

Классификация карбонатных коллекторов для повышения эффективности разработки карбонатных объектов

Саяхутдинов А.И.¹, Амбарцумян Р.А.¹, Калимуллин Ф.М.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
sayakhutdinovai@bnipti.rosneft.ru

Аннотация

Не существует общепринятой классификации карбонатных коллекторов, учитывающей геолого-физические характеристики, влияющие на показатели разработки коллекторов. Поэтому задача кластеризации таких коллекторов имеет высокое практическое значение при оценке запасов углеводородов и их дифференциации. В работе предложена классификация карбонатных коллекторов, учитывающая соотношение запасов в средах (матрица и вторичная среда), доли их участия в фильтрации и параметр смачиваемости. По этим показателям в дальнейшем можно сформировать рекомендации по проводке скважин и типам заканчивания, режимам разработки коллектора, а также рекомендацию по подбору агентов воздействия.

Материалы и методы

Согласно предложенной классификации разработан алгоритм определения типа карбонатного коллектора, который включает в себя комплексирование исследований: анализ керна, фильтрационно-емкостные свойства пород, расширенный комплекс геофизических исследований скважин, гидродинамические

исследования скважин, анализ показателей эксплуатации скважин и определение смачиваемости.

Ключевые слова

классификация карбонатного коллектора, смачиваемость, тип коллектора, стратегия выработки

Для цитирования

Саяхутдинов А.И., Амбарцумян Р.А., Калимуллин Ф.М. Классификация карбонатных коллекторов для повышения эффективности разработки карбонатных объектов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 58–63. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-58-63

Поступила в редакцию: 08.09.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Classification of carbonate reservoirs for the purpose of increasing the efficiency of the development of carbonate objects

Sayakhutdinov A.I.¹, Ambartsumyan R.A.¹, Kalimullin F.M.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
sayakhutdinovai@bnipti.rosneft.ru

Abstract

Therefore, the task of clustering carbonate reservoirs is of great practical importance in assessing hydrocarbon reserves and their differentiation. This paper proposes a classification of carbonate reservoirs, taking into account the ratio of reserves in-situ and the proportion of their participation in filtration and wettability. According to these indicators, it is possible to form recommendations for drilling new wells in the fields and types of well completion, as well as to propose an influencing agent to maintain reservoir pressure.

Materials and methods

According to the proposed classification, an algorithm for determining the type of carbonate reservoir has been developed, which includes the integration of studies: core analysis, reservoir properties of rocks, an extended complex of well logging, hydrodynamic studies of wells, well operation indicators and wettability determination.

Keywords

carbonate reservoir classification, wettability, reservoir type, development strategy

For citation

Sayakhutdinov A.I., Ambartsumyan R.A., Kalimullin F.M. Classification of carbonate reservoirs for the purpose of increasing the efficiency of the development of carbonate objects. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 58–63. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-58-63

Received: 08.09.2022

С целью изучения, определения отличительных особенностей и выбора оптимальной стратегии выработки запасов карбонатных пород разработано множество различных классификаций на основе генетических, структурных, емкостных, фильтрационных и других признаков:

- вещественные — подразделяют породы по минералогическому составу: по относительному содержанию в породе кальцита, доломита и терригенной примеси [5, 9, 14];
- структурно-генетические — описывают карбонатные породы, подразделяя их по структуре и условиям осадконакопления [6, 7, 12, 15, 17, 18];
- генетические — описывают происхождение пород (методика ВНИГРИ, ВНИГНИ) [14, 16];
- по строению пустотного пространства [8, 10, 11, 20];
- оценочно-генетическая [3];
- по соотношению запасов в средах и доли их участия в фильтрации [13, 19];
- по продуктивности и преобладающей емкости среды коллектора [2, 4].

Разработка карбонатных трещиноватых объектов требует принципиально иных подходов, чем разработка терригенных коллекторов. В случае карбонатов необходим учет факторов, определяющих методы разработки таких коллекторов. В первую очередь эти методы зависят от гидрофильности или гидрофобности породы и от особенностей потоков флюидов по трещинам.

Для выбора стратегии разработки карбонатных коллекторов и с целью повышения эффективности выработки запасов нефти карбонатных коллекторов предложена четырехуровневая классификация, учитывающая соотношение запасов в средах и доли их участия в фильтрации, а также смачиваемость пород (рис. 1).

Уровень 1: учет соотношения запасов нефти в средах (матрица и вторичная пористость) и доли их участия в фильтрации (табл. 1).

Уровень 2: учет смачиваемости породы, определение механизмов вытеснения.

Анализ возможных механизмов вытеснения является необходимой составляющей при выборе оптимальной системы разработки и методов воздействия для всех карбонатных коллекторов, для которых характерно высокое влияние вторичной среды в процессе фильтрации. От правильности представления структуры порового пространства (соотношения доли запасов в порах, трещинах и кавернах, а также доли их участия в фильтрации), смачиваемости карбонатных коллекторов зависит корректность прогноза проектных показателей разработки и выбор эффективного режима разработки объекта.

При закачке воды с целью ППД в карбонатные коллекторы главным параметром является параметр степени смачиваемости горной породы. Именно смачиваемость определяет эффективность вытеснения нефти водой из матрицы карбонатного коллектора. Силы, контролирующие капиллярную пропитку, определяют, насколько легко закачать воду в пласты и насколько эффективен будет процесс заводнения.

Оба уровня дают возможность выявить соответствующие механизмы вытеснения нефти из карбонатного коллектора, а также режимы разработки. Третий уровень учитывает геологические факторы, четвертый — вещественный состав породы. Эти уровни

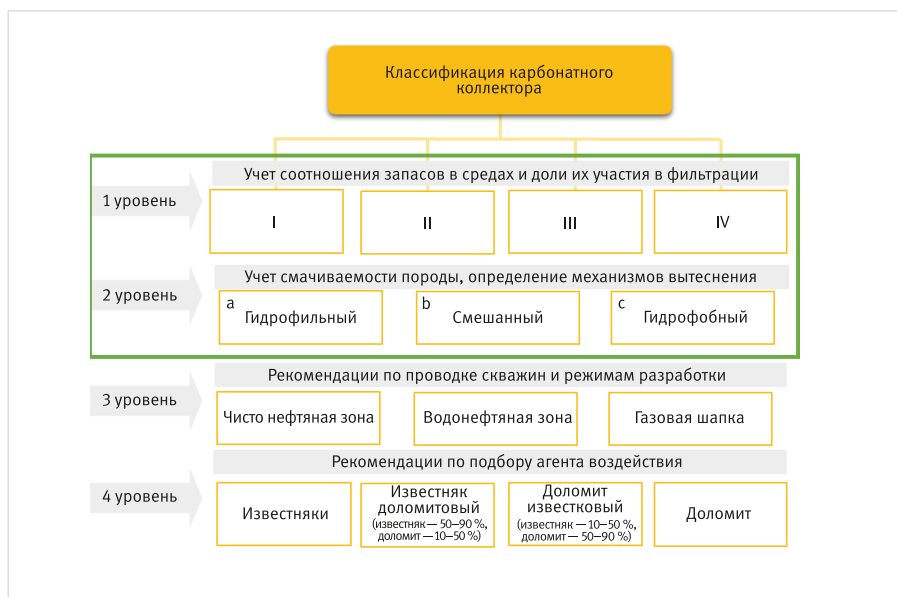


Рис. 1. Предложенная классификация карбонатных пород
Fig. 1. Proposed classification of carbonate rocks

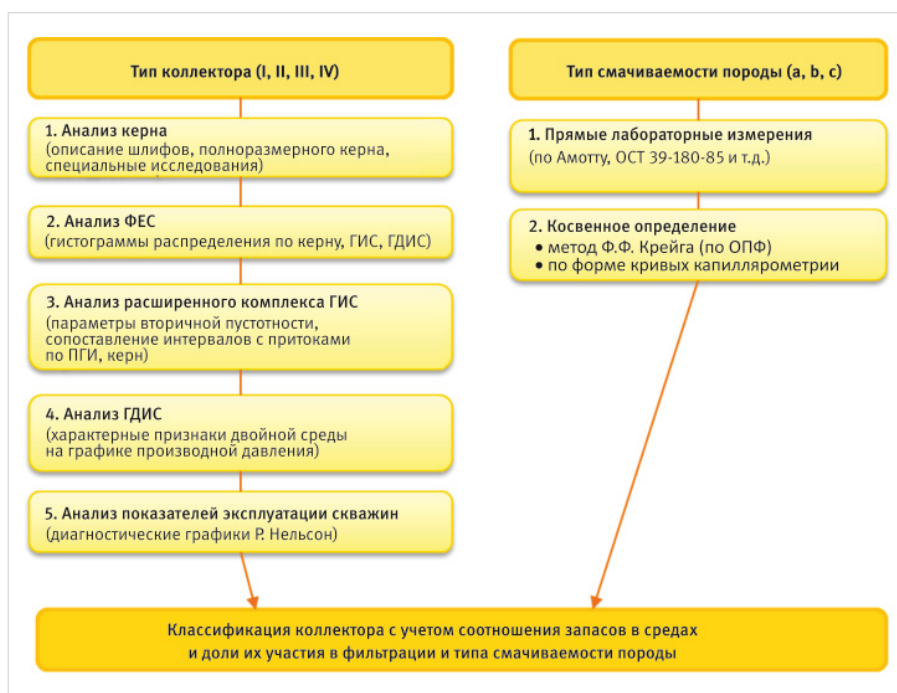


Рис. 2. Алгоритм определения типа коллектора
Fig. 2. Algorithm for determining the type of collector

Табл. 1. Описание типов классификации карбонатного коллектора
Tab. 1. Description of carbonate reservoir classification types

Характеристика	I	II	III	IV
Свойства матрицы	низкая проницаемость и низкая пористость	низкая проницаемость и пористость	проницаемость и пористость	проницаемость и пористость
Запасы нефти	только в трещинах	в основном в матрице	практически все в матрице	только в матрице
Фильтрация	только в трещинах	в основном по трещинам	как по матрице, так и по трещинам	только по матрице
Система	система с одинарной пористостью — только трещины	система с двойной пористостью — матрица и трещины	система с двойной проницаемостью — матрица и трещины	система с одинарной пористостью — только матрица

формируют рекомендацию по проводке скважин и типам заканчивания, режиму работы залежи, а также рекомендацию по подбору агентов воздействия.

Согласно предложенной классификации разработан алгоритм определения типа карбонатного коллектора (рис. 2).

Для выполнения классификации в соответствии с разработанным алгоритмом необходимо выполнить комплексный анализ результатов проведенных исследований и данных эксплуатации. Пример применения алгоритма рассмотрен на карбонатном объекте одного из месторождений компании ПАО «НК «Роснефть».

Тип коллектора:

1. Анализ керна.

Объект представлен доломитизированными известняками и доломитами (с преобладанием последних) разной степени зернистости: трещинно-каверново-поровые, каверново-поровые — преимущественно каверново-поровые.

2. Сопоставление фильтрационных свойств.

Сопоставление проницаемостей, определенных по исследованиям керна и по результатам ГДИС, характеризует фильтрационные свойства сред.

В данном примере (рис. 3) сопоставление проницаемостей керна/ГДИС в соответствии с классификацией по соотношению запасов в средах и доли их участия в фильтрации показало III–IV тип.

3. Анализ расширенного комплекса ГИС.

Анализ расширенного комплекса ГИС позволяет определить:

- трещиноватые интервалы, плотность и раскрытость;
- угол и азимут падения пласта и трещины;
- направление максимальных и минимальных горизонтальных напряжений.

Сопоставление результатов ПГИ и ГИС (рис. 4) дает соответствие интервалов коллектора, интервалов притока (ухода) жидкости с интервалами вторичной среды.

Из приведенного примера следует:

- по данным FMI выделяются единичные проводящие микротрещины и залеченные микротрещины;
- сопоставление данных FMI и ПГИ не прослеживает связи между единичными проводящими трещинами и интервалами ухода;
- по данным описания керна прослеживаются мелкие трещины, минерализованные сульфатом.

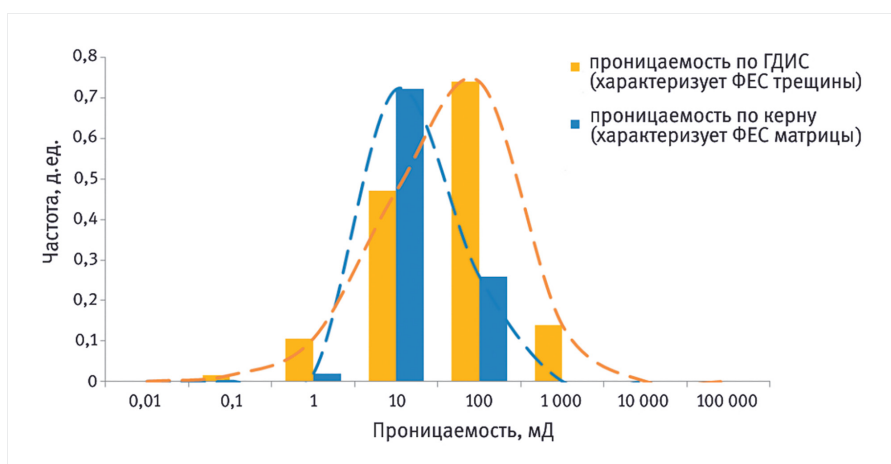


Рис. 3. Сопоставление проницаемостей по ГДИС и по керну

Fig. 3. Comparison of permeability by hydrodynamic studies of wells and core

4. Анализ ГДИС.

По ГДИС можно идентифицировать:

1. Некоторые особенности трещиноватого резервуара:

- двойная пористость;
- коридор трещин;
- постоянное граничное давление.

2. Отдельные параметры:

- эквивалентная проницаемость (КН);
- проводимость трещин, пересекающих скважину;
- расстояние между скважиной и разломом.

На рисунке 5 представлен диагностический график в билогарифмических координатах проведенного исследования на скважине месторождения X. На графике наблюдается рост производной давления с начала исследования. Анализ работы скважины и выполненных ГТМ на скважине свидетельствует, что признак линейного режима течения обусловлен наличием трещины авто-ГРП, образованной в момент превышения давления закачки над минимальным горизонтальным напряжением в пласте.

5. Анализ показателей эксплуатации скважин.

По сравнению с обычными коллекторами, трещиноватые коллекторы анизотропны и очень неоднородны. Эту неоднородность можно показать, исследуя диагностические графики промысловых показателей и запасов. В нормальном коллекторе с преобладанием матрицы эти распределения имеют тенденцию быть колоколообразными. Однако в трещиноватых коллекторах распределения

сильно искажены в сторону высокого уровня. Анализ данных эксплуатации скважин месторождения X показывает, что тип коллектора отнесен к IV по соотношению доли запасов в средах и участия их к фильтрации (рис. 6).

Тип смачиваемости породы

Капиллярные силы влияют на поведение нефтенасыщенных пластов во многих аспектах, включая насыщенность, многофазные течения и эффективность вытеснения нефти водой. Способы определения параметра смачиваемости делятся на косвенные и прямые методы.

Определение параметра смачиваемости по относительным фазовым проницаемостям (ОФП). Ф.Ф. Крейг предлагает осуществлять по трем критериям (косвенный метод

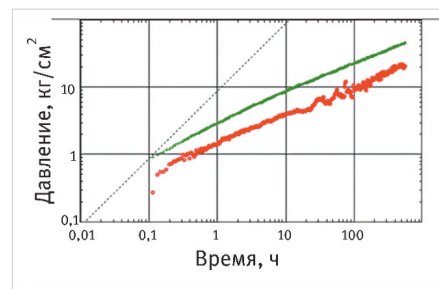


Рис. 5. Диагностический график

Fig. 5. Diagnostic graph in logarithmic coordinates

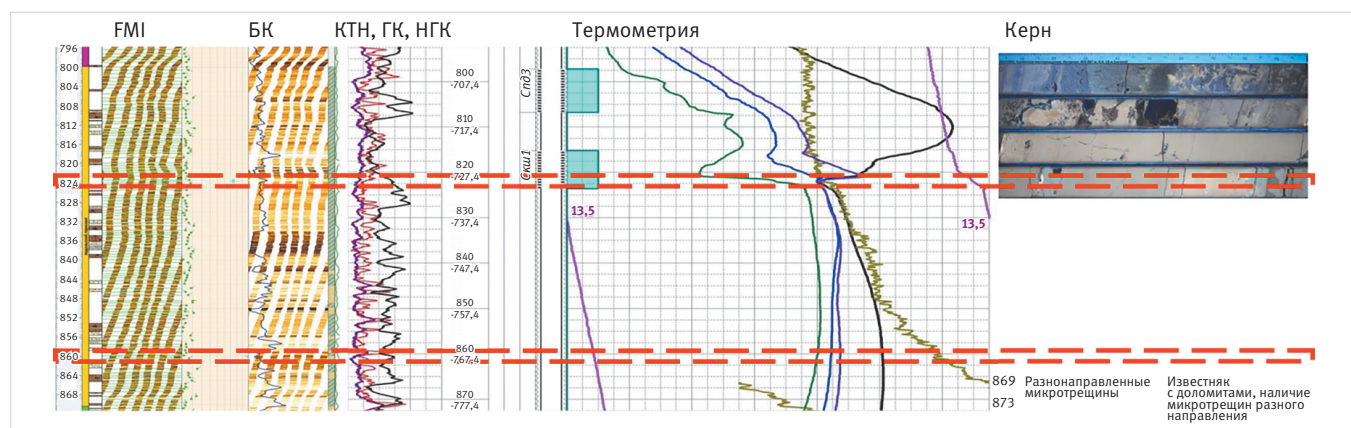


Рис. 4. Комплексирование результатов исследований (керна-ГИС-ПГИ)

Fig. 4. Integration of research results (core-Geophysical survey of wells-Production and geophysical survey of wells)

определения параметра смачиваемости породы коллектора):

- насыщенность связанной водой (для гидрофильной среды > 25 %, для гидрофобной среды < 15 %);
- насыщенность, при которой относительные проницаемости для воды и для нефти одинаковы (для гидрофильной среды > 50 %, для гидрофобной среды < 50 %);
- относительная проницаемость для воды при максимальной заводнении (для гидрофильной среды < 30 %, для гидрофобной среды > 50 %).

На рисунке 7 изображены ОФП месторождения X, карбонатный коллектор данного месторождения относится к нейтральному типу смачиваемости по классификации Крейга.

Большинство карбонатных коллекторов являются гидрофобными или смешанного типа. В случае смешанной смачиваемости поверхности пор породы наиболее информативным является комбинированный метод Амотта-USBM (прямое определение параметра смачиваемости) — этот метод способен определить характеристику смачиваемости исследуемого образца во всем диапазоне измерения смачиваемости (рис. 8) [1].

Показатель Амотта (3) определяется как разность между показателями l_v (1) и l_n (2) [1].

$$l_v = \frac{S_2 - S_1}{S_4 - S_1}, \quad (1)$$

$$l_n = \frac{S_4 - S_3}{S_4 - S_1}, \quad (2)$$

$$l_{\text{Амотта}} = l_v - l_n, \quad (3)$$

$$l_{\text{USBM}} = \log \left(\frac{\text{---} \times \times \times \text{---}}{\text{---} \times \times \times \text{---}} \right). \quad (4)$$

Индекс смачиваемости USBM (4) определяется логарифмом отношения площадей, связанных с повышением водонасыщенности, к площади, относящейся к повышению нефтенасыщенности. Пример определения смачиваемости методом USBM объекта месторождения X представлен на рисунке 9.

По результатам выполнения алгоритма по определению типа карбонатного коллектора объект месторождения X отнесен к IV(b) типу:

- запасы нефти в матрице;
- фильтрация в матрице;
- смешанная смачиваемость.

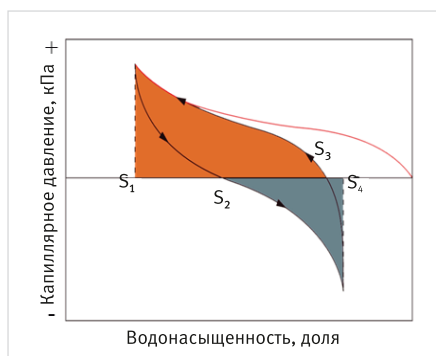


Рис. 8. Прямое определение смачиваемости, кривая капиллярного давления [1]
Fig. 8. Direct determination of wettability, capillary pressure curve [1]

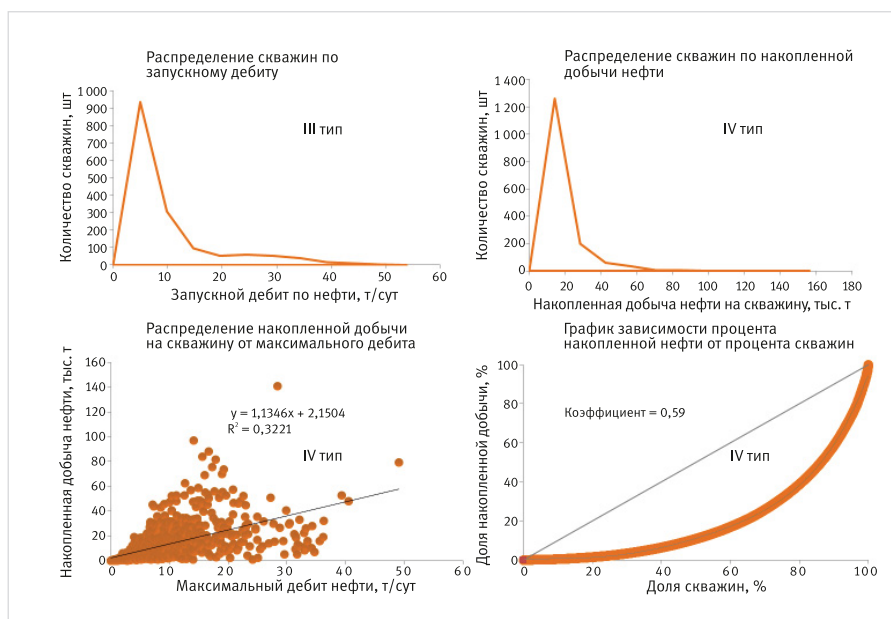


Рис. 6. Анализ показателей работы скважин
Fig. 6. Analysis of well performance

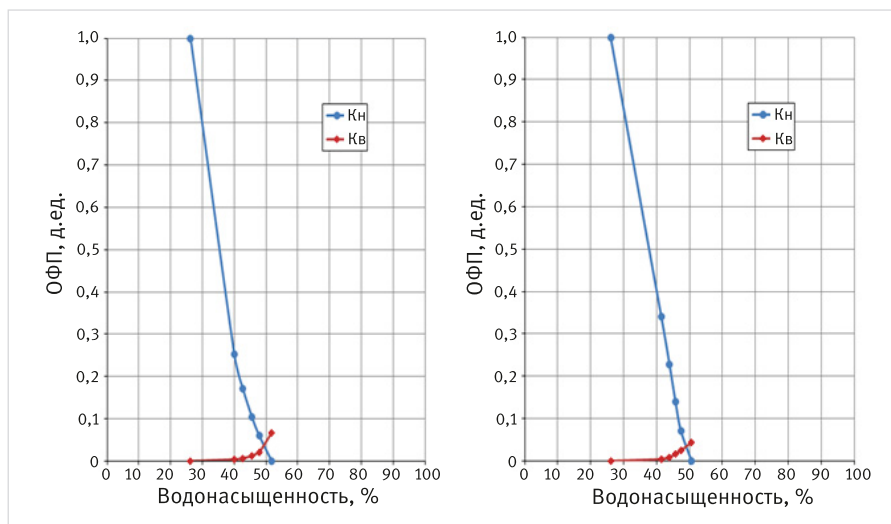


Рис. 7. ОФП объекта месторождения X
Fig. 7. RPP of the X field object

Далее в зависимости от типа карбонатного коллектора выбираем тип геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). В таблице 3 представлено соответствие между классом объекта и необходимой ГГДМ.

Соответственно объект месторождения X IV типа, ГГДМ для него с одинарной пористостью. Выбор системы расстановки скважин будет обоснован расчетами на ГГДМ и зависит от вариативности значений ФЕС. В случае модели двойной пористости для распределения сети трещин привлекается информация результатов сейсмических исследований. Например, тренд плотности трещин можно связать с плотностью пород, полученной по результатам сейсмической инверсии.

В зависимости от класса карбонатного объекта определяется стратегия разработки карбонатного коллектора по формированию системы ППД.

Для коллекторов со смешанным типом смачиваемости при организации системы заводнения необходимо применять технологии смены очагов заводнения, циклической закачки с целью «разрядки» блоков матрицы в трещины.

Для смещения степени гидрофобности коллектора в сторону гидрофильности возможно применение технологии закачки умной воды, ВГВ, ПАВ.

Итоги

Разработана четырехуровневая классификация карбонатных коллекторов, которая учитывает соотношения запасов в средах и доли их участия в фильтрации и учет смачиваемости породы, определение механизмов вытеснения.

Создан алгоритм определения типа коллектора по предлагаемой классификации, который основан на комплексировании всей имеющейся информации по выполненным исследованиям и данным эксплуатации.

Выводы

По результатам выполнения алгоритма по определению типа карбонатного коллектора объект месторождения X отнесен к IV(b) типу. Для коллекторов со смешанным типом смачиваемости при организации системы заводнения необходимо применять технологии смены очагов заводнения, циклической

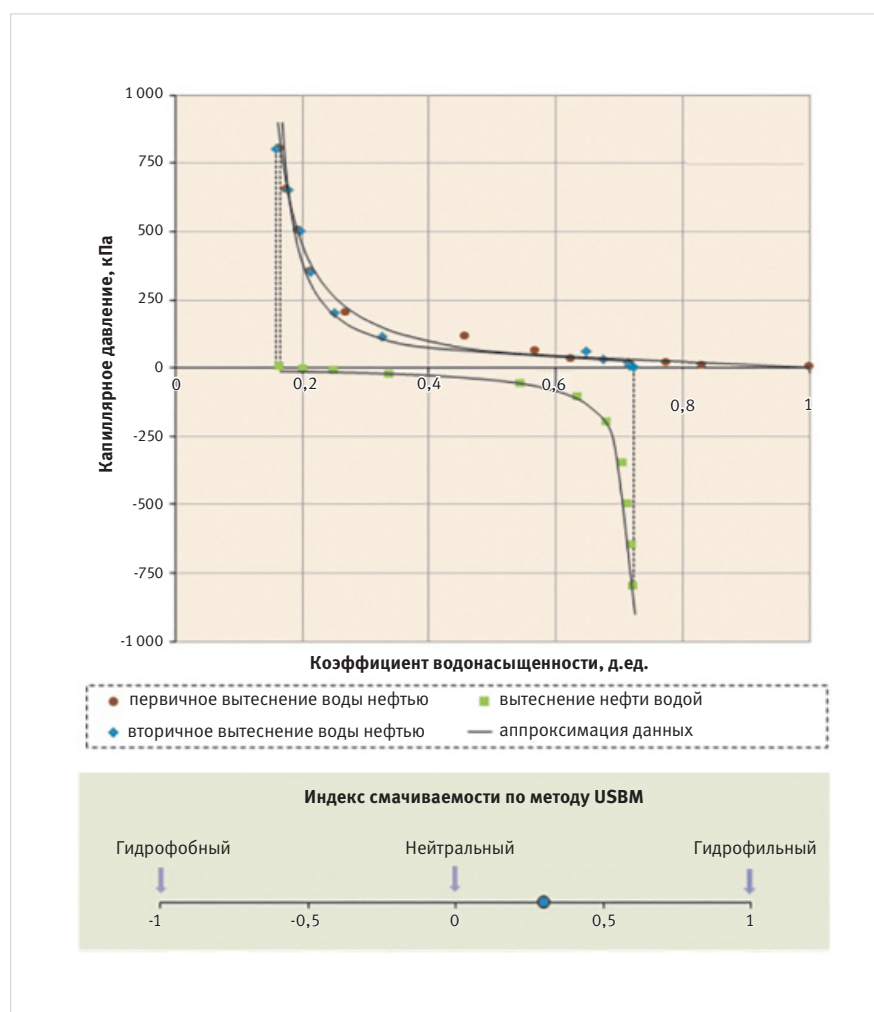


Рис. 9. Пример определения смачиваемости методом USBM объекта месторождения X
Fig. 9. Example of determination of wettability by the USBM method of an object of field X

Табл. 2. Количественные критерии методов определения смачиваемости
Tab. 2. Quantitative criteria for methods for determining wettability

Параметр	Гидрофильная	Нейтральная	Гидрофобная
Индекс смачиваемости USBM	≈ 1	≈ 0	≈ -1
Индекс смачиваемости Амотта	$0,3 < I \leq 1,0$	$-0,3 \leq I \leq 0,3$	$-1,0 \leq I < -0,3$

Табл. 3. Выбор типа ГГДМ от класса коллектора
Tab. 3. Selection of the type of GGDM from the collector class

Тип модели	Сопоставление класса коллектора и типа модели
Одинарной пористости и проницаемости	I, IV
Двойной пористости, одинарной проницаемости	II
Двойной пористости, двойной проницаемости	III

закачки с целью «разрядки» блоков матрицы в трещины. Для смещения степени гидрофобности коллектора в сторону гидрофильности возможно применение технологии закачки умной воды, ВГВ, ПАВ.

Тип карбонатного коллектора определяет тип ГГДМ. Для коллекторов, которые представлены только поровым типом пустотного пространства или только трещинным, применяются модели одинарной пористости. В случае, когда запасы нефти сосредоточены в трещинах и матрице, а фильтрация флюида в пласте осуществляется по обоим средам, применяется модель двойной пористости/двойной проницаемости, если же фильтрация осуществляется только по трещинам, а матрица содержит запасы — модель двойной пористости/одинарной проницаемости.

Литература

1. Abdalla V., Buckley J., Carnegie E., Edwards D. Fundamentals of wettability. Oil and gas review, 2007, P. 44–61. (In Eng).
2. Амелин И.Д., Давыдов А.В., Лебединец Н.П. и др. Анализ разработки нефтяных залежей в трещиноватых коллекторах. М.: Секретариат СЭВ, 1991. 151 с.
3. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 257 с.
4. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. Москва: Недра, 1988. С. 8–13.
5. Вишняков С.Г. Карбонатные породы и полевое исследование их пригодности для известкования почвы // Карбонатные породы Ленинградской области, Северного края и Карельской АССР. М.; Л., 1933. Вып. 2.
6. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional textures. Classification of carbonate rocks. Tulsa, Oklahoma, USA: American Association of Petroleum Geologists, 1962. (In Eng).
7. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазовых осадочных бассейнов. М.: Недра, 1982. 230 с.
8. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 287 с.
9. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. 511 с.
10. Lonoy A. Making sense of carbonate pore system. AAPG Bulletin 90, September 2006, P. 1381–1405. (In Eng).
11. Lucia F.J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: field classification of carbonate pore space. SPE paper 10073 presented at the 56th Annual SPE Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 5–7, 1981. (In Eng).
12. Морозов В.П. Седиментогенез и постседиментационные изменения палеозойских карбонатных отложений востока Восточно-европейской платформы. Автореферат диссертации. Казань, 2009. 48 с.
13. Nelson R.A. Geological analysis of naturally fractured reservoirs. Elsevier, 2001, 352 p. (In Eng).
14. Теодорович Г.И. Учение об осадочных породах. Л.: Гостоптехиздат, 1958. 572 с.
15. Folk R.L. Practical petrographic classification of limestones. AAPG Bulletin. 1959, Vol. 43, issue 1, P. 1–38. (In Eng).

16. Фортунатова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. Атлас структурных компонентов карбонатных пород. М.: ВНИГНИ, 2005. 440 с.
17. Фролов В.Т. Литология. Кн. 2. М.: МГУ, 1993. 432 с.
18. Хабаров Е.М. Сравнительная характеристика позднедокембрийских рифогенных формаций (юг восточной Сибири, Южный Урал и Тиман). Новосибирск: Наука, 1985. 124 с.
19. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах. М.: ОАО «РМНТК Нефтеотдача», 2002. 254 с.
20. Shoket P.V., Play L.S. Geological Nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. Bulletin AAPG, 1970, Vol. 54, issue 2, P. 207–250. (In Eng).

ENGLISH

Results

A four-level classification of carbonate reservoirs has been developed, which determines the distribution of reserves in the environment and the proportion of their participation in filtration and rock wettability, and the definition of recovery mechanisms.

An algorithm for determining the type of reservoir based on the proposed filtration has been created, which is based on a set of all available information on the performed studies and operation data.

Conclusions

According to the results of the algorithm execution, according to the content of the type of carbonate reservoir of the field, the X field is assigned to the IV (b) characteristic. For reservoirs with a mixed type

of wettability, when organizing a waterflooding system, it is necessary to apply technologies for changing waterflooding centers, cyclic injection in order to “discharge matrix blocks in fractures”. For a certain degree of reservoir hydrophobicity in hydrophilicity, it is possible to use smart water injection technologies, WGW, surfactant.

The type of carbonate reservoir determines the type of reservoir. For reservoirs that are represented only by pore-type voids or only by fractured application of the single porosity model. In the case when the filtration of reserves is concentrated in the fractures and the matrix, the fluid filtration in the reservoir is carried out in both media, the dual porosity/double permeability model, if the filtration is carried out only along the fractures, and the matrix contains reserves, the dual porosity/single permeability model.

References

1. Abdalla V., Buckley J., Carnegie E., Edwards D. Fundamentals of wettability. Oil and gas review, 2007, P. 54–75. (In Russ).
2. Amelin I.D., Davydov A.V., Lebedinets N.P. et al. Analysis of the development of oil deposits in fractured reservoirs. Moscow: Secretariat SEV, 1991, 151 p. (In Russ).
3. Bagrintseva K.I. Carbonate rocks-reservoirs of oil and gas. Moscow: Nedra, 1977, 257 p. (In Russ).
4. Viktorin V.D. Influence of features of carbonate reservoirs on the efficiency of development of oil deposits. Moscow: Nedra, 1988, P. 8–13. (In Russ).
5. Vishnyakov S.G. Carbonate rocks and a field study of their suitability for liming soil. Carbonate rocks of the Leningrad region, the Northern Territory and the Karelian Autonomous Soviet Socialist Republic. Moscow: Leningrad, 1933, issue 2. (In Russ).
6. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional textures. Classification of carbonate rocks. Tulsa, Oklahoma, USA: American Association of Petroleum Geologists, 1962. (In Eng).
7. Dmitrievsky A.N. Systematic lithological and genetic analysis of oil and gas bearing sedimentary basins. Moscow: Nedra, 1982, 230 p. (In Russ).
8. Kotyakhov F.I. Physics of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1977, 287 p. (In Russ).
9. Kuznetsov V.G. Lithology. Sedimentary rocks and their study. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2007, 511 p. (In Russ).
10. Lonoy A. Making sense of carbonate pore system. AAPG Bulletin 90, September 2006, P. 1381–1405. (In Eng).
11. Lucia F.J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: field classification of carbonate pore space. SPE paper 10073 presented at the 56th Annual SPE Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, October 5–7, 1981. (In Eng).
12. Morozov V.P. Sedimentogenesis and post-sedimentary changes in paleozoic carbonate deposits in the east of the East European platform. Abstract of the dissertation. Kazan, 2009, 48 p. (In Russ).
13. Nelson R.A. Geological analysis of naturally fractured reservoirs. Elsevier, 2001, 352 p. (In Eng).
14. Teodorovich G.I. The doctrine of sedimentary rocks. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1958, 572 p. (In Russ).
15. Folk R.L. Practical petrographic classification of limestones. AAPG Bulletin, 1959, Vol. 43, issue 1, P. 1–38. (In Eng).
16. Fortunatova N.K., Kartseva O.A., Baranova A.V., Agafonova G.V., Ofman I.P. Atlas of structural components of carbonate rocks. Moscow: VNIIGNI, 2005, 440 p. (In Russ).
17. Frolov V.T. Lithology. Book. 2. Moscow: MGU, 1993, 432 p. (In Russ).
18. Khabarov E.M. Comparative characteristics of Late Precambrian reef formations (south of eastern Siberia, Southern Urals and Timan). Novosibirsk: Nauka, 1985, 124 p. (In Russ).
19. Chernitsky A.V. Geological modeling of oil deposits of massive type in carbon fractured reservoirs. Moscow: “RMNTK Nefteotdacha” JSC, 2002, 254 p. (In Russ).
20. Shoket P.V., Play L.S. Geological Nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. Bulletin AAPG, 1970, Vol. 54, issue 2, P. 207–250. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Саяхутдинов Азамат Ильдарович, эксперт отдела развития технологий разработки ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: sayakhutdinovai@bnipi.rosneft.ru

Амбарцумян Римма Араиковна, старший специалист отдела развития технологий разработки ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Калимуллин Флорид Минефорилович, главный специалист управления повышения производительности резервуаров и ГТМ, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Sayakhutdinov Azamat Ildarovich, expert of the development technology development department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: sayakhutdinovai@bnipi.rosneft.ru

Ambartsumyan Rimma Araikovna, senior specialist of development technology development department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Kalimullin Florid Mineforidovich, chief specialist of the department for improving the performance of tanks and geological and technical operations, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia