

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2019

УДК 552.578.061.4:551.735.1(470.56)

Максимова Е.Н., Тугарова М.А., Стремичев Е.В.

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический Центр» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Санкт-Петербург, Россия, Maksimova.EN@gazpromneft-ntc.ru, Tugarova.MA@gazpromneft-ntc.ru, Stremichev.EV@gazpromneft-ntc.ru

ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ЗАВОЛЖСКОГО ГОРИЗОНТА БАЛЕЙКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ОРЕНБУРГСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Статья посвящена изучению петрофизических особенностей карбонатных коллекторов сложного типа заволжского горизонта Балейкинского месторождения Оренбургской области. В ходе разработки пластов-коллекторов заволжского горизонта в ряде скважин наблюдалось несовпадение прогнозных и фактически работающих нефтенасыщенных толщин. С геологической точки зрения, это может быть связано с низкой уверенностью прогнозирования распространения литотипов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами по площади. Целью исследований стал поиск подхода, позволяющего прогнозировать латеральную изменчивость разреза с учетом данных керна и геофизического изучения скважин для уточнения причин неравномерной работы пластов-коллекторов.

Для решения поставленных задач проведен разносторонний анализ литологических и петрофизических особенностей пород заволжского горизонта с учетом результатов кластеризации керна и геофизических исследований скважин. Разработанный методический подход позволил выявить возможные геологические причины неравномерной работы пластов-коллекторов. Даны рекомендации по способам снижения неопределенностей при оценке качества и характера работы пласта-коллектора.

Ключевые слова: *заволжский горизонт, литотипы, петрофизическая неоднородность, кластеризация, геофизические исследования скважин.*

Введение

В карбонатных отложениях верхнего девона в последние годы залежи нефти выявлены в южной части Татарского свода, на Башкирском, Жигулевско-Пугачевском сводах и в Предуральском прогибе. Залежи преимущественно небольшие, но на ряде месторождений Волго-Уральской провинции заволжские пласты аккумулируют до 50% запасов нефти [Абызбаев и др., 1994]. Пласты заволжского надгоризонта фаменского яруса верхнего девона (D3fm zv) на изучаемом месторождении относятся к низкоемким и низкопроницаемым. Мощность отложений этого стратиграфического диапазона варьирует незначительно, составляя порядка 140-150 м.

Породы представлены несколькими основными литотипами: зернистыми известняками – интракластовыми, оолитовыми и биодетритовыми; биодетритовыми с микритовым или спаритовым заполнителем; сфероагрегатными (сферово-сгустковыми, пелетовыми) с

микритовым заполнителем и каркасными водорослевыми. Породная ассоциация указывает на процессы осадкообразования в мелководной шельфовой зоне – от литорали до нижней сублиторали. Следствием этого является фациальная неоднородность – частое чередование литотипов в разрезе и по латерали и, как результат, невыдержанность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Толщины чередующихся пластов и пропластков с различными ФЕС составляют от первых десятков сантиметров до первых метров. Подобные типы разрезов заволжского надгоризонта характерны и для других месторождений Волго-Уральской провинции [Сур, 2012].

Седиментационные структуры являются определяющими в формировании ФЕС. Вторичные процессы, характерные для этих карбонатных пород – перекристаллизация, стилолитизация, реже – развитие микротрещиноватости, доломитизации и выщелачивания, усиливают фациальную неоднородность, затрудняя интерпретацию данных геофизических исследований скважин (ГИС).

Основные вызовы и пути их решения

Основной проблемой для изучаемых пластов заволжского надгоризонта является несовпадение прогнозных и фактически работающих нефтенасыщенных толщин по ряду скважин в ходе промышленной разработки месторождений. Отсутствие уверенной оценки распространения выклинивающихся коллекторов с хорошими ФЕС по площади требует поиска новых технологий прогноза латеральной изменчивости разреза с учетом данных керна и ГИС.

Для решения поставленной задачи проведена разносторонняя оценка исходной геолого-геофизической информации по участку, в ходе которой разработан альтернативный методический подход к оценке выделенных нефтенасыщенных толщин с помощью метода кластеризации данных керна и ГИС, для уточнения причин неравномерной работы в них.

На первом этапе выполнена оценка результатов применения стандартного подхода для выделения коллекторов по граничной отсечке с учетом коэффициента динамической пористости. Граничное значение пористости, определенное с учетом потоковых экспериментов [Петерсилье, Пороскун, Яценко, 2003], составило порядка 3,8%, в то время как анализ данных термометрии показал, что при текущих условиях эксплуатации работают толщины с коэффициентом пористости более 5%.

С другой стороны, различные механизмы фильтрации флюида в пласте обуславливаются не только коэффициентом пористости, но и коэффициентом проницаемости. Ряд авторов предлагает принимать значение граничной проницаемости в пределах от 0,4 до 2 мД для нефтенасыщенных карбонатных коллекторов. При этом

граничные значения коэффициента пористости могут варьироваться в пределах от 6 до 8% [Петерсилье, Пороскун, Яценко, 2003]. Стоит отметить, что ФЕС так же могут изменяться в зависимости от структуры порового пространства известняков. Поэтому предпринята попытка разделения разреза на различные типы коллекторов по значениям пористости при коэффициенте проницаемости, равном 1 мД (рис. 1).

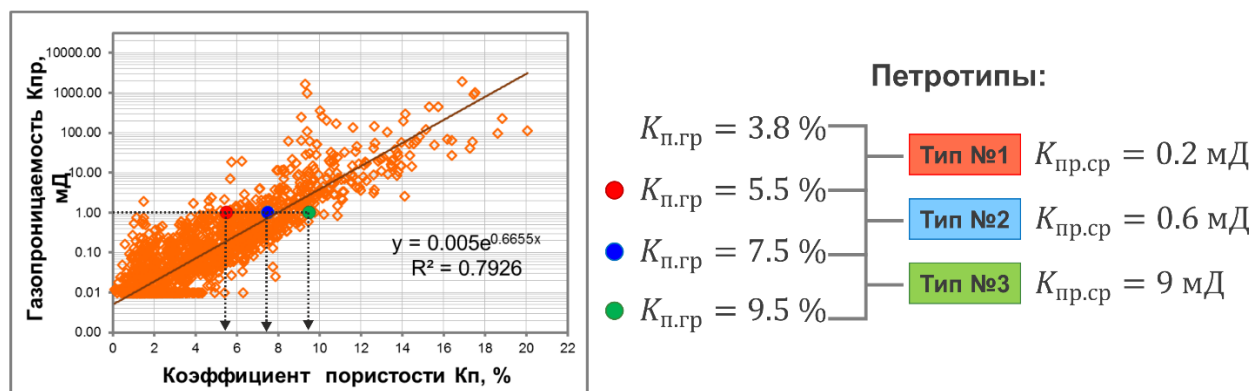


Рис. 1. Первичное разделение на петротипы

$K_{п.гр}$ – граничное значение пористости по керну, $K_{пр.ср}$ – средняя проницаемость по керну, $K_{п}$ – коэффициент пористости, $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости.

Предварительная оценка по методу материального баланса показала, что наилучшая сходимость фактических и расчётных пластовых давлений наблюдается в случае вовлечения в разработку запасов, сосредоточенных в петротипе с наибольшими значениями коэффициента пористости ($K_{п} > 7,5\%$).

Однако вопрос вовлечения в разработку остальной части запасов, сосредоточенной в петротипах 2 и 1, оставался открытым. Принято решение о привлечении дополнительной информации по керну и ГИС для уточнения геологических причин неравномерной работы типов коллектора с различными значениями ФЕС.

В ходе анализа свечения керна в ультрафиолете выявлено, что в близлежащих скважинах, вскрывающих одну и ту же структуру и находящихся на расстоянии порядка 1 км, интенсивность и характер свечения керна могут отличаться. Сопоставление колонок керна в ультрафиолете приведено на рис. 2.

В ходе разложения фото керна в ультрафиолете на RGB-каналы получена кривая свечения (LIGHT) (см. рис. 2), которая использована для количественной оценки интенсивности свечения. При анализе показаний кривой свечения выявлено, что в скважинах, в которых по термометрии (ПГИ) фиксировался стабильный приток, наблюдалось более интенсивное и равномерное свечение по керну в ультрафиолете.

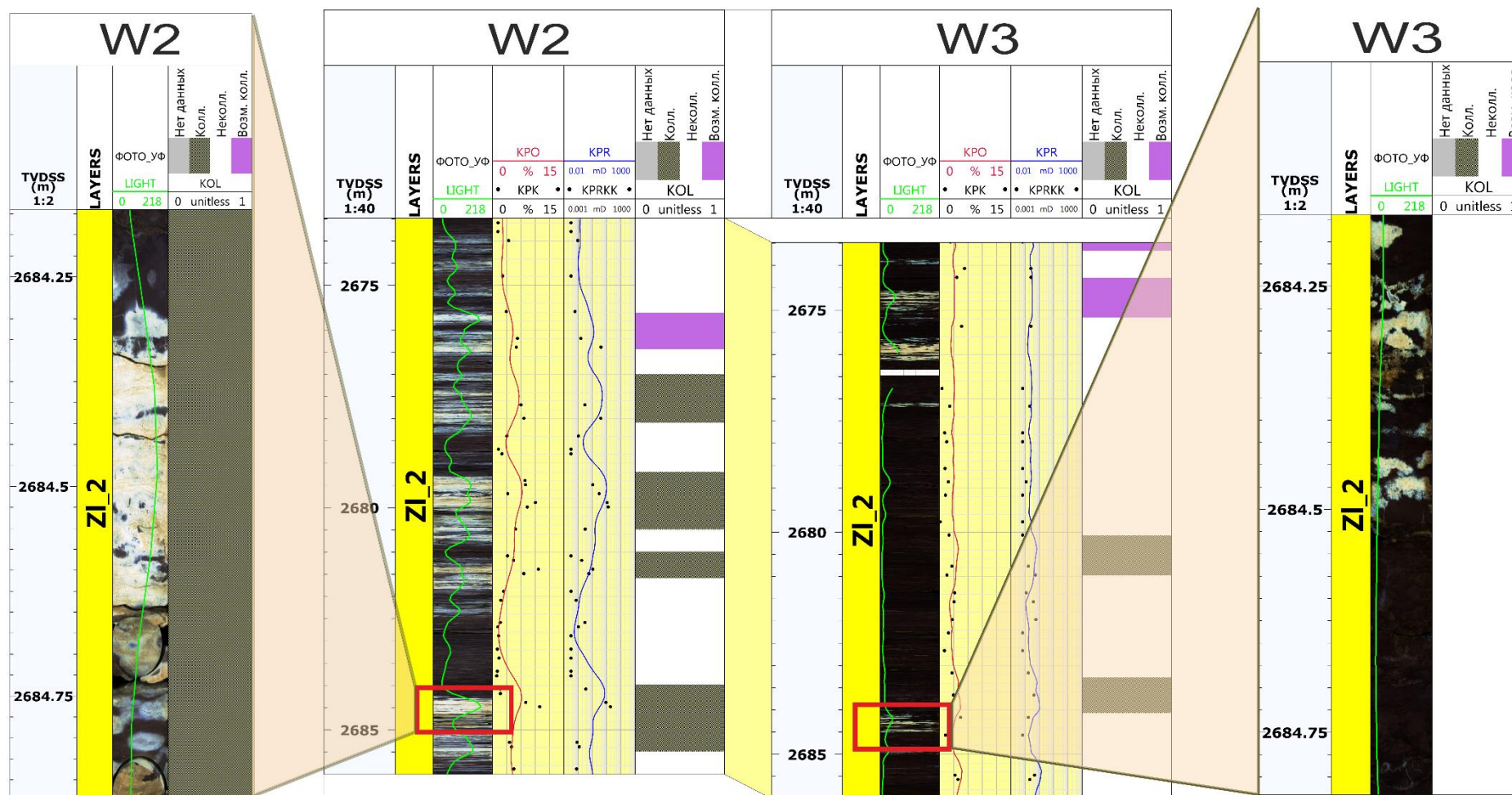


Рис. 2. Сопоставление свечения керна в скважинах одной структуры

KPO – расчетная пористость по ГИС, KPK – пористость по керну, KPR – расчетная проницаемость по ГИС, KPRK – проницаемость по керну, KOL – коллектор/неколлектор по РИГИС, LAYERS – интервалы целевых пластов, LIGHT – кривая свечения, полученная по фото керна, TVDSS – абсолютная глубина, W2 и W3 – скважины.

Также выполнено сопоставление распределений, выделенных нефтенасыщенных толщин (ННТ) по РИГИС со светящимися участками в интервале выноса керна. По части скважин получено превышение количества ННТ по РИГИС над количеством толщин, выделенных по свечению керна в ультрафиолете. Но стоит отметить, что оценка наличия коллектора по свечению керна носит лишь качественный характер, так как отсутствует возможность прогноза степени подвижности находящихся в пласте углеводородов.

Основываясь на различном характере свечения керна, выдвинуто предположение о том, что интервалы с различным характером работы по ПГИ могут отличаться по структуре порового пространства, обуславливающей различные механизмы фильтрации углеводородов в пласте при его разработке. Дополнительным фактором появления интервалов с различным типом свечения в ультрафиолете также может являться наличие вторичных преобразований и микротрещиноватости в породах пласта-коллектора.

Вышеназванные признаки в той или иной степени влияют на показания методов ГИС в разрезе. Поэтому принято решение проанализировать поведение кривых каротажа, реагирующих на свечение керна в ультрафиолетовом свете: гамма-каротаж, плотностной гамма-гамма каротаж, нейтронный гамма-каротаж, акустический каротаж, каротаж сопротивления в логарифмическом масштабе.

Показания выбранных кривых ГИС оценивались с помощью метода иерархической кластеризации [Skalinski, Playton, 2015]. Суть метода заключается в последовательном анализе исходных кривых и группировки их показаний по принципу наибольшего совпадения. Анализ входных кривых проводился для 21 скважины по всему разрезу от турнейских до фаменских отложений, так как по керну установлена тенденция к повторению типов пород в разрезе. В ходе интерпретации выделено три типа, отличающихся по показаниям каротажей (рис. 3 и 4).

Сопоставление кластеров с керном. Анализ петрографии

Выделенные по ГИС типы коллектора сопоставлены с ранее принятыми группами коллекторов по пористости. Результаты представлены на рис. 5.

Стоит отметить, что выделенные с помощью разных подходов типы коллекторов, сопоставимы между собой. Например, петротип 3, имеющий с улучшенные ФЕС и тяготеющий к поровому типу коллектора, явно отделяется как по керновым данным, так и с помощью метода кластеризации ГИС. Петротипы 2 и 1 часто перекрывают друг друга, что связано со структурной неоднородностью порового пространства карбонатов заволжского надгоризонта.

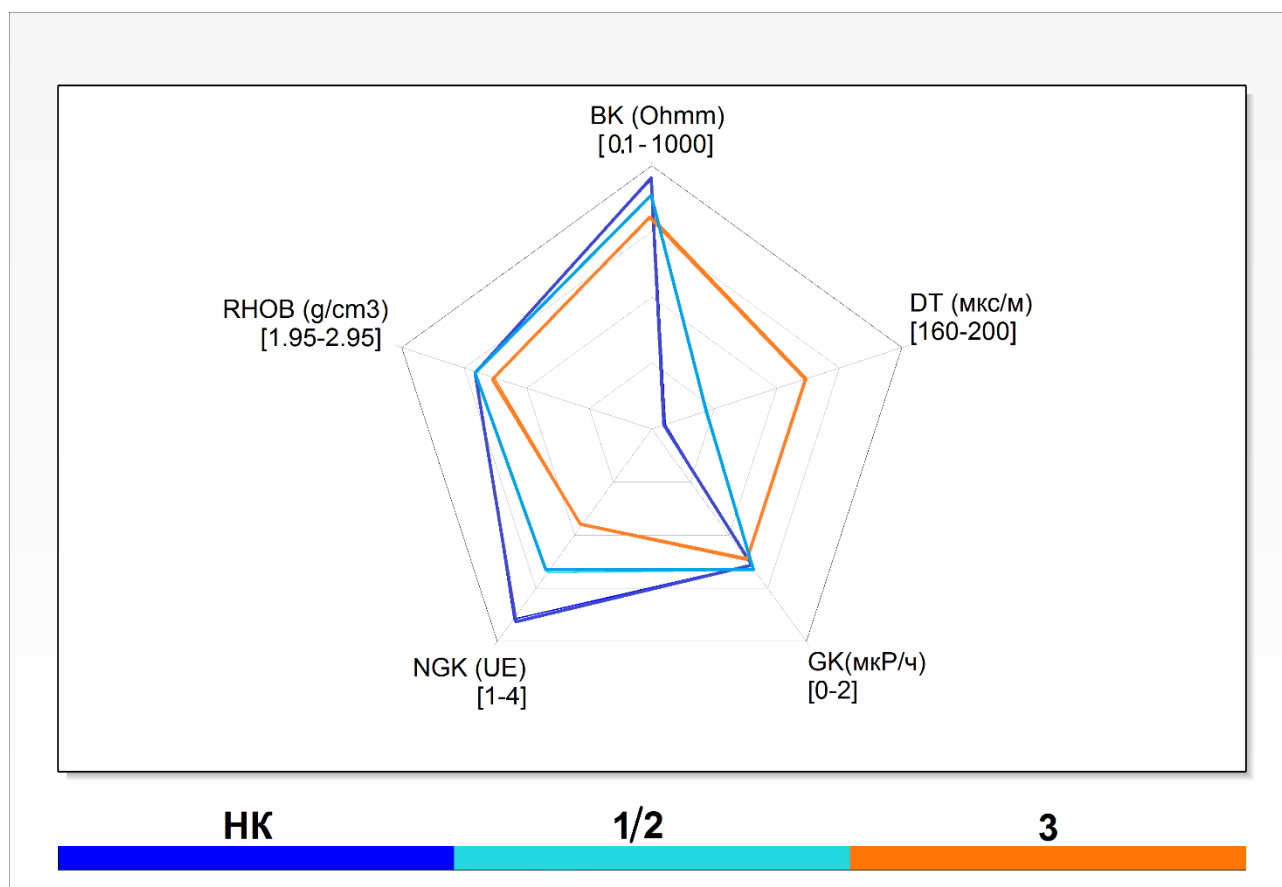


Рис. 3. Результаты кластеризации данных геофизических исследований скважин
GK – гамма-картаж, *RHOВ* – плотностной гамма-гамма карттаж, *NGK* – нейтронный гамма-картаж, *DT* – акустический карттаж, *BK* – боковой карттаж, *НК* – неколлектор.

Для литологической интерпретации и обоснования причин изменения ФЕС выделенных кластеров (рис. б) использованы данные петрографических исследований – минимально достаточные для дифференциации вещественно-структурных типов карбонатных пород-коллекторов. Шаблон числового петрографического описания карбонатных пород-коллекторов разработан в ООО «Газпромнефть НТЦ» [Идрисова и др., 2018].

Петротип 3, в котором сосредоточено около 30% запасов, относится к зернистым полибиодетритовым и фораминиферово-полибиодетритовым известнякам, где иногда фиксируются интракласты. Петротипы 1 и 2 представлены интракластово – полибиодетритовыми и полибиодетритовыми известняками с микритовым матриксом. Это известняк с более сложной структурой порового пространства с пятнистым свечением в ультрафиолете, работающий по ПГИ нестабильно, но запасы, которого составляют около 70%. Породы, отнесенные к «неколлекторам» – преимущественно плотные сфероагрегатные и водорослевые известняки с микритовым заполнением. Данные породы могут являться драйвером проводимости при наличии системы трещиноватости.

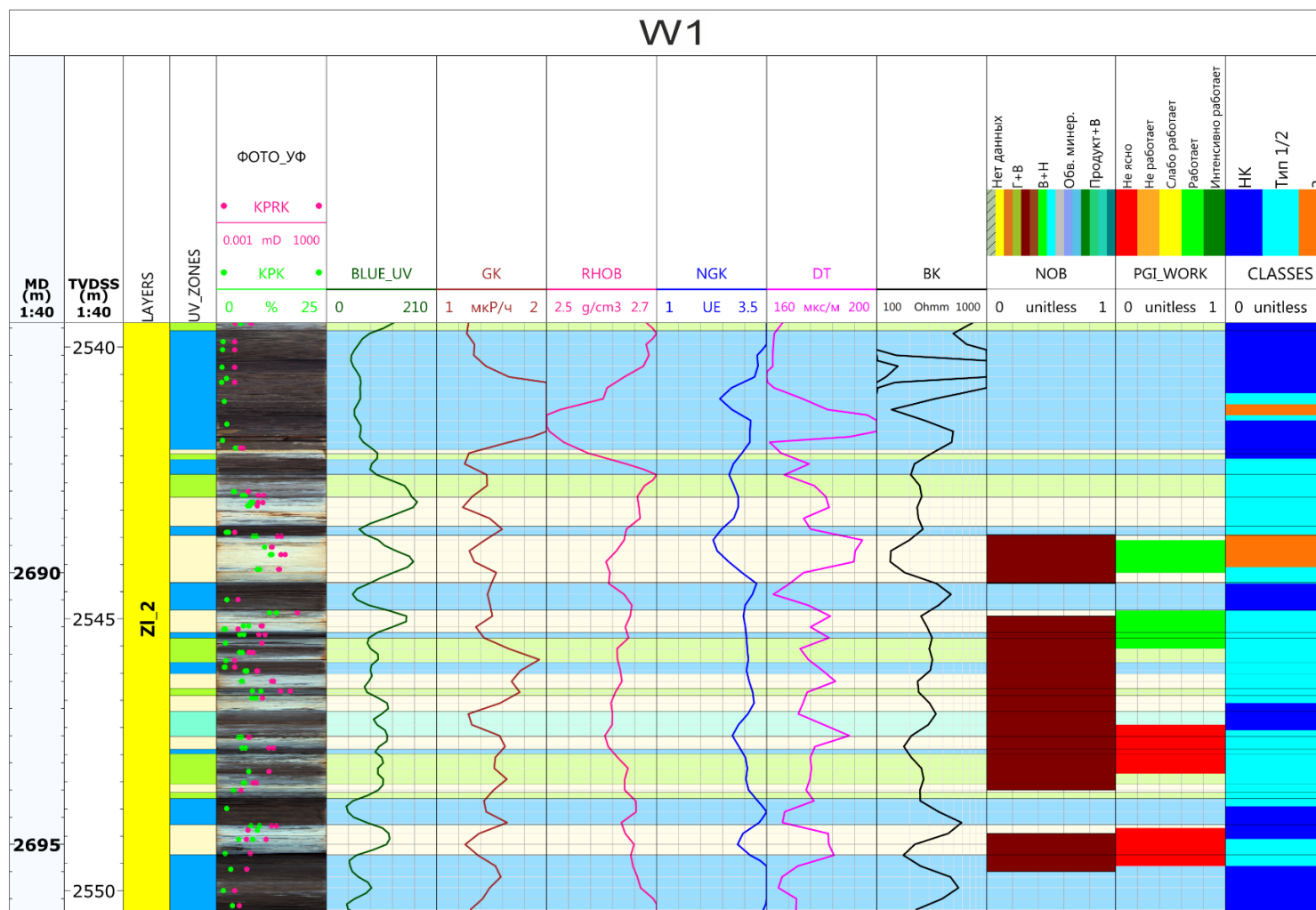


Рис. 4. Результаты кластеризации для скважины W1

LAYERS – интервалы целевых пластов, *UV_ZONES* – зоны с различным характером свечением по керну: голубой цвет – нет свечения, желтый цвет – равномерное свечение, зеленый цвет – пятнистое свечение, *KPK* – пористость по керну, *KPRK* – проницаемость по керну, *BLUE_UV* – кривая свечения, *GK* – гамма-каротаж, *RHOB* – плотностной гамма-гамма каротаж, *NGK* – нейтронный гамма-каротаж, *DT* – акустический каротаж, *BK* – боковой каротаж, *NOB* – насыщение по РИГИС, *PGL_WORK* – характер работы интервалов по ПГИ, *CLASSES* – выделенные типы по ГИС, *HK* – неколлектор.

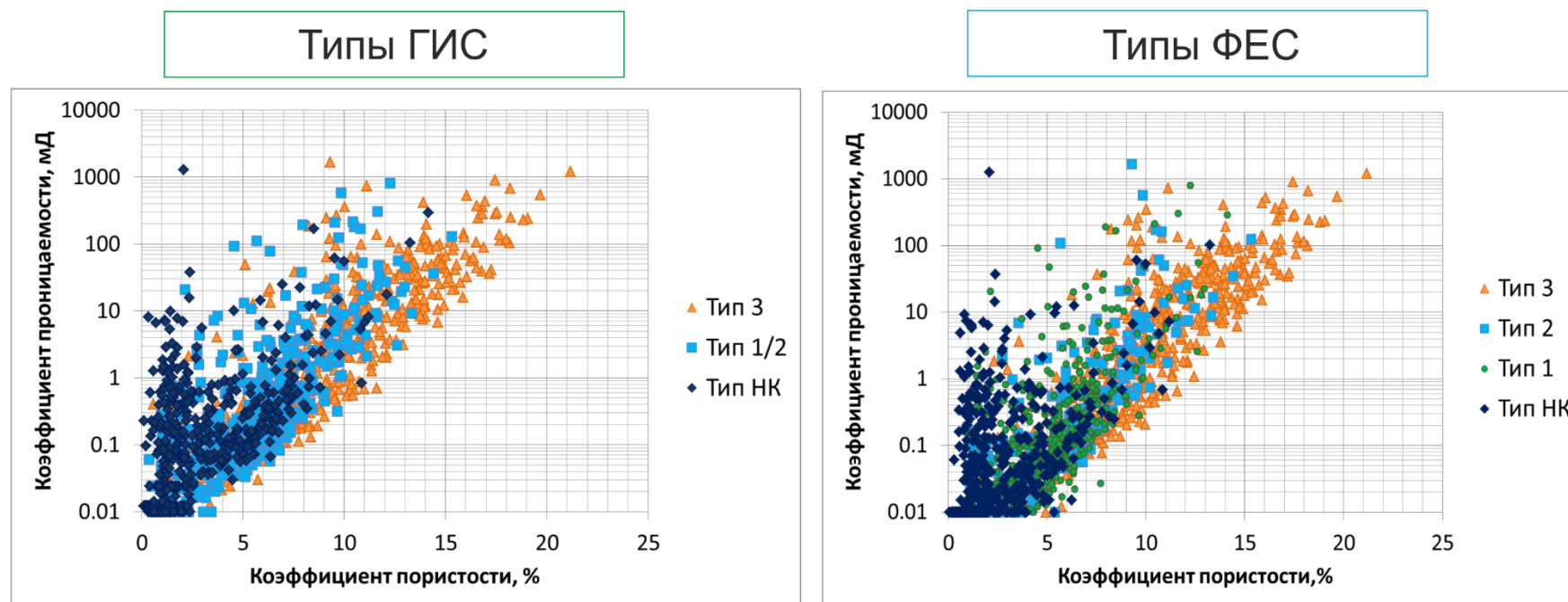


Рис. 5. Сопоставление типов, выделенных по данным фильтрационно-емкостных свойств и геофизических исследований скважин, на кросс-плоте пористость-проницаемость

НК – неколлектор.

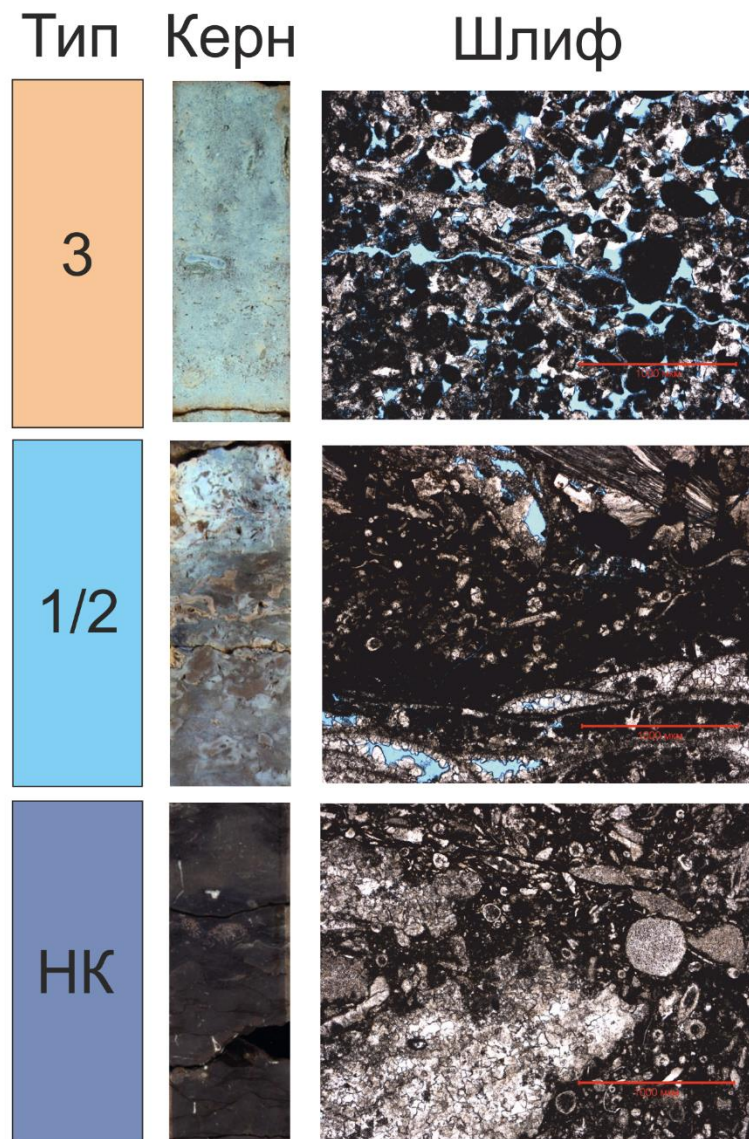


Рис. 6. Сопоставление выделенных по геофизическим исследованиям скважин петротипов заволжского надгоризонта с данными по керну

Петрографические исследования выявили основные особенности структур пород, контролирующие ФЕС: общее содержание зерен (форменных элементов) любого генетического типа, соотношение зерен и микрита, размер зерен. Из вторичных процессов наиболее значимо наличие микротрещин, которые секут форменные элементы и соединяют насыщенные углеводородами участки между собой. Данные трещины в керне имеют преимущественно вертикальное распространение и, скорее всего, связаны с тектонической активностью. Литологическая характеристика петротипов по одной из скважин приведена в табл. 1. Обобщенная информация по выделенным петротипам представлена в табл. 2.

В ходе дальнейших исследований планируется провести сопоставление выделенных петротипов с результатами сейсмических исследований, данными специальных методов ГИС, показателями разработки месторождения. Предполагается, что результаты такого

комплексного анализа позволят определить тренд для площадного прогноза появления зон с улучшенными ФЕС.

Таблица 1

Литологическая характеристика петротипов

Признаки		Петротипы			
		Неколлектор	1,2	3	
Типизация по керну		Известняки сфероагрегатные и водорослевые с микритовым заполнением, водорослевые баундстоуны	Известняки интракластовые и биодетритовые с микритовым заполнением	Зернистые - полибиодетритовые и фораминиферово-полибиодетритовые известняки с минимальным микритовым заполнением	
УФ свечение		Слабое или отсутствует	Неравномерное	Равномерное	
Петрография	Средние содержания, % от площади шлифа,	Зерна (форменные элементы)	38	53	77
		Матрикс+цемент	62	46	18
	Зерна матрикс + цемент		0,6	1,5	4,5
	Форменные элементы, % от площади шлифа, средние значения	Сфероагрегаты, в т. ч. микритовые	34	31	40
		Биоморфные: цельный скелеты и детрит	45	48	45
		Интракласты	0	7	5
		Водорослевые каркасные	22	14	10
	Средний размер зерен, мм		0,12	0,15	0,21
	Вторичные процессы, % от площади шлифа	Выщелачивание	0	0	1,0
		Перекристаллизация	15,0	8,2	3,4
Доломитизация		0,0	1,0	1,0	
Микротрещины		нет	единичные	единичные	

Таблица 2

Сводные результаты анализа

Тип	неколлектор	петротип 1	петротип 2	петротип 3
Кп, %	Кп<3,8	3,8<Кп<5,5	5,5<Кп<7,5	Кп>7,5
Кпр _{ср} (кern), мД	-	0,2	0,6	9
Литология	известняки сфероагрегатные и водорослевые с микритовым заполнением, водорослевые баундстоуны	известняки интракластовые и биодетритовые с микритовым заполнением		зернистые - полибиодетритовые и фораминиферо-полибиодетритовые известняки
	Слабое или отсутствует	неравномерное		равномерное
Признаки по ГИС				
НГК, у.е.	4	3		2
АК, мкс/м	162	169		185
БК, Омм	564,35	131,22		23,45
Доля в общем объеме НГЗ, %	-	40	30	30
Приток по ПГИ	не работает	не работает	слабо или не работает	интенсивно работает
Доля работающих толщин по ПГИ, %	-	не работает	9	30
Доля вовлеченных запасов по материальному балансу, %	-	не работает	10	30
Доля работающих толщин по ГДИ/интерференции, %	-	не работает	4	30

Полученные результаты также будут применены в ходе геологического моделирования и обоснования концепции геологического строения исследуемых залежей. Это, в свою очередь, поможет при выборе наиболее перспективных зон бурения и планирования эффективной стратегии разработки на других участках изучаемой площади.

Заключение

В ходе работы проанализирован широкий комплекс геолого-геофизической информации. Впервые для карбонатных отложений верхнего девона - нижнего карбона разработана методика прогноза латеральной изменчивости разреза с учетом данных керна, ГИС и ПГИ.

Стоит отметить, что метод кластеризации керна и ГИС позволил разделить коллектор на 3 группы – 3 петротипа, что позволило детализировать геологическое строение рассмотренного участка, а также оценить геологические причины неоднородности распределения ФЕС по разрезу и по площади.

Следующим этапом работы станет комплексная оценка характера вертикального и латерального распределений, выделенных по керну и ГИС петротипов, с учетом данных сейсмоки, гидродинамических исследований скважин, показателей разработки месторождения с целью уточнения геологического строения отложений заволжского надгоризонта, что, в свою очередь, позволит оптимизировать стратегию разработки месторождения.

Литература

Абызбаев И.И., Сыртланов А.Ш., Викторов П.Ф., Лозин Е.В. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана. – Уфа: Баш. изд-во «Китап», 1994. – 180 с.

Идрисова С.А., Тугарова М.А., Стремичев Е.В., Белозеров Б.В. Цифровой керн. Комплексирование данных петрографических исследований карбонатных пород с результатами исследований керна // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти, ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ». – 2018. – №2. – С. 36-41.

Петерсилье В.И., Порожун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.

Сур А.А. Литолого-фациальное строение карбонатных продуктивных пластов заволжского горизонта Боголюбовского месторождения Оренбургской области // Приоритетные и инновационные направления литологических исследований: материалы 9 Уральского литологического совещания. – Екатеринбург, 2012 – С. 171-172

Skalinski M., Playton T. Petrophysical challenges in giant carbonate Tengiz field, Republic of Kazakhstan // SPWLA Journal of Petrophysics. – 2015. – Vol.56. – N 6. – 33 p.

Maksimova E.N., Tugarova M.A., Stremichev E.V.

Gazpromneft Science & Technology Centre (Gazpromneft STC), St. Petersburg, Russia,
Maksimova.EN@gazpromneft-ntc.ru, Tugarova.MA@gazpromneft-ntc.ru,
Stremichev.EV@gazpromneft-ntc.ru

PETROPHYSICAL STUDY OF THE ZAVOLZH CARBONATE RESERVOIR OF BALEIKIN FIELD (ORENBURG REGION)

The article is devoted to the study of petrophysical features of the Zavolzh carbonate reservoirs of the Baleikin field (Orenburg region). During the development of the Zavolzh reservoir, it was observed a discrepancy between the predicted and actually operating oil-saturated reservoir thicknesses in a number of wells. From the geological point of view, this may be due to the low confidence in predicting of lithotypes distribution with good reservoir properties over the area.

The aim of the study was to find an approach to predict the lateral variability of the reservoir section, taking into account core data and well logging to clarify the causes of uneven oil-saturated reservoir thicknesses.

To solve the posed problems, a comprehensive analysis of the lithological and petrophysical features of the rocks of the Zavolzh reservoir was carried out, taking into account the results of core clusterization and well logging. The developed methodological approach allowed identifying of possible geological causes of uneven reservoir operation. Suggestions are given on how to reduce uncertainties in assessing the quality and nature of the reservoir.

Keywords: *Zavolzh reservoir, reservoir lithotypes, petrophysical heterogeneity, lithological and petrophysical clustering, well logging, Baleikin field, Orenburg region.*

References

Abyzbaev I.I., Syrtlanov A.Sh., Viktorov P.F., Lozin E.V. *Razrabotka zalezhey s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefti Bashkortostana* [Development of reservoirs with hard-to-recover oil reserves of Bashkortostan]. Ufa: Bash. izd-vo «Kitap», 1994, 180 p.

Idrisova S.A., Tugarova M.A., Stremichev E.V., Belozarov B.V. *Tsifrovoy kern. Kompleksirovanie dannykh petrograficheskikh issledovaniy karbonatnykh porod s rezul'tatami issledovaniy kerna* [Digital core. Combining petrographic studies of carbonate rocks with the results of core studies.]. PRONeft'. Professional'no o nefti, PAO «GAZPROM NEFT'», 2018, no. 2, p. 36-41.

Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zasposov ob"emnym metodom* [Guidelines for geological reserves calculating by the volumetric method.]. Moscow-Tver': VNIGNI, NPTs «Tver'geofizika», 2003, 259 p.

Skalinski M., Playton T. *Petrophysical challenges in giant carbonate Tengiz field, Republic of Kazakhstan*. SPWLA Journal of Petrophysics, 2015, vol. 56, no. 6, 33 p.

Sur A.A. *Litologo-fatsial'noe stroenie karbonatnykh produktivnykh plastov zavolzhskogo gorizonta Bogolyubovskogo mestorozhdeniya Orenburgskoy oblasti* [The lithofacial structure of the carbonate productive strata of the Zavolzh reservoir of the Bogolyubov field of the Orenburg region]. *Prioritetnye i innovatsionnye napravleniya litologicheskikh issledovaniy: materialy 9 Ural'skogo litologicheskogo soveshchaniya*. Ekaterinburg, 2012, p. 171-172.

© Максимова Е.Н., Тугарова М.А., Стремичев Е.В., 2019