

УДК 550.832:550.8.014

Исследование влияния термобарических условий на характер связи параметра насыщения с остаточной водонасыщенностью

О.В. Иселидзе¹, А.В. Дахнов^{1*}, Е.Б. Григорьев¹, И.Б. Крюкова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: A_Dakhnov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:
термобарические условия, параметр насыщения, остаточная водонасыщенность.

Тезисы. Важной задачей исследования керн является получение интерпретационных моделей, обеспечивающих количественную обработку данных геофизических исследований скважин. Удельное электрическое сопротивление горной породы – одна из основных характеристик, используемых для количественного изучения петрофизических свойств коллекторов нефти и газа по геофизическим данным.

В 1965 г. В.М. Добрынин отметил, что нефтенасыщенные гидрофильные, проницаемые, слабо заглинизированные песчаники под действием всестороннего обжатия увеличивают свое удельное сопротивление практически на ту же величину, что и водонасыщенные. В целях изучения влияния термобарических условий на величину параметра насыщения проведены экспериментальные исследования на образцах пород-коллекторов (песчаники), имеющих открытую пористость 13,9–23,9 %. Эксперименты проводились в несколько этапов при постоянном поровом давлении, а эффективное давление менялось ступенчато от 2 до 37 МПа. Полученные экспериментальные результаты позволили построить зависимости между коэффициентом остаточной водонасыщенности и параметром насыщения в атмосферных условиях и при температуре и эффективном давлении. Экспериментально показано, что связь между коэффициентом остаточной водонасыщенности и параметром насыщения в атмосферных условиях может использоваться для интерпретации данных электрометрии скважин.

Одна из задач исследования керн – разработка интерпретационных моделей, обеспечивающих количественную обработку данных геофизических исследований скважин (ГИС). Так, с точки зрения изучения по геофизическим данным свойств пластов-коллекторов нефти и газа крайне важна такая характеристика, как удельное электрическое сопротивление (УЭС) горной породы: обычно рассматривают зависимости между УЭС и коэффициентами объемной влажности или пористости, УЭС и коэффициентами нефтегазонасыщенности или остаточной водонасыщенности [1]. Для того чтобы считать полученные связи интерпретационными моделями, необходимо проводить исследования с моделированием пластовых условий (эффективного давления, температуры).

Характер насыщения пород оценивается по связи параметра насыщения P_n (альтернативное название – коэффициент увеличения сопротивления) с коэффициентом водонасыщенности. Параметр P_n показывает, во сколько раз возрастает величина УЭС нефтенасыщенной породы ($\rho_{\text{нп}}$) по сравнению с ее УЭС при 100%-ном насыщении водой ($\rho_{\text{вп}}$) [2]:

$$P_n = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}} \quad (1)$$

В лабораторных исследованиях за $\rho_{\text{нп}}$ принимают величину УЭС частично водонасыщенных образцов горных пород.

В основе оценки характера насыщения отложений по данным ГИС лежит типовая зависимость P_n от коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$. В.Н. Дахновым показано [2], что эта зависимость должна удовлетворять уравнению вида $P_n = 1/K_{\text{во}}^n$, причем показатель n изменяется в диапазоне от 1,73 до 4,33. Однако последующие работы разных исследователей и в том числе В.Н. Дахнова [3]

подтвердили факт изменения n в широком диапазоне. Установлено, что в большом диапазоне изменения $K_{во}$ зависимость $P_n = f(K_{во})$ точнее описывается уравнением $P_n = a_n / K_{во}^n$, где a_n – коэффициент, варьирующийся в узких пределах (обычно от 0,6 до 1). Также выявлены факторы, влияющие на величину n , а именно: степень гидрофильности (гидрофобности) поверхности зерен коллектора, его структура и наличие проводящих включений. В связи с этим показатель n предложено называть показателем смазываемости [4].

Отмечено, что влияние термобарических условий на вид связи $P_n = f(K_{во})$ изучено недостаточно [2]. Немногочисленные исследования этого вопроса дают противоречивую информацию. Следует напомнить, что в настоящее время для межзерновых терригенных и карбонатных коллекторов (чистых и слабглинистых) влиянием термобарических условий на связь $P_n = f(K_{во})$ пренебрегают. Однако в глинистых терригенных и сложных карбонатных коллекторах (как с рассеянной, так и со слоистой глинистостью), имеющих трещины, термобарические условия могут существенно влиять на характер зависимости $P_n = f(K_{во})$. При этом эффективное давление $P_{эф}$ и температура в данном случае оказывают противоположное действие, поэтому их суммарное влияние может быть меньше сепаратного влияния каждого из них.

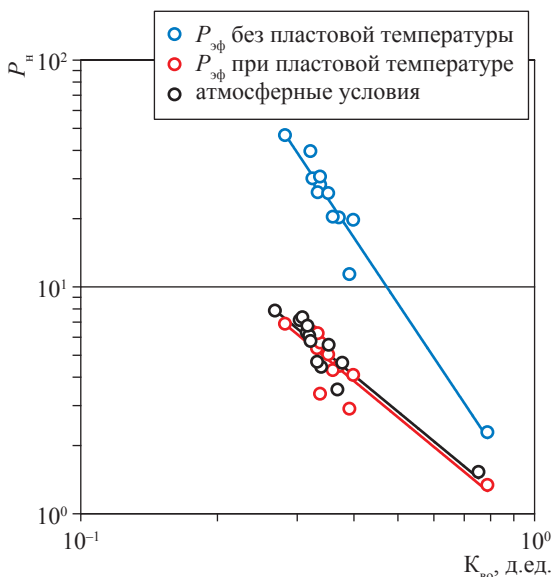


Рис. 1. Зависимость параметра насыщения от коэффициента остаточной водонасыщенности для исследованных образцов горных пород

В целях изучения влияния термобарических условий на величину P_n проведены экспериментальные исследования на образцах пород-коллекторов (песчаники) с открытой пористостью от 13,9 до 23,9 %. Поскольку исследовались частично водонасыщенные образцы, для сохранения объема остаточной воды в образце поровое давление не подавалось. Эксперименты проводились в несколько этапов при постоянном поровом давлении: на первом этапе моделировались атмосферные условия; на втором – пластовые, т.е. $P_{эф}$ и температура; на третьем этапе эксперименты проводились при $P_{эф}$ без создания пластовой температуры. На втором и третьем этапах $P_{эф}$ менялось ступенчато от 2 до 37 МПа, основная часть исследований выполнена на установке высокого давления ПУМА-650 при $P_{эф} = 37$ МПа. Полученные экспериментальные результаты позволили построить зависимость $P_n = f(K_{во})$ (рис. 1).

Анализ рис. 1 показывает, что зависимость $P_n = f(K_{во})$ в атмосферных условиях практически не меняется при наличии эффективного давления в совокупности с пластовой температурой. Поэтому с достоверностью аппроксимации R^2 ее можно описать степенным уравнением

$$P_n = bK_{во}^{-1,65}, \tag{2}$$

где коэффициент b составляет 0,85 в пластовых условиях ($R^2 = 0,84$) и 0,90 ($R^2 = 0,91$) –

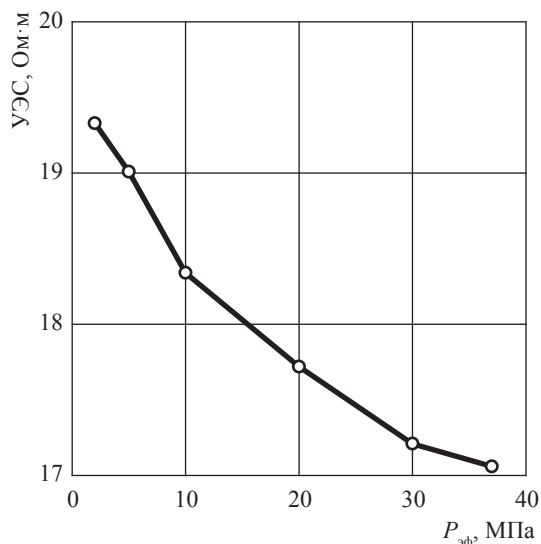


Рис. 2. Зависимость УЭС от эффективного давления частично водонасыщенных образцов (без создания пластовой температуры)

в атмосферных. В обоих случаях показатель степени $n = -1,65$.

Тем не менее рис. 1 практически подтверждает разностороннее влияние эффективно-го давления и температуры на образцы исследованных горных пород. Видно, что применительно к пластовым условиям при эффективном давлении, но без изменения температуры и порового давления тренд P_n расположен значительно выше. По мнению авторов, это объясняется тем, что при увеличении $P_{эф}$ снижается пористость, изменяется структура порового пространства, увеличиваются извилистость поровых каналов и степень уплотненности. При этом происходит частичное сужение поровых каналов, могут меняться размеры и формы зерен, в результате чего показатель степени n увеличивается.

В ходе исследования образцов горных пород замечено, что $P_{эф}$ по-разному (в зависимости от литолого-минералогического состава

пород) влияет на величину УЭС (без учета влияния температуры) (рис. 2). Незначительное снижение УЭС объясняется тем, что с увеличением $P_{эф}$ от 2 до 37 МПа при постоянном поровом давлении объем остаточной воды в образце не меняется, но уменьшается объем порового пространства, в результате чего доля остаточной воды возрастает в единице объема пор, что приводит к уменьшению УЭС частично водонасыщенных образцов.

Таким образом, на исследованной коллекции ядра определено влияние термобарических условий на корреляцию P_n и $K_{во}$. Подтверждено предположение В.М. Добрынина о том, что пластовые условия не изменяют характера зависимости $P_n = f(K_{во})$ и в первом приближении можно пользоваться соответствующим уравнением, полученным для атмосферных условий.

Список литературы

1. Добрынин В.М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1965. – 163 с.
2. Дахнов В.Н. Каротаж скважин. Интерпретация каротажных диаграмм / В.Н. Дахнов. – М.: Гостоптехиздат, 1941. – 496 с.
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
4. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

Study of thermobaric conditions impact to correlation of saturation factor and residual water saturation

O.V. Iselidze¹, A.V. Dakhnov^{1*}, Ye.B. Grigoryev¹, I.B. Kryukova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: A_Dakhnov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Construction of interpretation models providing quantitative processing of geophysical well research data is an important task for core examination. Specific electric resistivity of a rock is one of the main characteristics used for quantitative studying of petrophysical properties of oil and gas reservoirs according to geophysical data.

In 1965, V.M. Dobrynin mentioned that petroleum-saturated, hydrophilous, poorly muddled up sandstones being under the action of all-round clogging will increase their specific resistivity nearly like water-saturated ones. In order to study impact of thermobaric conditions to the value of saturation factor the experimental tests were carried out using reservoir rock (sandstones) samples with open porosity of 13,9–23,9 %. The tests had several stages. Pore pressure stayed constant, but effective pressure stepped from 2 up to 37 МПа. Acquired experimental results allowed for drawing correlations between residual water saturation and saturation factor in atmospheric conditions and in conditions of increased temperature and effective pressure. It is shown experimentally that such correlation in atmospheric conditions could be applied for interpretation of well logging data.

Keywords: thermobaric conditions, saturation factor, residual water saturation.

References

1. DOBRYNIN, V.M. *Physical properties of oil-and-gas reservoirs in deep wells* [Fizicheskiye svoystva neftegazovykh kollektorov v glubokikh skvazhinakh]. Moscow: Nedra, 1965. (Russ.).
2. DAKHNOV, V.N. *Well logging. Interpretation of well-logging records* [Karotazh skvazhin. Interpretatsiya karotazhnykh diagramm]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1941. (Russ.).
3. DAKHNOV, V.N. *Geophysical methods for determination of collecting properties and oil-and-gas saturation of rocks* [Geofizicheskiye metody opredeleniya kollektorskikh svoystv i neftegazonasyscheniya gornyx porod]. Moscow: Nedra, 1975. (Russ.).
4. VENDELSHTEYN, B.Yu., R.A. REZVANOV. *Geophysical methods for determination of oil-and-gas reservoirs' parameters* [Geofizicheskiye metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov]. Moscow: Nedra, 1978. (Russ.).