отсюда следует, что при  $L > \sigma$  дебит скважины

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot (\Phi_K - \Phi_C)}{\frac{\pi \cdot L}{\sigma} + \ln \left( \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right)} = \frac{\Phi_K - \Phi_C}{\frac{L}{2 \cdot \sigma} + \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right)}. \quad (28)$$

Вводя обозначения  $\frac{L}{2 \cdot \sigma} = \rho$ ;  $\frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \left( \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right) = \rho'$  формулу (28) представим в виде:

$$q = \frac{\Phi_K - \Phi_C}{\rho + \rho'}, \quad (29)$$

аналогичному закону Ома.

Величина  $\rho$  по терминологии Ю.П. Борисова называется внешним фильтрационным сопротивлением батареи,  $\rho'$  – внутренним. Таким образом, приток жидкости к цепочке скважин можно представить схемой эквивалентных фильтрационных сопротивлений, показанной на рисунке 10.

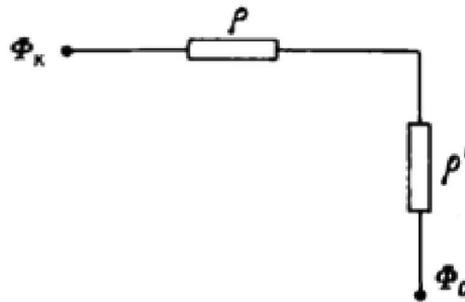


Рисунок 10 – Схема эквивалентных фильтрационных сопротивлений при притоке к цепочке скважин

Аналогом объёмного расхода  $q$  служит сила тока, а аналогом разности фильтрационных потенциалов – разность электрических потенциалов. Суммарный дебит всей прямолинейной цепочки из  $n$  скважин:

$$\begin{aligned} Q' = Q \cdot n = q \cdot h \cdot n &= \frac{\Phi_K - \Phi_C}{\frac{1}{2 \cdot \sigma \cdot n \cdot h} + \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot h} \cdot \ln \left( \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right)} = \\ &= \frac{\rho_K - \rho_C}{\frac{\mu \cdot L}{2 \cdot \sigma \cdot k \cdot h \cdot n} + \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n} \cdot \ln \left( \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right)}. \end{aligned} \quad (30)$$

Из формулы (30) получили выражение для внешнего фильтрационного сопротивления цепочки  $\rho = \frac{\mu \cdot L}{2 \cdot \sigma \cdot k \cdot h \cdot n} = \frac{\mu \cdot L}{k \cdot h \cdot B}$ , которое представляет собой сопротивление потоку жидкости от контура питания до галереи длиной  $B = 2 \cdot \sigma \cdot n$ , расположенной на расстоянии  $L$  от контура питания, а внутреннее сопротивление

$\rho' = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n} \cdot \ln \left( \frac{\sigma}{\pi \cdot r_c} \right)$  выражает сопротивление, возникающее при подходе жидкости к скважинам в зоне радиусом  $r = \frac{\sigma}{\pi}$ , где фильтрация практически плоскорадиальная.

Пусть теперь полубесконечный пласт с прямолинейным контуром питания разрабатывается тремя параллельными цепочками скважин с числом скважин в каждой  $n_1, n_2, n_3$ . Пусть скважины в каждой цепочке имеют одинаковые радиусы  $r_{c1}, r_{c2}, r_{c3}$  и забойные давления  $p_{c1}, p_{c2}, p_{c3}$ , суммарные дебиты цепочек составляют  $Q'_1, Q'_2, Q'_3$ .

Схема соответствующих эквивалентных фильтрационных сопротивлений будет теперь разветвленной (рис. 11).

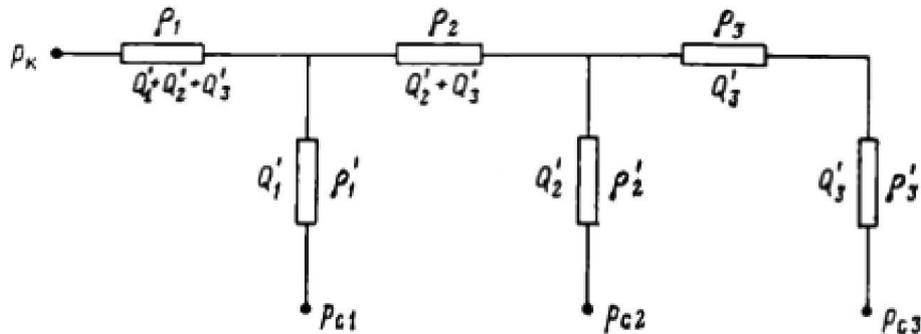


Рисунок 11 – Схема эквивалентных фильтрационных сопротивлений при притоке к трём цепочкам скважин

Расчёт схемы проводится аналогично расчету электрических разветвлённых цепей по законам Ома и Кирхгофа. Составляются алгебраические линейные уравнения по числу неизвестных (либо дебитов  $Q'_1, Q'_2, Q'_3$ , либо забойных давлений  $p_{c1}, p_{c2}, p_{c3}$ ). При этом очевидно, внешние сопротивления будут равны:

$$\rho_1 = \frac{\mu \cdot L_1}{k \cdot h \cdot B}; \quad \rho_2 = \frac{\mu \cdot L_2}{k \cdot h \cdot B}; \quad \rho_3 = \frac{\mu \cdot L_3}{k \cdot h \cdot B},$$

где  $L_1, L_2, L_3$  – расстояния соответственно от контура питания до первой цепочки, между первой и второй цепочками, между второй и третьей цепочками.

Внутренние сопротивления определяются по формулам:

$$\rho'_1 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n_1} \cdot \ln \left( \frac{\sigma_1}{\pi \cdot r_{c1}} \right); \quad \rho'_2 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n_2} \cdot \ln \left( \frac{\sigma_2}{\pi \cdot r_{c2}} \right); \quad \rho'_3 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n_3} \cdot \ln \left( \frac{\sigma_3}{\pi \cdot r_{c3}} \right). \quad (31)$$

Отметим, что приток жидкости к трем кольцевым батареям скважин, соосным круговому контуру питания, рассчитывается по той же схеме эквивалентных фильтрационных сопротивлений (см. рис. 11), что и для цепочек скважин. При этом внешние фильтрационные сопротивления будут выражаться так:

$$\rho_1 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \left( \frac{R_k}{R_1} \right); \quad \rho_2 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \left( \frac{R_1}{R_2} \right); \quad \rho_3 = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \left( \frac{R_2}{R_3} \right),$$

где  $R_1, R_2, R_3$  – радиусы батарей.

Внутренние фильтрационные сопротивления определяются по формулам (31).

### Исследование задач интерференции скважин в условиях упругого режима

Дифференциальное уравнение упругого режима является линейным, то к его решению приложим метод суперпозиций, рассмотренный выше, который позволит исследовать интерференцию скважин в условиях упругого режима.

При помощи метода суперпозиции можно исследовать перераспределение пластового давления, вызванное пуском, остановкой или изменением темпов отбора жидкости из скважин.

Рассмотрим несколько примеров использования метода суперпозиции при интерференции скважин в условиях упругого режима фильтрации.

**Пример 1.** Пусть в бесконечном пласте одновременно работают  $n$  скважин с постоянными дебитами. Начальное пластовое давление в невозмущенном пласте всюду

одинаково и равно  $p_k$ . Требуется найти снижение давления  $\Delta p = p_k - p(r; t)$  в любой точке пласта  $M$  в любой момент времени  $t$ .

На основе метода суперпозиции снижение пластового давления в точке  $M$  будет равно алгебраической сумме снижений давления в этой точке, вызванных независимой работой каждой скважины, т.е.:

$$\Delta p = p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \dots + \Delta p_n = \sum_{i=1}^n \Delta p_i.$$

Снижение давления в точке  $M$  при работе одной  $n$ -й скважины по формуле определения давления составит:

$$\Delta p_i = \frac{Q_i \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right].$$

Следовательно, при работе всех скважин снижение давления в точке  $M$  определяется из равенства:

$$\Delta p = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t_i} \right) \right] = \frac{\eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r_i^2}{4 \cdot \chi \cdot t_i} \right) \right], \quad (32)$$

где  $Q_i$  – дебит  $i$ -й скважины (при этом дебит добывающей скважины считается положительным, дебит нагнетательной – отрицательным);  $r_i$  – расстояние от центра  $i$ -й скважины до точки  $M$ , где определяется понижение пластового давления;  $t_i$  – время с начала работы  $i$ -й скважины до момента времени  $t$ , в который определяется понижение давления.

**Пример 2.** Пусть в некоторый момент времени, принимаемый за начальный ( $t = 0$ ), в невозмущенном пласте с давлением  $p_k$  пущена в эксплуатацию скважина с постоянным дебитом  $Q$  и через промежуток времени  $t_1$  остановлена. Под остановкой её подразумевается мгновенное прекращение притока жидкости к забою скважины. Требуется определить давление в любой точке пласта в любой момент времени как при работе скважины, так и после её остановки. До момента времени  $t_1$  скважина работала одна, следовательно, пластовое давление в любой точке пласта определяется по формуле:

$$p(r; t) = p_k - \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right], \quad (33)$$

где  $t$  изменяется в интервале от 0 до  $t_1$ .

Начиная с момента времени  $t_1$  (скважина уже остановлена), следуя методу суперпозиции, мысленно допустим, что вместе с продолжающей работать добывающей скважиной в той же точке начала работать нагнетательная скважина с таким же расходом  $Q$ . Следовательно, с момента  $t_1$  в пласт в одной и той же точке закачивается столько же жидкости, сколько из него и отбирается, значит, суммарный фактический отбор жидкости из пласта оказывается равным нулю, что свидетельствует об остановке добывающей скважины по условию задачи.

К моменту времени  $t$  после остановки скважины ( $t > t_1$ ) понижение давления в любой точке пласта определяется по методу суперпозиции:

$$\begin{aligned} \Delta p &= p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 = \\ &= \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] - \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot (t - t_1)} \right) \right] = \\ &= \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left\{ \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] - \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot (t - t_1)} \right) \right] \right\}. \end{aligned}$$

График изменения забойного давления при работе и остановке добывающей скважины приведен на рисунке 12.

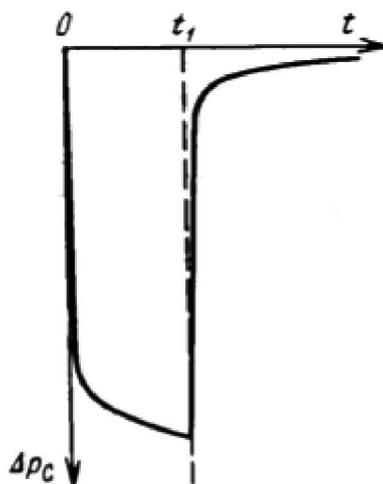


Рисунок 12 – График изменения забойного давления при остановке добывающей скважины в момент времени  $t_1$

Следует отметить, что подъём давления на забое возмущающей скважины начинается сразу же после её остановки, с момента  $t_1$ . В любой другой точке пласта после момента времени  $t_1$  будет ещё некоторое время продолжаться снижение пластового давления, причём, чем дальше находится эта точка пласта от возмущающей скважины, тем дольше в ней будет продолжаться процесс понижения давления после остановки скважины. Затем и в этой точке пласта начинается повышение давления.

**Пример 3.** Пусть сохраняются условия примера 2, но только в момент времени  $t = t_1$  добывающая скважина не останавливается, а её дебит изменяется от  $Q$  до  $Q_1$ .

Требуется исследовать процесс перераспределения пластового давления после пуска скважины и изменения режима её работы.

После пуска скважины с постоянным дебитом  $Q$  и до момента  $t_1$  изменение пластового давления определяется по формуле (33).

После изменения дебита скважины, т.е. после момента  $t_1$ , будем мысленно считать, что дебит этой скважины  $Q$  сохраняется, а на месте этой же скважины включена нагнетательная скважина с расходом  $Q - Q_1$ . Тогда результирующий дебит этих двух скважин после момента времени  $t_1$  будет равен  $Q - (Q - Q_1) = Q_1$ , т.е. соответствует условию задачи.

Изменение давления после времени  $t_1$  будет слагаться из понижения давления  $\Delta p_1$ , вызванного продолжающей работать с тем же дебитом  $Q$  добывающей скважиной, и из повышения давления  $\Delta p_2$ , вызванного работой воображаемой нагнетательной скважины, т.е.

$$\begin{aligned} \Delta p &= p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 = \\ &= \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] + \frac{-(Q - Q_1) \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot (t - t_1)} \right) \right]. \end{aligned} \quad (34)$$

При этом предполагалось, что дебит возмущающей скважины в момент  $t_1$  снизился с  $Q$  до  $Q_1$ . Если бы изменение дебита было связано с увеличением его, то воображаемую скважину следовало бы считать добывающей, а её дебит  $Q_1 - Q$  – положительным.

Если бы в другой момент времени  $t_2 > t_1$  дебит скважины был бы вторично снижен и установлен равным  $Q_2$ , то, основываясь на методе суперпозиции, следовало бы

принять, что с момента продолжают работать реальная скважина с дебитом  $Q$ , воображаемая нагнетательная скважина с дебитом  $-(Q - Q_1)$  и, кроме того, начала работать в том же месте вторая воображаемая нагнетательная скважина с дебитом  $-(Q_1 - Q_2)$ .

Результирующее понижение давления  $\Delta p$  в момент  $t > t_2$  в любой точке пласта определяется из равенства:

$$\Delta p = p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3;$$

$$\Delta p_3 = \frac{-(Q_1 - Q_2) \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot (t - t_2)} \right) \right].$$

$\Delta p_1$  и  $\Delta p_2$  определяются по формуле (34).

Аналогично подсчитывается понижение давления в любой точке пласта при многократном изменении дебита добывающей скважины.

**Пример 4.** Допустим, что однородный пласт имеет бесконечную прямолинейную непроницаемую границу  $AOB$  (рис. 13).

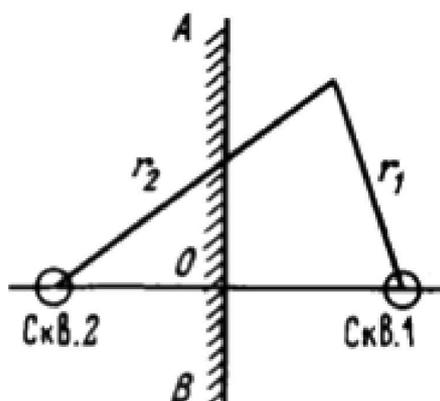


Рисунок 13 – Схема полубесконечного пласта с прямолинейной непроницаемой границей

В этом полубесконечном закрытом пласте в момент времени  $t = 0$  пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом  $Q$  одна скважина, например, скважина 1.

Требуется изучить процесс перераспределения давления в таком пласте после пуска скважины.

Используя метод отображения источников и стоков, зеркально отобразим скважину 1 относительно непроницаемой границы  $AOB$ , и дебиту отображённой скважины (скважина 2) припишем тот же знак, что и у реальной скважины 1, т.е. будем считать скважину 2 добывающей с дебитом  $Q$ .

Условия работы скважины 1 в полубесконечном пласте будут точно такими же, как при работе двух скважин (скважина 1 и скважина 2) в бесконечном пласте.

Используя метод суперпозиции, понижение пластового давления в точке  $M$  найдём как сумму понижений давления, вызванных работой указанных скважин в воображаемом бесконечном пласте, т.е.:

$$\Delta p = p_k - p(r; t) = \Delta p_1 + \Delta p_2 = \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r_1^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] + \frac{Q \cdot \eta}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r_2^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right].$$

При наличии в полубесконечном пласте нескольких скважин, каждую из них следует зеркально отобразить относительно прямолинейной непроницаемой границы. Применение метода отображения источников и стоков совместно с методом суперпозиции позволяет выяснить влияние прямолинейного контура питания на процесс перераспределения пластового давления. В этом случае все реальные скважины отображаются симметрично относительно этого контура, и дебитам отображенных, скважин приписываются противоположные знаки по отношению к дебитам реальных скважин

(т.е. добывающие скважины отображаются нагнетательными, и наоборот). Методом суперпозиции реальных и отображенных скважин исследуется процесс изменения пластового давления в любой точке.

### Количественная оценка эффекта взаимодействия скважин

Оценим эффект взаимодействия двух скважин в зависимости от расстояния  $2 \cdot \sigma$  между ними и от некоторых других факторов.

Сравним дебиты какой-либо скважины в условиях её одиночной и совместной работы.

Дебит скважины в условиях в условиях одиночной работы (при строго радиальном притоке жидкости к скважине) определяется формулой:

$$Q'_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_1)}{\mu \cdot \ln \left( \frac{R_k}{R_c} \right)},$$

дебит же скважины при совместной работе с другой равнодебитной скважиной определяется формулой:

$$Q_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_1)}{\mu \cdot \ln \left( \frac{R_k}{2 \cdot \sigma \cdot R_c} \right)}.$$

Причём предполагается, что в обеих скважинах при совместной работе поддерживается тоже давление на забой (следовательно, сохраняется тоже понижение динамического уровня), что и при одиночной работе.

На основании этих формул показатель надёжности  $J$  определяется так:

$$J = \frac{Q_1}{Q'_1} = \frac{\lg \left( \frac{R_k^2}{2 \cdot \sigma \cdot R_c} \right)}{\lg \left( \frac{R_k}{R_c} \right)}; \quad (35)$$

$$J = \frac{Q_1}{Q'_1} = 1 + \frac{\lg \left( \frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right)}{\lg \left( \frac{R_k}{R_c} \right)}. \quad (36)$$

Как и следовало ожидать на основании физических соображений, формула (36) указывает на то, что  $J > 1$ , т.е.  $Q'_1 \leq Q_1$ .

Получим суммарный показатель взаимодействия двух равнодебитных скважин:

$$U = \frac{Q'_1 + Q'_2}{Q_1} = 2 \cdot \frac{Q'_1}{Q_1} = \frac{2}{J} = \frac{2 \cdot \lg \left( \frac{R_k}{R_c} \right)}{\lg \left( \frac{R_k^2}{2 \cdot \sigma \cdot R_c} \right)}. \quad (37)$$

Ясно, что  $U < 2$ , т.е. суммарный дебит двух равнодебитных скважин при их совместной работе меньше двойного дебита каждой из скважин при их одиночной работе.

Допустим, что  $R_k = 10$  км,  $R_c = 10$  см, и подсчитаем величины  $J$  и  $U$  для разных значений расстояния между скважинами. Результаты подсчётов приведены в таблице 1.

Таблица 1

$2 \cdot \sigma$ , м	10	100	500	1000	2000
$J$	1,60	1,40	1,26	1,207	1,14
$U$	1,25	1,43	1,59	1,67	1,75

Как видно из таблицы 1, даже при сравнительно больших расстояниях между взаимодействующими скважинами дебит скважины при одиночной работе на 26 % больше дебита той же скважины при совместной работе в упомянутых выше условиях; суммарный же дебит обеих равнодебитных скважин при совместной работе превосходит дебит одиночно работающей скважины только на 59 %.

Формулы (36) и (37) для  $J$  и  $U$  приближённые, ибо они выведены из приближённых формул, которые не учитывали формулу контура области питания. Воспользуемся точными формулами, соответствующими круговому контуру области питания. Учтём, что дебиты  $Q_3$  и  $Q_4$  каждой из двух равнодебитных скважин подсчитываются по следующей формуле:

$$Q_3 = Q_4 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left( \frac{R_k^4 - \sigma^4}{2 \cdot R_k^2 \cdot R_c \cdot \sigma} \right)},$$

тогда как дебиты  $Q_1$  и  $Q_2$  при одиночной работе тех же скважин (при том же гидродинамическом давлении на забое) подсчитываются по формуле:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left( \frac{R_k^4 - d^2}{R_k \cdot R_c} \right)}.$$

Поэтому:

$$J = \frac{Q_1}{Q_3} = \frac{\lg \left( \frac{R_k^4 - \sigma^4}{2 \cdot R_k^2 \cdot R_c \cdot \sigma} \right)}{\lg \left( \frac{R_k^2 - \sigma^2}{R_k \cdot R_c} \right)} = \frac{2}{U}. \quad (38)$$

При  $\sigma \ll R_k$ , когда величинами  $\sigma^2$  и  $\sigma^4$  можно пренебречь по сравнению с  $R_k^2$  и  $R_k^4$ , из точной формулы (38) получаются приближённые формулы (36) и (37).

Для оценки эффекта взаимодействия в пласте с прямолинейным контуром области питания следует воспользоваться формулами:

$$\begin{cases} Q_3 = Q_4 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot a \cdot \sqrt{a^2 + \sigma^2}}{R_c \cdot \sigma} \right)} \\ Q_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot a}{R_c} \right)} \end{cases}.$$

Для дебитов  $Q_3$  и  $Q_1$  каждой из двух скважин при совместной и одиночной работе (при сохранении забойного давления) получим:

$$J = \frac{Q_1}{Q_3} = \frac{2}{U} = \frac{\lg \left( \frac{2 \cdot a \cdot \sqrt{a^2 + \sigma^2}}{R_c \cdot \sigma} \right)}{\lg \left( \frac{2 \cdot a}{R_c} \right)}. \quad (39)$$

Формулы (36)–(39) доказывают, что вызванные эффектом взаимодействия относительные изменения дебитов скважин не зависят от физико-геологических характеристик пласта и от физических характеристик жидкости и газа; в упомянутые формулы

не входят величины коэффициентов проницаемости, пористости и вязкости. Следовательно, в плохо проницаемых пластах величины  $J$  и  $U$ , характеризующие эффект взаимодействия скважин, должны быть такими же, как и хорошо проницаемых пластах.

Результаты подсчетов величины  $J$  и  $U$  по формуле (39) при  $R_c = 10$  см и для различных расстояний между скважинами приведены в таблице 2 (при  $a = 10$  км) и в таблице 3 (при  $a = 20$  км).

Таблица 2

$2 \cdot \sigma$ , м	10	100	1000
$J$	1,62	1,43	1,25
$U$	1,23	1,40	1,60

Таблица 3

$2 \cdot \sigma$ , м	10	100	1000
$J$	1,64	1,46	1,29
$U$	1,22	1,37	1,55

Сравнивая численные значения таблиц 2 и 3, убеждаемся в том, что даже значительная погрешность в оценке расстояния от скважины до контура области питания слабо отражается на количественной оценке эффекта взаимодействия скважин – соответствующие величины в сравниваемых таблицах мало отличаются друг от друга.

### Практическое применение исследований интерференции скважин

Решение простейшей задачи об условиях заглушения одной из двух скважин в процессе их взаимодействия.

С помощью формул:

$$Q'_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left( \frac{R_k}{R_c} \right)} - Q'_2 \cdot \frac{\ln \left( \frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right)}{\ln \left( \frac{R_k}{R_c} \right)};$$

$$p'_2 = p_k - (p_k - p'_1) \cdot \frac{\ln \left( \frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right)}{\ln \left( \frac{R_k}{R_c} \right)} - \frac{Q'_2 \cdot \mu \cdot \left[ \left( \ln \left( \frac{R_k}{R_c} \right) \right)^2 - \left( \ln \left( \frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right) \right)^2 \right]}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \ln \left( \frac{R_k}{R_c} \right)}$$

легко решить вопрос о заглушении новой скважины  $A_2$  ранее пущенной скважины  $A_1$ , если в ней поддерживается постоянное динамическое забойное давление  $p_1$ . Положим в упомянутых формулах  $p'_1 = p_1$ ,  $Q'_1 = 0$  и исключим из них величину  $Q'_2$ ; в результате алгебраических преобразований получим следующие соотношения:

$$\frac{p_k - p_1}{p_k - p'_2} = \frac{\lg \left( \frac{R_k}{2 \cdot \sigma} \right)}{\lg \left( \frac{R_k}{R_c} \right)}. \quad (40)$$

Считая, что в обеих скважинах удельные веса жидкости одинаковы, заменим отношения перепадов давления в рассматриваемых скважинах отношением понижений динамических уровней  $s_1$  и  $s_2$ :

$$\frac{s_1}{s_2} = \frac{\lg\left(\frac{R_k}{2 \cdot \sigma}\right)}{\lg\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}. \quad (41)$$

Формула (41) позволяет определить понижение  $s_2$  динамического уровня в возмущающей скважине, которое необходимо поддерживать, чтобы дебит в реагирующей скважине обратился в нуль при понижении  $s_1$  динамического уровня в ней.

Пусть  $R_k = 10$  км,  $R_c = 10$  см, расстояние между скважинами  $2\sigma = 200$  м. Из формулы (41) получаем:

$$\frac{s_1}{s_2} = \frac{\lg\left(\frac{10000}{200}\right)}{\lg\left(\frac{10000}{0,1}\right)} = \frac{\lg 50}{\lg 10^5} = \frac{1,70}{5} = 0,34.$$

Итак, в условиях рассматриваемого примера для заглушения скважины нужно было бы во вновь пущенной возмущающей скважине снизить динамический уровень почти в три раза больше, чем в реагирующей.

**Решим следующую задачу.** Назовём эффектом взаимодействия  $E$  отношение суммарного дебита всех интерферирующих скважин к суммарному дебиту того же числа скважин без учёта их взаимодействия. Найти изменения эффекта взаимодействия в зависимости от числа скважин, эксплуатирующую залежь радиусом  $R_k = 5000$  м, радиус скважины 10 см, скважина работает при постоянной депрессии. Сопоставить следующие случаи (рис. 14):

- 1) две скважины находятся на расстоянии  $d = 100$  м;
- 2) три скважины расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной  $d = 100$  м;
- 3) четыре скважины – в вершинах квадрата со стороной  $d = 100$  м.

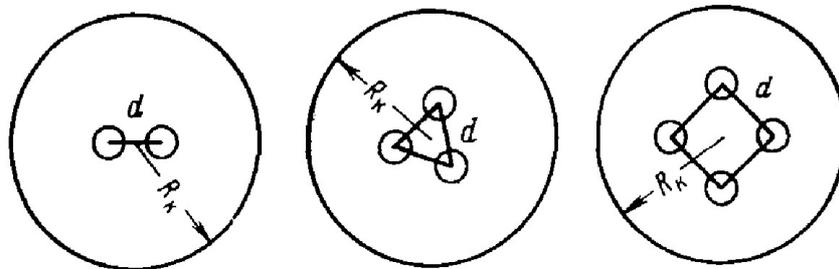


Рисунок 14

**Решение.**

Считая, что скважины расположены равномерно по окружности, концентричной с контуром питания, используют формулу дебита одной скважины круговой батареи:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left[ \frac{R_k^m}{m \cdot R_k^{m-1} \cdot r_c} \cdot \left( 1 - \frac{R_1^{2 \cdot m}}{R_k^{2 \cdot m}} \right) \right]},$$

которую можно упростить в условиях рассматриваемой задачи, т.к.  $\frac{R_1}{R_k} \ll 1$ , и представить в виде:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left[ \frac{R_k^m}{m \cdot R_k^{m-1} \cdot r_c} \right]}.$$

Дебит одиночной скважины в круговом пласте определяется по формуле Дююи:

$$Q_{\text{один}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (p_k - p_c)}{\mu \cdot \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right)}$$

Эффект взаимодействия равен:

$$E = \frac{m \cdot Q}{m \cdot Q_{\text{один}}} = \frac{\ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right)}{\ln \left( \frac{R_k^m}{m \cdot R_k^{m-1} \cdot r_c} \right)}$$

Рассмотрим при наших случаях:

- в первом случае:

$$R_1 = \frac{d}{2} = 50; m = 2; E_1 = \frac{\ln \left( \frac{5000}{0,1} \right)}{\ln \left( \frac{25 \cdot 10^4}{2 \cdot 50 \cdot 0,1} \right)} \approx 0,735;$$

- во втором случае (радиус батареи из трёх скважин, расстояние между которыми  $d$ ):

$$R_1 = \frac{d}{\sqrt{3}}; m = 3; E_2 = \frac{\ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right)}{\ln \left( \frac{R_k^3}{3 \cdot \left( \frac{d}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot r_c} \right)} \approx 0,580;$$

- в третьем случае (радиус батареи из четырёх скважин, расположенных в вершинах квадрата):

$$R_1 = \frac{d \cdot \sqrt{2}}{2} \approx 70,7 \text{ м}; m = 4; E_3 = \frac{\ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right)}{\ln \left( \frac{R_k^4}{4 \cdot R_1^3 \cdot r_c} \right)} \approx 0,487.$$

По полученным данным и учитывая, что при  $m = 1$ ,  $E = 1$  построим график изменения взаимодействия в зависимости от числа скважин (рис. 15).

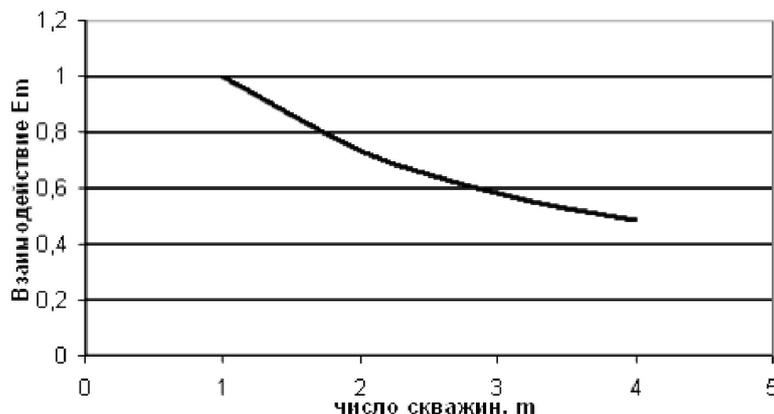


Рисунок 15 – График изменения взаимодействия в зависимости от числа скважин

## Заключение

При изучении интерференции скважин стало ясно, что при сохранении одного и того же числа скважин в батарее их суммарный дебит хотя и растёт с увеличением радиуса батареи, но не так интенсивно, как могло показаться на первый взгляд. Несколько более заметного роста дебита скважины можно добиться, если при увеличении радиуса батареи увеличить и радиус в батарее.

Но отсюда нельзя сделать вывод о выгодности расстановки скважин подальше от центра нефтяной залежи. Ведь при удалении скважин от центра залежи они приближаются к контуру нефтеносности, что сокращает их срок жизни до обводнённости.

Просмотрев все некоторые из возможных режимов работы залежи, можно убедиться, что действительно, если изучать интерференцию скважин, то следует наложить ряд условий:

1) скважины рассматриваются либо при жёстко водонапорном режиме работы залежи, т.к. в этом случае интерференция скважин происходит мгновенно, либо завершающую стадию при упругом режиме скважины;

2) фильтрационный поток подчиняется линейному закону фильтрации.

Отсюда можно прийти к выводу, что если в пласте эксплуатируется не одна скважина (или залежь, рассматриваемая как одна укрупнённая скважина), а несколько, то изменения давления, вызванные работой каждой отдельной скважины (залежи), алгебраически суммируются. Этим путём учитывается их взаимодействие (интерференция).

Гораздо удобнее пользоваться для этого линейкой Когана, предназначенной для определения депрессии и скорости продвижения жидкости в бесконечном однородном пласте при упругом режиме его эксплуатации и произвольном расположении эксплуатационных и нагнетательных скважин.

При большом числе скважин, особенно если дебиты их изменяются, вычисление общей депрессии путём непосредственного сложения депрессий от отдельных скважин становится весьма трудоёмкой операцией. Для ускорения вычислений применяют линейку Когана (специальный измеритель расстояний в виде серии концентрических кругов на прозрачной бумаге). Однако даже при использовании этих приспособлений во многих случаях на вычисления затрачивается много времени. Поэтому целесообразно применять расчётные формулы для случаев особого закономерного расположения скважин каждой группы и при условии синхронности эксплуатации всех скважин в одной группе. Предложены такие формулы для круговых и прямолинейных рядов (батарей) скважин, которые позволяют упростить расчёты этих сложных случаев.

В ряде случаев, когда расположение скважин отличается от расположения круговых батарей или прямолинейных цепочек, ограниченных перпендикулярными к ним непроницаемыми тектоническими или литологическими границами, и требуется достаточно большая точность определения динамики изменения давлений или дебитов, по формулам интерференции скважин при упругом режиме для простейших геометрических форм не всегда получают достаточно точные результаты.

Наиболее точные результаты в этом случае можно получить путём суммирования перепадов от отдельных скважин. Однако при большом числе скважин подобные расчёты трудоёмки даже при заданных дебитах. Для облегчения расчётов необходимо группировать скважины, влияние которых на ту или иную расчётную точку можно тем или иным способом обобщить. Иногда можно воспользоваться формулами для цепочек скважин, расположенных равномерно на отрезке прямой и имеющих одинаковые дебиты. Для этого эксплуатирующиеся скважины условно сносят на одну или несколько прямых линий в зависимости от их расположения и времени вступления в работу. Такое расположение скважин вдоль линии принято называть *цепочкой скважин*.

Можно также воспользоваться и другим приёмом, а именно заменять группы близко расположенных скважин одной, находящейся в центре, с дебитом, равным дебиту всех скважин этой группы. Этот приём применим и в более общих случаях, когда дебиты скважин различны, ряд скважин криволинейный. Им можно пользоваться и при переменном дебите, как было описано для одинаковых скважин или геометрически правильных батарей.

При проектировании процессов разработки нефтяных месторождений часто необходимо рассчитать процесс разработки в условиях упругого и упруговодонапорного режимов работы пласта, когда заданы не дебиты эксплуатационных и нагнетательных

скважин, а давления на их забоях или пластовые давления вблизи от этих скважин или же средние давления на линиях, проходящих через эти скважины. В этих случаях требуется по давлениям на тех или иных контурах, заданным как функция времени, определить дебиты скважин в различные моменты времени, а также изменение давления в различных точках разрабатываемого пласта.

### Литература:

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика : учебник для вузов. – М. : Издательство Недра, 1993. – 416 с.
2. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика: учебник для вузов. – М. : Издательство Недра, 1986. – 303 с.
3. Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике. – М. : Издательство Недра, 1979. – 168 с.
4. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика : учебное пособие. – М. : Издательство Недра, 1972. – 360 с.
5. Щелкачёв В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика : учебное пособие / под общ. ред. Л.С. Лейбензона. – М-Л. : Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.
6. Изучение интерференции совершенной скважины при фильтрации нефти и газа. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2bd68b5d43a88421316c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2bd68b5d43a88421316c26_0.html)
7. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.
8. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2011. – 603 с.
9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
10. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство Лик, 2017. – 326 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
14. Петрушин Е.О., Антониади Д.Г., Савенок О.В. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 3. – С. 35–42.
15. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования скважин на установившихся режимах // Научно-практический журнал «Аспирант». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 4/2015. – С. 179–184.
16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Газогидродинамические методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации // Сборник научных статей по итогам Международной научно-практической конференции «Шаг в будущее: научный и практический опыт развития, научные гипотезы, новизна и апробация результатов исследований в экономике, управлении проектами, педагогике, праве, истории, культурологии, искусствоведении, языкознании, природопользовании, растениеводстве, биологии, зоологии, химии, политологии, психологии, медицине, филологии, философии, социологии, математике, технике, физике, информатике, градостроительстве» (7–8 мая 2015 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Изд-во «КультИнформПресс», 2015. – С. 112–118.

17. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Практическое использование уравнений нелинейно-упругого режима фильтрации жидкости // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 49–62.

18. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 63–72.

19. Петрушин Е.О. Современное состояние техники и технологии исследования пластов и особенности их применения в горизонтальных скважинах // Научно-практический журнал «Заметки учёного». – Ростов-на-Дону : Приоритет, 2015. – № 1/2015 (1). – С. 196–209.

20. Петрушин Е.О. Индикаторные методы контроля скорости фильтрации при разработке нефтяных месторождений // Технические и технологические системы : Материалы седьмой международной научной конференции «ТТС-15» (7–9 октября 2015 года) / ФГБОУ ВПО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – С. 310–322.

21. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Определение влияния геологических и технологических факторов на производительность горизонтальных скважин на примере морского нефтяного месторождения Кравцовское Д-6 // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 3. – С. 81–99.

22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Эффективные методы гидрогеологических исследований при разработке нефтегазовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 150–160.

23. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – volume 133. – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

#### References:

1. Basniyev K.S., Kochina I.N., Maximov V.M. Underground hydromechanics : the textbook for higher education institutions. – M. : Publishing house Nedra, 1993. – 416 p.

2. Basniyev K.S., Vlasov A.M., Kochina I.N., Maximov V.M. Underground hydraulics : the textbook for higher education institutions. – M. : Publishing house Nedra, 1986. – 303 p.

3. Evdokimova V.A., Kochina I.N. Collection of tasks in underground hydraulics. – M. : Publishing house Nedra, 1979. – 168 p.

4. Pykhachev G.B., Isaev R.G. Underground hydraulics : manual. – M. : Publishing house Nedra, 1972. – 360 p.

5. Shchelkachyov V.N., Lapuk B.B. Underground hydraulics : the manual / under a general edition of L.S. Leybenzon. – M-I. : Gostoptekhizdat, 1949. – 525 p.

6. Studying of an interference of the perfect well at filtration of oil and gas. – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2bd68b5d43a88421316c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635b2bd68b5d43a88421316c26_0.html)

7. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.

8. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 603 p.

9. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical researches at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

10. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov, Shvets V.V. Geophysical surveys and works in wells : manual. – Novocherkassk : Face publishing house, 2017. – 326 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.
14. Petrushin E.O., Antoniyadi D.G., Savenok O.V. Experimental researches of hydrodynamics of horizontal wells // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 3. – P. 35–42.
15. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Hydrodynamic well surveys on the set modes // the Scientific and practical magazine «Aspirant». – Rostov-on-Don, 2015. – No. 4/2015. – P. 179–184.
16. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Gas-hydrodynamic methods of well survey at the stationary modes of filtration // the Collection of scientific articles following the results of the International scientific and practical conference «A step to the future: scientific and practical experience of development, scientific hypotheses, novelty and approbation of results of researches in economy, project management, pedagogics, right, stories, cultural science, art criticism, linguistics, environmental management, crop production, biology, zoology, chemistry, political science, psychology, medicine, philology, philosophy, sociology, mathematics, technician, physicist, information scientist, town planning» (on May 7–8, 2015, St. Petersburg). – SPb. : Kultinformpress publishing house, 2015. – P. 112–118.
17. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Practical use of the equations of the not-linearly-elastic mode of filtration of liquid // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 2. – P. 49–62.
18. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second., Datsenko E.N. Gas-hydrodynamic methods of a research of gas wells at the stationary modes of filtration on an example of the Yamburg gas-condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 2. – P. 63–72.
19. Petrushin E.O. The current state of the equipment and technology of a research of layers and feature of their application in horizontal wells // the Scientific and practical magazine «uchyonogo Zametki». – Rostov-on-Don : Priority, 2015. – No. 1/2015 (1). – P. 196–209.
20. Petrushin E.O. Indicator control methods of speed of filtration when developing oil fields // Technical and technological systems: Materials of the seventh international scientific TTS-15 conference (on October 7–9, 2015) / KubSTU, KVVAVL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – P. 310–322.
21. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Definition of influence geological and technology factors on productivity of horizontal wells on the example of the sea Kravtsovskoye oil field D-6 // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 3. – P. 81–99.
22. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Effective methods of hydrogeological researches when developing oil and gas fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 150–160.
23. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – volume 133. – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>