

УДК 622.276

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ В СЛОЖНОПО- СТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ: ОТ КАПИЛЛЯРИМЕТРИИ ДО ТЕРМОГРАВИМЕТРА

Магизова И.И.¹, студент гр. БГС-23-01, III курс

Научный руководитель: Измайлова Г.Р.², к.т.н., доцент

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа

²Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьский,
г.Октябрьский

Остаточная водонасыщенность ($K_{во}$) представляет собой один из наиболее значимых петрофизических параметров, от которого зависит подсчёт углеводородных запасов, создание гидродинамических моделей и прогнозирование разработки месторождений. Данная характеристика описывает объём воды, сохраняющийся в пустотном пространстве коллектора после образования залежи углеводородов (УВ), и напрямую влияет на вычисление коэффициента нефтегазонасыщенности. При всей важности этого показателя на сегодняшний день отсутствует общепринятая методика его определения, а само понятие «остаточная вода» объясняется исследователями по-разному, что порождает значительные расхождения в лабораторных измерениях и, как следствие, ошибки при подсчёте запасов и планировании разработки.

Актуальность рассматриваемой темы продиктована тремя главными обстоятельствами. Прежде всего, как подчёркивает М.Ю. Зубков в своей публикации «Понятие «остаточная водонасыщенность» [1] и возможность ее определения в лабораторных условиях», в действующих нормативных документах и научной литературе нет чёткого определения термина «остаточная вода», а такие понятия, как «связанная вода», «капиллярно-удерживаемая вода» и «неснижаемая водонасыщенность», зачастую употребляются как взаимозаменяемые, хотя их физическая природа различна. Далее, самый распространённый способ определения $K_{во}$ – капилляриметрия на полупроницаемой мембране в системе «вода-газ» при атмосферном давлении (ОСТ 39-204-86) – был разработан для гидрофильных пород с поровым типом коллекторского пространства и, как свидетельствуют современные работы, даёт серьёзные погрешности при изучении сложных карбонатных пород с неоднородной смачиваемостью и низкопроницаемых терригенных разностей. И последнее, существующие методики зачастую не учитывают изменчивость $K_{во}$ по высоте залежи, трактуя этот параметр как постоянную величину, что противоречит физическому пониманию распределения флюидов под действием капиллярных сил [2].

Цель настоящей работы – сопоставительный анализ методов оценки остаточной водонасыщенности и выбор наиболее подходящего подхода для коллекторов сложного типа на основе данных капилляриметрии, термогравиметрии и теоретических расчётов.

В процессе работы были изучены три ключевых метода. Метод полупроницаемой мембраны в системе «вода – газ» в атмосферных условиях выполнялся согласно ОСТ 39-204-86 [3] на групповом капилляриметре GCS-765 с вытеснением воды воздухом при ступенчатом увеличении давления от 0,14 до 6,21 атм. Метод полупроницаемой мембраны в системе «нефть – вода» при пластовых условиях реализовывался на индивидуальном капилляриметре с воссозданием пластовых термобарических параметров; вытеснение воды производилось пластовой нефтью, а стабилизацию процесса контролировали по прекращению водоотдачи и стабилизации удельного электрического сопротивления. Термогравиметрический анализ проводился на дериватографе SDT Q600 с применением микрообразцов диаметром 4 мм, отобранных из торцевых остатков стандартных кернов; нагрев осуществлялся со скоростью 10 °C/мин до 200 °C, а остаточную водонасыщенность фиксировали по точке перегиба на кривых потери массы, соответствующей переходу от удаления свободной воды к удалению связанной [4, 5].

Полученные результаты показали, что существующие трактовки остаточной воды лишены чёткой физической основы, позволяющей сформулировать однозначную процедуру её измерения. Такие термины, как «связанная вода» и «неснижаемая водонасыщенность», не являются синонимами остаточной воды и вносят дополнительную неопределённость. В связи с этим предложено рассматривать $K_{во}$ как переменную величину, закономерно меняющуюся по высоте залежи от максимального значения на уровне водонефтяного контакта ($k_{воmax}$) до минимального в её верхней части ($k_{воmin}$). При сравнении капилляриметрических методов на карбонатных породах установлено, что подход «вода – газ» при атмосферных условиях даёт заниженные величины $K_{во}$ по сравнению с методом «нефть – вода» в пластовых условиях, причём расхождения особенно заметны для образцов с низкими коллекторскими свойствами. Это объясняется тем, что газ, будучи более подвижным, чем нефть, способен вытеснять воду из мелких пор, тогда как нефть удаляет воду лишь из каналов большего диаметра. Кроме того, в ходе экспериментов в системе «нефть – вода» зафиксировано увеличение параметра насыщения (P_n), что указывает на частичную гидрофобизацию поверхности породы и также сказывается на итоговом значении $K_{во}$ [6, 7].

Сравнение данных капилляриметрии и термогравиметрии на 8 образцах терригенного коллектора с проницаемостью от 0,76 до 101,7 мД выявило, что величины $K_{во}$, полученные методом полупроницаемой мембраны при максимальном вытесняющем давлении 6,21 атм., систематически и заметно превышают результаты термогравиметрии. Для низкопроницаемых образцов (менее 1 мД) различие достигает кратных значений: например, капилляриметрия дала 64,2 %, тогда как термогравиметрия – 37,5 %. Это однозначно свидетель-

ствуется о том, что при давлении 6,21 атм. на керамической мембране полного отделения свободной воды не происходит, и полученные значения не могут отражать истинную остаточную водонасыщенность. На основе анализа высоты залежей (10-150 м) и физико-химических характеристик флюидов были рассчитаны величины лабораторного капиллярного давления, необходимые для определения $K_{\text{вomin}}$. Для тяжелой нефти ($\rho=0,9$ г/см³) при высоте залежи 150 м требуется давление 4,3 атм., для нефти средней плотности ($\rho=0,8$ г/см³) – 6,2 атм., для легкой нефти ($\rho=0,7$ г/см³) – 7,2 атм., и только для жирного газа ($\rho=0,3$ г/см³) необходимое давление достигает 13,8 атм. [7].

Таким образом, для подавляющего большинства нефтяных залежей достаточно создания вытесняющего давления 5-7 атм., а применение сверхвысоких давлений лишено практического смысла. Кроме того, водоудерживающая способность ($K_{\text{вс}}$), определяемая при стандартной скорости центрифугирования (5000 об/мин, $R_k \approx 2,7$), для залежей средней мощности (55-66 м) практически совпадает с $K_{\text{вomin}}$ для средней и легкой нефти, что позволяет использовать накопленные массивы данных $K_{\text{вс}}$ при условии корректного учёта типа флюида и высоты залежи.

По итогам проведённого анализа можно сделать следующие выводы. Существующая терминология в сфере остаточной водонасыщенности нуждается в унификации; предлагается использовать определение остаточной воды как воды, остающейся в углеводородной залежи после её формирования, с пониманием того, что $K_{\text{во}}$ является переменной, зависящей от высоты залежи. Для сложнопостроенных карбонатных коллекторов метод капилляриметрии в системе «нефть-вода» при пластовых условиях является более корректным, нежели метод «вода-газ» в атмосферных условиях, поскольку учитывает реальную смачиваемость породы и особенности вытеснения углеводородами. Также можно отметить, что метод полупроницаемой мембраны при стандартном вытесняющем давлении 6,21 атм. систематически завышает значения остаточной водонасыщенности, особенно для низкопроницаемых коллекторов, а термогравиметрический анализ может служить эффективным контрольным способом для оценки истинных величин $K_{\text{во}}$. Для повышения достоверности подсчёта запасов рекомендуется определять $K_{\text{во}}$ на представительной коллекции образцов с моделированием пластовых условий в системе «нефть-вода», применять термогравиметрический анализ для верификации результатов, строить зависимости $k_{\text{во}} = f(R_k)$ для всех литотипов коллектора в диапазоне от $k_{\text{воmax}}$ до $k_{\text{вomin}}$, а также использовать данные о высоте залежи и поверхностном натяжении на границе «нефть-вода» для обоснования максимального вытесняющего давления.

Список литературы:

1. Зубков М.Ю. Понятие «остаточная водонасыщенность» и возможность её определения в лабораторных условиях // Результаты исследований и работ ученых и конструкторов. 2014. С. 63–77.

2. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 14 с.

3. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 23 с.

4. Неволин А.И., Чижов Д.Б. Оценка остаточной водонасыщенности в системах «вода – газ» и «нефть – вода» для сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов // Материалы XIV Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых». Пермь, 9–12 ноября 2021. С. 41-45.

5. Парначев С.В., Глотов А.В. Определение остаточной водонасыщенности терригенных коллекторов по материалам термогравиметрии // Каротажник. 2011. Вып. 7. С. 52-60.

6. Мугатабарова А.А. Исследование влияния электрохимической активации минерализованных вод на фильтрационные характеристики насыщенных пористых сред: дис. на соискание учен. степени канд. техн. наук. Башкирский гос. ун-т, Уфа, 2012. 126 с.

7. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. Москва: Недра, 1971. 310 с.