

2. Козлов Е.А. Трещиноватость: эволюция, обнаружение, оценка параметров. ЕАГО «Геомодель-2007».
3. Конторович А.Э., Сурков В.С. и др. Отчёт по договору 17-94 «Программа воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности Новосибирской области на 1996-2000 г». Новосибирск, 1995.
4. Решение 6-го стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004, 114 с.
5. Хабаров Е.М. Анализ палеогеографических условий формирования отложений пластов Ю₁ (Ю₁¹) и Ю₂ с целью прогноза зон нефтегазонакопления с использованием керна и материалов ГИС на лицензионных участках ОАО «Новосибирскнефтегаз». Новосибирск, 2008.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПРИ ТРЕХМЕРНОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ НА ОСНОВЕ J-ФУНКЦИИ ЛЕВЕРЕТТА

Гималтдинова Айгуль Фадисовна

Геологический факультет МГУ, Москва, gimaltdinova-a@mail.ru

Подсчет запасов нефтяного месторождения базируется на оценке объема порового пространства коллекторов, заполненного углеводородами. Для осуществления такой оценки требуется информация о зависимости коэффициента нефтенасыщенности от высоты залежи над уровнем водонефтяного контакта. Расчет нефтенасыщенности пород в ячейках трехмерной геологической модели является важной частью геолого-гидродинамического моделирования исследуемого месторождения. Достаточно эффективным методом прогнозирования насыщения в ячейках модели, основанным на важной роли капиллярных сил при установлении равновесия и движении жидкостей в пористых средах [2], является использование зависимости J-функции Леверетта от коэффициента водонасыщенности.

В основе метода оценки распределения водонасыщенности по мощности нефтяного пласта лежит классическая теория равновесия между гравитационными и капиллярными силами. Капиллярное давление (P_c) – это сила, которая препятствует давлению вытеснения, контролирует захват углеводородов и положение контактов флюидов; является функцией радиуса поровых каналов:

$$P_c = 2 \cdot \gamma \cdot \cos \theta / r_t \quad (1)$$

где γ - поверхностное натяжение, r_t - радиус порового канала, θ – угол смачиваемости. На основании анализа уравнения (1) можно сделать вывод, что капиллярное давление возрастает при уменьшении диаметра поровых каналов, увеличении поверхностного натяжения и уменьшении угла смачиваемости.

На водонасыщенность (и обратную величину – нефтенасыщенность) 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. J-функция Леверетта позволяет обобщить значения капиллярного давления по пробам с различными значениями пористости и проницаемости [1]:

$$J = \frac{3.183 \cdot P_c \cdot \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{п}}}}{g \cdot \cos(\theta)}, \quad (2)$$

где J - J-функция Леверетта, P_c - капиллярное давление, $K_{пр}$ - коэффициент проницаемости, $K_{п}$ - коэффициент пористости, γ – поверхностное натяжение углеводороды/пластовая вода, θ – угол смачиваемости.

Капиллярное давление часто выражают как «высота над уровнем свободной воды»:

$$P_c = (\delta_w - \delta_{nc}) \cdot 0.098 \cdot h \quad (3)$$

где δ_w – плотность пластовой воды, δ_{nc} – плотность нефти, 0.098 – градиент давления пресной воды, h – высота над уровнем свободной воды.

Исходными данными для расчета насыщенности пород по выбранной методике являются данные капиллярнометрии, предварительно приведенные к пластовым условиям. На основании анализа результатов испытаний и комплекса геофизических исследований скважин была обоснована глубина положения водонефтяного контакта. По данным исследований керна была построена J-функция (Рис. 1).

Критическим значением коэффициента водонасыщенности (K_v) в исследуемых пластах, соответствующим водонефтяному контакту, было выбрано значение, равное 0.5 долей порового пространства. Тогда значение J-функции, вычисленное по полученной зависимости, будет равно $J = 0.26$. Среднее значение пористости по нижнему срезу ячеек изучаемого пласта над водонефтяным контактом соответствует $K_{п} = 0.1306$. По известной зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости находится значение $K_{пр} = 1.81 \text{ мД}$. Используя формулу (2) для расчета значения капиллярного давления по известным значениям J-функции и фильтрационно-емкостных свойств (проницаемость и пористость), определяется значение капиллярного давления $P_c = 0.548$. Как известно, перепад давления на капилляры связан с

высотой на уровне свободной воды. Согласно формуле (3) расстояние от уровня водонефтяного контакта до зеркала свободной воды для $P_c=0.548$ и фиксированных значений плотности пластовой воды и нефти будет определяться как $h=22$ м. Таким образом, пересчитанные в пластовые условия капиллярные давления, позволяют, используя значения плотностей нефти (в пластовых условиях) и воды, определять на какой высоте от уровня зеркала свободной воды будет встречаться рассчитанное давление. Эти величины позволили рассчитать расстояние между уровнем водонефтяного контакта и зеркалом свободной воды для исследуемого пласта.

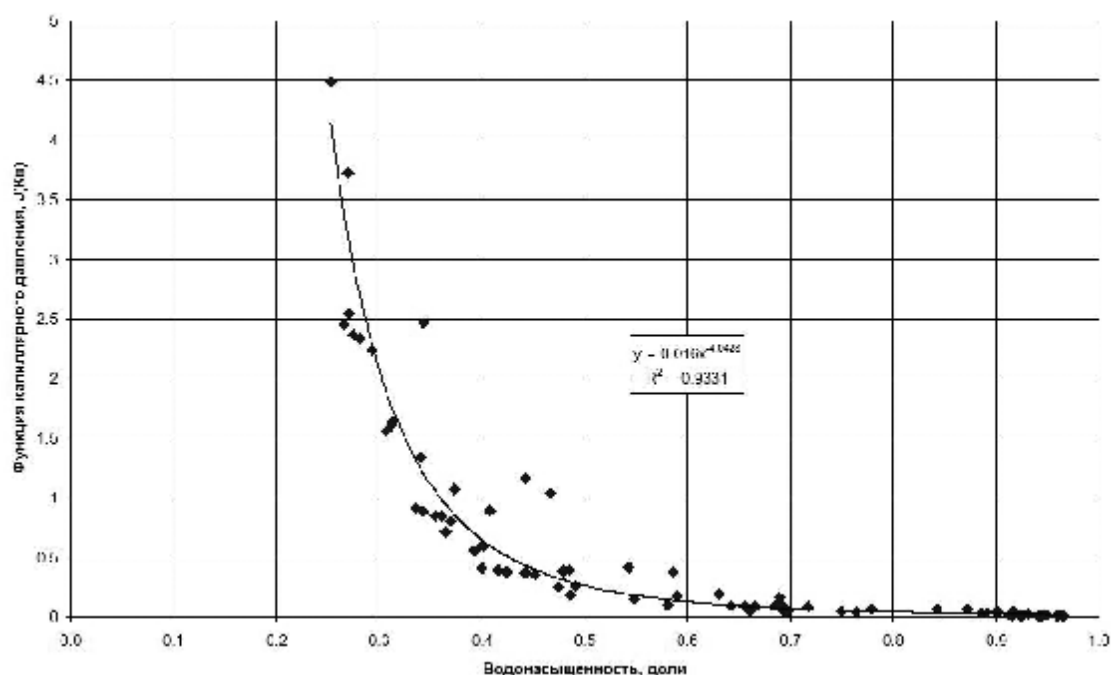


Рис. 1. Зависимость J-функции от водонасыщенности.

Зная высоту над уровнем свободной воды, рассчитываем давление в системе нефть-вода. Зная давление в системе нефть-вода и фильтрационно-емкостные свойства породы, рассчитываем значение J-функции. По зависимости водонасыщенности от J-функции (Рис. 2) , рассчитываем значение водонасыщенности.

Таким образом, на основании усреднения данных о пористости ячеек трехмерной модели, расположенных непосредственно над водонефтяным контактом, рассчитывались значения коэффициента проницаемости и капиллярного давления. С использованием этих данных и значения J-функции при $K_v=0.5$ рассчитывалось положение зеркала свободной воды. Тогда предложенная методика, зная уровень зеркала чистой воды, позволяет

рассчитать значение водонасыщенности, а, следовательно, и значение нефтенасыщенности.

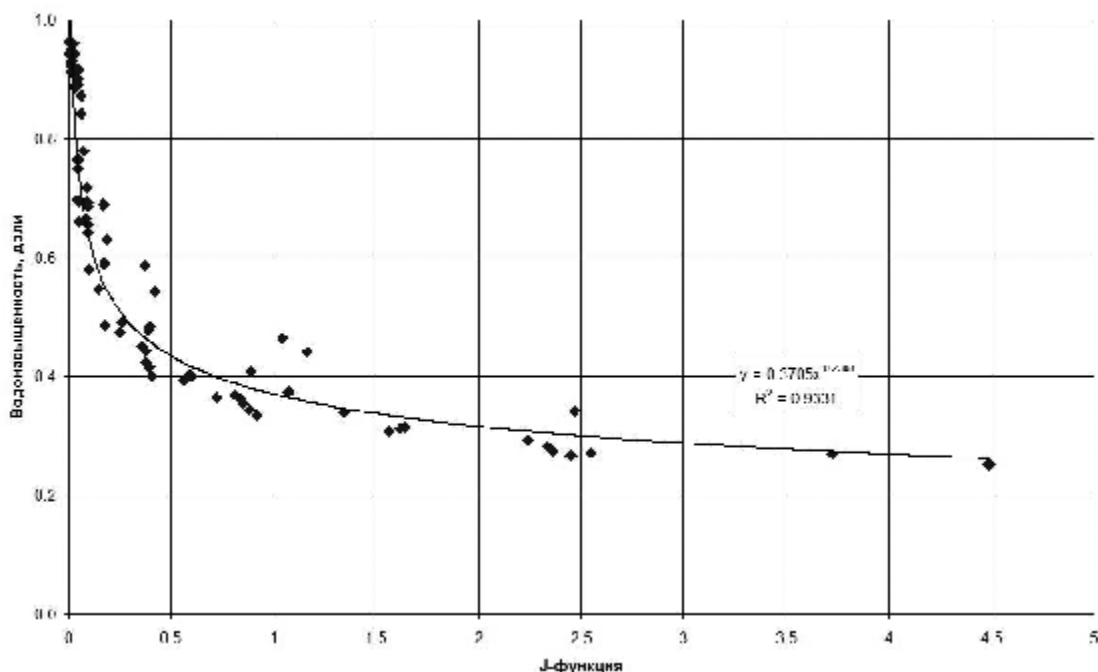


Рис. 2. Зависимость коэффициента водонасыщенности от значения J-функции.

Литература:

1. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1971, 310 с.
2. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М., ООО "Недра-Бизнесцентр", 2007, 592с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОКАНАЛЬНЫХ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА АКВАТОРИИ АМУРСКОГО ЗАЛИВА

Доронин Сергей Иванович

*Кафедра сейсмометрии и геоакустики, Геологический факультет, Московский
государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия.*

doronin_sergey@list.ru

В октябре 2009 года сотрудниками кафедры сейсмометрии и геоакустики МГУ им. Ломоносова и компании ООО «Деко-проект» были проведены многоканальные сейсмоакустические наблюдения на акватории Амурского залива с целью расчленения разреза донных грунтов.