ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ВНЕДРЯЮЩЕЙСЯ В ЗАЛЕЖЬ ВОДЫ ПО ДАННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Сапашов Икрамжан Яумытбаевич
ассистент, кафедра технологии нефти и газа
Каракалпакского государственного университета имена Бердаха,
230112, Республика Каракалпакстан, г.Нукус, ул. Ч.Абдирова, 1
E-mail: sapashov85@mail.ru

Санетуллаев Ерназар Есбосынович
ассистент, кафедра технологии нефти и газа
Каракалпакского государственного университета имена Бердаха,
230112, Республика Каракалпакстан, г.Нукус, ул. Ч. Абдирова, 1

Ешмуратов Анвар Балтабаевич
ассистент, кафедра технологии нефти и газа
Каракалпакского государственного университета имена Бердаха,
230112, Республика Каракалпакстан, г.Нукус, ул. Ч. Абдирова, 1

Абдикамолов Дуйсенбай Ходжабаевич
студент Каракалпакского государственного университета имена Бердаха,
230112, Республика Каракалпакстан, г. Нукус, ул. Ч.Абдирова, 1

Комолов Руслан Илхомбекович
студент Каракалпакского государственного университета имена Бердаха,
230112, Республика Каракалпакстан, г.Нукус, ул. Ч.Абдирова, 1

VOLUME DETERMINATION OF WATER PENETRATED INTO THE RESERVOIR ACCORDING TO CHARACTERISTICS OF WATER-OIL DISPLACEMENT

Ikramjan Sapashov
assistant, department of technology of oil and gas, Karakalpak state university named after Berdakh,
230112, Republic of Karakalpakstan, Nukus, Ch. Abdirova st., 1

Ernazar Sanetullaev
assistant, department of technology of oil and gas, Karakalpak state university named after Berdakh,
230112, Republic of Karakalpakstan, Nukus, Ch. Abdirova st., 1

Anvar Eshmuratov
assistant, department of technology of oil and gas, Karakalpak state university named after Berdakh,
230112, Republic of Karakalpakstan, Nukus, Ch. Abdirova st., 1

Duysenbay Abdikamalov
student, Karakalpak state university named after Berdakh,
230112, Republic of Karakalpakstan, Nukus, Ch. Abdirova st., 1

Ruslan Komolov
student, Karakalpak state university named after Berdakh,
230112, Republic of Karakalpakstan, Nukus, Ch. Abdirova st., 1

АННОТАЦИЯ

В данной статье рассматриваются проблемы определение объема внедряющейся в залежь воды по данным характеристики вытеснения нефти водой. Определение объёма воды, внедряющейся в залежь, когда разработка её ведется при водонапорном режиме, является достаточно сложной задачей и поэтому все известные способы решения являются достаточно приближенными.

Библиографическое описание: Определение объема внедряющейся в залежь воды по данным характеристики вытеснения нефти водой // Universum: Технические науки: электрон. научн. журн. Сапашов И.Я. [и др.]. 2017. № 2(35) . URL: *http://7universum.com/ru/tech/archive/item/4358*

ABSTRACT

In the article problems of volume determination of water penetrated into the reservoir according to characteristics of water-oil displacement are considered. Volume determination of water penetrated into the reservoir, when its development is carried out at the water drive, is a difficult objective, and all known methods of solution are quite approximate.

Ключевые слова: внедряющийся в залежь, пласт и жидкость, вязкость жидкости, нефтенасыщенная, дифференциальное уравнение.

Keywords: intruding into the reservoir, of the reservoir and the liquid, the viscosity of the fluid, oil-saturated, differential equations.

Определение объёма воды, внедряющейся в залежь, когда разработка её ведется при водонапорном режиме, является достаточно сложной задачей и поэтому все известные способы решения являются достаточно приближенными.

Первые попытки определить объём воды, внедряющейся в залежь, были предприняты Херстом в начале 40–х годов, когда была предложена следующая зависимость

$$W_{\Sigma} = C\int_0^t \frac{\Delta p}{\log\tau}\, d\tau \ , \qquad (1)$$

где t – время;

C – константа, учитывающая физические свойства пласта и жидкости;

Δp – падение давления в залежи.

Зависимость (1) позднее была обобщена с учетом неустановившегося притока воды из водоносной области, более сложной зависимостью следующего вида

$$W_{\Sigma} = \frac{2\pi k\, h\, \sigma R^2}{\mu\chi}\int_0^t \frac{dp}{d\tau} G\left(\frac{\aleph(t-\tau)}{R^2}\right) d\tau \ , \qquad (2)$$

где k – проницаемость; h – толщина пласта; R – средний радиус месторождения; t – время; p – давление; σ – часть контура месторождения, через которую поступает вода в нефтяную залежь; μ – вязкость жидкости;

χ – пьезопроводность пласта.

В 1946 году Шилсюизом был предложен метод, согласно которому объем внедряющейся воды определяется выражением [3, 4]

$$W_{\Sigma} = K\int_0^t \Delta p d\tau \qquad (3)$$

где K – константа вторжения вод.

Для оценки величины K предложены различные методы, по одному из которых величину K рекомендуется определять по формуле

$$K = \frac{2\pi kh}{(p_0 - p)\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}\int_p^{p_0} \frac{k_н}{\mu_н b_н} dp \, , \qquad (4)$$

где $\kappa_н$ – фазовая проницаемость для нефти;

R_c – эквивалентный радиус залежи;

p_0 – начальное пластовое давление.

В 1949 году Ван Эвердингеном и Херстом на основе так называемой теории “укрупненной скважины” была предложена еще одна зависимость для определения объема воды, поступающей в залежь из–за контура.

Этот метод впоследствии нашел широкое применение в практике проектирования разработки газовых месторождений при водонапорном режиме, зависимость которой имеет вид

$$W_{\Sigma} = \frac{2\pi khR_c^2}{\mu\chi}\Delta p\bar{Q}(f_0) \ , \qquad (5)$$

$$\bar{Q}(f_0) = \frac{4}{\pi^2}\int_0^t \frac{\left(1-\exp\left(\tau^2 f_0\right)\right)d\tau}{\tau^3\left[I_0^2(\tau) - Y_0^2(\tau)\right]} \, , \qquad (6)$$

где $f_0 = \chi t / R_c^2$ – параметр Фурье; I_0, Y_0 – функции Бесселя первого и второго рода нулевого порядка.

Краткий обзор приведенных выше зависимостей показывает, что практическое их использование представляет собой довольно трудную задачу, в связи с чем ниже предпринята попытка определения объема внедряющейся в пласт воды, используя характеристики вытеснения нефти водой, так как последние в интегральной форме учитывают все особенности процесса извлечения нефти с помощью вытеснения ее из пор водой.

Если нефтяная залежь разрабатывается в условиях водонапорного режима, то зависимость между суммарным отбором нефти, нефтенасыщенностью и объемом внедряющейся в нефтяную залежь воды в рамках теории Баклея–Леверетта может быть описана следующим соотношением

$$Q_н = V\left[f_н/\Phi(z) + (K - z)\right] \, , \ \Phi(z) = 1/W_{\Sigma}^* \, , \qquad (7)$$

Здесь V – объем пор пласта; $f_н$ – содержание нефти в потоке жидкости;

z – нефтенасыщенность в обводненной зоне пласта; $K = 1 - s_в - s_{он}$ –коэффициент использования пор при бесконечно долгой промывке пласта;

W^*_{Σ} – суммарный объем внедрившейся в пласт воды в долях объема пор;

$s_в, s_{он}$ – содержание связанной воды и остаточная нефтенасыщенность пласта.

В работах [1, 4] показано, что жидкостно–нефтяной фактор может быть представлен линейной зависимостью от суммарного отбора жидкости

$$Q_{ж}/Q_н = R = a + bQ_{ж}, \quad (8)$$

где a, b – постоянные величины, определяемые по промысловым данным;

R – жидкостно–нефтяной фактор.

Из (8) следует, что величина $f_н$ и суммарная добыча нефти могут быть выражены следующими формулами:

$$f_н = a/R^2, \quad (9)$$

$$Q_н = (1 - a/R)/b. \quad (10)$$

Дифференцируя (9) по z, получим:

$$df_н/dz = -2a(dR/dz)/R^3 = 1/W^*_{\Sigma}. \quad (11)$$

Подставляя (8), (9) и (10) в (11), после некоторых преобразований, получим следующее дифференциальное уравнение, связывающее между собой величины z и R

$$R(dz/dR) = 2\left[(K - z) - (1 - a/R)/bV\right], \quad (12)$$

Интегрируя это выражение при условии, что $z = K$ при $R = 1$, находим

$$(K - z) = \left(1 - 2a/R - (1 - 2a)/R^2\right)/bV, \quad (13)$$

Подставляя (9), (10), (13) в уравнение (5) и разрешая его относительно величины W^*_{Σ}, можно получить

$$W^*_{\Sigma} = \left(R + (1 - 2a)/a\right)/b = R/b + (1 - 2a)/(ab). \quad (14)$$

Последняя формула позволяет по параметрам характеристики вытеснения a и b, а также по величине жидкостно–нефтяного фактора R рассчитать суммарный объем внедряющейся в пласт воды, причем из формулы (14) видно, что зависимость между величинами W^*_{Σ} и R линейная.

Формулу (14) можно преобразовать к несколько иному виду. Прибавим и отнимем в числителе второго члена формулы (14) величину a^2.

Тогда получим:

$$W^*_{\Sigma} = \left(R + (1 - a)^2/a - a\right)/b. \quad (15)$$

Но так как $R - a = bQ_{ж}$, то последнее выражение запишем в виде:

$$W^*_{\Sigma} = Q_{ж} + (1 - a)^2/(ab). \quad (16)$$

Из зависимости (16) видно, что объем внедряющейся в пласт воды равен объему извлеченной из пласта жидкости плюс величину, зависящую от параметров характеристики вытеснения.

При этом, если учесть данные, приведенные выше, то величина $(1 - a)^2/(ab)$ будет равна

$$(1 - a)^2/(ab) = Q_б^2(Q_и - Q_б), \quad (17)$$

где $Q_б$ – безводная добыча нефти;

$Q_и$ – извлекаемые запасы нефти при данной системе разработки.

При разработке залежи в условиях эффективного водонапорного режима с применением различных систем заводнения в нефтенасыщенную зону пласта внедряется вода из пластовой водонапорной системы и вода, закачиваемая через систему нагнетательных скважин.

Одновременно с этим через добывающие скважины отбирается некоторое количество воды вместе с нефтью.

Отсюда видно, что разница между объемом внедряющейся воды и объемом отбираемой воды равна объему воды, накапливаемому в залежи в процессе разработки, что можно выразить следующей формулой

$$\begin{aligned} W_{\Sigma} &= W^*_{\Sigma} - Q_в = Q_{ж} + (1 - a)^2/(ab) - Q_в = \\ &= Q_н + (1 - a)^2/(ab) \end{aligned}, \quad (18)$$

которую можно записать и через жидкостно–нефтяной фактор

$$W_{\Sigma} = \left[(1 + a + a^2)/a - a/R\right]/b. \quad (19)$$

Из формулы (19) видно, что при бесконечно долгой промывке пласта, когда жидкостно–нефтяной фактор стремится к бесконечности $R \to \infty$, максимальный объем воды, накапливающийся в порах, будет равен

$$W_{\Sigma\max} = (1 + a + a^2)/(ab). \quad (20)$$

Если принять, что $1/b = Q_и$ и $a = 1 - Q_{нб}/Q_и$, то формула (20) примет вид

$$W_{\Sigma\max} = Q_и\left(3 + Q_{нб}/(Q_и - Q_{нб}) - Q_{нб}/Q_и\right). \quad (21)$$

Из последней формулы видно, что для того, чтобы добыть извлекаемые запасы нефти, объем

внедрившейся в поровое пространство воды должен составлять от 3–х до 4–х объемов извлекаемых запасов, поскольку, по всей вероятности, вода в количестве 2 – 3 объемов извлекаемых запасов нефти идет на компенсацию изменений пористой среды, связанных с упругими деформациями и раз газированием нефти в пласте.

Список литературы:

1. Абакулов Л.Е., Ефремов И.Н. Уточнение запасов нефти по залежам, находящимся в завершающей стадии разработки // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 12. – С. 29-31.
2. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г., Табылганов М.К. Методы уточнения начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти по данным разработки на поздней стадии // Горный журнал. – 2010 – № 2.– С.21-25.
3. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 157 с.
4. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки, добыча нефти / Ш.К. Гиматутдинов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. – М.: Недра, 1983. – Т. I. – 463 с.; Т. II. – 455 с.
5. Фадеева Г.А. О пересчете запасов нефти старых месторождений на примере Надеждинского месторождения в Калмыкии // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. – № 4. – С. 5-8.