

**ИССЛЕДОВАНИЯ УСЛОВИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ
ПОДВИЖНОСТИ ГАЗОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА
В ДЕФОРМИРУЕМОМ ПЛАСТЕ**

Джалалов Г.И.

Институт Геологии НАН Азербайджанской Республики

Агаев Н.Б.

*Национальная Академия Авиации, Азербайджанская Республика
nadir_azisu@yahoo.com*

Горшкова Е.В.

Институт Геологии НАН Азербайджанской Республики

В данной статье на основании численного моделирования были изучены условия деформации газонефтяного контакта в однородном деформируемом, анизотропном по проницаемости, пласте при пуске в эксплуатацию нефтяных скважин, а также показаны характерные особенности этого процесса.

Ключевые слова: анизотропия, деформация, пласт, проницаемость, моделирование, газонефтяной контакт, вязкость, давление, фильтрация

В условиях современного научно-технического прогресса, когда повысилась техническая возможность бурения глубоких и сверхглубоких скважин, появилась реальная возможность вовлечения в разработку месторождений, залегающих на больших глубинах.

Это приводит к настоятельной необходимости всестороннего исследования процессов течения пластовых флюидов и построения расчетных схем разработки глубокозалегающих коллекторов, характеризующихся высокими пластовыми давлениями и деформируемостью [1-5 и др.].

При разработке нефтегазовых залежей, сопровождающейся наличием в нефтяной оторочке водонагнетательных и эксплуатационных скважин, для обеспечения недеформируемости газонефтяного контакта целесообразно устанавливать необходимое соотношение между дебитами нагнетательного и эксплуатационной рядами скважин.

Характер деформации ГНК и прорыва газа в эксплуатационный ряд скважин зависит в данном случае от местоположения скважин, фильтрационных

свойств флюидов, соотношения между количеством нагнетаемой в пласт воды и добытой нефти и т.д. Важно, что во всех случаях ранний прорыв газа приводит к снижению нефтеотдачи пласта.

В работе [6] на основании численного моделирования были изучены условия деформации ГНК при пуске в эксплуатацию нефтяных скважин и показаны характерные особенности этого процесса.

Так как отмеченные исследования проводились для условий однородного пласта, то представляет интерес на основе аналитического решения обобщить эти исследования на предмет учёта анизотропии по проницаемости деформируемого пласта.

Предполагается, что в деформируемом анизотропном по проницаемости ограниченном полосообразном пласте постоянной мощности работают нагнетательный и эксплуатационный ряды скважин (рис. 1). На контуре ГНК принимается постоянное значение давления.

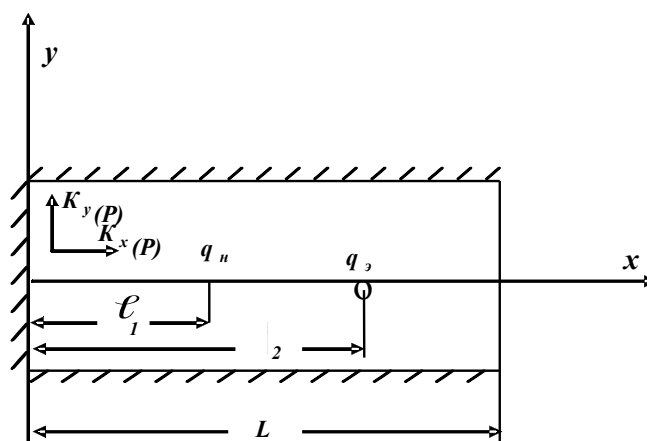


Рисунок 1. Размещение скважин при разработке нефтегазовых залежей:

x-нагнетательные, o-добывающие

Проницаемости в направлении оси x и y , а также плотности и вязкости флюидов считаются заданными функциями давления.

Требуется исследовать характер деформации ГНК вызванного работой нефтяных скважин.

Математически указанная задача сводится к решению уравнения [1]:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\bar{K}_x(P) \bar{\rho}(P)}{\bar{\mu}(P)} \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{\bar{K}_y(P) \bar{\rho}(P)}{\bar{\mu}(P)} \frac{\partial P}{\partial y} \right] = 0 \quad (1)$$

при следующих граничных условиях

$$\frac{\partial P}{\partial y} \Big|_{y=\pm\delta} = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0 \quad P \Big|_{x=L} = P_L \quad (3)$$

$$\text{где } \bar{K}_x(P) = \frac{K_x(P)}{K_{ox}}; \quad \bar{K}_y(P) = \frac{K_y(P)}{K_{oy}}; \quad \bar{\rho}(P) = \frac{\rho(P)}{\rho_0}; \quad \bar{\mu}(P) = \frac{\mu(P)}{\mu_0}$$

$K_x(P)$, $K_y(P)$ – функции проницаемостей в направлении оси x и y соответственно, K_{ox} , K_{oy} , ρ_0 , μ_0 – соответственно значения проницаемости пласта, плотности и вязкости жидкости при начальном пластовом давлении P_0 .

Считая, что закон изменения проницаемости по каждой координате одинаков и вводя функцию

$$\varphi(\xi, \eta) = \int_{P_0}^P \frac{f(P) \bar{\rho}(P)}{\bar{\mu}(P)} dP \quad (4)$$

краевую задачу (1) – (3) приводим к виду:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial \eta^2} = 0 \quad (5)$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial \eta} \Big|_{\eta=\pm\bar{\delta}} = 0 \quad (6)$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial \xi} \Big|_{\xi=0} = 0 \quad \varphi \Big|_{\xi=L} = \varphi_k = \left\{ \int_{P_0}^P \frac{f(P) \bar{\rho}(P)}{\bar{\mu}(P)} dP \right\}_{\xi=L} \quad (7)$$

Здесь $\xi = x$; $\eta = y \cdot K$; $\bar{K}_x(P) = \bar{K}_y(P) = f(P)$, $K = \sqrt{\frac{K_{ox}}{K_{oy}}}$; $\bar{\delta} = \delta \cdot K$.

Решение задачи (5) – (7), используя метод разделения переменных можно представить в виде [1]:

$$\begin{aligned} \varphi(\xi, \eta) = & -\frac{\mu_0 q_H}{4\pi h \rho_0 \sqrt{K_{ox} K_{oy}}} \left\{ \ln \left[ch \frac{\pi(\xi - \ell_1)}{\bar{\delta}} - \cos \frac{\pi \eta}{\bar{\delta}} \right] - \ln 2 \right\} + \\ & + \frac{\mu_0 q_s}{4\pi h \rho_0 \sqrt{K_{ox} K_{oy}}} \left\{ \ln \left[ch \frac{\pi(\xi - \ell_2)}{\bar{\delta}} - \cos \frac{\pi \eta}{\bar{\delta}} \right] - \ln 2 \right\} + Ax + B + \\ & + \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_m \exp\left(\frac{\pi m \xi}{\bar{\delta}}\right) + B_m \exp\left(-\frac{\pi m \xi}{\bar{\delta}}\right) \right] \cos \frac{\pi m \eta}{\bar{\delta}} \end{aligned} \quad (8)$$

Коэффициенты A , B и A_m , B_m находятся с использованием условий (6)–(7) в виде:

$$A = \frac{q_3}{4h\bar{\delta}\rho_0\sqrt{K_{ox}K_{oy}}}(1-S) \quad (9)$$

$$B = \varphi_k - AL_3 - \frac{q_3\mu_0}{2\pi h\rho_0\sqrt{K_{ox}K_{oy}}} \left\{ \frac{\pi}{2\bar{\delta}} [(1-S)L + (\ell_1 S - \ell_2)] + (S-1)\ln 2 \right\} \quad (10)$$

$$A_m = -\frac{q_3}{2\pi hm\rho_0\sqrt{K_{ox}K_{oy}}} \left\{ \exp\left(-\frac{\pi m(2L + \ell_2)}{\bar{\delta}}\right) - \exp\left(-\frac{\pi m\ell_2}{\bar{\delta}}\right) + \right. \\ \left. + S \left[\exp\left(-\frac{\pi m(2L - \ell_1)}{\bar{\delta}}\right) - \exp\left(-\frac{\pi m(2L + \ell_1)}{\bar{\delta}}\right) \right] \right\} \quad (11)$$

$$B_m = \frac{\left\{ -\frac{q_3}{2\pi hm\rho_0\sqrt{K_{ox}K_{oy}}} \left[\exp\left(-\frac{\pi m\ell_2}{\bar{\delta}}\right) - \exp\left(-\frac{\pi m(2L - \ell_1)}{\bar{\delta}}\right) \right] - A_m \right\}}{\exp\left(-\frac{2\pi mL}{\bar{\delta}}\right)}, \quad (12)$$

$$\text{где } S = \frac{q_n}{q_3}.$$

Предположим, что зависимости физических параметров жидкости и породы от давления подчиняются экспоненциальному закону [2]:

$$\begin{aligned} f(P) &= \exp[\alpha_k(P - P_0)] \\ \bar{\rho}(P) &= \exp[\alpha_\rho(P - P_0)], \\ \bar{\mu}(P) &= \exp[\alpha_\mu(P - P_0)] \end{aligned}$$

где α_k , α_ρ , α_μ - коэффициенты изменения соответственно проницаемости, плотности и вязкости от давления, которые определяются опытным путём.

Тогда, с учётом (4), переход от функции $\varphi(\xi, \eta)$ к $P(\xi, \eta)$ будет осуществляться через соотношение:

$$P(\xi, \eta) = \frac{1}{\alpha} \ln[1 + \alpha\varphi(\xi, \eta)] \quad (13)$$

$$\text{где } \alpha = \alpha_k + \alpha_\rho + \alpha_\mu.$$

Выражения для определения компонента массовой скорости с учётом (13) находим в виде:

$$\begin{aligned} v_\xi = & -\frac{q_3\sqrt{K_{ox}K_{oy}}}{4\bar{\delta}h} \left\{ \frac{sh\frac{\pi(\xi - \ell_2)}{\bar{\delta}}}{ch\frac{\pi(\xi - \ell_2)}{\bar{\delta}} - \cos\frac{\pi\eta}{\bar{\delta}}} - S \frac{sh\frac{\pi(\xi - \ell_1)}{\bar{\delta}}}{ch\frac{\pi(\xi - \ell_1)}{\bar{\delta}} - \cos\frac{\pi\eta}{\bar{\delta}}} + (1-S) + \right. \\ & \left. + \frac{\pi}{\bar{\delta}} \sum_{m=1}^{\infty} \left[A_m \exp\left(\frac{\pi m\xi}{\bar{\delta}}\right) + B_m \exp\left(-\frac{\pi m\xi}{\bar{\delta}}\right) \right] \cos\frac{\pi m\eta}{\bar{\delta}} \right\} \quad (14) \end{aligned}$$

Предварительные расчёты показали, что при всех допустимых диапазонах изменения коэффициента анизотропии, значение бесконечной суммы в (14) можно отбросить ввиду её малости относительно других членов. Тогда:

$$v_{\xi} = -\frac{q_{\circ}}{4h\bar{\delta}} \left\{ (1-S) + \frac{sh \frac{\pi(\xi - \ell_2)}{\bar{\delta}}}{ch \frac{\pi(\xi - \ell_2)}{\bar{\delta}} - \cos \frac{\pi h}{\bar{\delta}}} - S \frac{sh \frac{\pi(\xi - \ell_1)}{\bar{\delta}}}{ch \frac{\pi(\xi - \ell_1)}{\bar{\delta}} - \cos \frac{\pi h}{\bar{\delta}}} \right\} \quad (15)$$

Используя (15), при $\eta=0$, $\eta=\bar{\delta}$ находим соответственно значения скорости по главной и нейтральной линиям тока:

$$v_{\Gamma} = v_{\xi}|_{\eta=0} = -\frac{q_{\circ}}{4h\bar{\delta}} \left\{ (1-S) + cth \frac{\pi(L - \ell_2)}{2\bar{\delta}} - S \cdot cth \frac{\pi(L - \ell_1)}{2\bar{\delta}} \right\} \quad (16)$$

$$v_{H} = v_{\xi}|_{\eta=\bar{\delta}} = -\frac{q_{\circ}}{4h\bar{\delta}} \left\{ (1-S) + th \frac{\pi(L - \ell_2)}{2\bar{\delta}} - S \cdot th \frac{\pi(L - \ell_1)}{2\bar{\delta}} \right\} \quad (17)$$

Приравнявая выражения модулей скоростей фильтрации по нейтральной и главной линиям тока, определим значение соотношения дебитов нагнетательных и эксплуатационных рядов скважин S , при которых ограничивается деформация ГНК

$$S = \frac{sh \frac{\pi}{\bar{\delta}}(L - \ell_1)}{sh \frac{\pi}{\bar{\delta}}(L - \ell_2)} \quad (18)$$

Средневзвешенное давление на линии эксплуатационного ряда скважин будет определяться по формуле

$$P_{cp} = \frac{2}{\bar{\delta}} \int_0^{\bar{\delta}} P(\xi, \eta) d\eta \quad (19)$$

Подставляя значения S из (18) в (19) получим значения средневзвешенного давления на линии эксплуатационного ряда для условий ограниченной деформации ГНК.

По формулам (13) – (19) при следующих исходных данных:

$$h = 10 \text{ м}; \ell_1 = 100 \text{ м}; \ell_2 = 500 \text{ м}; \delta = 150 \text{ м};$$

$$P_0 = 9806600 \text{ Па}; r_c = 0,1; q_{\circ} = 0,868 \frac{\text{Кг}}{\text{сек}}; \rho = 869 \frac{\text{Кг}}{\text{м}^3};$$

$$K_{oy} = 0,505 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2; \mu = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

проведены расчёты, результаты которых представлены ниже.

На рис. 2 показано относительное распределение скоростей фильтрации вдоль линии ГНК при различных значениях коэффициента анизотропии пласта при фиксированном расположении скважин и равенства $q_H = q_o$ ($S = 1$).

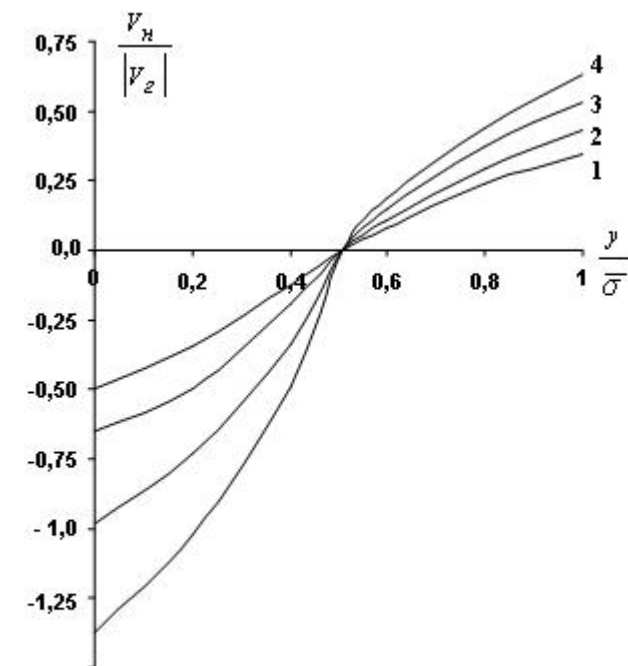


Рисунок 2. Распределение скоростей фильтрации линий ГНК

1- $K=0,5$; 2- $K=0,8$; 3- $K=1$; 4- $K=1,2$

Кривые 1, 2 и 4 соответствуют анизотропному пласту, а кривая 3 – изотропному.

Как видно из рис. 2 по главной линии тока происходит внедрение газа в нефтяную область, а по нейтральной внедрение нефти в газовую область. При этом скорость фильтрации по главной линии ($y = 0$) по абсолютной величине всегда выше, чем по нейтральной. На рисунке видно, что чем выше значение коэффициента анизотропии « K », тем выше значение скоростей на ГНК.

Из рис. 2 далее следует, что чем меньше коэффициент анизотропии, тем меньше деформация ГНК.

Отметим, что при $S > 1$ график распределения скоростей без изменения сместится в сторону газовой области, а при $S < 1$ в сторону нефтяной области.

На рис. 3 показано отношение скоростей на нейтральной и главной линии тока в зависимости от расстояния между эксплуатационным рядом скважин и ГНК при различных степенях анизотропии. Как видно из рисунка, с увеличением расстояния ГНК от эксплуатационной батареи деформация уменьшается. Из рис. 3 кроме того видно, как и ранее, чем больше коэффициент анизотропии, тем деформация выше, но с увеличением расстояния между ГНК и эксплуатационным рядом она уменьшается.

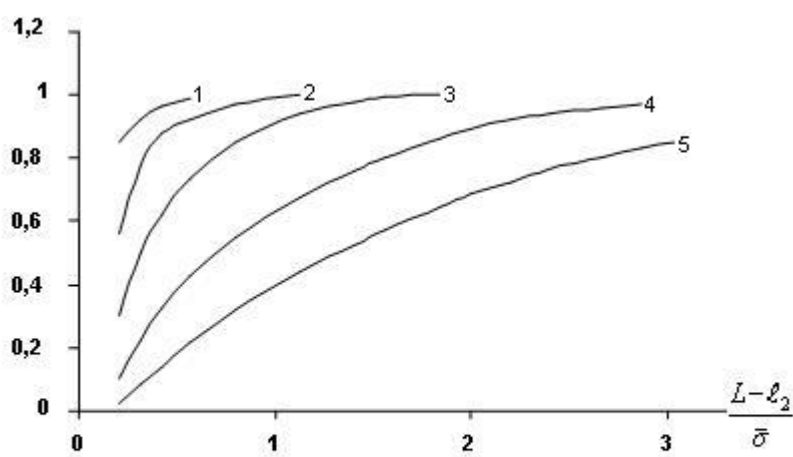


Рисунок 3. Зависимость деформации ГНК от расстояния между эксплуатационным рядом скважин и ГНК

1- K=0,25; 2- K=0,5; 3- K=1; 4- K=2; 5- K=4

Из приведённого выше мы определили степень и характер мгновенной деформации ГНК в зависимости от анизотропии и расстояния между эксплуатационным рядом и ГНК. Эти результаты были получены при $q_H = q_v$. Из общих рассуждений ясно, что изменением соотношения q_H и q_v также можно воздействовать на деформацию ГНК.

На рис. 4 показано изменение $S = \frac{q_H}{q_v}$, которое обеспечивает недеформируемость контакта при различном расстоянии между ГНК и эксплуатационным рядом скважин и при различных степенях анизотропии.

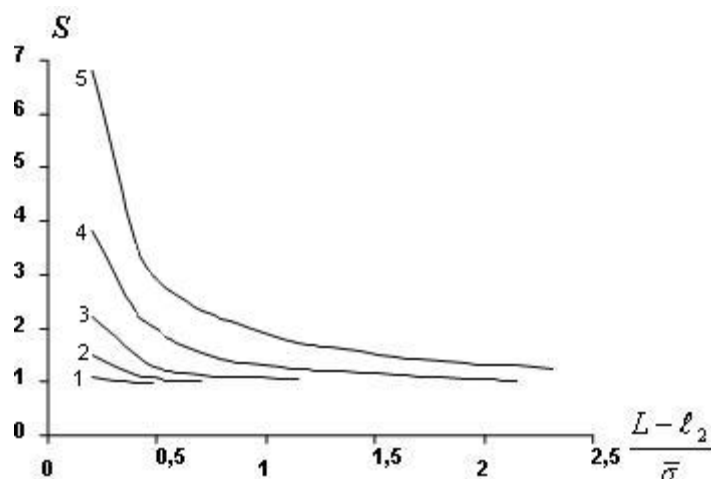


Рисунок 4. Зависимость параметра S от расстояния между эксплуатационным рядом скважин и ГНК

1- $K=0,25$; 2- $K=0,5$; 3- $K=1$; 4- $K=2$; 5- $K=4$

Из рис. 4 видно, что чем больше анизотропия, тем выше разница в величинах S , но с увеличением расстояния между ГНК и эксплуатационным рядом скважин, разница в величинах S уменьшается и на определённом расстоянии их значения становятся очень близкими. Отметим, что во всех вариантах с изменением расстояния между ГНК и эксплуатационным рядом скважин, S как и должно быть, стремится к 1.

Вычислим на основании формулы (13) значения средневзвешенного давления на линии эксплуатационного ряда скважин при различных α при $S > 1$, $S = 1$, $S < 1$ и при $\alpha = 0$ для $S = 1$.

В табл. 1 приведены их значения, откуда видно, что изменение влияет на средневзвешенное давление, однако в пределах рассмотренных условий это влияние невелико.

Таким образом, теоретическим путем установлено, что при эксплуатации нефтяных залежей уменьшение остаточных запасов нефти, заключенных между ГНК и внутренним эксплуатационным рядом скважин очень сильно зависит от расстояния между начальным положением ГНК – рядом эксплуатационных скважин, расстояния между скважинами, соотношения объемов закачки и отбора жидкости и анизотропии по проницаемости пласта.

Таблица 1

| S | $\alpha \cdot 10^8$ (1/Па) | \bar{P}_z (Па) |
|-----|----------------------------|------------------|
| 2 | 5 | 9866625 |
| | 10 | 9865021 |
| | 15 | 9863354 |
| 1 | 5 | 9678571 |
| | 10 | 9676967 |
| | 15 | 9675300 |
| 0,5 | 5 | 9490517 |
| | 10 | 9488913 |
| | 15 | 9487246 |
| 1 | 0 | 9679401 |

Литература

1. Абасов М.Т., Джалалов Г.И., Джалалов К.Н. и др. Гидрогазодинамика трещиноватых коллекторов. – Баку, Элм, 1988. – 291 с.
2. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981. – 239 с.
3. Добрынин Р.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
4. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. М.: Недра, 1975. – 216с.
5. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т., Зотов Г.А. Механика насыщенных пористых сред. – М.: Недра, 1970. – 339 с.
6. Сомов В.Ф. Исследование условий ограничения подвижности газонефтяного контакта // Сб. науч. трудов ВНИИ. 1977. Вып. 59. С. 61-66.