

УДК 55

ВЛИЯНИЕ АВПД НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Эседулаев Р.

доктор технических наук, академик-секретарь, заведующий кафедрой физико-математических, химических, геологических, технических наук, член-корреспондент

Академия наук Туркменистана,

Ашхабад, Туркменистан

Атаманов А.

Главный специалист отдела “Небитдаг” Управления соглашений о разделе продукции Государственного концерна “Туркменнебит”,

Ашхабад, Туркменистан

Эседуллаева О.

кандидат технических наук, исполняющая обязанности директора

Лаборатории разработки газовых месторождений Юго-Восточного

Туркменистана, Отдела разработки газовых и газоконденсатных

месторождений

Научно-исследовательский институт природного газа Государственного концерна «Туркменгаз»,

Ашхабад, Туркменистан

Гурбангельдыев Б.

старший научный сотрудник лаборатории Альтернативных источников энергии и средств измерений

Международный научно-технологический парк Академии наук Туркменистана,

Ашхабад, Туркменистан

Аннотация

В работе исследуется влияние аномально высоких пластовых давлений (АВПД) на производительность нефтяных и газовых скважин, разрабатывающих глубокозалегающие залежи углеводородов. Актуальность исследования обусловлена возрастающей ролью освоения глубоких продуктивных горизонтов, характеризующихся пониженной пористостью и проницаемостью, повышенной глинистостью и значительными аномальными пластовыми давлениями. Целью работы является анализ влияния деформационных процессов в коллекторе на фильтрационные свойства пласта и дебиты скважин. В исследовании применён аналитический метод моделирования фильтрации флюидов в пласте с учётом изменения проницаемости под действием эффективных напряжений. Рассмотрены модели работы вертикальных и горизонтальных скважин в однородных и зонально-неоднородных коллекторах. Построены индикаторные кривые зависимости дебита от депрессии на пласт для нефтяных и газовых скважин. Результаты моделирования показывают, что в пластах с АВПД вследствие упругопластической деформации пород возможно немонотонное изменение дебита скважин. Установлено существование оптимальной депрессии на пласт, превышение которой приводит к снижению производительности. Показано, что применение горизонтальных скважин позволяет повысить эффективность разработки пластов с выраженной зональной неоднородностью. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании режимов эксплуатации скважин и оптимизации разработки глубокозалегающих месторождений.

Ключевые слова: аномально высокое пластовое давление, производительность скважин, деформация пласта, проницаемость, депрессия на пласт, индикаторная кривая, нефтяные и газовые скважины.

***INFLUENCE OF ABNORMALLY HIGH FORMATION PRESSURE ON THE
PRODUCTIVITY OF OIL AND GAS WELLS***

Esedulayev R.

Doctor of Technical Sciences, Academic Secretary, Head of the Department of Physical-Mathematical, Chemical, Geological, and Technical Sciences,

Corresponding Member

Academy of Sciences of Turkmenistan,

Ashgabat, Turkmenistan

Atamanov A.

Chief Specialist of the “Nebitdag” Department of Production Sharing Agreements of the State Concern “Turkmennebit”,

Ashgabat, Turkmenistan

Esedullayeva O.

Candidate of Technical Sciences, Acting Director of the Laboratory for Development of Gas Fields of Southeastern Turkmenistan, Department of Development of Gas and Gas-Condensate Fields

Scientific Research Institute of Natural Gas of the State Concern “Turkmengas”,

Ashgabat, Turkmenistan

Gurbangeldyyev B.

Senior Researcher at the Laboratory of Alternative Energy Sources and

Measurement Instruments

International Scientific and Technological Park of the Academy of Sciences of Turkmenistan,

Ashgabat, Turkmenistan

Abstract

This paper investigates the influence of abnormally high formation pressures (AHFP) on the productivity of oil and gas wells developing deep hydrocarbon reservoirs. The relevance of the study is обусловлена the increasing importance of developing deep productive horizons characterized by low porosity and permeability, increased clay content, and significant abnormal formation pressures. The aim of the work is to

analyze the effect of deformation processes in the reservoir on the filtration properties of the formation and well production rates. An analytical method for modeling fluid flow in the reservoir is applied, taking into account changes in permeability under the influence of effective stresses. Models of vertical and horizontal well performance in homogeneous and zonally heterogeneous reservoirs are considered. Inflow performance curves (IPR) showing the relationship between production rate and pressure drawdown are constructed for oil and gas wells. The modeling results show that in formations with AHFP, due to elastic-plastic deformation of rocks, a non-monotonic change in well production rates is possible. The existence of an optimal pressure drawdown is established, exceeding which leads to a decrease in productivity. It is demonstrated that the use of horizontal wells increases the efficiency of developing reservoirs with pronounced zonal heterogeneity. The obtained results can be used in designing well operating regimes and optimizing the development of deep hydrocarbon reservoirs.

Keywords: abnormally high formation pressure, well productivity, reservoir deformation, permeability, pressure drawdown, inflow performance curve, oil and gas wells.

Дальнейшее пополнение разведанных запасов нефти и газа в основном зависит от освоения глубоко залегающих (2500-4500 м) продуктивных площадей, которые имеются как в Западном, так и в Восточном Туркменистане.

Глубокозалегающие месторождения имеют отличительные особенности. С ростом глубины пористость и проницаемость продуктивного пласта падает, для залежей характерны незначительные мощности (один, два десятка метров), высокая глинистость по разрезу, АВПД с коэффициентом аномальности 1,3-1,5.

Разработка таких месторождений неизбежно связана с неупругой, необратимой деформацией скелета породы. Например, по месторождению Корпедже имеются промысловые данные, согласно которым за 4 года эксплуатации пластовое давление изменилось не значительно (на 6-16%), в то время как проницаемость изменяется в несколько раз.

Исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации вскрывавшей залежи с АВПД показывают, что кривые дебитов в зависимости от забойного давления имеют явную тенденцию «насыщения» (кривая 1, рис.1), а в некоторых случаях дебит и вовсе уменьшается, не смотря на увеличение депрессии на пласт (кривая 2, рис.1).

Такое поведение дебитов также объясняется влиянием деформации пород на фильтрационные параметры пласта. Задачей настоящей работы является выявление на модельных примерах влияния деформационных процессов пластов с АВПД на производительность скважин (вертикальных или горизонтальных). Чтобы изучить эффект деформации в «чистом» виде, мы фильтрующуюся жидкость или газ считаем идеальными.

1. Центральная скважина, вскрывшая ограниченный открытый однородный пласт

При изменениях эффективного (сжимающего) давления на скелет породы, происходит изменение ее пористости и проницаемости, причем проницаемости в большей степени, чем пористости. Чаще всего изменения проницаемости являются не обратимыми (пластический режим фильтрации). Будем учитывать только зависимость изменения проницаемости от эффективного давления. С большой степенью точности в значительном диапазоне изменения давления кривая $K(p)$ описывается с экспоненциальной зависимостью [1; 2]:

$$K = K_0 \varepsilon^{-a(P_0 - P)} \quad (1)$$

Где:

K_0 - проницаемость при начальном давлении P_0 ;

K - то же при текущем давлении P ;

a - коэффициент изменения проницаемости.

Как указано в работе [2], после каждого дополнительного увеличения давления обжима, коэффициент изменения проницаемости a становится все меньше и меньше. В одной зависимости коэффициенты необратимого изменения проницаемости от давления обжима изменялись от 1 до 0 мПа⁻¹.

Изменение этих значений можно описать также экспонентой:

$$a = a_0 \varepsilon^{-\eta(P_0 - P_i)} \quad (2)$$

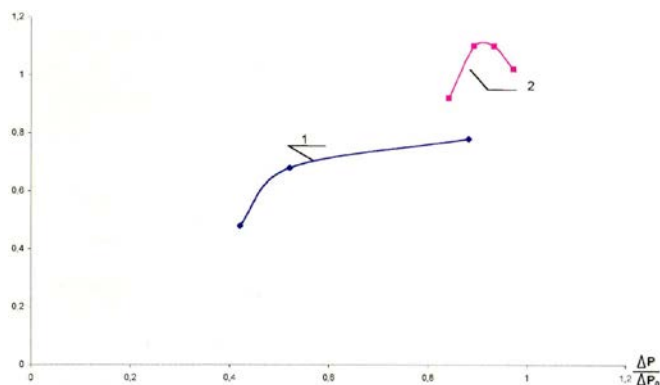


Рис. 1 – Опытные зависимости дебита от депрессии (разработано автором)

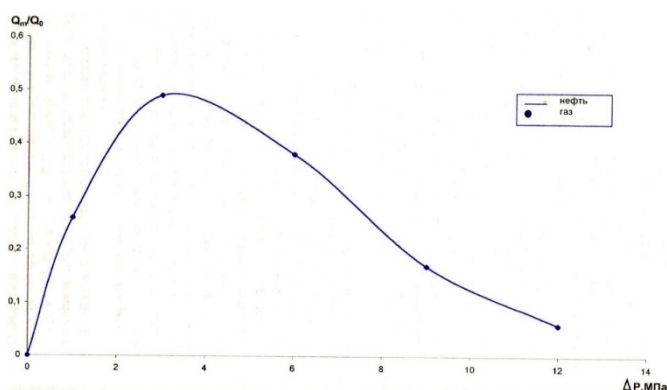


Рис. 2 – Индикаторная кривая, пласт однородный (разработано автором)

Будем исследовать работу скважины в установившемся режиме и при постепенном увеличении депрессии на пласт. Депрессию будем увеличивать с небольшим приращением.

$$\Delta P_c = P_{c_{\varepsilon-1}} - P_{c_i} \quad (2)$$

Где P_c - давление на забое, i - номер исследуемого режима. Считая, что при каждом приращении депрессии на пласт происходят пластические деформации и необратимые изменения проницаемости, и, учитывая (1), (2), примем закон ее уменьшения в форме.

$$K_i = K_{i-1} \varepsilon^{-ai(P_0 - P)} \quad (3)$$

$P_{c_i} \leq P \leq P_0$, при $i = 1$, $K_{i-1} = K_0$

$$a = a_0 \varepsilon^{-\eta(P_0 - P_{c_i})} \quad (4)$$

P_0 - давление на контуре питания.

Для нефтяной скважины массовый дебит будем вычислять по формуле Дюпюи:

$$Q_m = Y_m (P_0 - P_c) \quad (5)$$

Y_m - массовая проводимость скважины. Зависимость (5) справедлива и для вертикальной и для горизонтальной нефтяной скважины, разница заключается в различных выражениях для проводимости Y_m , которые ради краткости, здесь не выписываем. Под функцией Лейбензона Π понимаем следующее.

$$\Pi = \int \frac{(P/P_0)(K/K_0)}{(\mu/\mu_0)} dp = \int \frac{\bar{pK}}{\bar{\mu}} dp \quad (6)$$

Где:

K_0, p_0, μ_0 - начальные (нормирующие) значения проницаемости пласта, плотности и вязкости жидкости, соответственно.

Для нефти в дальнейшем

$$\vec{p} = \vec{\mu} = 1 \quad (7)$$

Установив по (6) функцию Лейбензона с помощью (3), (6) и (7) составим разность

$$P_0 - P_{ci} = \frac{K_{i-1}}{a_0} \varepsilon^{\eta \Delta P_{ci}} (1 - \varepsilon^{-a_i \Delta P_{ci}}) \quad (8)$$

$\Delta P_{ci} = P_0 - P_{ci}$ - депрессия на i -м режиме. Подставляя (8) в формулу (5), получим расчетную зависимость.

$$\frac{Q_m}{Q_0} = K_{i-1} \varepsilon^{\eta \Delta P_{ci}} (1 - \varepsilon^{-a_i \Delta P_{ci}}) \quad (9)$$

$$Q_0 = Y_m / \alpha_0$$

Кривая (9) дебита от депрессии при $\alpha_0 = 0,3 \text{ Мпа}^{-1}$ и $\eta = 0,08 \text{ Мпа}^{-1}$ изображена на рис.2 Если фильтрующийся флюид - газ. то, принимая его уравнение состояния в виде

$$p = p_{at} \frac{P}{P_{at} Z_s} \quad (10)$$

Где:

Z_s - средний коэффициент сверх сжимаемости, относя множитель p_{at}/Z_s в состав проводимости Y_m , вычисляем функцию Лейбензона при тех же условиях

(3). (4) и $\bar{p} = pZ_s/p_{am}, \bar{\mu} = 1$:

$$\Pi = \frac{\varepsilon^{-a_i(P_0-P)}}{a_i} \left(\frac{P}{P_{am}} - \frac{1}{a_i P_{am}} \right) \bar{K}_{i-1} \quad (11)$$

и разность

$$\Pi_0 - \Pi_{Ci} = \frac{\bar{K}_{i-1} \varepsilon^{\eta \Delta P_{ci}}}{a_0} \left[\left(\frac{P_0}{P_{am}} - \frac{1}{a_i P_{am}} \right) - \left(\frac{P_{ci}}{P_{am}} - \frac{1}{a_i P_{am}} \right) \varepsilon^{-a_i \Delta P_{ci}} \right] \quad (12)$$

Тогда, относительный дебит газовой скважины

$$\frac{Q_m}{Q_0} = \bar{K}_{i-1} \varepsilon^{\eta \Delta P_{ci}} \left[\left(\frac{P_0}{P_{am}} - \frac{1}{a_i P_{am}} \right) - \left(\frac{P_{ci}}{P_{am}} - \frac{1}{a_i P_{am}} \right) \varepsilon^{-a_i \Delta P_{ci}} \right] \quad (13)$$

$$Q_0 = \frac{P_{am}}{P} * \frac{Y_m}{\alpha_0} \quad (14)$$

На рис.2 представлены точки индикаторной кривой газовой скважины, построенные по соотношению (10) и исходным данным: $\eta = 0,08 \text{ мПа}^{-1}$, $\alpha_0 = 0,3 \text{ мПа}^{-1}$, $P_0 = 40 \text{ мПа}$. При выбранной нормировке, зависимость практически совпадает с индикаторной кривой нефтяной скважины.

Таким образом, проведенные исследования показали, что при вскрытии пластов с АВЦД индикаторная кривая может иметь немонотонный характер. Для нее существует оптимальная депрессия, выше которой производительность скважин уменьшается.

2. *Центральная скважина, вскрывшая ограниченный, открытый зонально-неоднородный пласт*

Введение зональной неоднородности - еще один вариант учета влияния деформации на дебит.

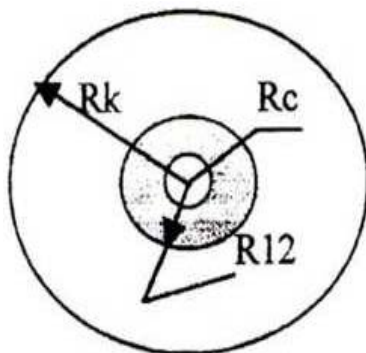


Рис. 3 – Схема зонально-неоднородного пласта (разработано автором)

В работе [2] отмечается, что при разработке залежи на режиме истощения

по мере выработки из пласта промышленных запасов и падения пластового давления призабойное напряжение увеличивается. Рост его вызывает сокращение в призабойной зоне объема порового пространства и уменьшение сечения пор и трещин, служащих каналами связи пласта с эксплуатационным забоем, в связи с чем отмечается снижение дебитов скважин.

Будем считать, что в призабойной зоне скважины (рис.3) толщиной порядка h (мощности пласта), из-за наибольших депрессий происходит пластическая деформация породы, в результате чего образуются две зоны:

а) Внешняя зона 1, $R_k \leq r \leq R_{12}$.

В этой зоне, для простоты, примем проницаемость постоянной (из-за относительно малых депрессий в этой зоне) – $K_1 = \text{Const}$.

в) Призабойная зона 2, $R_{12} \leq r \leq R_k$, где с увеличением депрессии на пласт проницаемость уменьшается по какому-либо закону, например:

$$K_2 = K_0 \varepsilon^{-a \Delta P''} \quad (15)$$

$$\Delta P'' = P_{12} - P_c \quad (16)$$

где:

α, K_0 постоянные коэффициенты.

Введем обозначение:

$$\Delta P' = P_0 - P_{12} \quad (17)$$

P_0, P_{12}, P_c - давления на контуре питания, на границе двух зон и на стенке скважины, соответственно. Тогда депрессия на пласт

$$\Delta P = P_0 - P_i = \Delta P' + \Delta P'' \quad (18)$$

В (II) проницаемость от радиуса не зависит, поскольку толщину призабойной зоны считаем незначительной:

$$(R_{12} - R_c) / (R_k - R_{12}) \ll 1 \quad (19)$$

Рассмотрим вначале фильтрацию нефти. В установившемся режиме дебит жидкости через зоны должны быть одинаковыми. Отсюда, и, исходя из условий

$$Q_{m1} = Y_{m1}(\Pi_k - \Pi_{12}) \quad (20)$$

$$Q_{m2} = Y_{m2}(\Pi_{12} - \Pi_c) \quad (21)$$

Находим

$$\Pi_k - \Pi_{12} = P_k - P_{12}\Delta P' \quad (22)$$

$$\Pi_{12} - \Pi_c = \vec{K} * (P_{12} - P_c)\varepsilon^{-a\Delta P''} * \Delta P'' \quad (23)$$

$$Q_{m1} = Q_{m2} \quad (24)$$

тогда,

$$\Delta P' = Y_{12} * \varepsilon^{-a\Delta P''} * \Delta P'' \quad (25)$$

$$\Delta P = \Delta P''(1 + Y_{12}\varepsilon^{-a\Delta P''}) \quad (26)$$

Для вертикальной скважины

$$Y_{12} = \frac{Y_{m2}}{Y_{m1}} = \frac{K_0}{K_1} * \frac{\ln(R_k/R_{12})}{\ln(R_{12}/R_c)} \quad (27)$$

Как показывают соотношения (17) - (19), задаваясь $\Delta P''$, определяем

$$\Delta P' = \Pi_{11} - \Pi_{12} = Q_{m1}/Y_{m1} \quad (28)$$

а также ΔP . На рис.4 (кривая 1) построена зависимость Q_{m1}/Y_{m1} при различных ΔP и $Y_{12}=0,2025$, $\alpha=0,2$ мПа⁻¹. Максимум дебита имеет место при

$$\Delta P''_{\max} = \frac{1}{2} \quad (29)$$

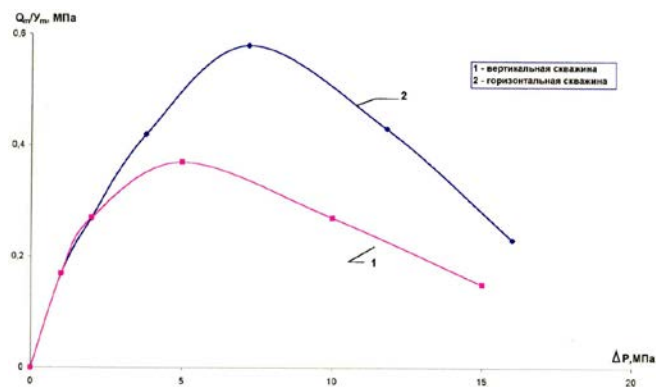


Рис.4 – Индикаторная кривая нефтяной скважины, пласт зонально неоднородный (разработано автором)

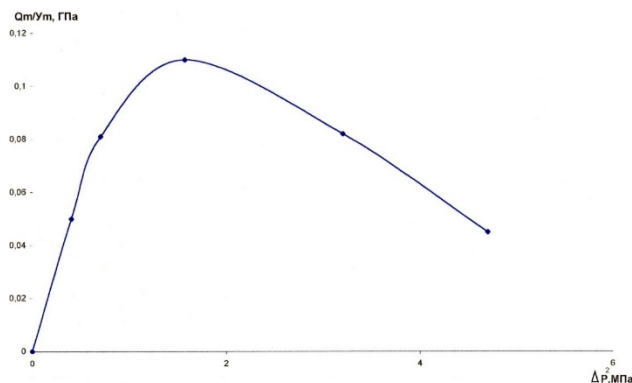


Рис.5 – Индикаторная кривая газовой скважины, пласт зонально-неоднородный (разработано автором)

Для горизонтальной нефтяной скважины разница заключается в параметре Y_{12} . Из-за благоприятных геометрических размеров, с целью наблюдения оптимума дебита при разумных депрессиях, мы должны допустить гораздо больше различие зонных проницаемостей, чем для вертикальной скважины. Так, если для последнего случая мы брали отношение $\frac{K_1}{K_2} = 3$, то теперь полагая $K_1/K_0=10$ и принимая $Y_{12}= 1.283$ построим кривую 2 (рис.4) для горизонтальной скважины. В обоих случаях максимальный дебит четко выражен.

Перейдем к фильтрации газа в неоднородном пласте. Для вертикальной (горизонтальной) газовой скважины в таком же зонально-неоднородном пласте могут быть выписаны результаты аналогичные (15) - (16), где

$$P_k - P_{12} = \frac{1}{2P_{am}} (P_k^2 - P_{12}^2) = (\Delta P^2)' \quad (30)$$

$$P_{12} - P_c = \frac{\bar{K}_{12}}{2P_{am}} (P_{12}^2 - P_c^2) = \varepsilon^{-\alpha(\Delta P^2)} (\Delta P)'' \quad (31)$$

$$\Delta P'' = P_{12} - P_c \quad (32)$$

Определяя проницаемость пласта, для простоты, в виде

$$K_2 = K_0 \varepsilon^{-\alpha * 2p_{am} * (\Delta P^2)''} \quad (33)$$

придем к зависимостям:

$$Q_{m1}/Y_{m1} = (\Delta P')^2 = Y_{12} \varepsilon^{-\alpha * 2p_{am} * (\Delta P^2)''} \quad (34)$$

$$\Delta P^2 = (\Delta P^2)' + (\Delta P^2)'' \left[1 + Y_{12} \varepsilon^{-\alpha * 2p_{am} * (\Delta P^2)''} \right] \quad (35)$$

индикаторная кривая, построенная по (21) - (22), для вертикальной скважины представлена на рис.5, где положено: $\alpha=3,33 \cdot 10^{-3} \text{мПа}^{-1}$, $Y_{12}=0,2025$.

Повторяя для газовой горизонтальной скважины те же рассуждения, что и к горизонтальной нефтяной, приходим к результату, аналогичному изображенному на рис.4, кривая 2.

Заключение

В пластах с АВПД индикаторные кривые отличаются по форме от традиционной, что объясняется влиянием упругопластической деформации коллекторов.

Модельные расчеты нефтяных, газовых скважин (вертикальных, горизонтальных) с учетом деформируемости пласта показывают немонотонный характер индикаторной кривой с четко выраженным максимальным дебитом и оптимальной депрессией на пласт.

При проектировании скважин, предназначенных разрабатывать глубокозалегающие продуктивные горизонты, необходимо предварительно определить влияние на параметры пласта и фильтрующегося флюида эффективного напряжения породы. Это позволяет в дальнейшем подобрать оптимальную депрессию на пласт.

Пласт с АВПД предпочтительнее вскрывать горизонтальными скважинами, поскольку они способны работать и при сильных зональных неоднородностях продуктивного коллектора.

Библиографический список:

1. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. - М., «Недра», 1981 г., 237 с.
2. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. - М., «Недра», 1970 г., 312 с.