УДК 622.323

УЧЕТ СОВМЕСТНОГО ВЛИЯНИЯ ЭФФЕКТА СМЫКАНИЯ ТРЕЩИН И ВЫДЕЛЕНИЯ ГАЗА ПРИ ОБРАБОТКЕ ИНДИКАТОРНЫХ ДИАГРАММ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

VERTICAL WELLS INDICATOR DIAGRAMS INTERPRETATION WITH TAKING INTO ACCOUNT THE COMBINED EFFECT OF FRACTURES CLOSURE AND GAS LIBERATION

С. Ю. Якимов
S. Yu. Yakimov

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

Ключевые слова: ***обработка индикаторных диаграмм; снижение трещинной проницаемости; влияние смыкания трещин и выделившегося газа на форму индикаторных диаграмм; гидродинамическое моделирование***
Key words: ***indicator diagram interpretation; decrease of fracture permeability; effect of fractures closing and evolved gas on the form of indicator diagrams; hydrodynamic modeling***

Индикаторные диаграммы скважин, вскрывающих карбонатные коллекторы, часто носят криволинейный характер. Это объясняется тремя факторами: влиянием выделившегося газа при снижении давления в околоскважинном пространстве ниже

давления насыщения; смыканием трещин в районе воронки депрессии; возникновением инерционных сопротивлений при больших скоростях движения флюида по трещинам. При небольших дебитах скважин и небольших скоростях движения флюида в трещинах наибольший вклад в искривление диаграммы вносят первые два фактора. В данной статье предлагается способ обработки индикаторных диаграмм с их учетом на примере обработки индикаторных диаграмм скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

Рифейский объект Юрубчено-Тохомского месторождения представляет собой массивную нефтегазоконденсатную водоплавающую залежь со сложным строением коллектора кавернозно-трещинного типа [1].

Результаты гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения показали, что коллекторы трещинного и трещинно-порового типов, которыми представлены продуктивные объекты данного месторождения, восприимчивы к изменению действующих нагрузок. Для них характерно резкое падение продуктивности отдельных скважин в начальный период эксплуатации, существенно неравномерная продуктивность скважин по площади, существенная зависимость продуктивности от депрессии.

При анализе результатов лабораторных испытаний керна с трещинами из карбонатных объектов месторождений Пермского края, а также рифейского объекта Юрубчено-Тохомского месторождения на основе представлений деформационной модели трещин Бартона-Бандиса был определен закон относительного снижения трещинной проницаемости при увеличении эффективных нормальных напряжений в следующем виде [2, 3, 4]:

1. Снижение проницаемости на ветви нагрузки происходит по закону

$$K = K_0 \cdot Ns / (Ns + \Delta\sigma_n), \quad (1)$$

где K_0, K — начальная и конечная проницаемости; Ns — геомеханический параметр, характеризующий интенсивность снижения проницаемости; $\Delta\sigma_n$ — увеличение эффективного нормального напряжения вследствие падения пластового давления.

$$\Delta\sigma_n = p_0 - p,$$

где p_0, p — начальное и конечное пластовое давление.

2. При разгрузке и повторной нагрузке до начального напряжения разгрузки принимается линейная зависимость трещинной проницаемости от эффективного давления

$$K = K_{01} - a \cdot (P - P_{\min}), \quad (2)$$

где K_{01} — проницаемость, с которой начинается восстановление; a — коэффициент линейной зависимости, зависящий от начальной проницаемости и максимального эффективного нормального напряжения.

При пластовых условиях рифейского объекта Юрубчено-Тохомского месторождения давление насыщения нефти газом равно исходному пластовому давлению, то есть искривление индикаторных диаграмм может быть вызвано, в том числе, влиянием газа.

Учет влияния выделяющегося при низком пластовом давлении газа на закон фильтрации производился применением функции С. А. Христиановича [5]

$$H(p) = \int \frac{k_н(S_н) \cdot K}{\beta_н(p) \cdot \mu_н(p)} dp + C, \quad (3)$$

где K — абсолютная проницаемость в пласте; $k_н(S_н)$ — относительная фазовая проницаемость нефти; $\beta_н(p)$ — объемный коэффициент нефти при пластовом давлении P; $\mu(p)$ — вязкость нефти при пластовом давлении P.

В случае радиального притока флюида к вертикальной скважине объемный дебит нефти, приведенный к поверхностным условиям, определяется по формуле

$$Q_{н0} = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (H_к - H_c)}{\ln(\frac{r_к}{r_c})}, \quad (4)$$

где H_k и H_c — значения функции Христиановича на расстоянии контура питания и радиуса скважины.

Для определения зависимости нефтенасыщенности, а также относительной фазовой проницаемости от величины пластового давления использовалось условие постоянства газового фактора вдоль линии тока флюида.

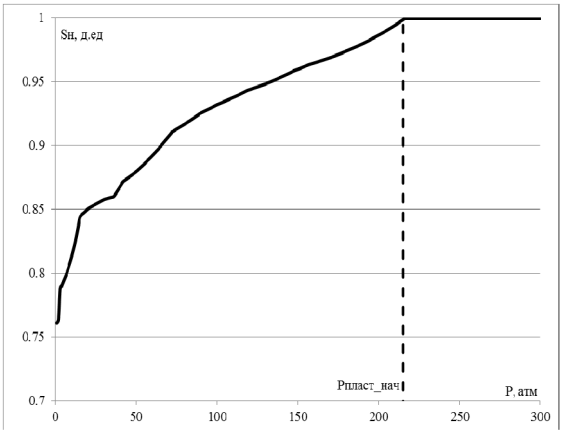
$$\Gamma = \frac{\rho_г(p)\cdot\dfrac{k_г(S_н)}{k_н(S_н)}\cdot\beta_н(p)}{\rho_{г0}\cdot\dfrac{\mu_г(p)}{\mu_н(p)}} + r(p), \qquad (5)$$

где Γ — газовый фактор при начальных пластовых условиях; $r(p)$ — объемный коэффициент растворимости газа при давлении P; $\rho_г(p)$, $\rho_{г0}$ — плотность газа в пластовых и поверхностных условиях. Эту формулу можно переписать в виде

$$\frac{k_г(S_н)}{k_н(S_н)} = \frac{\Gamma - r(p)}{\dfrac{\beta_н(p)\cdot\mu_н(p)}{\beta_г(p)\cdot\mu_г(p)}}. \qquad (6)$$

Из этого соотношения нефтенасыщенность $S_н$ определяется как функция пластового давления. После соответствующих подстановок зависимость нефтенасыщенности от пластового давления будет выглядеть в представленном виде (рис. 1).

Рис. 1. ***Зависимость нефтенасыщенности от пластового давления***



Совмещая данную зависимость с зависимостью относительной фазовой проницаемости нефти от нефтенасыщенности, получаем связь относительной фазовой проницаемости нефти с пластовым давлением (рис. 2.).

Эта функция пересчитывается для каждого начального пластового давления при обработке индикаторных диаграмм.

Данные соображения применимы только в случае, если свободный газ из газовой шапки не принимает участия в фильтрации, и сохраняется условие постоянства газового фактора вдоль линии тока. Можно предположить, что для индикаторных диаграмм большинства скважин не запущенной в эксплуатацию залежи при небольших депрессиях данное условие выполняется.

Функции зависимости вязкостей и объемных коэффициентов нефти и газа, а также функция объемного коэффициента растворимости газа в нефти были приняты из действующей гидродинамической модели. Сделав соответствующие подстановки в соотношение (4), получим формулу радиального притока флюида к вертикальной скважине с учетом выделившегося в прискважинной зоне свободного газа и изменения трещинной проницаемости в районе воронки депрессии

$$Q_{н0} = \frac{2\cdot\pi\cdot h\cdot\int_{P_c}^{P_к}\dfrac{k_н(S_н(p))\cdot K_0\cdot Ns}{\beta_н(p)\cdot\mu_н(p)\cdot(Ns + p_{пл_нач} - p)}dp}{\ln(\dfrac{r_к}{r_c})}. \qquad (7)$$

По этой формуле были обработаны 17 индикаторных диаграмм вертикальных скважин. Параметр снижения проницаемости Nsи, начальная проницаемость K_0 подбирались методом наилучшего совмещения.

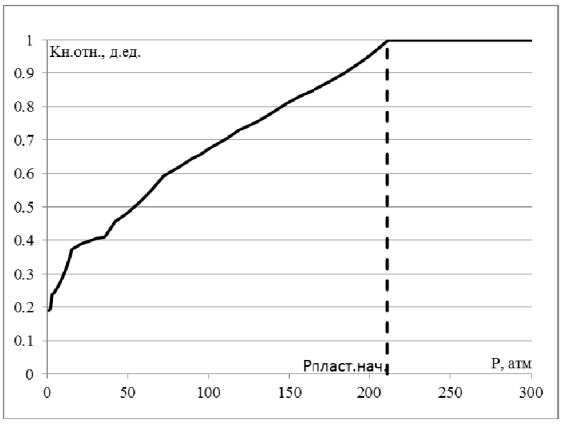


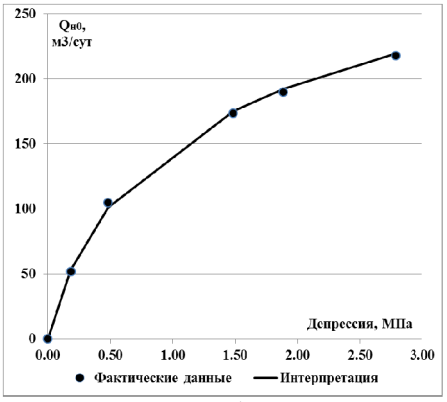
Рис. 2. ***Зависимость относительной фазовой проницаемости нефти от пластового давления***

По результатам обработки можно сделать следующие обобщения:

- угол наклона касательной к диаграмме на начальном участке определяется величиной K_0;
- искривление диаграммы при увеличении депрессий определяется величиной параметра Ns, а также влиянием выделившегося газа;
- наибольший вклад для данных условий в искривление вносится снижением трещинной проницаемости.

На рис. 3. приведены примеры обработки индикаторных диаграмм по описанной выше методике для двух скважин рифейской залежи Юрубчено-Тохомского месторождения.

а)



б)

Рис. 3. ***Пример обработки индикаторных диаграмм двух скважин Юрубчено-Тохомского месторождения***

В результате обработки индикаторных диаграмм вертикальных скважин была построена зависимость параметра Ns от начальной проницаемости (рис. 4).

Описанный выше механизм изменения проницаемости был реализован во внешнем программном модуле, работающем параллельно с гидродинамическим симулятором Eclipse.

Принцип действия программы основан на возможности подгрузки новых исходных данных в гидродинамическую модель непосредственно во время выполнения расчета [6, 7]. На каждом временном шаге гидродинамического расчета внешний программный

модуль считывает текущие пластовые давления в ячейках модели и на их основе рассчитывает новые кубы модификаторов проницаемости, которые подгружаются в модель, после чего расчет возобновляется.

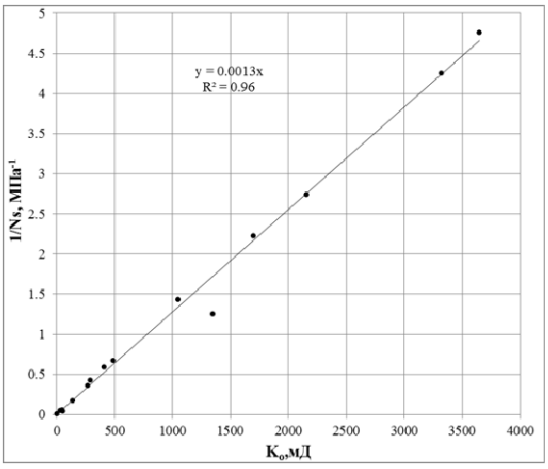


Рис. 4. ***Зависимость параметра Ns от проницаемости, полученная в результате обработки индикаторных диаграмм***

Трехмерное распределение в модели параметра Ns было получено по приведенной выше зависимости. В качестве граничных условий при расчете задавались реальные дебиты скважин при проведении исследований, а полученные в результате расчета депрессии по скважинам сравнивались с фактическими депрессиями. Как видно из кроссплота на рис. 5 реальные и расчетные значения депрессий достаточно близки.

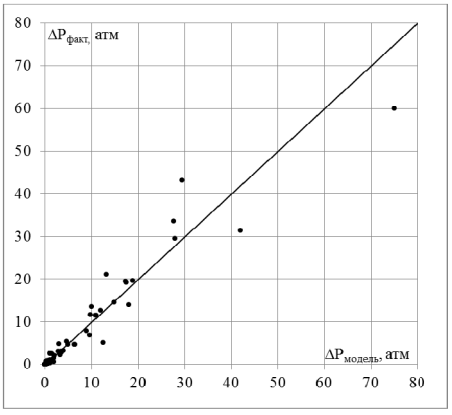


Рис. 5. ***Сравнение фактических и расчетных депрессий по скважинам***

Выводы

- Была проведена обработка индикаторных диаграмм вертикальных скважин рифейского объекта Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом влияния смыкания трещин в районе воронки депрессии и выделившегося газа при снижении давления ниже давления насыщения.
- По результатам обработки индикаторных диаграмм была построена зависимость параметра снижения проницаемости от начальной проницаемости.
- При использовании внешнего программного модуля, реализующего необходимый закон изменения проницаемости, обработанные индикаторные диаграммы были воспроизведены в гидродинамической модели.

Список литературы

1. Харахинов В. В., Шлёнкин С. И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. – М.: Научный мир, 2001. – 420 с

2. Barton N. R., S. N. Bandis, K. Bakhtar. Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints. Int. J. Rock Mech. No. 36, pp. 121-140, 1985.

3. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещинной проницаемости вследствие смыкаемости трещин / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин, Д. В. Шустов (и др.) // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 40-43.

4. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомскогом-я с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин / Ю. А. Кашников, С. В. Гладышев, Р. К. Разяпов (и др.) // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 104-107.
5. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика. – М.: Институт компьютерных исследований, 2005.
6. Schlumberger, Техническое описание Eclipse, 2003
7. Schlumberger, Справочное руководство Eclipse, 2003

Сведения об авторе

Якимов Сергей Юрьевич, *инженер, ассистент, Горно-нефтяной факультет, кафедра МДГ и ГИС, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, тел. 8(342)2198059; e-mail: yakim5@mail.ru*

Information about the author

Yakimov S. Yu*., engineer, assistant of the Mining-Petroleum Department, Perm National Research- Polytechnic University, phone: 8(342)2198059; e-mail: yakim5@mail.ru*