Justification of Procedures for Differentiation of Siliciclastic Reservoirs by Their Flow Properties (A Case Study from Devonian Sandstones of the Republic of Bashkortostan)

A.M. Khusainova* (BashNIPIneft LLC), T.V. Burikova (BashNIPIneft LLC), A.A. Gubaydullina (BashNIPIneft LLC), O.R. Privalova (BashNIPIneft LLC), R.V. Akhmetzyanov (BashNIPIneft LLC)

SUMMARY

The objective of the research is a reference framework set of petrophysical data characterizing the Devonian siliciclastic sediments of the study area. The characterization workflow includes three main stages: the first is the lithological typification from core description, the second is matching of the identified lithotypes with their petrophysical properties and the third is testing the model against wireline logging data.

The core from selected wells was described for lithological typification and studied with routine and special core analysis procedures in the laboratory. It is well known that shale content changes the physical properties of the rock, hence the results of the particle size distribution analysis were used to group the samples into classes based on the grain size subject to the ratio of clay material in the rock fabric. The normal trend is observed for increase in shale content with smaller grain size.

Based on the lithological description all the samples were grouped into three petrophysical classes then characterized by their own petrophysical relations and constants. This approach is based on the fact that the shale volume as opposed to grain size can be estimated from well logs and then applied to reservoir characterization and differentiation.

Обоснование методических подходов при дифференциации терригенных пород по фильтрационным свойствам (на примере отложений терригенной толщи девона Республики Башкортостан)

Justification of procedures for differentiation of siliciclastic reservoirs by their flow properties(a case study from Devonian sandstones of the Republic of Bashkortostan)

А.М.Хусаинова*(ООО«БашНИПИнефть»),Т.В.Бурикова(ООО«БашНИПИнефть»),
А. А. Губайдуллина(ООО «БашНИПИнефть») О.Р.Привалова (ООО «БашНИПИнефть»),
Р.В. Ахметзянов(ООО «БашНИПИнефть»)

Введение

Терригенная толща девона (ТТД) платформенной части республики Башкортостан долгое время оставалась основным комплексом для нефтедобычи в республике, и, несомненно, изучена достаточно подробно. Однако даже при такой высокой изученности, на сегодняшний день остаются краевые участки структур и разведочные площади, слабо охваченные поисковым и разведочным бурением, которые могут представлять интерес для изучения.

Работа вызвана необходимостью иметь петрофизическую основу для оперативной интерпретации результатов ГИС скважин, выходящих из бурения, а также для переинтерпретации скважин при создании геолого-гидродинамических моделей. Как правило, имеющиеся петрофизические модели из предыдущих проектных работ по месторождениям Башкортостана, на данный момент не актуальны.

Метод

Работа по созданию петрофизической модели отложений ТТД включала в себя три важных этапа: во-первых, литологическая типизация по керну изучаемых отложений, во-вторых, выявления связей между выделенными литотипами и петрофизическими свойствами этих пород, а в третьих последующая апробация полученной модели по данным ГИС.

Для создания петрофизической модели по скважинам, в которых по результатам описания керна выполнена литологическая типизация, был выполнен комплекс лабораторных исследований на стандартных образцах керна: определение пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, электрических параметров а также гранулометрического и минералогического состава. Как известно, большое влияние на петрофизические параметры оказывает глинистость, поэтому породы по результатам гранулометрического состава были разделены по зернистости, с учетом содержания пелитовой фракции. Учет содержания глинистой компоненты как отдельного члена классификации, отражающего структуру, после того как вид породы установлен по соотношению обломков, вполне оправдан правилами классификаций[1]. Отмечено закономерное увеличение содержания глинистой фракции с уменьшением зернистости пород. Впоследствии при ранжировании пород величина глинистости использовалась как основной параметр при выделении петрофизических классов. Такой подход обоснован тем, что глинистость пород, в отличие от зернистости, может быть определена геофизическими методами и может в дальнейшем использоваться при дифференциации пород.

Основу первого петрофизического класса составили песчаники мелко-среднезернистые слабо алевритистые с низким содержанием глинистой фракции ($C_{гл} < 5\%$). Во второй

петрофизический класс объединены песчаники алевритовые и алевролиты слабоглинистые ($\text{Сгл} < 10\%$). Алевролиты и песчаники глинистые выделены в третий петрофизический класс ($\text{Сгл} > 10\%$). Литотипы, не являющиеся коллекторами в изучаемом разрезе, в петрофизической типизации не принимали участие. К ним относятся аргиллиты и глинисто-карбонатные породы, а также известняки.

Изменения фильтрационных свойств пород первого и второго петрофизических классов, в первую очередь, связано с зернистостью пород и соответственно с размером пор, а также текстурными особенностями, что в большей степени отражается на проницаемости, чем на остаточной воде (рисунок 1, 2).

Рисунок 1 Зависимость проницаемости от пористости для выделенных петрофизических классов отложений терригенной толщи девона платформенной части Башкортостана

Рисунок 2 Зависимость остаточной воды от пористости для выделенных петрофизических классов отложений терригенной толщи девона платформенной части Башкортостана

Полученная петрофизическая модель была апробирована по данным ГИС. По распределению параметров ГИС выявлено, что дифференциация выделенных петрофизических классов по глинистости (следовательно, и по двойному разностному параметру гамма каротажа) более существенна (рисунок 3). Остальные параметры имеют большую зону перекрытия. Поэтому параметр глинистости был положен в основу разделения пород по ГИС [2].

Рисунок 3 Распределение значений глинистости, определенных методом ГИС по петрофизическим классам терригенной толщи девона

Таким образом, по анализу керновых данных в отложениях терригенного девона выделено три петрофизических класса: I тип – средне-мелкозернистый песчаник, II тип –песчаник с алевритовой составляющей и алевролит, III тип – глинистые песчаники и глинистые алевролиты [3]. При этом граничные значения пористости и проницаемости получены на керне через расчет динамической пористости со следующими граничными значениями выделенных петрокласов:

- I. Кп=8%, Кпр=2,0мД, Кпэф.гр=2,5%, Кгл.гр=4%;
- II. Кп=9%, Кпр=2,0мД, Кпэф.гр=3,5%, Кгл.гр=8%;
- III. Кп=12%,Кпр=2,0мД, Кпэф.гр.=6,5%, Кгл.гр=10,5%.

Примеры

Далее в качестве примера представлено выделение петрофизических классов отложений терригенной толщи девона по методам геофизических исследований скважин, а именно по кривой глинистости, полученной по методу гамма каротажа, с последующим сопоставлением с керновыми данными.

Рисунок 3 Пример выделения петрофизических классов по ГИС терригенной толщи девона

Выводы

Результат представленной работы заключается в обосновании того, что породы по результатам гранулометрического состава были разделены по зернистости, с учетом содержания пелитовой фракции. Такой подход обоснован тем, что в отличие от зернистости, глинистость может быть определена дистанционным способом и в дальнейшем использоваться при дифференциации пород по ГИС.

Бибблиография

1. Иванов В.Н., Фролов В.Т., Сергеева Э.И. и др. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. Санкт-Петербург: Недра, 1998. – 345 с.
2. Под ред. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Изд-во ВНИГНИ. Москва-Тверь, 2003. – 259 с.
3. Дональдсон Д. Т. Петрофизика. Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. – Москва: ООО «Инжиниринг», 2009. – 864 с.

References

1. Ivanov V.N., Frolov V.T., Sergeeva E.I. et al. Sistematika i klassifikaciya osadochnyh porod i ih analogov (Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues). Saint-Petersburg: Nedra, 1998. – 345 s.
2. Ed. by Petersilye V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Metodicheskie rekomendacii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob'emnym metodom (Methodical recommendations on the calculation of geological reserves of oil and gas by the volumetric method). VNIGNI. Moscow-Tver, 2003. – 259 s.
3. Donaldson E.C. Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties (translated from English and edited by Petersilye V.I. and Bylevskiy G.A.: Teoriya i praktika izucheniya kollektorskih svojstv gornyh porod i dvizheniya plastovyh flyuidov). – Moscow: ООО «Premium Engineering», 2009. – 864 s.