

УДК 550.8.053

ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ТИПОВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА С УЧЕТОМ ИХ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ

Путилов Иван Сергеевич¹,
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Разницын Александр Вячеславович¹,
alexandrraznitsyn@gmail.com

¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а.

Актуальность. Значительная часть мировых запасов углеводородов приурочена к карбонатным резервуарам, характеризующимся сложным строением пустотного пространства. Подсчет запасов и проектирование разработки таких залежей требуют детального изучения структуры пустотного пространства, которая напрямую определяет коллекторские свойства пород. Выделение петрофизических классов пород является неотъемлемой частью построения петрофизической модели залежи углеводородов. Метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) является одним из методов изучения структуры пустотного пространства горных пород и имеет ряд преимуществ перед другими методами. Однако в опубликованной литературе отсутствует информация о применении данного метода для решения задач петротипизации. Результаты выделения петрофизических классов на основе комплексирования данных ядерного магнитного резонанса и микролитологического описания шлифов позволят значительно улучшить качество петрофизического обеспечения геологического и гидродинамического моделирования залежи и, следовательно, повысить точность подсчета запасов углеводородов и эффективность их разработки.

Цель: выделение петрофизических типов карбонатных пород на основе комплексирования данных ядерного магнитного резонанса и микроописания шлифов, а также оценка правильности выделения классов методами математической статистики.

Объект: карбонатные породы формации Мишриф, являющейся продуктивной в разрезе одного из месторождений Месопотамской нефтегазоносной провинции.

Методы: анализ результатов ЯМР-исследований образцов керна, микроописания шлифов и стандартных лабораторных исследований керна, методы математической статистики.

Результаты. На основе комплексного анализа результатов ЯМР-исследований керна и микроописания шлифов выделены три петрофизических класса в разрезе изучаемой скважины, вскрывшей продуктивные отложения: образцы со структурами породы вакстоун и вакстоун/флаутстоун объединены в 1 класс, со структурами пакстоун, грейнстоун и рудстоун – во 2 класс, и со структурой фреймстоун – в 3 класс. Данная петротипизация подтверждена результатами статистического анализа.

Ключевые слова:

Петрофизический тип, метод ядерного магнитного резонанса, классификация Р. Данема, время поперечной релаксации, карбонатные породы, статистический анализ.

Введение

Явление ядерного магнитного резонанса (ЯМР), начиная с 90-х гг. XX в., широко используется при изучении петрофизических свойств коллекторов нефти и газа (как в лаборатории, так и в скважине – ядерный магнитный каротаж), а также исследовании свойств пластовых флюидов [1]. Исследования горных пород и флюидов методом ЯМР основаны на изучении резонансного поглощения электромагнитной энергии ядрами атомов водорода. Физические основы явления ЯМР подробно описаны в работе И.С. Джафарова, П.Е. Сынгаевского и С.Ф. Хафизова «Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов» [2]. Метод ЯМР является уникальным неразрушающим методом исследования горных пород и позволяет определять такие важные характеристики коллекторов, как коэффициенты пористости и остаточной водонасыщенности, структуру порового пространства, распределение по типам пористости, смачиваемость и многие другие [3–12].

При выполнении лабораторных ЯМР-исследований, как правило, проводят измерение времен поперечной релаксации (ввиду того, что поперечная релаксация протонов происходит быстрее, чем продольная, что значительно сокращает время проведения эксперимента). Известно, что при полном насыщении образца керна одним флюидом с известным водородным индексом и отсутствии градиента магнитного поля доминирующим механизмом релаксации ядер является их релаксация на поверхности пор. Время поперечной релаксации в этом случае определяется следующим выражением [2]:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V}, \quad (1)$$

где T_2 – время поперечной релаксации, мс; ρ – релаксационная активность породы, мкм/мс; S/V – площадь удельной поверхности порового пространства, мкм²/мкм³.

Как видно из выражения (1), отношение площади поры (S) к ее объему (V) пропорционально обратной величине размера поры, а время поперечной релаксации T_2 , в свою очередь, пропорцио-

нально размеру поры. Таким образом, метод ЯМР при определенных условиях (насыщение образца одним флюидом и отсутствие градиента магнитного поля) можно рассматривать в качестве метода изучения структуры пустотного пространства горных пород, применение которого в отличие от других известных методов позволяет сократить временные и трудовые затраты, а также получить ряд других важных петрофизических характеристик (комплексный метод).

Выделение петрофизических типов пород является одним из этапов построения петрофизической модели, лежащей в основе геологической модели залежи углеводородов [13]. Как правило, разделение пород на классы основано на взаимосвязи размеров пор и структурных особенностей [14], размерах поровых каналов [15], единиц гидравлического потока (FZI) [16] и др. [17].

В данной работе выделение петрофизических классов карбонатных пород проведено на основе комплексного анализа результатов микроописания шлифов и ЯМР-исследований керн, а именно на взаимосвязи структуры отложений и структуры пустотного пространства пород.

Объектом исследования является формация Мишириф, представляющая собой один из продуктивных комплексов изучаемого нефтяного месторождения Месопотамской нефтегазоносной провинции [18]. Исследуемые отложения изучены по керну и представлены чередованием известняков от светло-серой до бурой окраски, в различной степени доломитизированных, неравномерно пористых, прослоями органогенно-детритовых, неравномерно битуминизированных. Накопление осадков происходило в сеноман-раннетуронское время поздне меловой эпохи в условиях шельфовой окраины палеоокеана Тетис.

Структурная характеристика изучаемых отложений

Структура изучаемых отложений охарактеризована по классификации карбонатных пород Р. Данема, дополненной А. Эмбри и Дж. Кловеном в интерпретации В.Г. Кузнецова. При разделении карбонатных пород здесь учитываются такие факторы, как наличие или отсутствие первичных структур, количественные соотношения между первичными форменными элементами и цементом, форма, размер и степень упаковки компонентов, структура цемента (основной массы), характер кристаллов. Являясь прежде всего структурной, данная классификация также несет определенный генетический смысл, отражая прежде всего динамику среды отложения. Так, по мере увеличения гидродинамической активности возрастает количество скелетного материала, сокращается количество микрита при одновременном увеличении спарита [19].

В данной работе анализируются результаты ЯМР-исследований 91 образца керн со следующими структурами пород по Р. Данему [19]:

1) *Вакстоун (49 образцов)* – микро- и тонкозернистый известняк с достаточно обильным содержа-

нием (до 40–50 %) форменных элементов размером менее 2 мм. Обязательным условием определения структуры является погружение форменных компонентов в ил без их соприкосновения.

- 2) *Вакстоун/флаутстоун (14 образцов)* – промежуточная структура. Флаутстоун – известняк, состоящий из форменных элементов размером более 2 мм, с микро-тонкозернистым цементом порового и базального типов. Флаутстоуны характеризуют спокойную гидродинамическую среду седиментации.
- 3) *Пакстоун (8 образцов)* – известняк, состоящий из форменных элементов размером менее 2 мм, с тонко-микрозернистым цементом порового и базального типов. Для этой структуры характерно соприкосновение зерен друг с другом. Пакстоуны накапливались в обстановках с неустойчивой гидродинамикой среды;
- 4) *Грейнстоун (13 образцов)* – известняк, состоящий из форменных элементов размером менее 2 мм, с яснокристаллическим (спаритовым) цементом порового и базального типов. Опорой («каркасом») структуры являются зерна. Эта структура по уровню энергоемкости самая высшая. Отсутствие ила и наличие спарита свидетельствуют о «промытости» породы.
- 5) *Рудстоун (3 образца)* – известняк, состоящий из форменных элементов размером более 2 мм, с яснокристаллическим (спаритовым) цементом порового типа. Зерна опираются друг на друга, образуя «каркас» породы. Формирование этой структуры происходило в условиях высокой активности водной среды, причем чем меньше размерность структурных компонентов породы, тем выше динамическая характеристика среды осадконакопления.
- 6) *Фреймстоун (4 образца)* – автохтонный известняк, в котором массивные формы ископаемых организмов образуют во время осадконакопления прочный трехмерный остов, промежутки которого могли заполняться карбонатным материалом другой структуры или оставаться пустыми.

Выделение петрофизических типов изучаемых отложений

Одним из факторов, оказывающих существенное влияние на структуру пустотного пространства пород, а следовательно, и на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) является структура породы [20, 21]. Поэтому первичное разделение образцов керн изучаемых отложений основано на результатах литологического микроописания шлифов.

Для изучения петрофизических характеристик выделенных групп образцов в работе используются следующие показатели, полученные в результате интерпретации данных ЯМР-исследований:

1. Коэффициент общей пористости (K_n).
2. Распределение времен поперечной релаксации T_2 по типам пористости (вклад в общую пористость), включающее:

- глинисто-связанную воду (CBW) и микропористость (отделяется по общепринятой [22] граничной отсечке $T_2=3$ мс);
 - капиллярно-связанную воду (отделяется по двум граничным отсечкам – 3 мс и $T_{2гр}$, определенной методом граничной отсечки [2]);
 - эффективную пористость (отделяется по двум граничным отсечкам – $T_{2гр}$, определенной методом граничной отсечки, и общепринятой граничной отсечке $T_2=750$ мс [22]);
 - каверновую пористость (отделяется по граничной отсечке 750 мс).
3. Коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{ов}$, определенный по методу граничной отсечки и соответствующее время граничной отсечки $T_{2гр}$.
 4. Индекс свободного флюида FFI, определяемый как сумма эффективной и каверновой пористостей.
 5. Отношение индекса свободного флюида к индексу связанной воды FFI/BVI.
 6. Модальное значение времени поперечной релаксации T_{2mode} .
 7. Логарифмическое среднее $T_{2logmean}$, определяемое по формуле:

$$T_{2logmean} = 10^{\frac{\sum K_{ni} \log(T_{2j})}{\sum K_{ni}}},$$

где K_{ni} – i -я пористость, соответствующая j -му значению T_{2j} .

В табл. 1 приведены основные статистические характеристики результатов ЯМР-исследований отдельно для образцов с различной структурой породы по Р. Данему. По приведенным средним данным видно, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают образцы со структурой фреймстоун (K_n (ЯМР)=17,76 %, $K_{ов}$ (ЯМР)=11,50 %, FFI=88,50 %, FFI/BVI=8,06), наихудшими – образцы со структурой вакстоун (K_n (ЯМР)=10,85 %, $K_{ов}$ (ЯМР)=71,73 %, FFI=28,27 %, FFI/BVI=0,49).

С целью определения статистических различий образцов с разной структурой пород по средним значениям результатов ЯМР-исследований был применен t -критерий Стьюдента (табл. 2) [23]. Среди анализируемых показателей наиболее информативными (по средним значениям которых изучаемые группы образцов статистически отличаются друг от друга) являются коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$), содержание капиллярно-связанной воды (BVI), каверновая пористость, индекс свободного флюида (FFI), отношение индекса свободного флюида к индексу связанного флюида (FFI/BVI), модальное значение времени поперечной релаксации (T_{2mode}), логарифмическое среднее значение времени поперечной релаксации ($T_{2logmean}$). При этом стоит отметить, что ни по каким показателям не разделяются между собой образцы со структурами пакстоун, грейнстоун и рудстоун, что свидетельствует о близких значениях результатов ЯМР-исследований и, следовательно, о схожей структуре пустотного пространства.

Таблица 1. Основные статистические характеристики результатов ЯМР-исследований образцов с различной структурой породы

Table 1. The main statistical characteristics of the different rock structure samples nuclear magnetic resonance (NMR) experiments results

Параметры Parameters	Тип структуры по Р. Данему Rock structure type (R. Dunham classification)					
	Вакстоун Wackestone	Вакстоун/ флаутстоун Wackestone/ Floatstone	Пакстоун Packstone	Грейнстоун Grainstone	Рудстоун Rudstone	Фреймстоун Framestone
K_n (ЯМР), %	10.85±5.09 3,42–23.08	16.52±6.44 6,18–24.35	21.22±2.92 15,75–24,13	17.47±9.38 5,20–32,07	15.67±7.77 9,37–24,35	17.76±2.56 14,52–20,79
$T_{2гр}$, мс (ms)	111.88±48.78 55,00–344,00	113.07±33.23 69,00–175,00	131.88±41.44 83,00–220,00	159.15±62.76 45,00–282,00	98.67±46.23 70,00–152,00	83.50±32.54 60,00–129,00
$K_{ов}$ (ЯМР), %	71.73±13.84 29,43–94,02	60.05±22.10 25,09–89,16	31.08±15.27 15,45–54,38	32.63±16.08 11,06–61,30	23.84±9.54 13,29–31,85	11.50±2.67 10,03–15,50
Глинисто-связанная вода + микропористость*, % Clay-bound water + microporosity, %	3.24±2.91 0,00–13,36	1.24±1.07 0,00–3,20	0.27±0.19 0,00–0,64	0.63±1.11 0,00–3,46	0.56±0.50 0,08–1,07	0.12±0.14 0,00–0,24
Капиллярно-связанная вода*, % Capillary-bound water, %	68.49±13.08 28,65–90,18	58.80±21.69 25,09–87,19	30.81±15.22 15,09–54,18	32.00±15.46 10,70–58,65	23.28±9.06 13,21–30,78	11.39±2.60 9,89–15,28
Эффективная пористость*, % Free fluid porosity, %	25.86±12.37 2,98–65,20	35.24±18.77 9,83–66,66	49.08±12.24 30,91–71,78	43.34±10.07 29,73–60,90	54.99±13.51 40,82–67,73	25.29±8.38 16,49–35,79
Каверновая пористость*, % Vuggy porosity, %	2.41±3.33 0,00–18,20	4.72±5.68 0,21–20,55	19.84±14.09 0,64–40,79	24.03±15.57 0,00–46,31	21.18±22.99 0,42–45,89	63.20±6.71 54,08–68,47
ИСФ, %	28.27±13.84 5,98–70,58	39.95±22.10 10,85–74,91	68.92±15.27 45,63–84,85	67.37±16.08 38,70–88,94	76.16±9.54 68,15–86,71	88.50±2.67 84,50–89,97
FFI, %	0.47±0.44 0,06–2,40	0.98±0.96 0,12–2,99	2.94±1.75 0,84–5,47	2.89±2.07 0,63–8,05	3.82±2.37 2,14–6,53	7.99±1.70 5,45–8,97
ИСФ/ИСВ FFI/BVI	0.06–2,40	0.12–2,99	0.84–5,47	0.63–8,05	2.14–6,53	5.45–8,97
T_{2mode} , мс (ms)	74.07±71.03 13,51–451,30	109.02±61.55 30,35–203,10	525.53±356.77 130,60–1117,00	590.09±359.33 55,03–1117,00	492.13±418.13 174,30–965,80	1812.25±179.70 1650,00–2056,00
$T_{2logmean}$, мс (ms)	54.65±33.57 12,63–179,28	88.15±48.78 28,54–169,53	255.43±123.72 99,75–461,98	291.01±136.59 34,86–520,41	257.23±201.26 113,40–487,22	691.65±95.20 574,76–795,68

Примечание: в числителе указаны среднее арифметическое значение ± среднее квадратическое отклонение, в знаменателе – размах значений; * – вклад в общую пористость.

Note: numerator is arithmetic mean value ± standard deviation, denominator is value range; * – percent of total porosity.

Таблица 2. Т-критерии Стьюдента для сравнения результатов ядерно-магнитно-резонансных (ЯМР) исследований образцов с различной структурой породы
Table 2. Student's t-tests for comparison of the different rock structure samples nuclear magnetic resonance (NMR) experiments results

Структуры по Р. Данему Rock structure type (R. Dunham classification)	Параметры (Parameters)										T ₂ mode	T ₂ logmean
	K _r (ЯМР) K _p (NMR)	T ₂ pr T _{2cut-off}	K _{св} (ЯМР) K _{св} (NMR)	Глинисто-связанная вода+микропористость, Clay-bound water+microporosity	Капиллярно- связанная вода Capillary-bound water	Эффективная пористость Free fluid porosity	Каверновая пористость Vuggy porosity	ИСФ FFI	ИСФ/ИСВ FFI/BVI			
Вакстоун–грейнстоун Wackestone–grainstone	<u>-3,429</u> <u>0,001</u>	<u>-2,921</u> <u>0,005</u>	<u>8,756</u> <u>0,000</u>	<u>3,164</u> <u>0,002</u>	<u>8,608</u> <u>0,000</u>	<u>-4,690</u> <u>0,000</u>	<u>-10,249</u> <u>0,000</u>	<u>-8,756</u> <u>0,000</u>	<u>-7,683</u> <u>0,000</u>	<u>-9,572</u> <u>0,000</u>	<u>-11,131</u> <u>0,000</u>	
Вакстоун–пакстоун Wackestone–packstone	<u>-5,591</u> <u>0,000</u>	<u>-1,095</u> <u>0,278</u>	<u>7,599</u> <u>0,000</u>	<u>2,873</u> <u>0,006</u>	<u>7,390</u> <u>0,000</u>	<u>-4,927</u> <u>0,000</u>	<u>-7,735</u> <u>0,000</u>	<u>-7,599</u> <u>0,000</u>	<u>-8,645</u> <u>0,000</u>	<u>-8,248</u> <u>0,000</u>	<u>-9,725</u> <u>0,000</u>	
Вакстоун–фреймстоун Wackestone–framestone	<u>-2,672</u> <u>0,010</u>	1,138 0,261	<u>8,617</u> <u>0,000</u>	<u>2,113</u> <u>0,038</u>	<u>8,644</u> <u>0,000</u>	<u>-0,090</u> <u>0,929</u>	<u>-32,320</u> <u>0,000</u>	<u>-8,617</u> <u>0,000</u>	<u>-24,317</u> <u>0,000</u>	<u>-40,994</u> <u>0,000</u>	<u>-30,683</u> <u>0,000</u>	
Грейнстоун–фреймстоун Grainstone–framestone	-0,060 0,953	<u>2,282</u> <u>0,038</u>	<u>2,561</u> <u>0,022</u>	0,909 0,378	<u>2,597</u> <u>0,020</u>	<u>3,237</u> <u>0,006</u>	<u>-5,478</u> <u>0,000</u>	<u>-2,561</u> <u>0,022</u>	<u>-4,459</u> <u>0,001</u>	<u>-6,452</u> <u>0,000</u>	<u>-5,416</u> <u>0,000</u>	
Вакстоун–вакстоун/флаутстоун Wackestone–wackestone/floatstone	<u>-3,466</u> <u>0,001</u>	-0,086 0,932	<u>2,415</u> <u>0,019</u>	<u>2,514</u> <u>0,015</u>	<u>2,085</u> <u>0,041</u>	<u>-2,212</u> <u>0,031</u>	-1,929 0,058	<u>-2,415</u> <u>0,019</u>	<u>-2,823</u> <u>0,006</u>	-1,669 0,100	<u>-2,962</u> <u>0,004</u>	
Вакстоун–рудстоун Wackestone–rudstone	-1,553 0,127	0,456 0,650	<u>5,881</u> <u>0,000</u>	1,582 0,120	<u>5,874</u> <u>0,000</u>	<u>-3,943</u> <u>0,000</u>	<u>-5,596</u> <u>0,000</u>	<u>-5,881</u> <u>0,000</u>	<u>-8,772</u> <u>0,000</u>	<u>-6,461</u> <u>0,000</u>	<u>-6,552</u> <u>0,000</u>	
Пакстоун–вакстоун/флаутстоун Packstone–wackestone/floatstone	1,938 0,067	1,168 0,256	<u>-3,272</u> <u>0,004</u>	<u>-2,522</u> <u>0,020</u>	<u>-3,211</u> <u>0,005</u>	1,861 0,078	<u>3,590</u> <u>0,002</u>	<u>3,272</u> <u>0,004</u>	<u>3,429</u> <u>0,003</u>	<u>4,334</u> <u>0,000</u>	<u>4,543</u> <u>0,000</u>	
Пакстоун–фреймстоун Packstone–framestone	2,007 0,073	2,027 0,070	<u>2,486</u> <u>0,032</u>	1,401 0,192	<u>2,475</u> <u>0,033</u>	<u>3,462</u> <u>0,006</u>	<u>-5,736</u> <u>0,000</u>	<u>-2,486</u> <u>0,032</u>	<u>-4,759</u> <u>0,001</u>	<u>-6,685</u> <u>0,000</u>	<u>-6,146</u> <u>0,000</u>	
Вакстоун/флаутстоун–грейнстоун Wackestone/floatstone–grainstone	<u>-0,307</u> <u>0,761</u>	<u>-2,410</u> <u>0,024</u>	<u>3,662</u> <u>0,001</u>	<u>-1,459</u> <u>0,157</u>	<u>3,672</u> <u>0,001</u>	<u>-1,382</u> <u>0,179</u>	<u>-4,889</u> <u>0,000</u>	<u>-3,662</u> <u>0,001</u>	<u>-3,113</u> <u>0,005</u>	<u>-4,939</u> <u>0,000</u>	<u>-5,217</u> <u>0,000</u>	
Вакстоун/флаутстоун–рудстоун Wackestone/floatstone–rudstone	0,202 0,843	0,643 0,530	<u>2,728</u> <u>0,016</u>	1,055 0,308	<u>2,730</u> <u>0,016</u>	-1,710 0,108	<u>-2,608</u> <u>0,020</u>	<u>-2,728</u> <u>0,016</u>	<u>-3,601</u> <u>0,003</u>	<u>-3,693</u> <u>0,002</u>	<u>-3,076</u> <u>0,008</u>	
Вакстоун/флаутстоун–фреймстоун Wackestone/floatstone–framestone	<u>-0,369</u> <u>0,717</u>	1,576 0,135	<u>4,291</u> <u>0,001</u>	2,053 0,057	<u>4,272</u> <u>0,001</u>	1,113 0,326	<u>-17,535</u> <u>0,000</u>	<u>-4,291</u> <u>0,001</u>	<u>-10,918</u> <u>0,000</u>	<u>-31,437</u> <u>0,000</u>	<u>-17,662</u> <u>0,000</u>	
Рудстоун–фреймстоун Rudstone–framestone	-0,516 0,628	0,515 0,629	2,533 0,052	1,771 0,137	2,562 0,051	<u>3,623</u> <u>0,015</u>	<u>-3,563</u> <u>0,016</u>	<u>-2,533</u> <u>0,052</u>	<u>-2,741</u> <u>0,041</u>	<u>-5,784</u> <u>0,002</u>	<u>-3,867</u> <u>0,012</u>	
Пакстоун–грейнстоун Packstone–grainstone	1,090 0,289	-1,087 0,291	<u>-0,218</u> <u>0,830</u>	<u>-0,910</u> <u>0,374</u>	<u>-0,172</u> <u>0,866</u>	1,169 0,257	<u>-0,677</u> <u>0,507</u>	0,218 0,830	0,060 0,953	<u>-0,401</u> <u>0,693</u>	<u>-0,600</u> <u>0,556</u>	
Пакстоун–рудстоун Packstone–rudstone	1,832 0,100	1,153 0,279	<u>-0,753</u> <u>0,471</u>	<u>-1,502</u> <u>0,167</u>	0,790 0,450	<u>-0,697</u> <u>0,504</u>	<u>-0,119</u> <u>0,908</u>	<u>-0,753</u> <u>0,471</u>	<u>-0,684</u> <u>0,511</u>	0,133 0,897	<u>-0,018</u> <u>0,986</u>	
Грейнстоун–рудстоун Grainstone–rudstone	-0,306 0,764	1,557 0,142	0,896 0,385	0,104 0,919	0,925 0,371	-1,711 0,109	0,292 0,775	-0,896 0,385	-0,689 0,502	0,415 0,684	0,357 0,726	

Примечание: в числителе указана величина t-критерия, в знаменателе – p-value, жирным шрифтом выделены статистически значимые t-критерии ($p \leq 0,05$).
Note: numerator is Student's t-test value, denominator is p-value, statistically significant Student's t-test values are highlighted in bold ($p \leq 0,05$).

Для сравнения распределений времен поперечной релаксации T_2 образцов был проведен корреляционный анализ [23]: сопоставлены ЯМР-интенсивности конкретных времен поперечной релаксации T_2 , соответствующие разным образцам. Всего было определено 4095 коэффициентов корреляции. В табл. 3 приведено распределение коэффициентов корреляции разной величины для образцов с различной структурой породы по Р. Данему. По таблице видно, что для всех образцов (за исключением образцов со структурой рудстоун ввиду малого объема выборки) внутри одного класса (образцы с одинаковой структурой породы) наблюда-

ется преобладание высоких (0,7–0,9) и очень высоких (0,9–1) коэффициентов корреляции, что свидетельствует о схожем характере распределений времен поперечной релаксации T_2 для образцов с одинаковой структурой породы. При этом стоит отметить большое количество высоких и очень высоких коэффициентов корреляции при сравнении образцов со следующими структурами: вакстоун–вакстоун/флаутстоун, пакстоун–грейнстоун, пакстоун–рудстоун, вакстоун/флаутстоун–рудстоун, грейнстоун–рудстоун. Это говорит о схожем строении пустотного пространства анализируемых групп образцов.

Таблица 3. Распределение коэффициентов корреляции разной величины для образцов с различной структурой породы (в %)

Table 3. Distribution of different values correlation coefficients for different rock structure samples (%)

Структуры по Р. Данему Диапазон изменения коэффициента корреляции Rock structure type (R. Dunham classification) Range of coefficient correlation variation	0–0,3 (очень слабая very weak)	0,3–0,5 (слабая weak)	0,5–0,7 (средняя moderate)	0,7–0,9 (высокая strong)	0,9–1 (очень высокая very strong)
Вакстоун Wackestone	0,93	5,19	19,39	64,63	9,86
Пакстоун Packstone	3,57	14,29	17,86	53,57	10,71
Вакстоун/флаутстоун Wackestone/floatstone	1,10	7,69	19,78	60,44	10,99
Грейнстоун Grainstone	10,26	12,82	19,23	50,00	7,69
Рудстоун Rudstone	33,33	0,00	33,33	33,33	0,00
Фреймстоун Framestone	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00
Вакстоун–пакстоун Wackestone–packstone	33,93	23,98	25,00	14,54	2,55
Вакстоун–вакстоун/флаутстоун Wackestone–wackestone/floatstone	1,90	8,89	23,18	57,14	8,89
Вакстоун–грейнстоун Wackestone–grainstone	40,82	25,28	14,29	16,32	3,29
Вакстоун–рудстоун Wackestone–rudstone	35,37	14,29	27,21	20,41	2,72
Вакстоун–фреймстоун Wackestone–framestone	95,92	4,08	0,00	0,00	0,00
Пакстоун–вакстоун/флаутстоун Packstone–wackestone/floatstone	19,64	16,07	22,32	40,18	1,79
Пакстоун–грейнстоун Packstone–grainstone	4,81	11,54	22,12	50,00	11,53
Пакстоун–рудстоун Packstone–rudstone	8,33	12,50	20,83	41,67	16,67
Пакстоун–фреймстоун Packstone–framestone	31,25	25,00	18,75	21,88	3,12
Вакстоун/флаутстоун–грейнстоун Wackestone/floatstone–grainstone	22,53	23,08	25,28	26,37	2,74
Вакстоун/флаутстоун–рудстоун Wackestone/floatstone–rudstone	23,81	14,29	9,52	47,62	4,76
Вакстоун/флаутстоун–фреймстоун Wackestone/floatstone–framestone	89,28	5,36	5,36	0,00	0,00
Грейнстоун–рудстоун Grainstone–rudstone	10,26	7,69	30,77	43,59	7,69
Грейнстоун–фреймстоун Grainstone–framestone	26,93	11,54	38,46	21,15	1,92
Рудстоун–фреймстоун Rudstone–framestone	41,68	25,00	16,67	16,67	0,00

С целью наглядной визуализации на рис. 1 представлены осредненные распределения нормализованных ЯМР-интенсивностей по временам поперечной релаксации T_2 для образцов с разной структурой породы. Под графиком представлены вклады различных

типов пористостей в общую пористость (границы проведены по общепринятым отсечкам [22]). Данные кривые отражают наиболее вероятное время поперечной релаксации T_2 , а следовательно, и размер пор, который вносит наибольший вклад в объем пустотного про-

странства. Приведенный график отображает структуру пустотного пространства, характерную для образцов с определенной структурой породы. По рисунку видно, что группы образцов со структурой породы вакстоун и вакстоун/флаутстоун, а также рудстоун, пакстоун и грейнстоун слабо отличаются по виду своих кривых.

Статистический анализ результатов ЯМР-исследований образцов керна отображает целесообразность объединения выделенных групп в три класса: вакстоун и вакстоун/флаутстоун (1 класс); рудстоун, пакстоун и грейнстоун (2 класс); фреймстоун (3 класс).

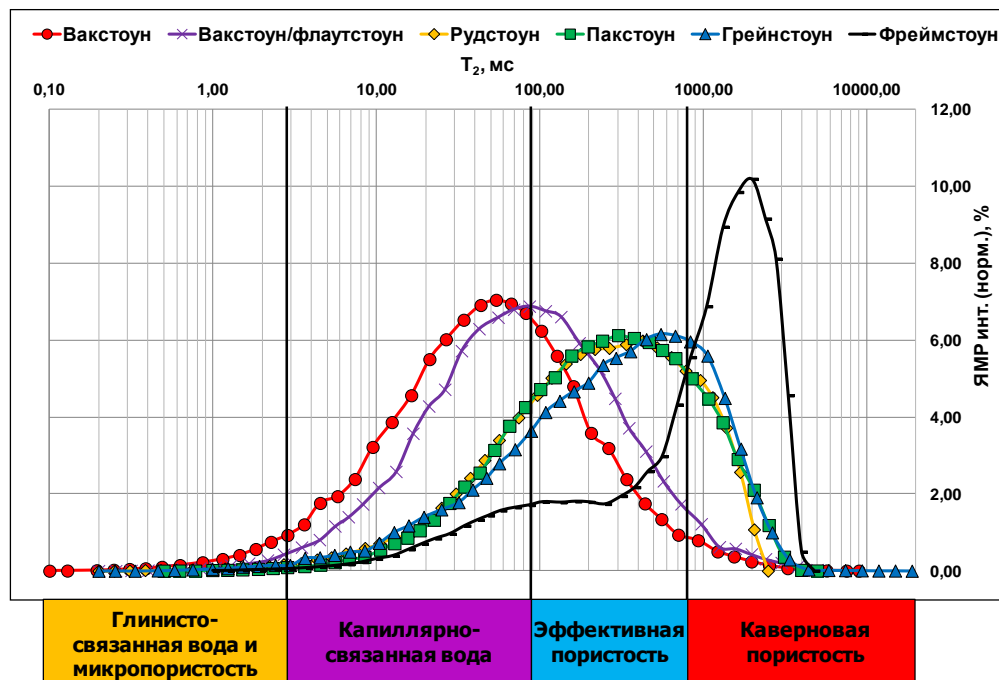


Рис. 1. Осредненные распределения нормализованных ЯМР-интенсивностей по временам поперечной релаксации T_2 различных групп образцов с одинаковой структурой породы

Fig. 1. Averaged distributions of normalized NMR intensities over transverse relaxation times T_2 of different rock structure samples groups

Согласно В.Г. Кузнецову, «первичные коллекторские свойства пород, тип пустотного пространства и величина пористости, а также тип вторичных преобразований и характер возникающей при этом вторичной пористости во многом определяются первичной структурой. Они различны для биогермных известняков – баундстоунов, зернистых пород – пакстоунов, грейнстоунов, флаутстоунов и рудстоунов, причем тип зерен имеет сугубо подчиненное значение, и, наконец, микрозернистых – мадстоунов и вакстоунов» [19], что также подтверждается по результатам ЯМР-исследований.

На рис. 2 представлены осредненные распределения нормализованных ЯМР-интенсивностей по временам поперечной релаксации T_2 для выделенных классов образцов: петротипы достаточно хорошо дифференцируются по данным ЯМР-исследований. Под графиком представлены вклады различных типов пористостей в общую пористость (границы проведены по общепринятым отсечкам [22]). Также над графиком показаны фотографии шлифов, соответствующие различным классам. По фотографиям видно, что от 1 класса к 3 классу размер пор увеличивается, что подтверждается результатами ЯМР-исследований.

Основным критерием, определяющим тип коллектора, является способность породы пропускать через

себя флюид при наличии перепада давления, то есть проницаемость. В зависимости от того, по каким пустотам преобладает фильтрация флюида, внутри каждого выделенного класса образцы были разделены на несколько групп. Результаты представлены на рис. 3. В результате аппроксимации данных получены следующие зависимости:

1) для образцов 1 класса:

- каверново-поровый тип коллектора:

$$K_{пр} = 4 \cdot 10^{-5} K_{оп}^{4,07}, R^2=0,79;$$

- трещинно-каверново-поровый тип коллектора:

$$K_{пр} = 0,52 K_{оп}^{1,52}, R^2=0,39;$$

2) для образцов 2 класса:

- каверново-поровый тип коллектора:

$$K_{пр} = 3 \cdot 10^{-5} K_{оп}^{4,42}, R^2=0,91;$$

- трещинно-каверново-поровый тип коллектора:

$$K_{пр} = 1,04 K_{оп}^{1,66}, R^2=0,35;$$

3) для образцов 3 класса:

- трещинно-каверново-поровый тип коллектора: уравнение связи не выведено.

По рис. 3 видно, что при одинаковой величине открытой пористости значения проницаемости среди образцов с одинаковым типом коллектора отличаются

для выделенных классов – наблюдается увеличение от 1 к 3 классу. Это говорит о различии в размерах проводящих каналов. Стоит отметить, что анализ зависимостей $K_{пр} = f(K_{он})$ не позволяет с высокой достоверностью выделять петрофизические типы пород.

Это связано с тем, что коэффициенты открытой пористости и проницаемости являются интегральными характеристиками и не дают детальной картины строения пустотного пространства пород.

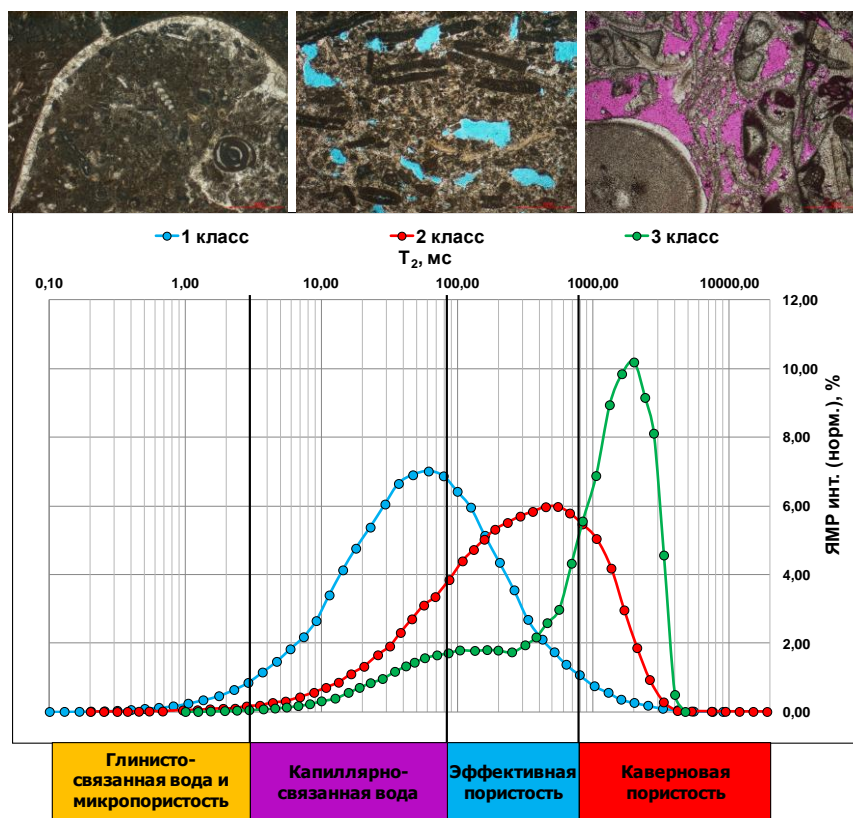


Рис. 2. Осредненные распределения нормализованных ЯМР-интенсивностей по временам поперечной релаксации T_2 выделенных петрофизических типов

Fig. 2. Averaged distributions of normalized NMR intensities over transverse relaxation times T_2 of identified petrophysical rock types

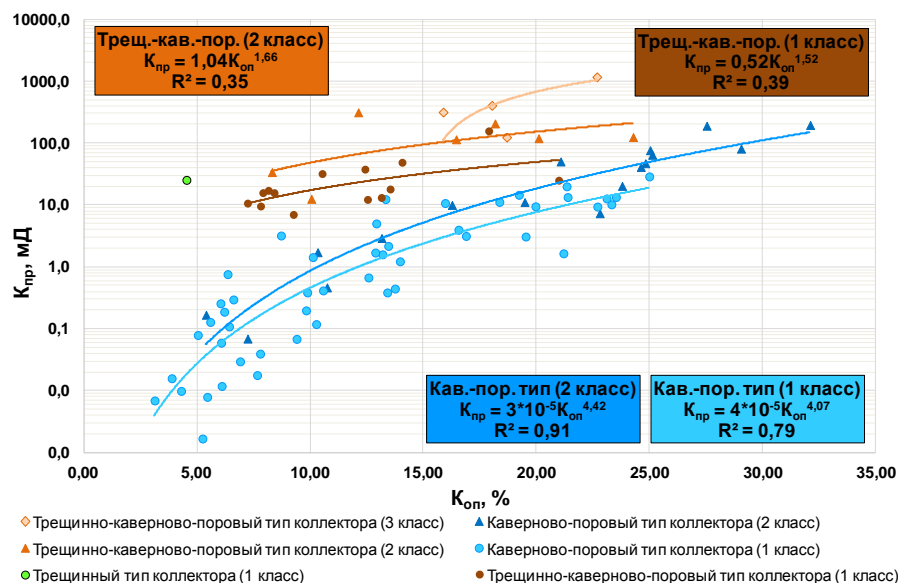


Рис. 3. Зависимость коэффициента абсолютной газопроницаемости (с учетом поправки Клинкенберга) от коэффициента открытой пористости

Fig. 3. Relationship between coefficient of absolute permeability to gas (Klinkenberg-corrected) and coefficient of effective porosity

На рис. 4 представлена зависимость параметра пористости от коэффициента открытой пористости раздельно по выделенным классам. В результате аппроксимации экспериментальных данных функцией Дахнова–Арчи [24] получены следующие зависимости для образцов:

1) 1 класса:

$$P_n = 1,15K_{оп}^{-1,79}, R^2 = 0,97;$$

2) 2 класса:

$$P_n = 0,95K_{оп}^{-2,02}, R^2 = 0,97;$$

3) 3 класса:

$$P_n = 0,99K_{оп}^{-2,13}, R^2 = 0,99.$$

По приведенным зависимостям видно, что показатель цементации (m) возрастает от 1 к 3 классу, что говорит о межзерновой пористости для пород 1 класса ($m=1,79$), и каверново-межзерновой для пород 2 и 3 классов ($m=2,02$ и $2,13$ соответственно), причем для 3 класса доля каверновой составляющей выше, что также подтверждается результатами ЯМР-исследований.

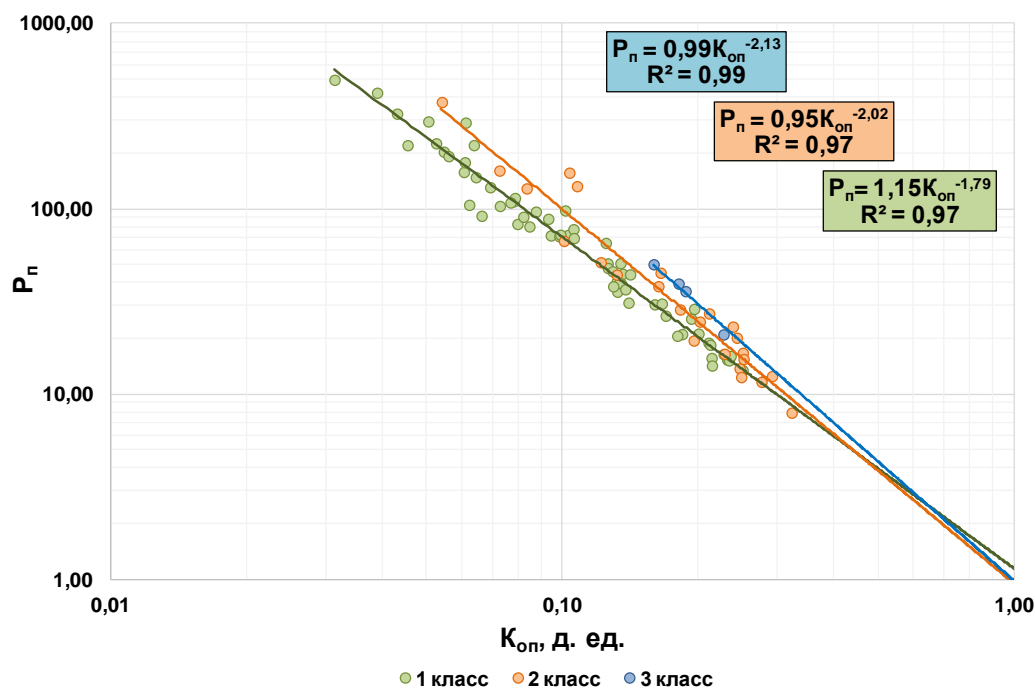


Рис. 4. Зависимость параметра пористости от коэффициента открытой пористости

Fig. 4. Relationship between formation factor and coefficient of effective porosity

Применение методов главных компонент и линейного дискриминантного анализа при выделении петрофизических типов пород

Для оценки правильности выделения петрофизических типов пород были применены методы главных компонент и дискриминантного анализа.

Основными задачами метода главных компонент является сокращение числа переменных и изучение скрытой структуры взаимосвязей между переменными, то есть их классификация (один из методов классификации «без учителя») [23].

В результате применения данного метода осуществляется переход от исходных переменных к новым, которые носят название главных компонент. В данной работе в качестве исходных переменных выступают значения ЯМР-интенсивностей, соответствующие определенным интервалам времен поперечной релаксации (0–0,1 мс, 0,1–0,2 мс, 0,2–0,3 мс ... 1–2 мс, 2–3 мс, 3–4 мс ... 10–20 мс, 20–30 мс, 30–40 мс и т. д.). В результате применения метода главных компонент из 47 исходных переменных были получены 45 новых, причем наиболее информативными

(с величиной собственного значения более 1) являются 11 главных компонент, которые объясняют 82,63 % от общей дисперсии. На рис. 5 представлено расположение выделенных классов образцов в осях Фактор 1 и Фактор 2, которые являются новыми переменными, вносящими наибольший вклад в объяснение общей дисперсии (26,02 и 13,19 % соответственно). По приведенному рисунку видно, что точки, соответствующие образцам различных классов, достаточно хорошо дифференцируются в пределах данного поля.

Другим широко используемым при решении геологических задач методом является дискриминантный анализ [25, 26]. Метод заключается в построении на основе исходных переменных дискриминантных функций, позволяющих максимально возможно разделить априорно выделенные группы объектов. В данной работе для получения линейных дискриминантных функций использовались показатели, полученные в результате интерпретации данных ЯМР-исследований. В результате расчетов в модель были включены семь переменных и получены следующие линейные дискриминантные функции (коэффициенты перед переменными – стандартизованные):

$$\begin{aligned}
 Z_1 &= 1,80937T_2 \log \text{mean} + 0,18717K_{\text{ов}} - 0,40135T_{2\text{гр}} + 0,63618 \left(\frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} \right) - 1,11029K_{\text{эфп}} + 0,30135K_{\text{п}} - 0,71870(\text{Кав. пор.}), \\
 Z_2 &= -0,55670T_2 \log \text{mean} - 0,88176K_{\text{ов}} + 0,63057T_{2\text{гр}} - 0,73491 \left(\frac{\text{FFI}}{\text{BVI}} \right) + 1,54409K_{\text{эфп}} - 0,90435K_{\text{п}} + 0,27914(\text{Кав. пор.}), \\
 \text{при } R &= 0,922, \chi^2 = 221,9151, p = 0,000000; & \text{при } R &= 0,719, \chi^2 = 61,3824, p = 0,000000.
 \end{aligned}$$

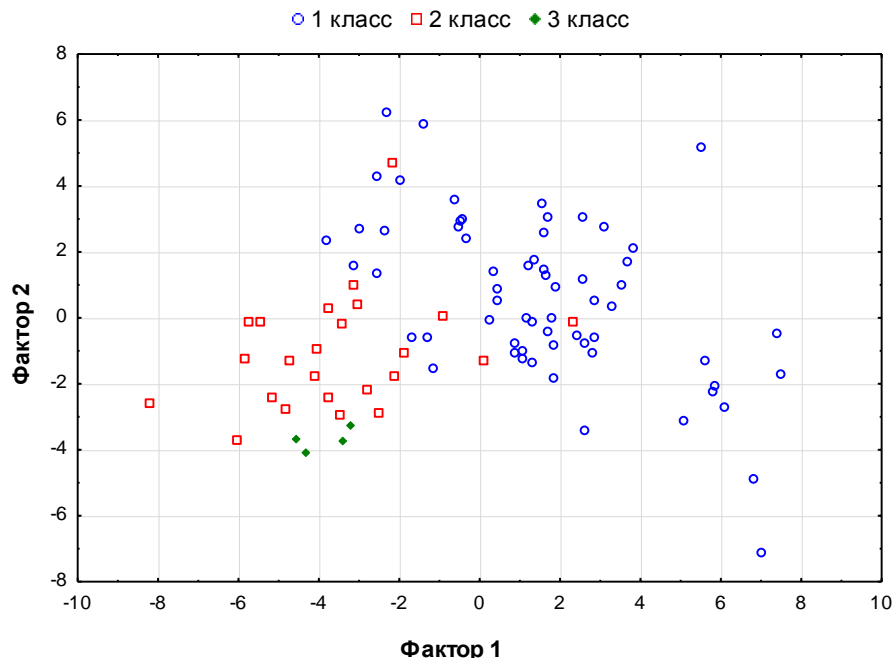


Рис. 5. Соотношение значений факторов 1 и 2 для выделенных классов

Fig. 5. Correlation of factor 1 and 2 values for identified classes

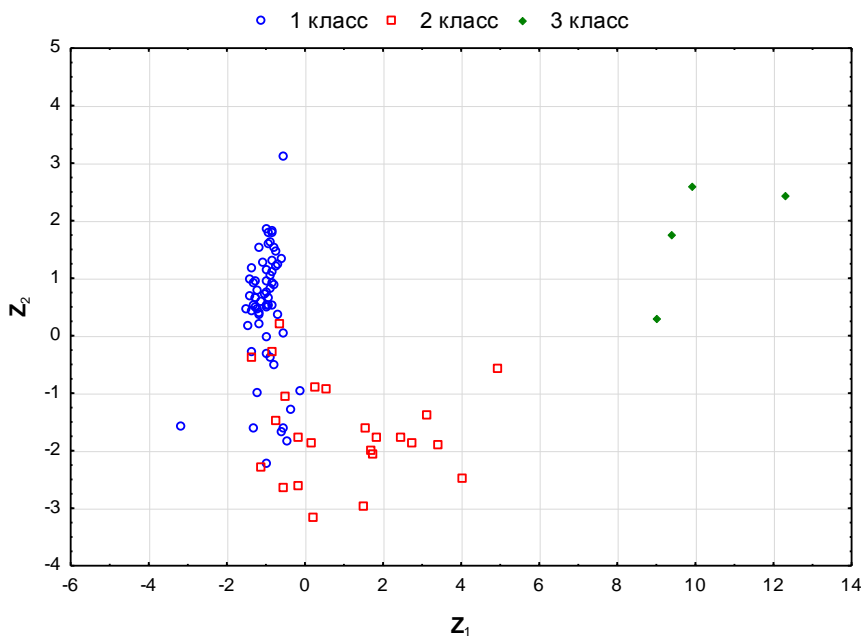


Рис. 6. Распределение значений Z_1 и Z_2 для выделенных классов

Fig. 6. Distribution of Z_1 and Z_2 values for identified classes

По данным функциям были вычислены значения Z_1 и Z_2 , которые для различных выделенных классов приведены на рис. 6. По приведенному графику видно, что значения Z_1 и Z_2 достаточно хорошо разделя-

ются в пределах выделенных петрофизических типов (Лямбда Уилкса составляет 0,08096). Среднее значение Z_1 для 1 класса равно $-1,005$, для 2 класса $+1,063$, для 3 класса $+9,443$. Среднее значение Z_2 для 1 класса

составляет –0,488, для 2 класса +1,598, для 3 класса –1,898. Достоверность распознавания образцов 1 класса составляет 93,7 %, 2 класса – 79,2 %, 3 класса – 100,0 %, что значительно выше, чем до объединения групп образцов с различной структурой породы в классы. Основными параметрами, вносящими больший вклад в разделение, являются среднее логарифмическое значение времен поперечной релаксации ($T_2 \log \text{mean}$) (для первой дискриминантной функции) и коэффициент эффективной пористости ($K_{\text{эфп}}$) (для второй дискриминантной функции).

Неопределенности, возникающие при классификации, связаны со степенью проявления вторичных (постседиментационных) преобразований пустотного пространства. Накопление большего объема фактического материала в дальнейшем позволит повысить точность выделения петрофизических типов.

Полученные дискриминантные функции позволяют на основании результатов ЯМР-исследований образцов керн, отобранного из скважин изучаемого месторождения, относить их с определенной долей вероятности к выделенному классу.

Результаты проведенного анализа показывают, что по результатам ЯМР-исследований с учетом литологических особенностей пород возможно выделение петрофизических типов, характеризующихся различной структурой пустотного пространства и, следовательно, ФЕС.

Заключение

В ходе выполнения данной работы были получены следующие выводы и результаты:

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR logging. Principles and applications. – Houston: Halliburton Energy Services, 1999. – 253 p.
- Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ЯМР для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. – М.: Химия, 2002. – 439 с.
- Looyestijn W., Zhang X., Hebing A. How can NMR assess the wettability of a chalk reservoir // International Symposium of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – P. 1–12.
- Dick M.J., Veselinovic D., Green D. Spatially resolved wettability measurements using NMR wettability index // International Symposium of the Society of Core Analysts. – Trondheim, Norway, 2018 – P. 1–12.
- Quick and simple porosity measurement at the well site / M.J. Dick, D. Green, T. Kenney, D. Veselinovic, J. Tallarita, M.A. Smith // International Symposium of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – P. 1–10.
- Brandimarte F., Eriksson M., Moss A. How to obtain primary drainage capillary pressure curves using NMR T2 distributions in a heterogeneous carbonate reservoir // International Symposium of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – P. 1–9.
- Valori A., Nicot B. A review of 60 years of NMR wettability // International Symposium of the Society of Core Analysts. – Trondheim, Norway, 2018. – P. 1–13.
- Measuring relative permeability with NMR / M.J. Dick, D. Veselinovic, T. Kenney, D. Green // International Symposium of the Society of Core Analysts. – Trondheim, Norway, 2018 – P. 1–10.
- Злобин А.А. Теория и практика применения ядерного магнитного резонанса в физике нефтяного пласта. – Пермь: Изд-во ПМ, 2015. – 271 с.
- Оценка лиофильности пород баженовской свиты методами адсорбции и ядерной магнитной релаксометрии / С.А. Борисенко, Н.Н. Богданович, Е.В. Козлова, М.Ю. Спасенных, Д.Е. Заграновская // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 12–16.
- Эффективность применения метода ядерно-магнитного резонанса при лабораторных петрофизических исследованиях керн и шлама / В.А. Вавилин, А.А. Кунакасов, Т.Р. Галиев, Е.В. Сорокина // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 21–23.
- Кулявцев А.В., Федорцов И.В. Результаты опытно-промышленных работ по использованию ЯМР-релаксометра GeoSpec для измерения общей и эффективной пористости горных пород // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 34–36.
- Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3D моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. – М.: ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с.
- Лусиа Ф.Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. – 384 с.
- Kolodzie S. Jr. Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smiths equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado // The 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME. – Dallas, Texas, the USA, 1980. – P. 1–10.
- Enhanced reservoir description: using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells / J.O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D.G. Kersey, D.K. Keelan // The 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. – Houston, Texas, the USA, 1993. – P. 205–220.
- Skalinski M., Kenter J. Carbonate petrophysical rock typing – integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behavior // The SPWLA 54th Annual Logging Symposium. – New Orleans, Louisiana, the USA, 2013. – P. 1–11.

18. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М.: Изд-во «Недра», 1971. – 544 с.
19. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.
20. Кобранова В.Н. Петрофизика. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
21. Топорков В.Г., Денисенко А.С. Практическое применение данных ЯМР для оценки свойств и структуры пород продуктивных нефтегазоносных залежей // Каротажник. – 2008. – № 12. – С. 162–188.
22. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. – М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
23. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – 319 с.
24. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород). – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
25. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 19. – С. 145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5.
26. Способ оценки коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований керна / Е.А. Гладких, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин, Н.А. Попов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 3. – С. 225–237. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.3.

Поступила 04.09.2020 г.

Информация об авторах

Путилов И.С., доктор технических наук, заместитель директора Филиала по научной работе в области геологии, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Разницын А.В., инженер 2-й категории Отдела физики пласта Управления комплексных исследований керна Центра исследования керна и пластовых флюидов, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

UDC 550.8.053

IDENTIFICATION OF CARBONATE ROCKS PETROPHYSICAL TYPES WITH NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE EXPERIMENTS DATA TAKING INTO ACCOUNT THEIR LITHOLOGICAL CHARACTERISTICS

Ivan S. Putilov¹,
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Alexandr V. Raznitsyn¹,
alexandrznitsyn@gmail.com

¹ Branch of OOO «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm,
3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

The relevance. Significant part of world hydrocarbons reserves is confined to carbonate reservoirs, which are characterized by complex structure of voids. Reserves estimation and development design of such reservoirs require detailed study of porous media structure, that directly influences the reservoir properties. Identification of petrophysical rock classes is an integral part of hydrocarbons reservoir petrophysical model building. Nuclear magnetic resonance (NMR) method is one of the methods of rock porous structure research and has a number of advantages over other methods. However, there is no information in the published literature about application of this method for petrophysical typing. The results of petrophysical classes identification based on integration of NMR experiments and thin sections description data enhance the quality of reservoir geological and hydrodynamic simulation and hence improve accuracy of hydrocarbons reserves estimation and efficiency of field development.

The main aim of the research is carbonate rock petrophysical typing based on integration of NMR experiments and thin sections description data, and estimation of classes identification accuracy with the methods of mathematical statistics.

Object: carbonate rocks of Mishrif formation, which is productive in the field of Mesopotamian oil-and-gas province.

Methods: analysis of core sample NMR experiments results, thin sections description and routine core analysis, methods of mathematical statistics.

Results. Three petrophysical rock types are identified in the log of the well, which intersects productive deposits. The types are: 1st class (wackestone and wackestone/floatstone rock structure), 2nd class (packstone, grainstone and rudstone rock structure) and 3rd class (framestone rock structure). These petrophysical classes are proved with statistical analysis results.

Key words:

Petrophysical type, nuclear magnetic resonance method, R. Dunham classification, transverse relaxation time, carbonate rocks, statistical analysis.

REFERENCES

- Coates G.R., Lizhi Xiao, Prammer M.G. *NMR Logging. Principles and Applications*. Houston, Halliburton Energy Services Publ., 1999. 253 p.
- Dzhafarov I.S., Syngaevskiy P.E., Khafizov S.F. *Primenenie metoda YAMR dlya kharakteristiki sostava i raspredeleniya plastovykh flyuidov* [Application of the NMR method for characterization of reservoir fluids composition and distribution]. Moscow, Khimiya Publ., 2002. 439 p.
- Looyestijn W., Zhang X., Hebing A. How can NMR assess the wettability of a chalk reservoir. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Vienna, Austria, SCA Publ., 2017. pp. 1–12.
- Dick M.J., Veselinovic D., Green D. Spatially resolved wettability measurements using NMR wettability index. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Trondheim, Norway, SCA Publ., 2018. pp. 1–12.
- Dick M.J., Green D., Kenney T., Veselinovic D., Tallarita J., Smith M.A. Quick and simple porosity measurement at the well site. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Vienna, Austria, SCA Publ., 2017. pp. 1–10.
- Brandimarte F., Eriksson M., Moss A. How to obtain primary drainage capillary pressure curves using NMR T2 distributions in a heterogeneous carbonate reservoir. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Vienna, Austria, SCA Publ., 2017. pp. 1–9.
- Valori A., Nicot B. A review of 60 years of NMR wettability. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Trondheim, Norway, SCA Publ., 2018. pp. 1–13.
- Dick M.J., Veselinovic D., Kenney T., Green D. Measuring relative permeability with NMR. *International Symposium of the Society of Core Analysts*. Trondheim, Norway, SCA Publ., 2018. pp. 1–10.
- Zlobin A.A. *Teoriya i praktika primeneniya yadernogo magnitnogo rezonansa v fizike neftyanogo plasta* [Theory and practice of nuclear magnetic resonance application in oil reservoir physics]. Perm, PM Publ., 2015. 271 p.
- Borisenko S.A., Bogdanovich N.N., Kozlova E.V., Spasennykh M.Yu., Zagranovskaya D.E. Estimating lyophilic properties of the Bazhenov formation rocks by adsorption and NMR methods. *Oil industry*, 2017, no. 3, pp. 12–16. In Rus.
- Vavilin V.A., Kunakasov A.A., Galiev T.R., Sorokina E.V. Effectiveness of nuclear magnetic resonance method use for core samples and drilling sludge laboratory petrophysical study. *Oil industry*, 2011, no. 8, pp. 21–23. In Rus.
- Kulyavtsev A.V., Fedortsov I.V. Results of pilot-industrial works on the use of the GeoSpec NMR-relaxometer to measure the total and effective porosity of rocks. *Oil industry*, 2017, no. 9, pp. 34–36. In Rus.
- Zakrevskiy K.E., Kundin A.S. *Osobennosti geologicheskogo 3D modelirovaniya karbonatnykh i treshchinnykh rezervuarov* [Special characteristics of 3D geological modeling of carbonate reservoirs]. Moscow, OOO «Bely Veter» Publ., 2016. 404 p.
- Lusia F.Dzh. *Postroenie geologo-gidrodinamicheskoy modeli karbonatnogo kolektora: integrirrovanny podkhod* [Carbonate reservoir characterization: an integrated approach]. Moscow, Izhevsk, NIC «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika», Izhevsk Institute of Computer Research Publ., 2010. 384 p.
- Kolodzie S.Jr. Analysis of pore throat size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado. *The 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Dallas, Texas, the USA, SPE Publ., 1980. pp. 1–10.
- Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored

- intervals/wells. *The 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*. Houston, Texas, the USA, SPE Publ., 1993. pp. 205–220.
17. Skalinski M., Kenter J. Carbonate petrophysical rock typing – integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behavior. *The SPWLA 54th Annual Logging Symposium*. New Orleans, Louisiana, the USA, SPWLA Publ., 2013. pp. 1–11.
18. Bakirov A.A., Varentsov M.I., Bakirov E.A. *Neftegazonosnye provintsii i oblasti zarubezhnykh stran* [Oil-and-gas bearing provinces and regions of foreign countries]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 544 p.
19. Kuznetsov V.G. *Litologiya. Osadochnye gornye porody i ikh izuchenie* [Lithology. Sedimentary rocks and study of them]. Moscow, Nedra-Businesscenter Publ., 2007. 511 p.
20. Kobranova V.N. *Petrofizika* [Petrophysics]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 392 p.
21. Toporkov V.G., Denisenko A.S. Prakticheskoe primeneniye dannykh YAMR dlya otsenki svoystv i struktury porod produktivnykh neftegazonosnykh zalezhey [Practical application of the NMR data for estimation of productive oil-and-gas bearing accumulations rocks properties and structure]. *Karotazhnik*, 2008, no. 12, pp. 162–188.
22. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefii i gaza obyemnym metodom* [Methodological recommendations for oil and gas reserves estimation with volumetric method]. Eds. V.I. Petersilye, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko. Moscow, Tver, Tvergeophizika Publ., 2003. 258 p.
23. Devis Dzh.S. *Statisticheskiy analiz dannykh v geologii* [Statistics and data analysis in geology]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 319 p.
24. Dobrynin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A. *Petrofizika (Fizika gornyykh porod)* [Petrophysics: physics of rocks]. Moscow, «Neft i gas» Publ., 2004. 368 p.
25. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas engineering and mining*, 2016, vol. 15, no. 19, pp. 145–154. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5.
26. Gladkikh E.A., Khizhnyak G.P., Galkin V.I., Popov N.A. Method for evaluation of oil displacement coefficient based on conventional core analysis. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas engineering and mining*, 2017, vol. 16, no. 3, pp. 225–237. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.3.

Received: 4 September 2020.

Information about the authors

Ivan S. Putilov, Dr. Sc., deputy director, the Branch of OOO «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

Alexandr V. Raznitsyn, 2nd category engineer, the Branch of OOO «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.