

## ФАЗОВАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРИЛОЖЕНИИ К ДОБЫЧЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

*The basic physical laws and quantitative estimations of phase permeability of collectors in the appendix to extraction of stocks which are resulted are difficultly taken.*

*На основі базових законів фазової проникності досліджуються технологічні підходи до видобутку важкодобувних запасів копалин вуглеводородів.*

Проницаемости по нефти и воде зависят только от геометрии пористой среды, характеристик смачивания, степени насыщения среды этими жидкостями и практически не зависят от давления жидкости, расхода и параметров потока [9,8].

Капиллярным силам в этом случае отводится роль фактора, стабилизирующего, фронт вытеснения. Демпфирующую роль здесь играет гистерезис смачиваемости пор.

Зависимость фазовых проницаемостей только от локальной насыщенности фильтрующих фаз предполагает равновесность их распределения. Физический смысл этого заключается в том, что из всех возможных распределенных фаз реализуется термодинамически наиболее выгодное ( т.е. равновесное). Установление равновесного распределения фаз, однако, требует определенного времени. Это время зависит, от того, что реально понимается под «элементарным макрообъемом» - той предельной степенью дискретизации, которая допускается в теории фильтрации. Практическая значимость неравновесных эффектов определяется тем обстоятельством, что реальный масштаб осреднения в задачах разработки нефтяных месторождений сопоставим с расстояниями между скважинами и составляет по крайней мере десятки метров. Соответствующие времена установления равновесий  $\tau$  измеряются годами. Поэтому несвоевременность фильтрации будет существенно влиять на показатели разработки, и важно знать возможные последствия такого влияния.

В процессе образования залежей нефти, за огромные геологические времена в пластовой системе было достигнуто термодинамическое равновесие, при этом все поверхности порового пространства, которые могли быть смочены углеводородами, уже заняты ими. Эксперименты показали [1], что на поверхности при этом образовались органоминеральные комплексы, которые не разрушаются даже в процессе экстракции образцов. Это подтверждается тенденцией к увеличению остаточной насыщенности нефтью для образцов коллектора. Наличие свободного газа в системе, является дополнительным фобизирующим поверхностью фактором.

Из этого следует, что капиллярная пропитка, как движущий процесс перераспределения фаз, замедлен в процессе вытеснения нефти водой, термодинамически равновесные распределения фаз достигается очень медленно, и что неравномерность процесса фильтрации должна быть учтена при проектировании разработки нефтегазовых залежей.

С точки зрения моделирования процессов разработки месторождений, в уравнениях, описывающих процесс фильтрации в период неравновесности распределения фаз в поровом объеме появится функциональная зависимость фазовых проницаемостей и остаточной нефтенасыщенности от характера и интенсивности воздействия на пластовую систему.

Для оценки влияния неравновесного распределения фаз на процесс вытеснения нефти водой разработан метод расчета коэффициентов нефтеизвлечения, учитывающий применение известных в практике методов увеличения нефтеотдачи пластов, пересмотрены понятия коэффициентов вытеснения и охвата коллектора воздействием, а также предела коллектора, которые являются динамическими величинами [2,3].

Получена связь фазовой проницаемости коллектора от структуры остаточной и текущей нефтегазонасыщенности. При этом использованы следующие предположения:

- распределение фаз при фильтрации несмешивающихся жидкостей не равновесно;
- каждая из фаз движется по своим каналам; наиболее крупные поры заняты более подвижной жидкостью;
- часть фаз из – за действия капиллярных сил не участвует в движении нефти и газа (насыщенность ниже критической);
- движущаяся нефть донасыщает поры до предельного значения, определяемого условно не вытесняемым объемом воды в порах.

Условно не вытесняемый объем можно описать безразмерным коэффициентом, который в первом приближении можно считать константой, зависящей только от свойств породы (минерального состава, удельной поверхности, условий вытеснения). Величину его можно получить из обработки кривых капиллярного давления [2].

Критическая водонасыщенность коллектора также является функцией интенсивности процесса и зависит от условно не вытесняемого объема воды и объемной доли пор, участвующих в фильтрации жидкости.

На основе этих предположений создается алгоритм расчета динамических фазовых проницаемостей коллектора по нефти, газу и воде, как функции многих параметров, таких как: перепад давления, вязкости вытесняющей среды, начальной и текущей нефти – и газонасыщенности, фильтрационно-емкостных свойств и текстурных особенностей коллектора, поверхностного натяжения на границе нефть – вода, вода – газ.

Динамические фазовые проницаемости рассматриваются исходя из структуры остаточной и текущей нефти – и газонасыщенности, которая для трехфазной смеси определяется системой уравнений [1].

При  $S_b \geq S_k$

$$S_z = Z_z (1 - \beta_{\varphi} - y K_H). \quad (1)$$

$$S_H = (1 - Z) K_H + Z_H (1 - \beta_{ce}) + Z_e y K_H + Z_z y K_H. \quad (2)$$

$$S_g = (1 - Z) (1 - K_H) + \beta_{ce} (Z - Z_e) + Z_e (1 - y K_H) \quad (3)$$

$$Z_e + Z_H + Z_z = Z \quad (4)$$

$$Z_e = S_z / (1 - \beta_{ce} - y K_H) \quad (5)$$

$$Z_g = (S_g - (1 - Z)(1 - K_H) - \beta_{ce} Z) / (1 - y K_H - \beta_{ce}) \quad (6)$$

$$Z_H = Z - Z_e - Z_z \quad (7)$$

При  $S_g < S_k$

$$S_z = Z_z (1 - \beta_{ce,m} - y K_H) \quad (8)$$

$$S_H = (1 - Z) K_H + Z_H (1 - \beta_{ce,m}) + Z_z y K_H \quad (9)$$

$$S_g = (1 - Z) (1 - K_H) + \beta_{ce,m} Z \quad (10)$$

$$Z_H + Z_z = Z \quad (11)$$

$$Z_z = S_z / (1 - \beta_{ce,m} - \varphi * K_H) \quad (12)$$

$$Z_H = Z - Z_z \quad (13)$$

$$\beta_{ce,m} = (S_g - (1 - Z) (1 - K_H)) / Z \quad (14)$$

$$S_k = (1 - Z) (1 - K_H) + \beta_{ce,m} * Z \quad (15)$$

где  $S_H, S_g, S_z$  – насыщенность нефти, воды и газа соответственно;

$S_k$  – критическая водонасыщенность;

$Z_H, Z_e, Z_z$  – для пор, участвующих в фильтрации нефти, воды и газа;

$Z$  – доля пор, участвующих в фильтрации;

$K_H$  – коэффициент начальной нефтенасыщенности;

$\varphi$  – коэффициент зависящий от свойств пласта [2,3].

Алгоритм расчета фазовых проницаемостей, учитывающий структуру остаточной и текущей нефти – и газонасыщенности, зависит от характера первоначальной насыщенности коллектора и заключается в определении для первоначального нефтенасыщенного коллектора следующих параметров:

- остаточной нефтенасыщенности

$$K_{OH} = K_H (1 - Z) + K_H * Z * \varphi; \quad (16)$$

- объемной доли пор, участвующих в движении

$$Z = K_H - K_{OH} / K_H (1 - \varphi) \quad (17)$$

- критической водонасыщенности  $S_k$ ;

- доли пор в зависимости от водонасыщенности, по которым движется вода -  $Z_e$ ;

- фазовой проницаемости по воде, при  $S_g > S_k$

$$f_g = ((1 - \varphi K_H)^4 (0,081 \ln [(1 - \varphi K_H)^4 K] + 0,333) Z_e) / (2 - Z_e) \quad (18)$$

где  $K$  – абсолютная проницаемость коллектора, мд;

- фазовой проницаемости по нефти

$$f_H = (y_1 - y_2) (1 - \beta_{ce})^{4/3} \quad (19)$$

где  $y_1$  определяется из системы уравнений

$$Z = \exp(-X^2) (X^2 + 1)$$

$$y_1 = 0,5 \exp(-X^2) (X^4 + 2X^2 + 2);$$

$y_2$  определяется из системы уравнений

$$Z_e = \exp(-X^2) (X^2 + 1)$$

$$y_2 = 0,5 \exp(-X^2) (X^4 + 2X^2 + 2);$$

При  $S_B < S_k$  фазовая проницаемость по воде  $f_B = 0$ , фазовая проницаемость по нефти определяется из выражения

$$\varphi_H = y_1 (1 - \beta_{ce,m})^{4/3} \quad (20)$$

Для первоначально насыщенного коллектора (двухфазное движение) при  $S_g > (1 - K_{OH})$ , фазовая проницаемость по нефти  $f_H = 0$ , а фазовая проницаемость по воде рассчитывается по формуле

$$f_g = ((0,081 \ln K] + 0,333) \dot{W} (1 - \beta_{ce}) / ((1 - \beta_{ce}) \dot{W} + 2 K_H) \quad (21)$$

где  $W$  определяется из уравнения

$$(1 - S) = (1 - \beta_{ce}) / (1 + ((1 - \beta_{ce}) W) / K_H)$$

При  $S_g < (1 - K_{OH})$  фазовые проницаемости рассчитываются по формулам (18) – (20) при условии что  $\varphi = 0$ ;  $K_H = 1 - \beta_{ce}$ .

Для первоначально нефтенасыщенного коллектора при фильтрации трех фаз при  $S_B \geq S_k$  фазовая проницаемость по воде рассчитывается из выражения (18), фазовая проницаемость по нефти определяется выражением

$$f_n = (y_3 - y_2) (1 - \beta_{ce})^{4/3}$$

где  $y_3$  определяется из системы уравнений

$$Z_e + Z_n = \exp(-X^2) (X^2 + 1)$$

$$y_3 = 0,5 \exp(-X^2) (X^4 + 2X^2 + 2),$$

а фазовая проницаемость по газу

$$f_e = (y_1 - y_3) (1 - \beta_{ce})^{4/3}$$

при  $S_e < S_n$  фазовая проницаемость по воде  $f_w = 0$ , фазовая проницаемость по нефти определяется выражением

$$f_n = y_3 (1 - \beta_{ce})^{4/3}$$

а фазовая проницаемость по газу

$$f_e = (y_1 - y_3) (1 - \beta_{ce})^{4/3}$$

Динамические фазовые проницаемости отличаются следующими свойствами:

- увеличение скорости фильтрации ведет к увеличению фазовой проницаемости по нефти;
- при достижении критической водонасыщенности квазилинейная зависимость относительной проницаемости по нефти от водонасыщенности меняется на резко нелинейную;
- при увеличении абсолютной проницаемости различие скоростей на порядок не приводит к существенному изменению фазовых проницаемостей [2,3,4].

Такой характер зависимости фазовой проницаемости от динамики фильтрационного движения обуславливает увеличение доли безводной нефти при увеличении темпов отбора жидкости из скважин, что хорошо подтверждается практикой разработки месторождений [2,4].

Исходя из этого, для эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов все методы увеличения нефтеотдачи пластов должны быть направлены на увеличение скорости вытеснения нефти водой в нефтенасыщенном объеме пласта. Однако, достигнув максимального темпа отбора жидкости по конкретной скважине, допустимо лишь небольшое его последующее снижение. Таким образом, при всех видах интенсификации ( в том числе ГРП), следует проектировать тот темп отбора, который возможно удержать в последующем.

**Список литературы:** 1. Черемисин Н.А., Сонич В.П., Пневских А.В. Новейшее представление о фазовой проницаемости коллекторов западной Сибири и ее влияние на разработку трудноизвлекаемых запасов. В Сборнике «Освоение месторождений трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей». Краснодар. Советская Кубань, 2000 г. 2. Коллинз Р. Течение жидкостей через пористые материалы. Пер. с англ. М. Мир 1964 г. 3. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М. Недра, 1984 г. 4. Бажал А.И., Бажал А.А., Сарафанова М.А. Обеспечение жидкостной проницаемости горных пород на месте залегания с помощью силовых волн. В сборнике «Високи технології в машинобудуванні» Национальний технічний Університет (ХПІ), 2/2007г., г. Харьков.

Поступила в редколлегию 01.07.2009