

УДК 549.08

А.Ф. Гималтдинова<sup>1</sup>, Г.А. Калмыков<sup>2</sup>, Г.Г. Топунова<sup>3</sup>

## ОЦЕНКА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО МЕТОДИКЕ ЛЕВЕРЕТТА

Оценка нефтенасыщенности при построении трехмерной геологической модели месторождения актуальна для решения геологических задач. Представлена методика расчета коэффициента нефтенасыщенности, основанная на применении  $J$ -функции Леверетта. Такой подход позволяет на основании результатов капиллярметрических исследований кернового материала прогнозировать нефтенасыщенность там, где отсутствуют скважины. Хорошее совпадение с результатами расчета нефтенасыщенности по общепринятой методике Арчи—Дахнова доказывает обоснованность и применимость предлагаемой методики.

*Ключевые слова:* капиллярное давление,  $J$ -функция Леверетта, водонасыщенность, нефтенасыщенность, уровень свободной воды, радиус пор, песчаник.

Estimation of oil saturation at construction of three-dimensional geological oilfield model is actual at the decision of geological problems. The calculation method of coefficient of the oil saturation based on application of Leverett's  $J$ -function is presented. Such approach allows on the basis of results core capillarity researches to predict oil saturation there where there are no holes. Good coincidence to results of calculation of oil saturation by the standard Archi—Dahnov's technique proves validity and applicability of offered method.

*Key words:* capillary pressure, Leverett's  $J$ -function, water saturation, oil saturation, free water level, radius of pores, sandstone.

**Введение.** Один из важных и заключительных этапов при построении трехмерной геологической модели исследуемого геологического объекта — определение нефтенасыщенности коллекторов в ячейках модели. На данных о нефтенасыщенности базируется оценка запасов — объема порового пространства коллекторов, заполненного углеводородами.

Однако достаточно часто информация о зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты залежи над уровнем водонефтяного контакта может отсутствовать по ряду причин и далеко не всегда по данным ГИС можно построить приемлемую зависимость. В таких случаях для прогнозирования насыщенности в ячейках модели, через которые не прошли скважины, можно использовать зависимость  $J$ -функции Леверетта от коэффициента водонасыщенности.

**Теоретический обзор.** Метод основан на роли капиллярных сил при установлении равновесия и движении жидкостей в пористых средах. Капиллярные силы вместе с гравитационными контролируют распределение флюидов в пласте-коллекторе по вертикали. Данные о капиллярном давлении служат индикатором распределения размеров пор по пласту-коллектору. Капиллярное давление можно выразить как разность давления между двумя несмешивающимися жидкостями, отделенными поверхностью

раздела, капиллярное давление является функцией радиуса поровых каналов:

$$P_c = 2\gamma\cos\theta/R,$$

где  $P_c$  — капиллярное давление, Па;  $\gamma$  — поверхностное натяжение на границе раздела фаз, Дж/м<sup>2</sup>;  $R$  — радиус порового канала, м;  $\theta$  — угол смачивания, град. Как видно из приведенного выражения, капиллярное давление возрастает при уменьшении диаметра поровых каналов, увеличении поверхностного натяжения и уменьшении угла смачиваемости. Используя законы Дарси и Пуазейля применительно к пористой среде, представленной в виде системы трубок одинакового сечения, величину  $R$  можно выразить через проницаемость и пористость коллектора [Гудок и др., 2007]:

$$R = \sqrt{\frac{8K_{пр}}{K_{п}}}.$$

Величина  $R$ , рассчитанная по указанной формуле, представляет собой радиус пор идеальной пористой среды, обладающей пористостью  $K_{п}$  (доли единицы) и проницаемостью  $K_{пр}$ , м<sup>2</sup>. В приложении к реальной среде величина  $R$  имеет условный смысл и не определяет средний размер пор, так как не учитывает их извилистость и сложное строение.

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирантка, e-mail: gimaldinova-a@mail.ru

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ст. науч. с., доцент, канд. техн. н., e-mail: gera64@mail.ru

<sup>3</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра сейсмометрии и геоакустики, инженер, e-mail: topunova@yandex.ru

Если поместить капиллярную трубку в сосуд, в котором нефть находится над водой, то уровень воды в капиллярной трубке поднимется выше, чем в сосуде. Это явление подтверждает, что капиллярное давление определяется как разница давления в несмачивающей и смачивающей фазах [Дон Уолкотт, 2001]. Давление на границе фаз внутри капилляра является функцией разности значений плотности и высоты подъема воды:

$$P_c = (\delta_w - \delta_{hc})gh, \quad (1)$$

где  $\delta_w$  — плотность пластовой воды,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\delta_{hc}$  — плотность нефти,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g$  — ускорение силы тяжести,  $\text{м/с}^2$ ;  $h$  — высота над уровнем свободной воды, м.

На водонасыщенность на разном уровне от зеркала свободной воды помимо капиллярных сил большое влияние оказывает строение порового пространства породы. Распределение водонасыщенности по пласту неравномерно: на одном и том же уровне водонасыщенность меньше в высокопроницаемых и больше в малопроницаемых породах. Для каждого образца ядра из одного и того же пласта-коллектора получают в общем случае разные кривые капиллярного давления.  $J$ -функция Леверетта позволяет учесть влияние свойств пород и жидкостей и свести данные о зависимости капиллярного давления от насыщенности в единую зависимость:

$$J(K_v) = \frac{3,183 P_c \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_n}}}{\gamma \cos(\theta)}, \quad (2)$$

где  $J(K_v)$  —  $J$ -функция Леверетта определенной насыщенности (безразмерная величина),  $P_c$  — капиллярное давление,  $K_{пр}$  — коэффициент проницаемости,  $K_n$  — коэффициент пористости,  $\gamma$  — поверхностное натяжение в системе углеводороды/пластовая вода,  $\theta$  — угол смачивания. Эта функция выведена М. Левереттом [Leverett, 1941] при попытках построения универсальной кривой капиллярного давления на том основании, что при заданной насыщенности значение  $J(K_v)$  остается одинаковым для всех пород независимо от их индивидуальных характеристик.

Поскольку петрофизические исследования проводят в лабораторных условиях, то для дальнейших расчетов значения капиллярного давления необходимо привести к пластовым условиям, при которых обычно рассматривается система вода—углеводород при соответствующих давлении и температуре:

$$P_{c\text{res}} = \frac{\gamma_{\text{res}} \cos(\theta_{\text{res}})}{\gamma_{\text{lab}} \cos(\theta_{\text{lab}})} \cdot P_{c\text{lab}},$$

где  $P_{c\text{res}}/P_{c\text{lab}}$ ,  $\gamma_{\text{res}}/\gamma_{\text{lab}}$ ,  $\theta_{\text{res}}/\theta_{\text{lab}}$  — капиллярное давление, поверхностное натяжение, угол смачивания в пластовых/лабораторных условиях соответственно. Для системы ртуть—газ  $\gamma = 480 \text{ мДж/м}^2$ ,  $\theta = 140^\circ$ ; для системы вода—газ  $\gamma = 72 \text{ мДж/м}^2$ ,  $\theta = 0^\circ$ . Для системы углеводороды—пластовая вода при расчетах

следует иметь в виду следующее: а) поверхностное натяжение должно быть скорректировано с учетом пластовой температуры, б) изменением поверхностного натяжения с изменением давления обычно пренебрегают, в) коллектор принимается гидрофильным ( $\theta = 0^\circ$ ), поскольку это отражает начальные условия миграции углеводородов, г) значение поверхностного натяжения в пластовых условиях может быть измерено или взято из опубликованной литературы.

**Методика.** Согласно вышеописанному для прогноза нефтенасыщенности в местах отсутствия скважин предлагается:

1) по данным исследований ядра построить зависимость  $J$ -функции Леверетта от водонасыщенности;

2) определить значение капиллярного давления в зависимости от положения над уровнем свободной воды;

3) рассчитать значение  $J$ -функции по значениям коэффициентов пористости, проницаемости и капиллярного давления;

4) оценить коэффициенты водонасыщенности и нефтенасыщенности.

**Экспериментальная часть.** Объект исследования — пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> на одном из месторождений Западной Сибири. Исходными данными для расчета насыщенности пород по выбранной методике послужили результаты исследования зависимости насыщенности пород-коллекторов от капиллярного давления методом центрифугирования. Образцы из исследуемого пласта, на которых проводили измерения, представляют собой песчаники средне- и мелкозернистые, однородные, некоторые — с единичными намывами углисто-слюдистого материала и редкими включениями углисто-растительного детрита. Часть образцов — песчаники алевритистые однородные с более низкими фильтрационно-емкостными свойствами, некоторые из них с единичными включениями пирита, углисто-слюдистого материала. Пористость и проницаемость варьируют от 11 до 19% и от 0,6 до 83 мД соответственно.

Построение зависимости  $J$ -функции от водонасыщенности (рис. 1) показало, что функция Леверетта имеет разные значения для разных типов пород исследуемого пласта. Поскольку исследования ядра проводили на образцах с разными фильтрационно-емкостными свойствами, образцы пород были разбиты на 5 групп по пористости и проницаемости. Наихудшими свойствами в представленной выборке обладают образцы, определенные как алевролиты глинистые и алевролиты. Пористость в них ниже критического значения, проницаемость в глинистых алевролитах меньше 1 мД, в алевролитах — варьирует в пределах 1–2 мД. Наилучшие фильтрационно-емкостные свойства характерны для группы образцов песчаники-1: пористость 17–19% и проницаемость >20 мД. Группы песчаники-2 и песчаники-3 промежуточные между песчаниками-1 с высокими

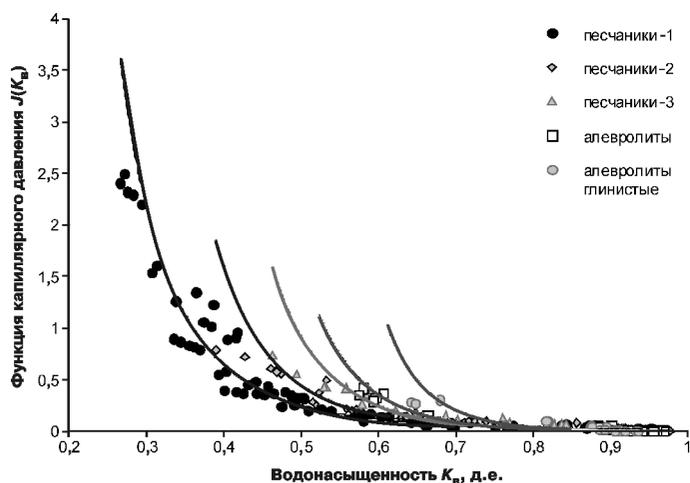


Рис. 1. Зависимость J-функции от водонасыщенности для пород пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>

фильтрационно-емкостными свойствами и алевролитами. Песчаники-2 обладают пористостью 16–17% и проницаемостью 3–8 мД. Для песчаников-3 характерны пористость 14–15% и проницаемость 2–3 мД.

Таким образом, при одних и тех же величинах капиллярного давления алевролиты удерживают значительно больше воды, чем песчаники. При прочих равных условиях капиллярное давление пропорционально радиусу пор, содержащих флюиды. Если бы все поры породы-коллектора в исследуемом пласте имели

одинаковый размер, то зависимость капиллярного давления от водонасыщенности была бы единая для всех образцов. В действительности же породы характеризуются порами различного размера, что служит причиной вариаций капиллярного давления и J-функции с изменением флюидонасыщенности. В общем случае наклон графика функции Леверетта растет с увеличением неоднородности пор по размерам.

Имея в распоряжении серию зависимостей J-функции от водонасыщенности для разных типов пород исследуемого пласта, мы получаем инструмент для оценки основного параметра, характеризующего нефтяной пласт, — нефтенасыщенности.

Зная высоту пропластка над уровнем свободной воды и соотношение плотности нефти и воды, можно рассчитать капиллярное давление в системе нефть—вода по формуле (1). По известным величинам капиллярного давления в системе нефть—вода и фильтрационно-емкостным свойствам породы определяется значение J-функции согласно формуле (2). Выбрав соответствующую зависимость J-функции от водонасыщенности по величинам пористости и проницаемости пропластка, можно оценить коэффициент водонасыщенности, а затем и коэффициент нефтенасыщенности.

Результаты применения представленного подхода к оценке нефтенасыщенности приведены на примере скважины на одном из месторождений Западной Си-

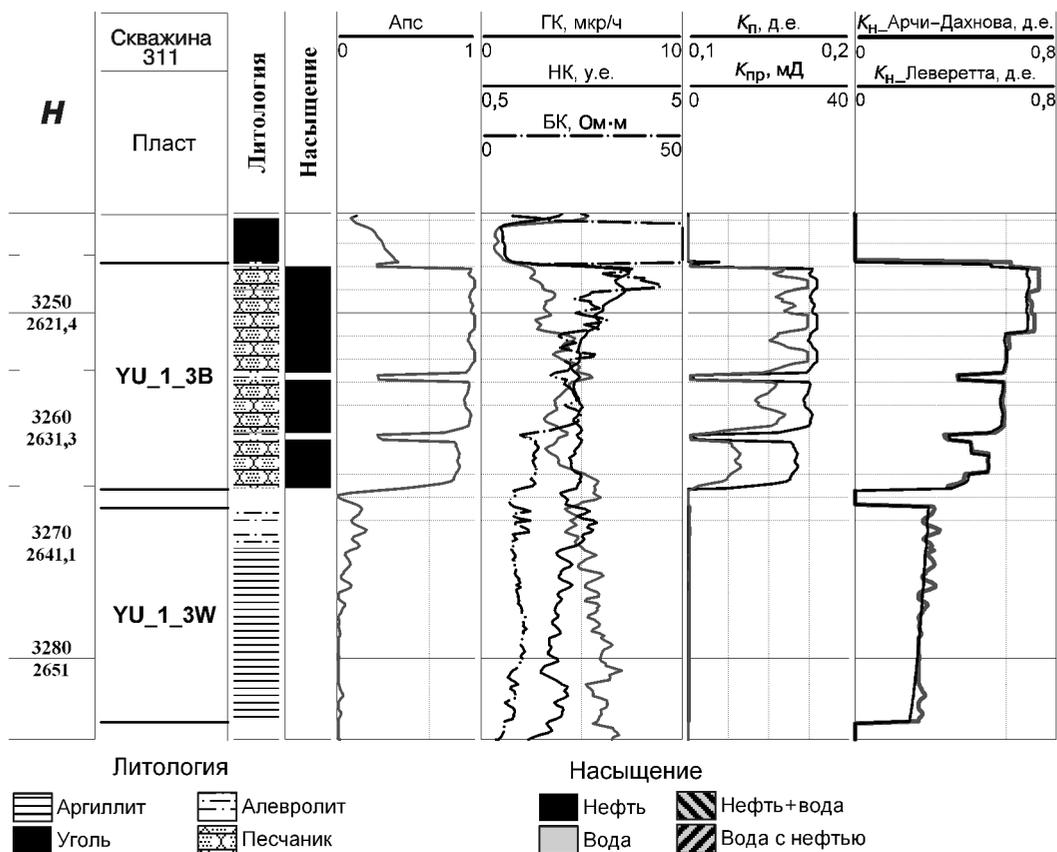


Рис. 2. Пример оценки нефтенасыщенности по методикам Арчи—Дахнова и Леверетта

бири (рис. 2). Значения нефтенасыщенности, полученные по методике Леверетта, хорошо согласуются с нефтенасыщенностью, рассчитанной по стандартной методике Арчи—Дахнова.

**Заключение.** Представленная методика оценки нефтенасыщенности применима при построении трехмерной геологической модели для создания так

называемого куба насыщенности после этапов построения кубов пористости и проницаемости. Наличие таких данных, как высота пропластка над уровнем свободной воды, распределение фильтрационно-емкостных свойств в пределах куба, позволяет оценить значение нефтенасыщенности в любой точке трехмерной модели.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

*Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.* Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.

*Дон Уолкотт.* Разработка и управление месторождениями при заводнении. М.: Шлюмберже, 2001. 143 с.

*Leverett M.C.* Capillary behavior in porous solids // *Petrol. Transactions. AIME.* 1941. Vol. 142. P. 152–169.

Поступила в редакцию  
03.03.2011