

# Оценочно-промысловая классификация карбонатных коллекторов

## М.А. Монжерин

начальник отдела геологии и разработки месторождений<sup>1</sup>  
Monzherin.MA@gazpromneft-ntc.ru

## Р.Н. Асмандияров

начальник департамента геологии и разработки текущих активов<sup>1</sup>  
Asmandiyarov.RN@gazpromneft-ntc.ru

## Ш.Х. Султанов

д.т.н., доцент, профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»<sup>2,3</sup>  
ssultanov@mail.ru

## Р.К. Сабирджонова

лаборант кафедры<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия

<sup>3</sup>Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, Центр нефтегазовых технологий и новых материалов, Уфа, Россия

**В настоящей статье приведены результаты анализа сформированной базы данных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных коллекторов. Собраны показатели ФЕС, определенные по всему комплексу методов: лабораторные исследования керна, геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамических исследований скважин (ГДИС), данные эксплуатации. Предложена оценочно-промысловая классификация карбонатных коллекторов, позволяющая оценить преобладающий тип проницаемости, обеспечивающий приток.**

История изучения карбонатных коллекторов показывает широкий спектр изменения типов их емкостного пространства. Установление типа коллектора, как правило, проводится на основе лабораторного анализа керновых данных [2, 7] и учитывает величину содержащихся геологических запасов в каждом типе емкостного пространства, в соответствии с правилом: «ведущий тип пор помещается в конце определения» [1].

Опыт авторов по анализу геологии и разработки ряда карбонатных объектов показывает, что для более полной характеристики коллектора необходимо дополнительно учитывать основной тип проницаемости, который обеспечивает приток к скважине и во многом определяет технико-экономическую эффективность разработки объекта или участка залежи.

На примере анализа геолого-физических и промысловых показателей участков залежи артинских отложений Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) показано, что определенные по данным керна и геофизическим методам коэффициенты проницаемости не всегда в полной мере характеризуют фильтрационные характеристики коллектора.

С целью объективной дифференциации объектов исследования рассмотрены следующие параметры и свойства, характеризующие пласт:

- литология;
- тип коллектора (первоисточник);
- тип коллектора (после укрупнения);
- коэффициент проницаемости по воздуху (керна) —  $K_{пр\ керн}$ , мД;
- коэффициент проницаемости по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) —  $K_{пр\ ГИС}$ , мД;
- коэффициент проницаемости по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) —  $K_{пр\ ГДИС}$ , мД;
- удельный коэффициент продуктивности —  $K_{прод}$ , м<sup>3</sup>/сут/атм\*м;

- соотношение коэффициентов проницаемости определенных по ГДИС и ГИС —  $\alpha$  [6],

$$\alpha = K_{пр\ ГДИС} / K_{пр\ ГИС} \quad (1)$$

- соотношение коэффициентов проницаемости определенных по ГДИС и керну —  $\varphi$ ,

$$\varphi = K_{пр\ ГДИС} / K_{пр\ керн} \quad (2)$$

- индекс группы коллектора (после укрупнения);
- коэффициент открытой пористости по керну —  $K_{пор\ керн}$ ;
- коэффициент открытой пористости по ГИС —  $K_{пор\ ГИС}$ ;
- коэффициент остаточной водонасыщенности —  $S_{овн}$ .

Пример сводных исходных данных приведен в таб. 1 [3, 4, 5].

После подготовки исходной информации выполнен анализ типов коллекторов, указанных в первоисточниках. Всего получено 23 различных сочетаний чистых и смешанных типов коллектора. Выяснилось, что при характеристике типа коллектора, не во всех первоисточниках соблюдалось правило «ведущий тип пор помещается в конце определения» [1]. Часто при характеристике типа коллектора применялось обратное правило. Для упрощения дальнейшего анализа 23 установленных типа коллектора были приведены к шести (таб. 2). Названия групп условные и характеризуют сам факт наличия того или иного типа емкостного пространства по объекту. Как видно из таб. 2, наибольшее количество пластов, 77 и 45, попали в группы, представляющие смешанный тип коллектора: каверново-поровый и трещинно-каверново-поровый соответственно. Как известно, трещинные коллекторы наименее распространены, что подтверждает малочисленность группы №3 и в представленной базе данных.

№ п/п	Список	Месторождение	Пласт	Литология
1	РФ, Волго-Уральская НГП	Ардатовское	СТкз	известняк
2	РФ, Волго-Уральская НГП	Ардатовское	СТуп-мл	известняк
3	РФ, Волго-Уральская НГП	Ардатовское	Дэв	известняк
4	РФ, Волго-Уральская НГП	Аскардовское	Дэв	известняк
5	РФ, Волго-Уральская НГП	Аскардовское	СТкз	известняк
6	РФ, Волго-Уральская НГП	Балкановское	Дэв	известняк
7	РФ, Волго-Уральская НГП	Балкановское	ДФмн	известняк
8	РФ, Волго-Уральская НГП	Бекетовское	СТкз	известняк
9	РФ, Волго-Уральская НГП	Бузовязовское	СТкз	известняк
10	РФ, Волго-Уральская НГП	Бураевское	Скш2	известняк

Таб. 1 — База данных ФЕС карбонатных коллекторов (первые десять объектов)  
Tab. 1 — Reservoir properties data base for carbonate reservoirs (first ten objects)

**Целью предлагаемой оценочно-промысловой классификации является дополнение существующих классификаций, которые имеют в своей основе генетические, оценочно-генетические критерии, качественные и количественные показатели типа пустотного пространства, интервалы изменения коэффициентов открытой, эффективной пористости и абсолютной проницаемости, определенные преимущественно по керну и ГИС [2].**

**Материалы и методы**

Основным методом исследования является анализ распределения ФЕС по результатам изучения статистических зависимостей и рядов распределения рассматриваемых объектов. База данных сформирована на основе анализа широкого перечня открытых печатных источников и включает информацию по 220 карбонатным продуктивным пластам 98 месторождений [3–5]. В ней представлены месторождения Волго-Уральской (ВУ НГП) и Тимано-Печорской (ТП НГП) нефтегазоносных провинций, Восточной Сибири Российской Федерации, других регионов мира.

**Ключевые слова**

коллектор, коэффициент проницаемости, исследование, керн, геофизические исследования скважин

В таб. 3 приведена статистика определенных различных параметров по типам коллекторов (после укрупнения).

По шести выбранным группам проведен анализ изменения значений параметров характеризующих их ФЕС. В таб. 4 приведены интервалы изменения и средние значения по каждому из показателей. Закономерно максимальные значения коэффициентов проницаемости, определенные различными методами по группам, отмечаются по смешанным типам коллекторов. Рис. 1 показывает изменение средних значений коэффициентов проницаемости по группам и отражает разность скважин выборки и масштаба исследований, по результатам которых получены значения параметра.

Определения по результатам геофизических исследований скважин, как правило, характеризуются наибольшим охватом объекта по площади, так как ГИС проводятся в каждой скважине. На рис. 1 а видно, что максимальные значения среднего  $K_{пр}$ , приходятся на группы смешанных типов коллектора № 2, 4, 6.

Наибольшее количество определений выполнено по керну и ГДИС. При этом, как показано на рисунке 1 б и в, корреляция между значениями параметра по группам коллекторов отсутствует. Отсутствие связи обусловлено разным масштабом исследований, в случае керна производится определение коэффициента абсолютной газопроницаемости на небольших образцах породы; по ГДИ определяется эффективная проницаемость

Группа коллектора (после укрупнения)	Тип коллектора (после укрупнения)	Тип коллектора (первоисточник)	Частота в выборке
1	поровый	1. поровый 2. поровый (органогенный)	43
2	каверново-поровый	3. каверново-поровый 4. порово-каверновый 5. порово-каверновый (органогенный) 5. порово-каверновый (риф)	77
3	трещинный	6. трещинный 7. трещиноватый	5
4	трещинно-поровый	8. порово-трещинный 9. трещинно-поровый 10. порово-трещинный, поровый	35
5	трещинно-каверново-поровый	11. порово-трещинно-каверновый 12. порово-каверново-трещинный 13. трещинно-каверново-поровый 14. каверново-трещинно-поровый 15. порово-каверновый, трещиноватый 16. порово-трещинно-кавернозный 17. порово-кавернозный, трещинный 18. трещинно-каверно-поровый 19. порово-кавернозно-трещинный	45
6	трещинно-каверновый	20. трещинно-каверновый 21. каверново-трещинный 22. каверново-трещиноватый (органогенный) 23. трещинно-кавернозный	15

Таб. 2 — Укрупнение групп коллекторов по характеристике емкостного пространства  
Tab. 2 — Consolidation of reservoir groups depending on the void space characterization

Тип коллектора (первоисточник)	Тип коллектора (после укрупнения)	$K_{пр\ к\ керн}$ (по воздуху)	$K_{пр\ ГИС}$	$K_{пр\ ГДИС}$	$K_{прод}$	$\alpha$	$\varphi$	Группа коллектора	$K_{пор\ керн}$	$K_{пор\ ГИС}$	$S_{о\ вн}$
поровый	поровый	12	поп	12	0.18	поп	1.0	1	0.11	0.11	0.19
поровый	поровый	поп	поп	5	0.007	поп	поп	1	0.11	0.11	0.13
поровый	поровый	9	поп	32	поп	поп	3.6	1	0.11	0.11	0.23
поровый	поровый	25	поп	поп	поп	поп	поп	1	0.10	0.09	0.20
поровый	поровый	19	поп	поп	поп	поп	поп	1	0.11	0.09	0.20
поровый (органогенный)	поровый	2	поп	поп	поп	поп	поп	1	0.10	0.09	0.10
поровый	поровый	40.5	поп	58	58	поп	1.4	1	0.11	поп	0.10
поровый	поровый	21	поп	поп	поп	поп	поп	1	0,09	0,11	0,16
поровый	поровый	188	поп	поп	поп	поп	поп	1	0,12	0,12	0,16
поровый	поровый	146	22	30	0,37	1,4	0,2	1	0,13	0,15	поп

Таб. 1 — База данных ФЕС карбонатных коллекторов (первые десять объектов) — окончание таблицы  
Tab. 1 — Reservoir properties data base for carbonate reservoirs (first ten objects) — end of table

Тип	$K_{пр\_кern}$	$K_{пр\_ГИС}$	$K_{пр\_ГДИС}$	$\phi$	$\alpha$	$K_{прод}$	$K_{пор\_кern}$	$K_{пор\_ГИС}$	КОЛ-ВО ПЛАСТОВ
1	30	18	20	15	8	10	34	37	43
2	64	25	45	41	16	35	68	49	77
3	4	0	5	4	0	2	5	1	5
4	28	12	28	22	9	11	33	22	35
5	28	13	35	21	0	14	26	33	45
6	13	4	14	10	4	4	12	6	15

Tab. 3 — Статистика определения параметров по базе данных, шт  
Tab. 3 — Statistics of determining parameters using the data base, pc

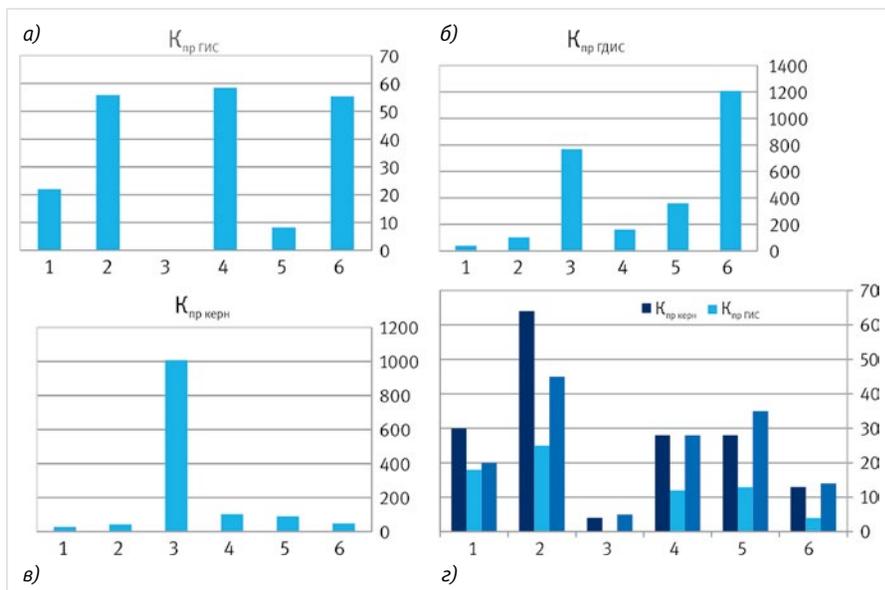


Рис. 1 — Средние значения  $K_{пр}$  по группам коллекторов:  
а)  $K_{пр}$  по результатам интерпретации ГИС; б)  $K_{пр}$  по результатам ГДИС;  
в)  $K_{пр}$  по результатам исследований на образцах керна; з) количество определений коэффициента проницаемости для каждого вида исследований

Fig. 1 — Average value of  $K_{пр}$  depending on the reservoir groups: а)  $K_{пр}$  based on the results of interpreting the reservoir properties; б)  $K_{пр}$  based on the results of hydro dynamic research of wells; в)  $K_{пр}$  based on the results of researching the test core samples; з) number of permeability coefficient determinations for each type of research

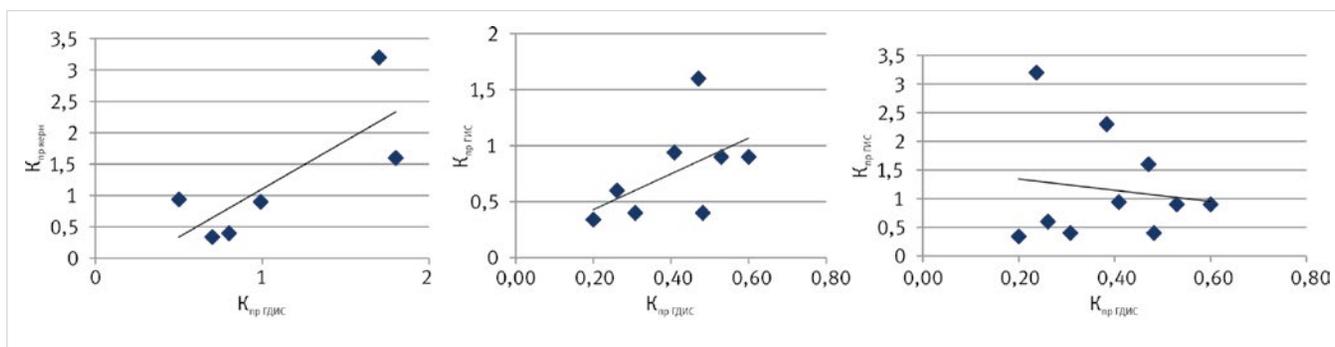


Рис. 2 — Кросс-плоты зависимости коэффициентов проницаемости по ГДИС, ГИС и керну для участков ВУ ОНГКМ  
Fig. 2 — Cross plots of dependencies of permeability coefficients per hydro dynamic research, reservoir properties and test core for the areas of the Eastern Section of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field

№	$K_{пр\_кern}$ , мД			$K_{пр\_ГИС}$ , мД			$K_{пр\_ГДИС}$ , мД			$\phi$			$\alpha$		
	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср
1	1	188	29,1	4	64	22,0	3	225	39,9	0,205	56,3	8,3	0,2	5,2	1,4
2	0,2	466	44,0	6	197	55,9	5	461	102	0,208	305	16,2	0,2	11,9	3,6
3	5	4000	1008,3	0	0	0	25,3	3500	769	0,875	10	7,2	0,0	0,0	0
4	0,00001	1400	103,9	9	240	58,5	0,2	2000	162	0,007	670	56,0	0,0	3,4	1,4
5	0,2	997	89,7	0,5	86	8,3	0,34	4000	360	0,419	30	7,1	0,8	13,5	3,6
6	0,5	220,5	48,6	1,5	78	55,4	1,9	11878	1208	0,061	1200	152,5	0,1	1,3	0,6

Tab. 4 — Характеристика выделенных групп коллекторов  
Tab. 4 — Characterization of the isolated groups of reservoir

по жидкости (в подавляющем большинстве случаев это чистая нефть) в зоне дренирования скважины, и отсутствием в открытом доступе более детальной информации по объектам представленной базы данных. Более детальная информация по объекту, как правило, позволяет осуществить поиск зависимостей между ФЕС, определенными различными методами, и выбрать оптимальные алгоритмы распространения свойств в межскважинном пространстве. Так, на примере ВУ ОНГКМ видно, что может существовать достаточно тесная корреляционная связь между коэффициентами проницаемости по ГДИС и керну, ГДИС и ГИС, коэффициенты корреляции 0,78 и 0,53 соответственно (рис. 2). В этом случае параметры определены по одним и тем же скважинам, либо пилотным стволам соответствующих скважин, из которых осуществлялся отбор керна и проводились специальные исследования ГИС. Коэффициенты  $\alpha$  и  $\phi$  по участкам отличаются и позволяют дать оценку «типу» проницаемости, определяющему приток к скважинам (таб. 4). Стоит отметить наличие связи между коэффициентами  $\alpha$ ,  $\phi$  (в меньшей степени) и значениями по атрибуту когерентности, отражающему степень разуплотнения пород в продуктивном интервале. Коэффициент  $\alpha$  по участкам с преобладанием «трещинного типа» проницаемости № 1, 5, 6, 7 изменяется в интервале 2,3–13,5 при изменении средних значений атрибута когерентности, тогда как по «поровому типу»  $\alpha$  составляет 0,83–2,3, а средние значения атрибута когерентности — 0,03–0,05.

Учет участков № 6 и 7 с максимальными значениями  $\alpha$  приводит к критичному снижению коэффициента корреляции зависимости между  $K_{пр\_ГДИС}$  и  $K_{пр\_ГИС}$  (рис. 2 б, в), что говорит о необходимости обязательного включения в комплекс исходной информации данных испытаний скважин, ГДИС и эксплуатации при принятии решений по коллекторам с трещинной и каверновой емкостью и проницаемостью.

Таким образом, имея в наличии первичный набор по комплексу исследований единичных разведочных, поисково-оценочных скважин по результатам комплексирования данных испытаний и первичной интерпретации ГИС и керн можно существенно скорректировать программу доизучения целевых объектов, дифференцировать площадь залежи по данным разведочной сети скважин и опережающих эксплуатационных скважин с функцией доразведки.

При определении группы коллектора, к которой относится исследуемый объект,

и интервалов изменения значений фильтрационно-емкостных параметров рекомендуется следующая последовательность действий:

1. Установить, какой группе коллекторов соответствуют значения проницаемости объекта определенные по ГИС, ГДИС и керну;
2. Сверить характеристику типа коллектора, при наличии, и установить «укрупненный» тип коллектора (таб. 3);
3. Посмотреть, соответствуют ли значения дополнительных показателей: коэффициенты пористости, продуктивности,

остаточной водонасыщенности,  $\alpha$  и  $\phi$  исследуемого объекта выбранной группе. Указанные параметры могут иметь отклонения от приведенных в таб. 5 интервалов значений;

4. При значительных отклонениях параметров, приведенных в классификации, есть возможность пополнения базы данных и корректировки количественных характеристик показателей по группам коллекторов.

Оценочно-промысловая классификация представлена в таб. 6.

№ п.п	Показатель/№ участка/ «тип» проницаемости, определяющей основной приток к скважинам	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		трещин- ный	поро- вый	поро- вый	поро- вый	трещин- ный	трещин- ный	трещин- ный	поро- вый	поро- вый	поро- вый
1	Кол-во крупных разломов, шт	9	4	2	6	2	6	5	5	7	9
2	Среднее значение по атрибуту когерентности	0.12	0.04	0.05	0.04	0.1	0.07	0.07	0.03	0.03	0.05
3	Кпродуктивности (ГДИС), м <sup>3</sup> /сут*кгс/см <sup>2</sup>	0.8	0.3	0.2	0.4	0.54	1.4	0.9	0.26	0.46	0.54
4	K <sub>пр.ГИС</sub> , мД	0.47	0.48	0.2	0.31	0.26	0.24	0.38	.053	0.6	0.41
5	K <sub>пр.ГДИС</sub> , мД	1.6	0.4	0.34	0.4	0.6	3.2	2.3	0.9	0.9	0.94
6	K <sub>пр.керна</sub> , мД	1.8	0.8	0.7	ноп	ноп	1.7	ноп	ноп	0.99	0.5
7	$\alpha$	3.4	0.83	1.7	1.3	2.3	13.5	6	1.7	1.5	2.3
8	$\phi$	0.9	0.5	0.5	ноп	ноп	1.9	ноп	ноп	0.9	1.9

Таб. 5 — Характеристика участков ВУ ОНГКМ  
Tab. 5 — Characterization of the areas of the Eastern Section of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field

Группа коллектора	Тип коллектора (после укрупнения)	K <sub>пр.керна</sub>			K <sub>пр.ГИС</sub>			K <sub>пр.ГДИС</sub>			$\phi$			$\alpha$			K <sub>прод</sub>			K <sub>пор.керна</sub>			K <sub>пор.ГИС</sub>			S <sub>ост.вн</sub>		
		мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср
1	поровый	1	188	29,1	4	64	22,0	3	225	39,9	0,205	56,25	8,3	0,2	5,2	1,4	0,0	58,0	8,7	0,08	0,28	0,13	0,08	0,17	0,12	0,002	0,37	0,18
2	каверново-поровый	0,2	466	44,0	6	197	55,9	5	461	102,5	0,208	305	16,2	0,2	11,9	3,6	0,0	99,0	4,7	0,01	0,22	0,11	0,04	0,19	0,12	0,100	0,33	0,20
3	трещинный	5	4000	1008,3	0	0	0,0	25,3	3500	769,1	0,875	10	7,2	0,0	0,0	0,0	0,7	1,3	1,0	0,04	0,14	0,09	0,00	0,00	0,00	0,190	0,19	0,19
4	трещинно-поровый	0,00001	1400	103,9	9	240	58,5	0,2	2000	161,7	0,007	670	56,0	0,0	3,4	1,4	0,0	45,4	10,5	0,00	0,38	0,08	0,00	0,15	0,07	0,100	0,50	0,22
5	трещинно-каверново-поровый	0,2	997	89,7	0,5	86	8,3	0,34	4000	360,2	0,419	30	7,1	0,8	13,5	3,6	0,2	6,1	1,2	0,02	0,99	0,15	0,01	0,15	0,10	0,100	0,66	0,23
6	трещинно-каверновый	0,5	220,5	48,6	1,5	78	55,4	1,9	11878	1208,2	0,061	1200	152,5	0,1	1,3	0,6	0,5	3,7	2,0	0,01	0,23	0,09	0,03	0,12	0,07	0,080	0,49	0,26

Таб. 6 — Оценочно-промысловая классификация  
Tab. 6 — Estimated-field classification

K <sub>прод</sub>			K <sub>пор.керна</sub> , д.ед			K <sub>пор.ГИС</sub> , д.ед			S <sub>о.вн</sub> , д.ед		
мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср
0,0	58,0	8,7	0,08	0,28	0,13	0,08	0,17	0,12	0,002	0,37	0,18
0,0	99,0	4,7	0,01	0,22	0,11	0,04	0,19	0,12	0,100	0,33	0,20
0,7	1,3	1,0	0,04	0,14	0,09	0,00	0,00	0,00	0,190	0,19	0,19
0,0	45,4	10,5	0,00	0,38	0,08	0,00	0,15	0,07	0,100	0,50	0,22
0,2	6,1	1,2	0,02	0,99	0,15	0,01	0,15	0,10	0,100	0,66	0,23
0,5	3,7	2,0	0,01	0,23	0,09	0,03	0,12	0,07	0,080	0,49	0,26

Таб. 4 — Характеристика выделенных групп коллекторов (окончание таблицы)  
Tab. 4 — Characterization of the isolated groups of reservoir (end of table)

## Итоги

На основе проведенного анализа базы данных предложена оценочно-промысловая классификация карбонатных коллекторов. Создана пополняемая база данных фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов, которая может быть использована для поиска объектов-аналогов по ключевым ФЕС.

## Выводы

Для более точной характеристики фильтрационно-емкостных параметров и поиска зависимостей между параметрами объекта рекомендуется проводить весь комплекс исследований на одних и тех же скважинах. Оптимальный набор методов исследований: комплекс стандартных и специальных методов ГИС, прямых методов и лабораторных исследований ядра необходимо формировать по результатам строительства первых

разведочных и поисково-оценочных скважин, дающих представление о выявленных типах емкостного пространства.

По результатам определять необходимость постановки 3D сейсмических работ в поддержку разработки, дизайн съемки планировать с учетом предполагаемого типа емкостного пространства и особенностей генезиса объектов аналогов.

## Список литературы

1. Тугарова М.А. Породы-коллекторы: Свойства, петрографические признаки, классификации. Санкт-Петербург, 2004. 36 с.
2. Калинин М.К. Методика исследования коллекторских свойств кернов. М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. 225 с.

3. Лозин Е.В. Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК «Башнефть». Уфа: БашНИПнефть, 2015. 270 с.
4. Вклад исследований молодых ученых в компьютеризацию проектирования. Сборник докладов научно-технической конференции молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПнефть». Уфа: БашНИПнефть, 2012. 242 с.
5. Сборник научных трудов Всероссийского нефтегазового научно-исследовательского института им. А.П. Крылова. Москва, 2007. 345 с.
6. Луис Х.Р. Основы разработки трещиноватых коллекторов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 118с.
7. Бурлин Ю.К., Конохов А.И., Карношина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. М.: Недра, 1991. 286 с.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

## Estimated-field classification of carbonate reservoirs

UDC 622.276

### Authors:

**Mikhail A. Monzherin** — head of geology and development section<sup>1</sup>; [Monzherin.MA@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Monzherin.MA@gazpromneft-ntc.ru)

**Rustam N. Asmandiyarov** — head of the Department of Geology and development of current<sup>1</sup>; [Asmandiyarov.RN@gazpromneft-ntc.ru](mailto:Asmandiyarov.RN@gazpromneft-ntc.ru)

**Shamil Kh. Sultanov** — Sc.D., professor<sup>2,3</sup>; [ssultanov@mail.ru](mailto:ssultanov@mail.ru)

**Rufina K. Sabirdzhonova** — lab assistant<sup>2</sup>

<sup>1</sup>LLC Gazpromneft Science & Technology Centre, Saint-Petersburg, Russian Federation

<sup>2</sup>FGBOU VO "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, Russian Federation

<sup>3</sup>Institute of strategic researches of the Republic of Bashkortostan, Center of oil and gas technologies and new materials, Ufa, Russian Federation

### Abstract

This article presents the results of the analysis formed the base data of the filtration-capacitive properties (FCP) of carbonate reservoirs.

Collected indicators of FCP defined on the whole complex of methods: laboratory studies of core samples, well logging, hydrodynamic well survey, lifetime data.

Proposed assessment field classification of carbonate reservoirs, which allows to evaluate the predominant type of permeability that provides a flow. The purpose of the proposed valuation and commercial classification is to complement existing classifications, which are based on genetic assessment and genetic criteria, qualitative and quantitative indicators of the type of the void space, the intervals of variation coefficients of the open, effective porosity and absolute permeability are defined primarily by core and well logging.

### Materials and methods

The database formed on the basis of the analysis of a wide range of open published sources. The analyzed database includes information for 220 of carbonate productive formations 98 of the deposits. In the deposits of the Volga-Ural (VU PNC) and Timan-Pechora (TP OGP) oil and gas provinces of Eastern Siberia of the Russian Federation, other regions of the world.

### Results

Created updated database of reservoir properties of carbonate reservoirs, which can be used to find analogues for key FCP.

On the basis of the analysis of the database proposed assessment and field classification of carbonate reservoirs.

### Conclusions

For improved characterization of reservoir properties and search of dependences between parameters of an object it is recommended to the whole set of studies on the same wells. The optimal set of research methods: a set of standard and special well-survey methods, direct methods, and laboratory core studies need to build on the results of the construction of the first prospecting and exploration wells, giving an indication of the identified types of capacitive space. According to the results to determine the need for 3D seismic work to support the development, design shooting plan based on the projected type of capacitive space and features of genesis object counterparts.

### Keywords

reservoir, permeability coefficient, research, core, well logging

### References

1. Тугарова М.А. *Породы-коллекторы: Свойства, петрографические признаки, классификации* [Reservoir rock: Properties, petrographic features, classifications]. Saint Petersburg, 2004, 36 p.
2. Калинин М.К. *Методика исследования коллекторских свойств кернов* [Methods of investigating reservoir properties of cores]. Moscow: State Scientific and Technical Publishing House of Petroleum and Mining Fuel Literature, 1963, 225 p.
3. Лозин Е.В. *Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК "Башнефть"* [Atlas of oil and gas fields developed by "Bashneft"]. Ufa: БашНИПнефть, 2015, 270 p.
4. *Вклад исследований молодых ученых в компьютеризацию проектирования. Сборник докладов научно-технической конференции молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПнефть»* [Research contributions of young scientists in the computerization of the design process. The collection of reports of scientific-technical conference of young scientists-specialists of Ltd BashNIPneft']. Ufa: БашНИПнефть, 2012, 242 p.
5. *Сборник научных трудов Всероссийского нефтегазового научно-исследовательского института им. А.П. Крылова* [Collection of scientific works of the all-Russian oil and gas scientific research Institute. A.P. Krylov]. Moscow, 2007, 345 p.
6. Луис Х.Р. *Основы разработки трещиноватых коллекторов* [Basis of the development of fractured reservoirs]. Москва-Ижевск: *Институт компьютерных исследований*, 2012, 118 p.
7. Бурлин Ю.К., Конохов А.И., Карношина Е.Е. *Литология нефтегазоносных толщ* [Lithology of petroleum bearing strata]. Moscow: *Недра*, 1991, 286 p.