

Технология моделирования зависимости насыщенности от уровня свободной воды по кривым капиллярного давления

Изюмова Е.А., Колбикова Е.С., Левин С.Ф

ООО «Парадайм Геофизикал»

На сегодняшний день существует некоторая неоднозначность в определении межфлюидальных контактов (ВНК, ГВК). ВНК – граничная поверхность в переходной зоне нефтяной залежи, ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю, выше которой из пласта получают промышленный приток нефти с водой (из терминологического справочника по нефтепромысловому геологии; 1994 г.). Понятие «водонефтяной контакт» является лишь терминологическим, так как четкой границы, которая разделяла бы области, содержащие 100% воды и 100% нефти, не существует. Обычно считают, что водонефтяной контакт – это уровень, ниже которого получают 100% воды (С.Д. Пирсон; 1961 г.).

Согласно стандартной методике определения положения ВНК, для обоснования его положения используются результаты интерпретации данных ГИС и результаты опробования. Но, в случае сложных коллекторов уровень ВНК может существенно различаться. В таких ситуациях используют результаты косвенных способов определения остаточной водонасыщенности (Кво) по данным исследования керна и вводят понятие зеркала чистой воды.

Прямые определения Кво проводятся на герметизированном на буровой керне из скважин, пробуренных на безводных ПЖ. Исследование керна таких скважин позволяет достоверно определить водонасыщенность в зоне однофазной фильтрации нефти, то есть ВНК, при условии использования качественной безводной ПЖ. Но прямое определение водонасыщенности (Кв) в зоне двухфазной фильтрации невозможно из-за вытеснения части свободной воды углеводородным фильтратом безводной ПЖ.

При использовании косвенных методов определяется остаточная (неснижаемая) водонасыщенность Кво, то есть моделируется процесс формирования залежи УВ, методом капиллярметрии. Неснижаемая водонасыщенность характеризует водонасыщенность нефтеносного пласта с предельным насыщением, то есть находящегося значительно выше ВНК. В пределах зон недонасыщения и двухфазной фильтрации результаты косвенных методов можно использовать, если имеется возможность перестроения измеренной капиллярметрической кривой в кривую зависимости Кв от высоты Н изучаемого интервала разреза над уровнем ВНК. В результате чего можно оценить Кв в любой точке залежи для пород с различной пористостью. С целью проверки надежности таких определений проводят сравнения значений K_n керн, полученных косвенным способом, со значениями K_n ГИС, вычисленными по материалам геофизических исследований. Сравнение свидетельствует о надежности определения нефтенасыщенности по данным капиллярметрических исследований.

Лабораторные косвенные методы определения насыщенности порового пространства флюидами, в частности водой, можно разделить на экспресс-методы (измеряющие величину остаточной водонасыщенности) и методы, позволяющие снимать полную капиллярную кривую. Результаты, полученные экспресс-методами, хорошо сопоставляются с данными прямых определений по керну и геофизических исследований для чисто газовой или газонефтяной зоны пласта. Однако эти методы не могут применяться для определения водонасыщенности кернов, отобранных из переходной зоны или из пласта, сложенного породами-коллекторами с низкой проницаемостью, когда их мощность соизмерима с высотой капиллярного подъема жидкости от уровня свободной воды. В этом случае можно использовать только те косвенные методы, которые дают возможность снимать полную капиллярную и затем пересчитывать по ней распределение водонасыщенности по высоте залежи. К ним относятся следующие методы:

- метод ртутной порометрии
- метод полупроницаемой мембраны
- метод центрифугирования

Все эти методы обладают рядом преимуществ и недостатков, которые в свою очередь будут подробно рассмотрены в работе.

В залежах свойства реальных насыщающих флюидов отличаются от свойств флюидов, использованных при экспериментах, поэтому лабораторные данные о капиллярных давлениях необходимо приводить к пластовым условиям. Помимо поправки, касающейся перевода в пластовые условия, в некоторых случаях необходимы поправки за влияние различных факторов на измерения, таких как поправка за начальное капиллярное давление, и поправка за содержание связанной воды в глинах.

Существует ряд методов корреляции данных капиллярного давления для пластов:

- метод Леверетта (J-функция)
- Лямбда-функция
- функция Thomeer

- функция Brooks-Corey

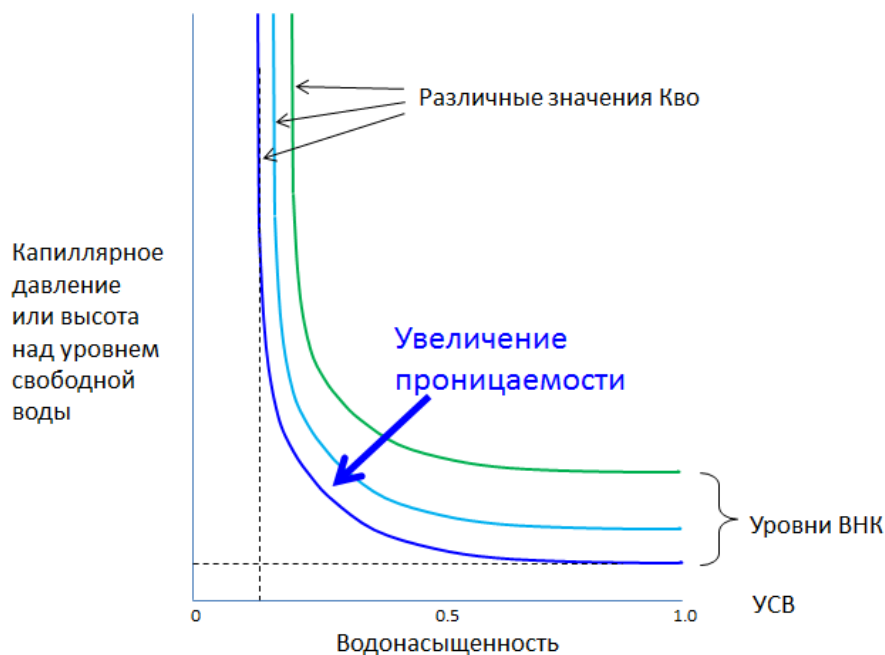
В России наибольшую популярность имеет функция Леверетта, так называемая J-функция, в которой в качестве третьего параметра используется проницаемость. J-функция Леверетта позволяет обобщить значения капиллярного давления по пробам с различными значениями пористости и проницаемости, где J - J-функция Леверетта, P_c - капиллярное давление, $K_{пр}$ - коэффициент проницаемости, K_p - коэффициент пористости, γ - поверхностное натяжение, θ - угол смачиваемости. Капиллярное давление часто выражают как «высота над уровнем свободной воды»:

$$P_c = (\delta_w - \delta_{nc}) \times 0.098 \times h$$

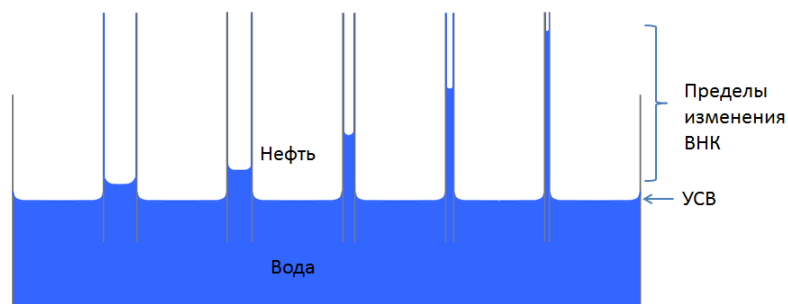
где δ_w - плотность пластовой воды, δ_{nc} - плотность нефти, 0.098 - градиент давления пресной воды, h - высота над уровнем свободной воды.

Не существует универсальной модели, применимой везде, поэтому наиболее оптимальным вариантом является использование нескольких методов, с последующим расчетом минимальной ошибки, что и станет главным критерием при выборе метода регрессионного уравнения.

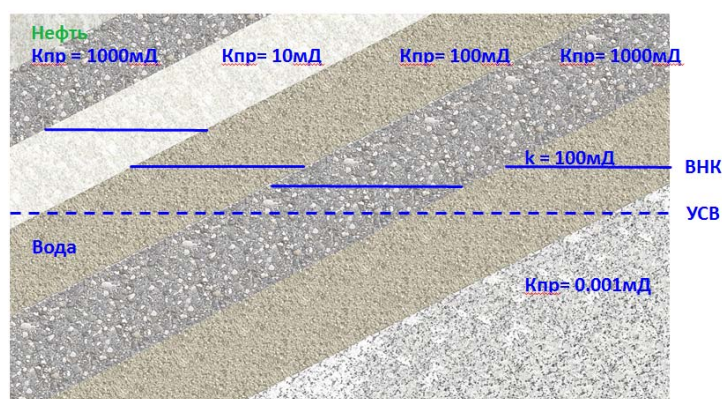
Исходя из предположения, что под действием капиллярных сил вода в поровых каналах поднимается до высоты, на которой капиллярное давление уравновешивается гидростатическим весом столба жидкости, то есть можно вычислить высоту капиллярного подъема. Таким образом, по данным капиллярного давления можно рассчитать первоначальное распределение газа и воды в пористой среде до начала эксплуатации. На основании выведенных уравнений $K_v=f(K_{пр})$, соответствующие различным капиллярным давлениям, можно решить обратную задачу: по данным о средней проницаемости участка залежи рассчитать и построить график в координатах $P_c=f(K_v)$, т.е. среднюю капиллярную кривую. Полученная кривая будет соответствовать распределению водонасыщенности в выбранной части пласта. Уравнение кривой для капиллярного давления может быть использовано для оценки остаточной водонасыщенности. Пример графика экспериментальных кривых капиллярных давлений для пород с различной проницаемостью приведен ниже:



По оси ординат даны пересчитанные для пластовых условий величины капиллярных давлений. Последние в свою очередь могут быть преобразованы в значения расстояний от уровня с нулевым капиллярным давлением. Величины водонасыщенности на одном и том же расстоянии от уровня свободной поверхности воды могут колебаться в значительных пределах: для пород, обладающих хорошими коллекторскими свойствами, зона переменной насыщенности будет маломощной, тогда как для плохо проницаемых пород она будет достаточно большой.



Сложное строение продуктивных пластов обуславливает значительные изменения, как мощности переходной зоны, так и насыщенности флюидами в ее пределах. Осреднение экспериментальных данных капиллярных давлений при известном распределении проницаемости или пористости по пласту позволяет построить капиллярную кривую для любой части пласта, которая может служить кривой распределения водонасыщенности; оценить мощность переходной зоны и изменение насыщенности в ее пределах; по соответствующей кривой рассчитать содержание остаточной воды, которое будет соответствовать водонасыщенности в чисто продуктивной зоне пласта.



Основной акцент в работе делается на создание единой математической модели насыщенности по данным капиллярметрии, применимой ко всему резервуару. Именно подобный подход позволяет:

- избежать трудностей при обосновании ВНК (в случае сложных коллекторов часты случаи получения в продукции некоторого количества воды при существенном превышении уровня залегания пласта над уровнем ВНК; в интервалах, расположенных существенно выше ВНК, присутствуют интервалы частично нефтенасыщенных или полностью водонасыщенных субколлекторов);
- избежать увеличения неопределенности, которая в случае построения отдельных зависимостей для каждой из кривых капиллярного давления была бы на порядок выше.