

ОРИГИНАЛЬНЫЕ СТАТЬИ / ORIGINAL PAPERS

DOI: 10.17073/2500-0632-2019-1-42-56

Анализ характера насыщенности пород в неоднородном коллекторе на примере пласта АС10 Приобского месторождения

Ратников И. Б., Яркова Н. С., Романов Е. А.

ООО «Коретест сервис», Тюмень, Россия, ✉IBRatnikov@mail.ru

Аннотация: Рассматриваются основные факторы, оказывающие влияние на природу неравномерной насыщенности углеводородами (УВ) коллектора пласта АС10 Приобского месторождения, расположенного на территории Западной Сибири. Отложения залежи характеризуются чрезвычайной неоднородностью, обусловленной макро- и микростроением, которое определено литолого-фациальными и структурно-морфологическими условиями осадконакопления. Данная залежь отличается широкой изменчивостью литолого-минералогического состава и текстурно-структурных особенностей. С целью выявления природы неравномерной насыщенности коллектора УВ выполнен совместный анализ результатов, полученных по размерам капиллярных каналов и пор, а также степени их заполнения глинистым и карбонатным материалом. Исследования показали, что состав цемента, его количество в поровом пространстве и насыщенность зерна УВ в совокупности нивелировали электрическое сопротивление пласта АС10 в различных зонах насыщения, что привело к искажению насыщенности коллектора в целом.

Ключевые слова: неоднородность, насыщенность, размеры пор и поровых каналов, пористость, проницаемость, глинистость, карбонатность.

Для цитирования: Ратников И. Б., Яркова Н. С., Романов Е. А. Анализ характера насыщенности пород в неоднородном коллекторе на примере пласта АС10 Приобского месторождения. *Горные науки и технологии*. 2019;4(1):42-56. DOI: 10.17073/2500-0632-2019-1-42-56.

Analysis of Hydrocarbon Saturation Nature in a Heterogeneous Reservoir as Exemplified in AC10 Formation of Priobskoe Field

I. B. Ratnikov, N. S. Yarkova, E. A. Romanov

Ltd. "Coretest service", Tyumen, Russia, ✉IBRatnikov@mail.ru

Abstract: The main factors affecting the nature of uneven hydrocarbon saturation of the AC10 formation reservoir at Priobskoye field located in Western Siberia are considered. The formation is characterized by extreme heterogeneity caused by macro- and microstructure, which is determined by the lithofacial and structural-morphological conditions of sedimentation. The formation is characterized by high variability of lithological-mineralogical composition and textural and structural features. To bring to light the nature of the uneven hydrocarbon saturation of the reservoir, the combined analysis of the findings obtained from the study of the size of capillary channels and pores, as well as the investigation of the degree of their filling with clay and carbonate material, was performed. The analysis has shown that the filler composition, its amount in the pore space, and the (core) hydrocarbon saturation collectively evened the AC10 formation electrical resistance in different saturation zones, which led to distortion of the hydrocarbon saturation of the reservoir as a whole.

Keywords: heterogeneity, hydrocarbon saturation, pore and pore channel sizes, porosity, permeability, clayiness, carbonate content.

For citation: Ratnikov I. B., Yarkova N. S., Romanov E. A. Analysis of hydrocarbon saturation nature in a heterogeneous reservoir as exemplified in AC10 formation of Priobskoe field. *Mining Science and Technology*. 2019;4(1):42-56. (In Russ.). DOI: 10.17073/2500-0632-2019-1-42-56.

Введение

Неоднородность горных пород является фундаментальным свойством материи. М.В. Рац отмечал, что неоднородность присуща любой горной породе с момента ее возникновения и исчезает лишь с исчезновением самой породы. Проблема неоднородности горных пород и изменчивости их физических свойств на разных уровнях структурной организации вещества и при различных термодинамических условиях является фундаментальной для петрофизики [13]. Г.И. Петкевич подчеркивал, что при описании неоднородных и разномасштабных геологических объектов ощущается острая необходимость в применении новых подходов, совершенствовании понятий и терминов, введении формальных конструкций и количественных показателей.

Неоднородность привлекает внимание геологов всех специализаций (в том числе и петрофизиков) с момента зарождения наук геологического цикла. Большинство исследователей, занимающихся изучением петрографических, литологических, гидродинамических и др. особенностей горных пород, по сути, занимаются не чем иным, как исследованием неоднородности горных пород. Исключение не составляют и геофизики.

Одним из важных свойств геологической среды (ГС) является ее изменчивость во времени и пространстве. Изменчивость обуславливает неоднородность объекта, которая определяется различием его свойств в разных точках. Современное моделирование в цикле геологических наук предъявляет строгие требования к изучению и получению исходной информации. Прежде всего, это – детальная характеристика тонко- и микропрослоев породы и количественная оценка всех требуемых параметров этих прослоев. Параметры, изученные в отдельно взятой точке ГС, не всегда устраивают специалистов. В лабораторной практике исследование свойств пород выполняется именно по точечно-дискретному принципу, хотя далеко не всегда удается

отобрать образцы для анализа из тонкого прослоя.

В работах [14, 15, 18–20 и др.] неоднократно отмечено, что, по существу, все петрофизические признаки носят унаследованный характер литолого-фациальной изменчивости. Это обусловлено неоднородностью, сформировавшейся в процессе диагенеза осадочных пород, протекающих в разных точках ГС по-разному (в неодинаковых условиях). Как следствие, дальнейший ход эпигенеза «накладывается» на процесс диагенеза. Отсюда возникает наследственность неоднородности горных пород, которая определяет изменчивость петрофизических (да и не только) признаков.

В настоящее время все большее значение приобретает исследование неоднородности горных пород в нефтяной геологии, поскольку основные запасы нефти и газа сосредоточены в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), осложненными неоднородностью строения. Наряду с решением вопросов методики, изучается влияние неоднородности пород-коллекторов на их емкостной потенциал, проницаемость, нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения. Исследуются также картина передвижения водонефтяного контакта, способы увеличения нефтеотдачи пласта, что очень важно для успешной разработки месторождения. Отмеченные параметры пород-коллекторов без учета неоднородности весьма сложно оценить даже приблизительно. Рядом исследователей [1–3, 5, 8] проделана большая работа по учету геологической неоднородности при проектировании разработки нефтяных месторождений. Однако в теории и практике подсчета запасов углеводородного сырья этот вопрос остается менее изученным и ограничивается лишь определением коэффициентов, характеризующих неоднородность, и типизацией по ним нефтяных залежей [5, 9]. Следует также обратить внимание на неоднозначную интерпретацию

понятий «геологическая неоднородность» и «достоверность запасов нефти и газа» [1, 5, 7, 9; 21–23].

Влияние неоднородности на продуктивность отложений отмечалось многими специалистами [4, 9, 13, 26–28]. Установлено, что увеличение степени неоднородности пород-коллекторов влечет к снижению продуктивности. В нефтяной геологии обычно различают микро- и макронеоднородность [6, 7, 10, 21].

Макронеоднородность горных пород изучается, как правило, в лабораторных условиях традиционными методами: в шлифах, на снимках растрового электронного микроскопа, капилляриметрических, рентгенофазовых и акустических установках, а также на устройствах, предназначенных для определения коэффициента открытой пористости и проницаемости. Это – основные методы. Существуют и специальные: иммерсионный, термический, рентгено-флуоресцентный, ИК-спектрометрический и др.

Для изучения макронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам и данные сейсмической съемки. Макронеоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

Особое внимание геологи (геофизики) уделяют макронеоднородности при детальном расчленении продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями.

Целью данной работы является попытка выявления природы неравномерной насыщенности углеводородами коллектора пласта АС10 и воздействия неоднородности на физические свойства горных пород.

Обсуждение результатов

Анализ характера насыщенности пород пласта АС10 выполнен для двух скважин Приобского месторождения.

При формировании пласта АС10 морской бассейн был резко дифференцирован по глубине. Это связано с его частичным обме-

лением в восточной и юго-восточной частях района за счет накопления значительных масс терригенного материала. Кромка шельфа располагалась в пределах рассматриваемой территории. Количество поступающего в бассейн обломочного материала увеличивалось. Формирование песчаных тел в этот период связано как с накоплением обломочного материала на шельфе, особенно в его фронтальной части, так и с деятельностью турбидитных потоков различной гидродинамической активности. Песчаные пласты различного генезиса могут быть пространственно разведены, соединяться «каналами» или представлять собой единое тело. Условия седиментации определили весьма прихотливый в плане и в разрезе характер распространения песчаных тел.

Область распространения песчаных тел в нижней части пласта АС10 относится к шельфовой зоне, которая была очень пологой и представляла, видимо, аллювиально-дельтовую равнину. Поступление материала происходило с юго-востока по двум каналам с перераспределением его вдоль фронтальной зоны. Морской бассейн в рассматриваемый период сохранял дифференцированность по глубине. На этапе завершения формирования пласта АС10 дифференцированность морского бассейна по глубине последовательно снижается, что связано с накоплением терригенного материала в предшествующее время. Количество поставляемого обломочного материала снижается, а в его перераспределении начинают преобладать бассейновые процессы, под воздействием которых формируются системы баровых тел. Деятельность турбидитных потоков отмечается только в западной части площади, приуроченной к склоновой и пониженной части рельефа.

Из вышеизложенного становится ясно, что условия формирования пласта АС10 предполагают широкую изменчивость литолого-минералогического состава и текстурно-структурных особенностей.

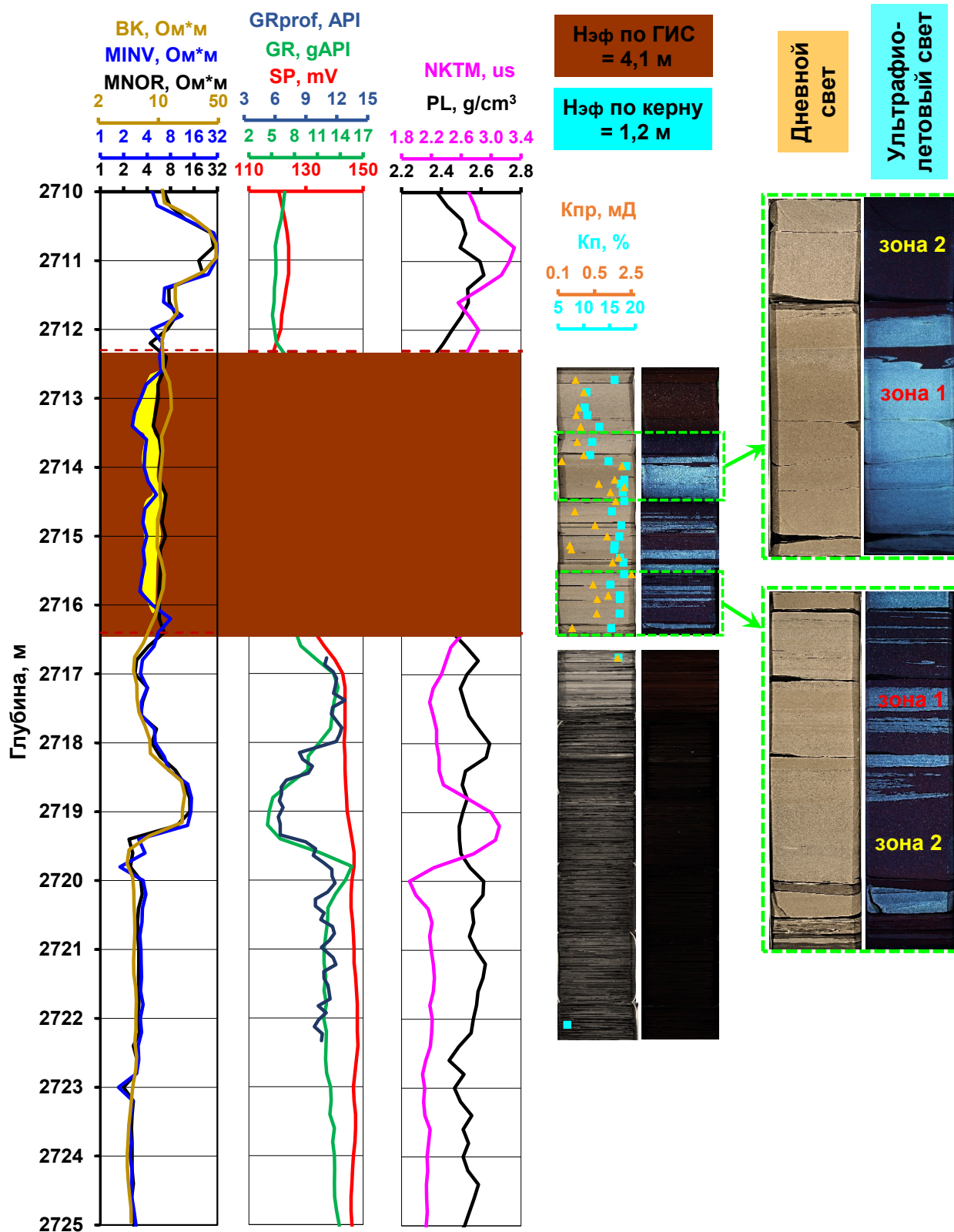


Рис. 1. Данные ГИС и фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете пород пласта AC10 скважины 1 Приобского месторождения

Fig. 1. Geophysical logging data and core photographs in daylight and ultraviolet light for the rocks of AC10 formation in borehole 1 at Priobskoe field

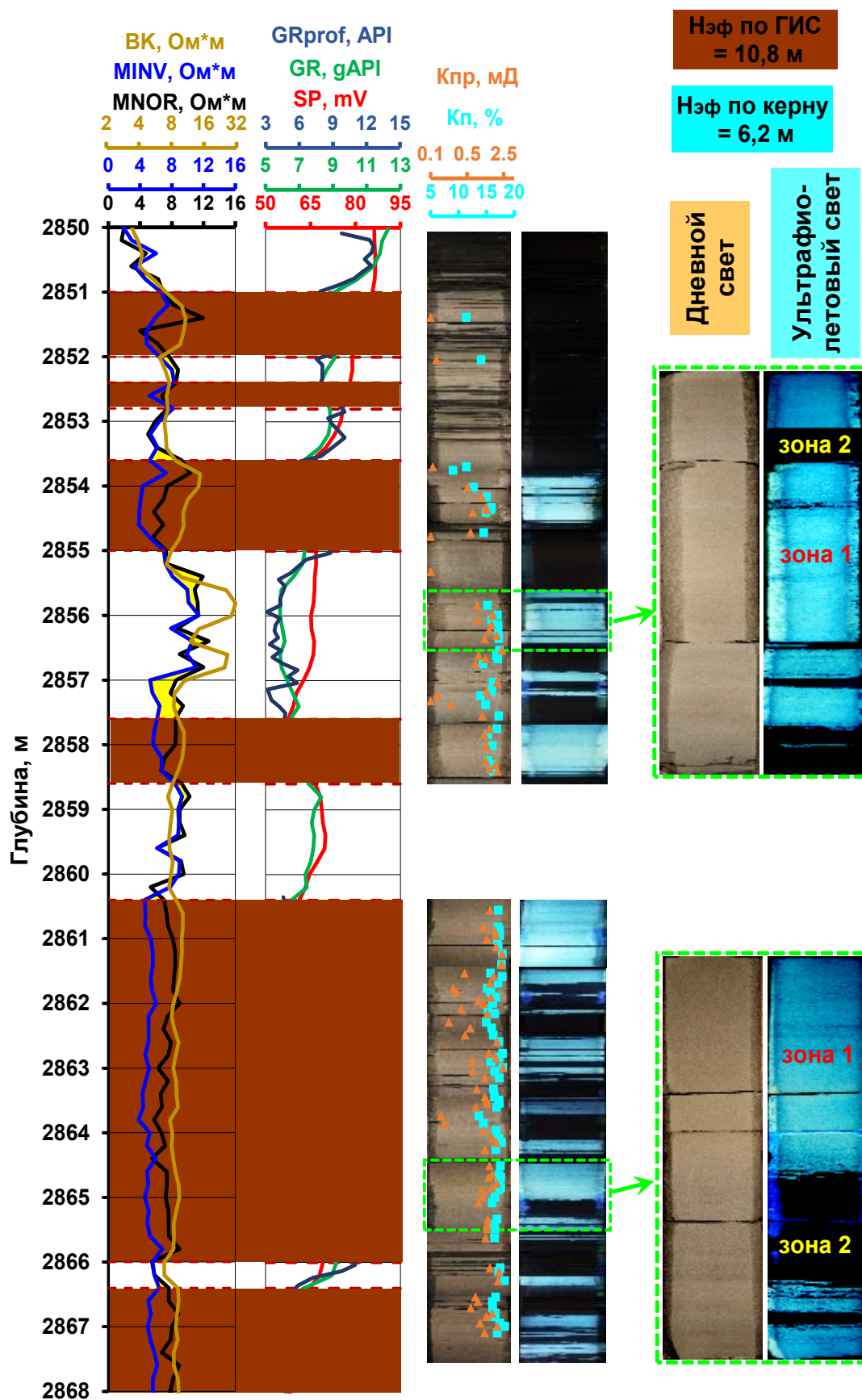


Рис. 2. Данные ГИС и фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете пород пласта AC10 скважины 2 Приобского месторождения

Fig. 2. Geophysical logging data and core photographs in daylight and ultraviolet light for the rocks of AC10 formation in borehole 2 at Priobskoe field

На рис. 1, 2 представлено сопоставление данных ГИС с фотографиями керн в дневном и ультрафиолетовом свете для пород пласта АС10 двух скважин Приобского месторождения. В приведённых интервалах глубин общая эффективная толщина $H_{эф}$, выделенная по ГИС, составила 14,9 м, а по фотографиям керн в ультрафиолетовом (УФ) свете $H_{эф}$ нефтенасыщенных прослоев составляет всего 7,4 м, что меньше на 50,0 %. Видно, что по фотографиям в дневном свете керн пласта АС10 в основной массе однороден. Однако фотографии в ультрафиолетовом свете проявили островное насыщение керн углеводородами. На фотографии в УФ свете чётко выделяются 2 зоны: яркое свечение (зона 1) и тёмное (зона 2).

Постараемся осмыслить, почему в визуально однородном по фотографиям в дневном свете керне проявляется островное насыщение УВ.

Литологически породы зоны 1 представлены песчаниками и алевролитами с гли-

нистым и карбонатно-глинистым цементом, а зоны 2 – алевролитами с глинистым и карбонатным цементом (рис. 3).

Для пород зоны 1 песчаная фракция изменяется от 40,4 до 59,2 % (среднее значение составляет 44,6 %), алевроитовая – от 33,2 до 49,2 % (45,0 %), глинистая – от 7,3 до 12,7 % (10,3 %), карбонатность варьирует в пределах 2,5–9,6 % (4,9 %).

Для пород зоны 2 песчаная фракция изменяется от 23,6 до 47,9 % (среднее значение составляет 35,4 %), алевроитовая – от 38,7 до 59,6 % (50,4 %), глинистая – от 10,5 до 24,1 % (14,2 %), карбонатность варьирует в пределах 4,6–30,9 % (9,3 %) (рис. 4).

Породы зоны 1 и зоны 2 обладают плохой сортировкой (рис. 5). Коэффициент сортировки часто используется как индикатор обстановки осадконакопления. Однако в большинстве случаев он дает только сравнительные характеристики.

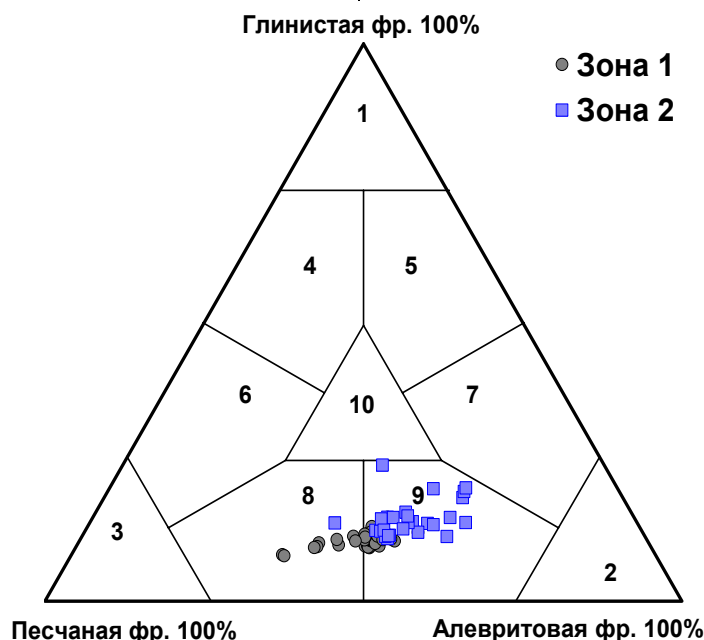


Рис. 3. Классификационная диаграмма песчано-алевро-глинистых пород по Ф. Шепарду [12]:

1 – аргиллит; 2 – алевролит; 3 – песчаник; 4 – песчанистый аргиллит; 5 – алевроитовый аргиллит; 6 – глинистый песчаник; 7 – глинистый алевролит; 8 – алевроитовый песчаник; 9 – песчаный алевролит; 10 – песчано-алевритовый аргиллит

Fig. 3. Classification graphic chart of sandy-silty-clay rocks according to F. Shepard [12]:

1 – mudstone; 2 – siltstone; 3 – sandstone; 4 – sandy mudstone; 5 – silty mudstone; 6 – clayey sandstone; 7 – clayey siltstone; 8 – silty sandstone; 9 – sandy siltstone; 10 – sandy-silty mudstone

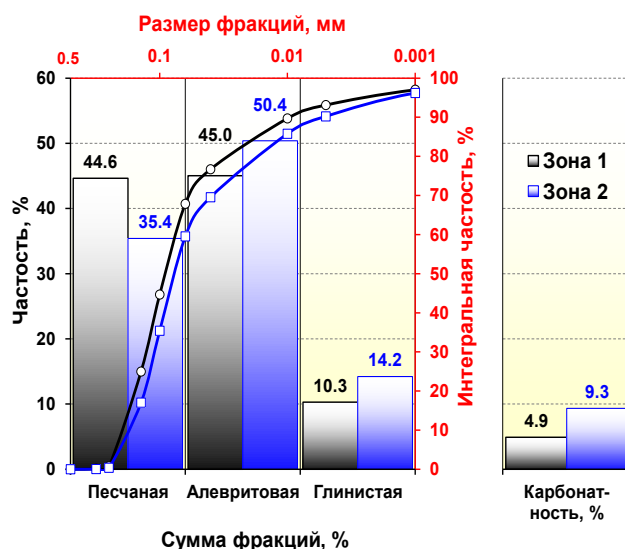


Рис. 4. Распределение гранулометрического состава и карбонатности пород пласта AC10 Приобского месторождения

Fig. 4. Grain-size and carbonate content distribution in rocks of AC10 formation of Priobskoe field

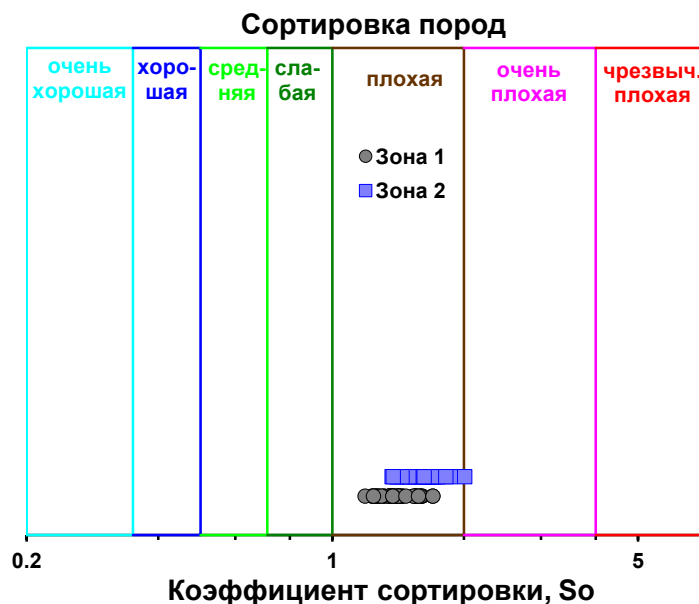


Рис. 5. Сортировка пород пласта AC10 по Р.Л. Фолку и В.С. Уарду [24]

Fig. 5. Sorting of the AC10 formation rocks according to R.L. Folk and W.C. Ward [24]

Гранулометрический состав обломочных пород имеет определенное генетическое значение, поскольку отражает характер транспортировки и динамику среды осадконакопления. Парные сочетания гранулометрических коэффициентов используются для составления «генетических диаграмм», которые отражают с той или иной степенью достоверности динамические условия среды осадкообразования. Наиболее известны диаграммы Р. Пассеги и Г.Ф. Рожкова.

Динамическая диаграмма, разработанная Р. Пассеги, где в построении заложены такие характеристики, как медианный размер зерен M и размер зерен I сентилля C , мкм, отражающие максимальную грузоподъемность потока. Здесь учитывается способ транспортировки кластического материала качением частиц, сальтацией, переносом в виде градиционной или однородной суспензии. Динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова, основана на принципе механической дифференциации в природе частиц песчаной и алеври-

товой размерности (учтены и эоловые процессы). Диаграмма строится на соотношениях асимметрии и эксцесса, которые определяются по формулам статистических моментов [11].

Согласно диаграммам Р. Пассеги и Г.Ф. Рожкова отложения пласта АС10 в основном соответствуют осадкам взвеси и в меньшей мере осадкам перекачивания прибрежно-морского комплекса фаций (рис. 6, 7).

При анализе пористости и проницаемости породы выделенных зон относятся к разным петрофизическим типам (рис. 8). Подсчёт порового пространства в шлифах показал, что породы зоны 1 имеют более крупные поры относительно пород зоны 2 (рис. 9).

Для выявления природы неравномерной насыщенности коллектора УВ по выделенным зонам осуществлен совместный анализ результатов, полученных по размерам капиллярных каналов и пор, а также степени их заполнения глинистым и карбонатным материалом.

Размеры пор и поровых каналов и характер их распределения по величинам явля-

ются одним из важных показателей в области петрофизики. От этих показателей во многом зависит распределение фаз в коллекторе. Петрофизические параметры зависят преимущественно от размера поровых каналов, из которых складывается поровое пространство. Известно, что чем более неоднородны размеры поровых каналов коллектора, тем больше остаточная нефтенасыщенность и тем меньше коэффициент вытеснения. Это явление в глинизированных коллекторах обусловлено прежде всего эффектом Лапласа [16].

С целью изучения особенностей структуры порового пространства по выделенным зонам выполнен анализ снимков растрового электронного микроскопа (РЭМ) (рис. 10). В породах зоны 1 отмечается преобладание межмикроагрегатно-зерновых, межзерновых и внутризерновых микропор, а также кавернозно-расширенных пор выщелачивания со средним размером 14 мкм, единичные сечением до 70 мкм, анизометричной и щелевидной формы, сообщающихся между собой посредством ультракапиллярных и узких щелевидной формы поровых каналов.

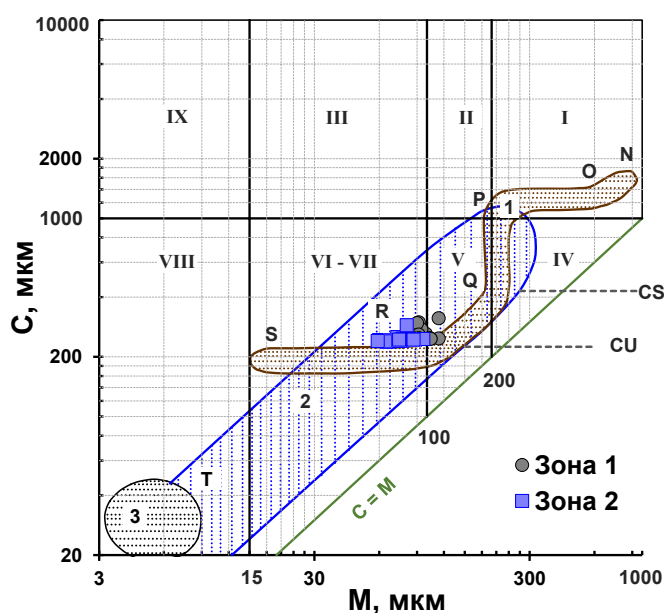


Рис. 6. Генетическая диаграмма С-М Р. Пассеги [25]

Fig. 6. Genetic S-M diagram by R. Passega [25]

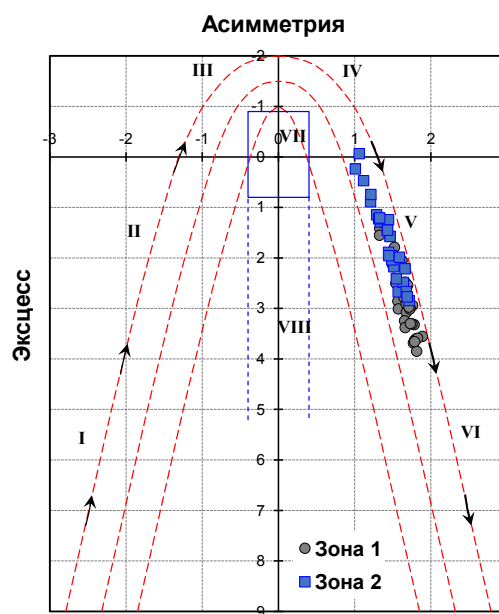


Рис. 7. Динамогенетическая диаграмма Г.Ф. Рожкова [17]

Fig. 7. Dynamic genetic diagram by G.F. Rozhkov [17]

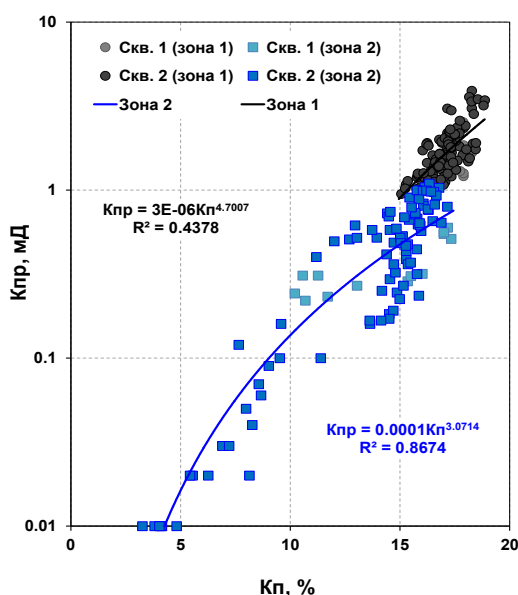


Рис. 8. Сопоставление абсолютной проницаемости по газу ($K_{пр}$) с открытой пористостью (K_p)

Fig. 8. Comparison of absolute permeability for gas ($K_{пр}$) with open porosity (K_p)

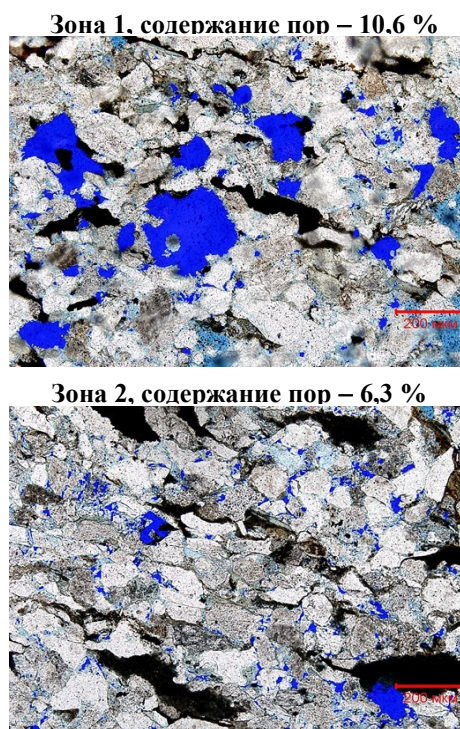


Рис. 9. Подсчёт порового пространства по фотографиям шлифов в проходящем свете с «наложением маски»

Fig. 9. Calculation of pore space using thin section photographs in transmitted light with “mask overlay”

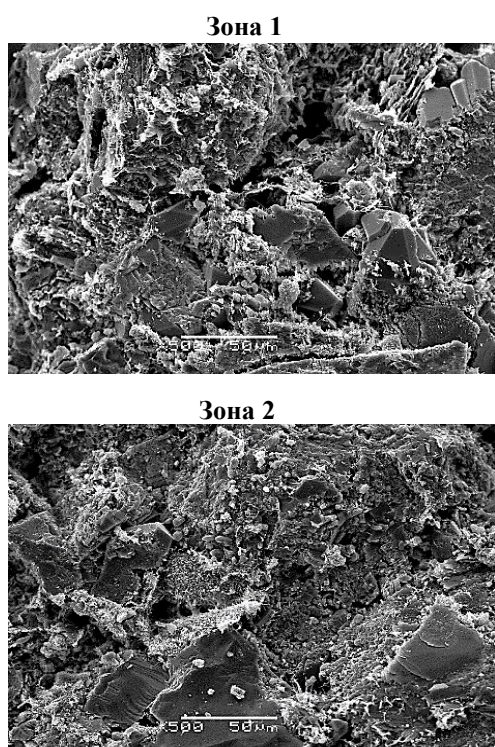


Рис. 10. Снимки РЭМ. Общее строение породы и особенности структуры порового пространства, увеличение 500х

Fig. 10. Electron-scan microscope image photographs General rock texture and the pore space structure features, zooming of 500x

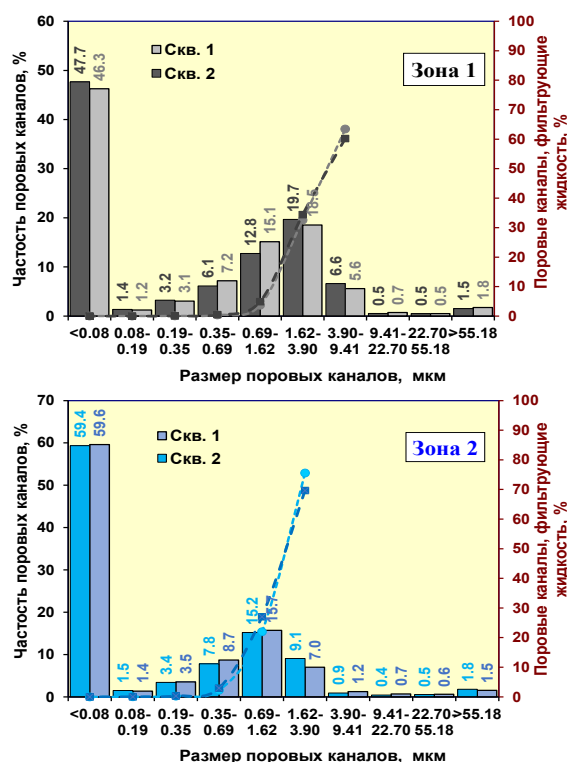


Рис. 11. Распределение поровых каналов по размерам и их участие в фильтрации нефти

Fig. 11. Distribution of pore channels by size and their participation in oil filtration

В породах зоны 2 отмечается преобладание межзерновых и межмикроагрегатно-зерновых микропор, реже внутризерновых микропор, со средним размером 8 мкм, единичные сечением до 20 мкм, анизометричной и извилисто-щелевидной формы, замкнутых и сообщающихся между собой посредством ультракапиллярных поровых каналов.

Исследование структуры порового пространства методом центрифугирования выявило, что в породах зоны 1 преобладают поровые каналы размером от 1,62 до 3,90 мкм, а основная роль в фильтрации жидкости принадлежит поровым каналам с размерами от 3,90 до 9,41 мкм, в то время как в породах зоны 2 преобладают поровые каналы размером от 0,69 до 1,62 мкм, а в фильтрация жидкости в основном происходит по поровым

каналам с размерами от 1,62 до 3,90 мкм (рис. 11).

Анализ особенностей структуры порового пространства выявил, что породы зоны 1 имеют более крупные поры и обладают лучшими фильтрующими каналами относительно пород зоны 2.

На основании результатов распределения поровых каналов и их участия в фильтрации жидкости методом статистических моментов были рассчитаны средние радиусы поровых каналов и выполнено их сопоставление с абсолютной проницаемостью по газу (рис. 12). Метод статистических моментов базируется на строгой вероятностной теории оценивания статистических характеристик [16].

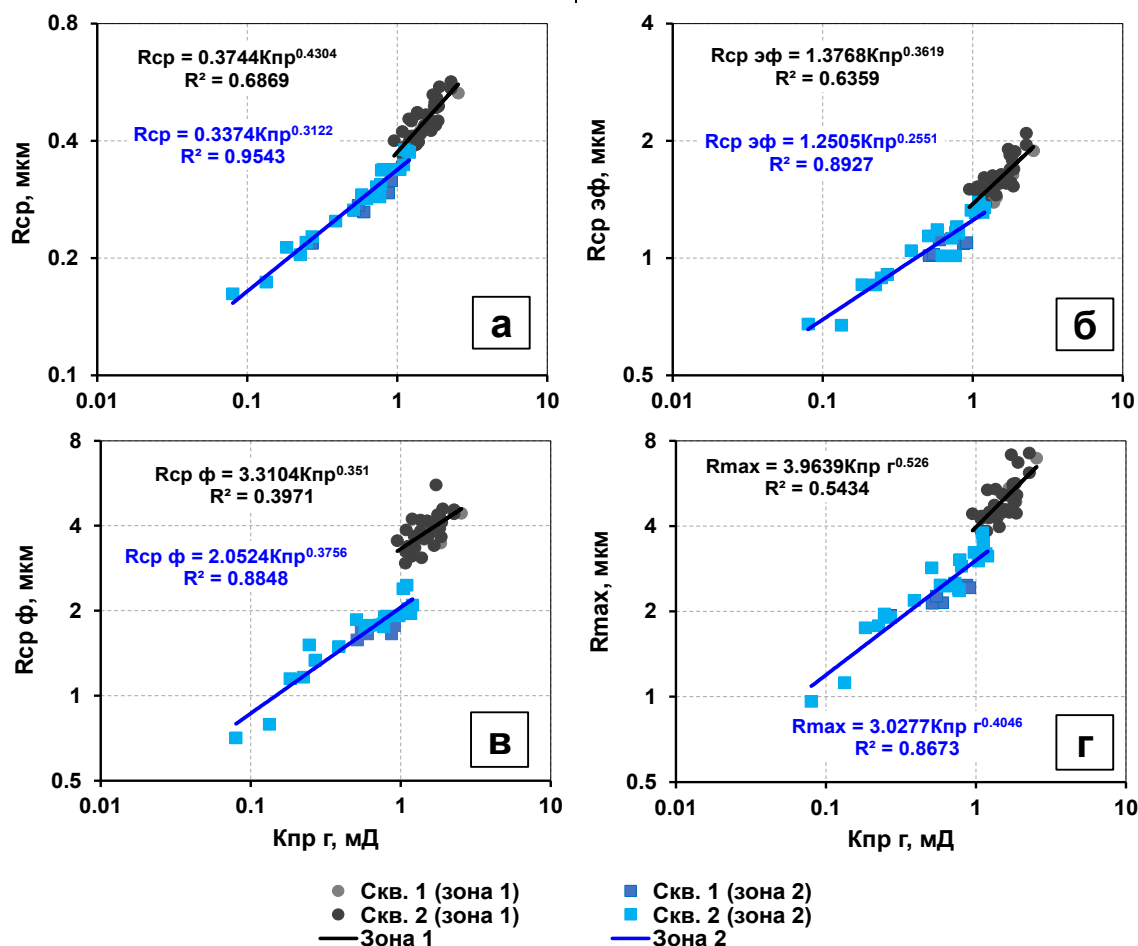


Рис. 12. Сопоставление среднего ($R_{ср}$) (а), среднего эффективного ($R_{ср\text{ эф}}$) (б), среднего фильтрующего ($R_{ср\text{ ф}}$) (в) и максимального (R_{max}) радиусов поровых каналов с абсолютной проницаемостью по газу ($K_{пр\text{ г}}$) (г)

Fig. 12. Average ($R_{ср}$) (a), average effective ($R_{ср\text{ эф}}$) (b), average filtering ($R_{ср\text{ ф}}$) (c), and maximum (R_{max}) radii of the pore channels versus absolute permeability for gas ($K_{пр\text{ г}}$) (d)

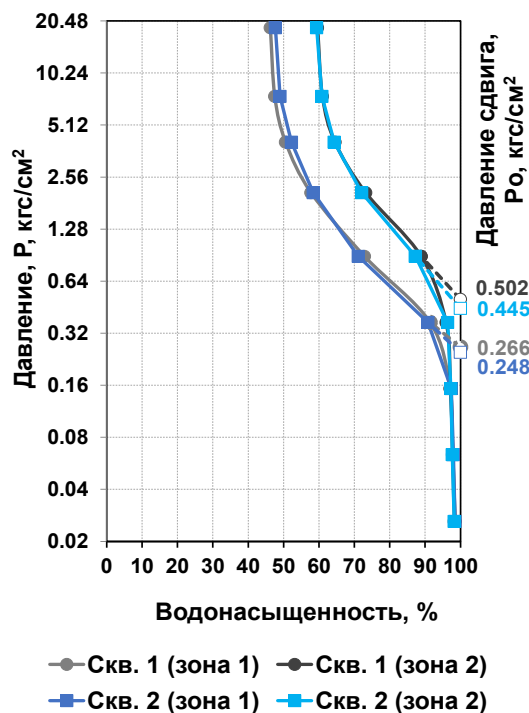


Рис. 13. Графическое определение давления сдвига (P_o) для выделенных зон

Fig. 13. Graphic determination of shearing pressure (P_o) for selected zones

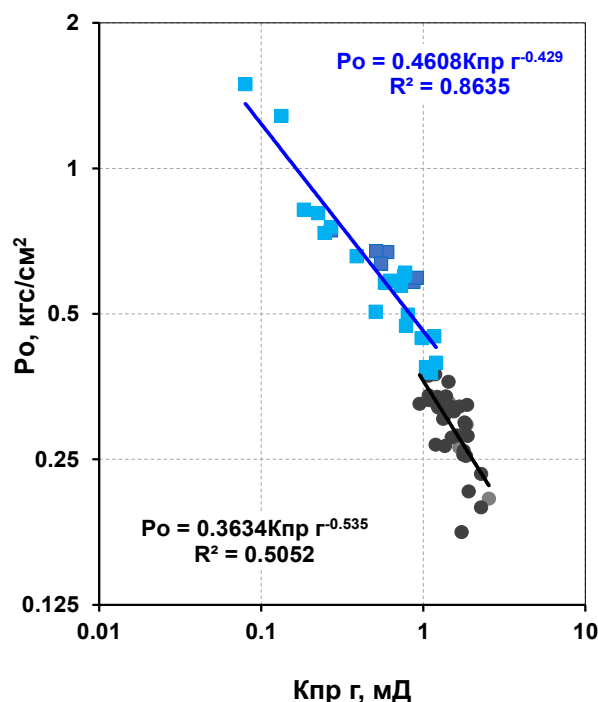


Рис. 14. Сопоставление давления сдвига (P_o) с абсолютной проницаемостью по газу ($K_{пр\text{ г}}$)

Fig. 14. Shearing pressure (P_o) versus absolute permeability for gas ($K_{пр\text{ г}}$)



Рис. 15. Заполнение порового пространства карбонатным материалом по фотографиям шлифов в проходящем свете

Fig. 15. Pore space filling with carbonate material based on thin section photographs in transmitted light

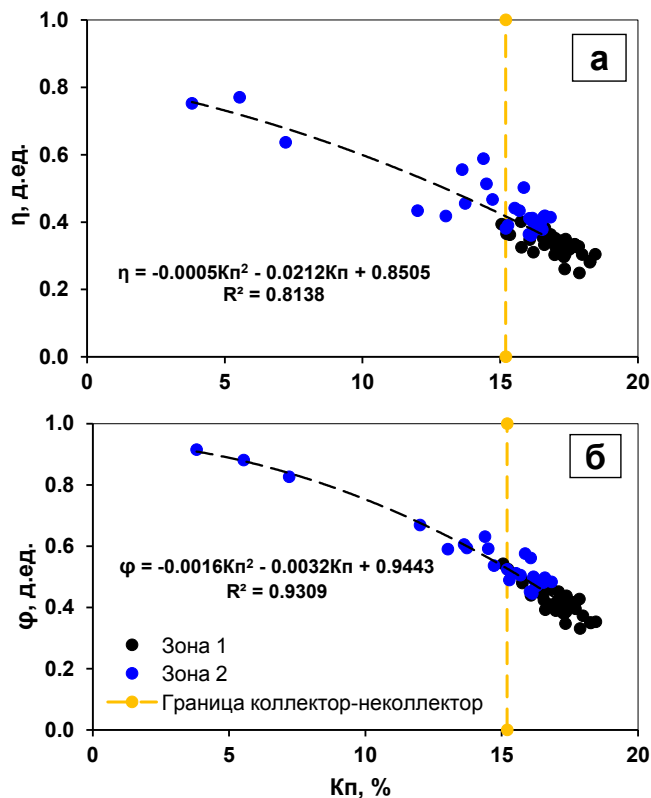


Рис. 16. Сопоставление относительной глинистости (η) (а) и глинисто-карбонатности (ϕ) (б) с открытой пористостью ($K_{п}$)

Fig. 16. Relative clay content (η) (a) and clay-carbonate content (ϕ) (b) versus open porosity ($K_{п}$)

Из рис. 12 видно, что в породах зоны 1 основная часть фильтрующих каналов, соединяющих поры друг с другом, имеет средний радиус, изменяющийся в пределах от 2,9 до 5,6 мкм; а в породах зоны 2 – от 0,7 до 2,5. Анализ средних радиусов поровых каналов показал, что размер фильтрующих каналов зоны 1 в два раза превышает размер фильтрующих каналов зоны 2.

Давление с которого начинается вытеснение жидкости (давление сдвига) для пород зоны 1 изменяется от 0,177 до 0,375 кгс/см² (среднее значение составляет 0,297 кгс/см²), для пород зоны 2 от 0,378 до 1,494 кгс/см² (0,641 кгс/см²) (рис. 13, 14). При значениях давлений, меньших значений давления сдвига, вытеснения жидкости происходить не будет, и, как следствие, нефть не сможет вытеснить воду.

Анализ вещественного состава показал, что основополагающее влияние на размер фильтрующих каналов оказывает содержание глинистого и карбонатного материала в поровом пространстве пород (рис. 15).

Величины объёмной глинистости $K_{\text{гл}}$ и карбонатности $K_{\text{карб}}$ изменяются в следующих пределах: для пород зоны 1 $K_{\text{гл}}$ изменяется от 6,1 до 10,5 % (среднее значение составляет 8,5 %) и $K_{\text{карб}}$ – от 2,0 до 8,9 % (4,1%); а для пород зоны 2 $K_{\text{гл}}$ изменяется от 9,1 до 20,5 % (12,1 %) и $K_{\text{карб}}$ – от 3,3 до 31,1 % (8,4 %).

С целью выяснения степени заполнения порового пространства пород глинистым и карбонатным материалом был выполнен расчет коэффициента относительной глинистости η и глинисто-карбонатности ϕ и выполнено их сопоставление с открытой пористостью $K_{\text{п}}$ (рис. 16). Степень заполнения порового пространства глинистым и карбонатным

материалом для пород зоны 1 варьирует в пределах 35–54 % (42 %), а для пород зоны 2 – 45–92 % (57 %).

Из рис. 16 видно, что в породах зоны 1 степень заполнения порового пространства глинистым и карбонатным материалом значительно меньше, чем в породах зоны 2.

Заключение

На основании проведённого анализа мы приходим к выводу, что неравномерное насыщение УВ пласта АС10 обусловлено микронеоднородностью данных пород.

Отложения пласта АС10 соответствуют прибрежно-морскому комплексу фаций, условия формирования которого имели широкую изменчивость литолого-минералогического состава и текстурно-структурных особенностей, что и обусловило микронеоднородность данных пород.

Высокое содержание глинистого и карбонатного материалов в поровом пространстве пород пласта АС10 оказало основополагающее влияние на размер фильтрующих каналов и, как следствие, определило неравномерное насыщение УВ.

Так как данные ГИС нацелены на изучение макронеоднородности, то состав цемента, его количество в поровом пространстве и насыщенность керна УВ в совокупности нивелировали электрическое сопротивление пласта АС10 в различных зонах насыщения, что и привело к искажению насыщенности коллектора в целом.

С целью повышения достоверности оценки насыщенности пород УВ пласта АС10 необходимо совокупное использование литолого-петрофизических и геофизических данных. Необходимо формировать системный подход для решения такого рода задач.

Библиографический список

1. Азаматов В. И. Исследование вопросов оценки запасов нефти крупных месторождений в связи с проектированием их разработки. Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М., МИНХиГП, 1975. 38 с.
2. Борисов Ю. П. Учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяной залежи // Труды ВНИИ, вып. XXI, Госпотехиздат, 1959. С. 245–260.
3. Борисов Ю. П., Воинов В. В., Рябинина З. К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970. 288 с.

4. Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М.: Недра, 1976. 285 с.
5. Власенко В. В. Совершенствование методики оценки геологической неоднородности пластов при разведке и разработке нефтяных месторождений (на примере нефтяных месторождений залежей Урало-Поволжья и Западной Сибири). Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., ВНИИ, 1974. 14 с.
6. Дементьев Л. Ф. О понятии «геологическая неоднородность» продуктивных пластов и методах ее изучения // Труды Пермского филиала Гипровостокнефти, вып. 1. М.: Недра, 1965. С. 3–10.
7. Желтов Ю. В., Кузнецов А. В. Неоднородность нефтеносных горизонтов и задачи по ее изучению. В кн.: Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1969. С. 7–12.
8. Жданов М. А., Ованесов М. Г., Токарев М. А. Комплексный учет геологической неоднородности при анализе выработки нефтеотдачи // Геология нефти и газа. 1974. № 3. С. 19–23.
9. Мелик-Пашаев В. С., Климушин И. М., Бреев В. А. и др. Изучение геологической неоднородности нефтяных залежей в связи с их разработкой // Труды ВНИИ. 1974. Вып. LIX. С. 3–12.
10. Ковалев А. Г., Вашуркин. А. И. О неоднородности нефтесодержащих коллекторов // Труды ВНИИ. Вып. 44, 196. С. 13–22.
11. Крашенинников Г. Ф., Волкова А. Н., Иванова Н. В. Учение о фациях с основами литологии. Издательство московского университета, 1988. 215 с.
12. Кузнецов В. Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 511 с.
13. Петкевич Г. И. Информативность акустических характеристик неоднородных геологических сред. Киев: Наукова думка, 1976. 213 с.
14. Ратников И. Б., Корытов В. С. Определение литолого-петрофизических параметров неоднородных пород методом микропрофилирования керна // Вопросы петрофизики и количественной интерпретации данных каротажа (материалы смотра-конкурса памяти Михаила Михайловича Элланского и воспоминания о нем). М.: ЗАО «Пангея», 2007. С. 52–59.
15. Ратников И. Б., Шульга Р. С., Романов Е. А., Бастриков С. Н. Анализ параметра пористости с привлечением элементов региональной петрофизики (электрофаций) и типа глинистости // Горные науки и технологии. 2016. № 2. С. 50–65.
16. Ратников И. Б., Шульга Р. С., Романов Е. А. Интерпретация данных капиллярных исследований // Горные науки и технологии. 2016. № 4. С. 24–39.
17. Рожков Г. Ф. Геологическая интерпретация гранулометрических параметров по данным дробного ситового анализа // Гранулометрический анализ в геологии. М.: 1978. С. 5–25.
18. Семенов В. В., Морева Е. В., Ратников И. Б. Изучение структурно-текстурных неоднородностей на керне методом неразрушающего контроля (микропрофилирования) с целью повышения достоверности результатов интерпретации ГИС // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. IX науч.-практ. конф. Ханты-Мансийск: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2006. Т. 2. С. 235–242.
19. Семенов В. В., Морева Е. В., Ратников И. Б. Изучение неоднородных коллекторов на керне методом микропрофилирования // Геофизика. 2006. № 2. С. 48–52.
20. Семенов В. В., Ратников И. Б., Сокова К. И. Новые технологии экспериментального изучения сложнопостроенных коллекторов // Актуальные вопросы петрофизики сложнопостроенных коллекторов / Под ред. д-ра геол.-минерал. наук И. Г. Шнурмана. Краснодар: Просвещение-Юг. 2010. С. 110–170.
21. Стасенков В. В., Климушин И. М., Бреев В. А. Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов. М.: Недра, 1972. 168 с.
22. Фролов Е. Ф., Быков Н. Е., Егоров Р. А., Фурсов А. Я. Оптимизация разведки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1976. 303 с.
23. Фролов Е. Ф., Егоров Р. А., Фурсов А. Я. О методах оценки степени достоверности параметров залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. 1972. № 3. С. 31–36.
24. Folk R. L., Ward W. C. Brazos River bar: a study in the significance of grain size parameters // J. Sediment. Petrol, 1957, Vol. 27, N 1, p. 3–27.
25. Passega R., Byramjee R. Grain size image of clastic deposits // Sedimentology, 1969, Vol. 13, N 3/4, pp. 233–252.
26. Saner S., Kissami M., Al Nufaili S. Estimation of Permeability From Well Logs Using Resistivity and Saturation Data // SPEFE, March 1997, 27 p.
27. Timur A. An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs // The Log Analyst, 1968, Vol. 9, No. 4, pp. 8–17.

28. Xue G. Optimal Transformations for Multiple Regression: Application to Permeability Estimation from Well Logs // SPEFE, June 1997, 85 p.

References

1. Azamatov V. I. Investigation in estimation of oil reserves of large fields for the design of their development: Dr.Sci. geol.-min. thesis, 1975, Moscow, MINKhiGP, 38 p. (In Russ.)
2. Borisov Yu. P. Taking into account the formation heterogeneity in the design of oil reservoir development: Proceedings of the VNII, vol. XXI, State Technical Publishing House, 1959, pp. 245-260. (In Russ.)
3. Borisov Yu. P., Voinov V. V., Ryabinina Z. K. The effect of formation heterogeneity on oil field development : Moscow, Nedra Press, 1970, 288 p. (In Russ.)
4. Borisov Yu. P., Ryabinina Z. K., Voinov V. V. Features of the design of oil field development taking into account their heterogeneity: Moscow, Nedra Press, 1976, 285 p. (In Russ.)
5. Vlasenko V. V. Improving the method of estimating formation geological heterogeneity for exploration and development of oil fields (as exemplified in oil fields of the Ural-Volga and Western Siberia oil fields): 1974, PhD. geol.-min. thesis, Moscow, VNII, 14 p. (In Russ.)
6. Dementiev L. F. On the concept of "geological heterogeneity" of productive strata and methods of its study: Proceedings of the Perm branch of Giprovestokneft, vol. 1, Moscow, Nedra Press, 1965, pp. 3-10. (In Russ.)
7. Zheltov Yu. V., Kuznetsov A. V. Heterogeneity of oil-bearing formations and tasks for its study: In the book: Physical and geological factors in development of oil and gas condensate fields, Moscow, Nedra Press, 1969, pp. 7-12. (In Russ.)
8. Zhdanov M. A., Ovanesov M. G., Tokarev M. A. Multifaceted consideration of geological heterogeneity in the analysis of oil recovery: Geology of oil and gas, No. 3, 1974, pp. 19-23. (In Russ.)
9. Melik-Pashayev V. S., Klimushin I. M., Breev V. A., *et al.* Study of geological heterogeneity of oil fields for their development: Proceedings of VNII, v. LIX, 1974, pp. 3-12. (In Russ.)
10. Kovalev A. G., Vashurkin A. I. On heterogeneity of oil-containing reservoirs: Proceedings of VNII, v. 44-196, pp. 13-22. (In Russ.)
11. Krashenninnikov G. F., Volkova A. N., Ivanova N. V. Doctrine of facies with the basics of lithology: Moscow State University, 1988, 215 p. (In Russ.)
12. Kuznetsov V. G. Sedimentary rocks and their study: Manual for graduate students, Moscow, Nedra-Business Center LLC, 2007, 511 p. (In Russ.)
13. Petkevich G. I. Informativeness of acoustic characteristics of heterogeneous geological environments: Kiev: Naukova Dumka Press, 1976, 213 p. (In Russ.)
14. Ratnikov I. B., Korytov V. S. Determination of lithologic and petrophysical parameters of heterogeneous rocks by the method of core micro-profiling: Challenges of petrophysics and quantitative interpretation of logging data (Proceedings of the review competition in memory of Mikhail Mikhailovich Ellansky and memories of him), Moscow, CJSC Pangea, 2007, pp. 52-59. (In Russ.)
15. Ratnikov I. B., Shulga R. S., Romanov, E. A., Bastrikov S. N., 2016, Analysis of porosity parameter with the involvement of elements of regional petrophysics (electrofacies) and clay content type: Mining sciences and technologies, No. 2, pp. 50-65. (In Russ.)
16. Ratnikov I. B., Shulga R. S., Romanov E. A. Interpretation of capillar study data: Mining sciences and technologies No. 4, 2016, pp. 24-39. (In Russ.)
17. Rozhkov G. F., Geological interpretation of grain-size parameters based on data of fractional sieve analysis: Grain-size analysis in geology. Moscow, 1978, pp. 5-25. (In Russ.)
18. Semenov V. V., Moreva E. V., Ratnikov I. B. Study of structural and textural heterogeneities in core by the method of non-destructive testing (micro-profiling) for increasing reliability of borehole logging data interpretation: Ways of realization of the oil and gas potential of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug, IX Scientific-Practical Conference, Khanty-Mansiysk, NaukaServis Publishing House, 2006, v. 2, pp. 235-242. (In Russ.)
19. Semenov V. V., Moreva E. V., Ratnikov I. B. Study of heterogeneous reservoirs based on the core by micro-profiling method: Geophysics, 2006, No. 2, pp. 48-52. (In Russ.)
20. Semenov V. V., Ratnikov I. B., Sokova K. I. New technologies for experimental study of complex structure reservoirs: Actual issues of petrophysics of complex structure reservoirs, Edited by Dr. Sci. in Geology and Mineralogy Shnurman, I.G., Krasnodar: Prosveshchenie-Yug Press, 2010, pp. 110-170. (In Russ.)
21. Stasnikov V. V., Klimushin I. M., Breev V. A. Methods for studying geological heterogeneity of oil measures: Moscow, Nedra Press, 1972, 168 p. (In Russ.)
22. Frolov E. F., Bykov N. E., Egorov R. A., Fursov A. Ya. Optimization of oil-field exploration: Moscow, Nedra Press, 1976, 303 p. (In Russ.)
23. Frolov E. F., Egorov R. A., Fursov A. Ya., 1972, On methods for assessing reliability of parameters of

oil and gas accumulations: *Geology of oil and gas*, No. 3, pp. 31-36. (in Russ.)

24. Folk R. L., Ward W. C. Brazos River bar: a study in the significance of grain size parameters // *J. Sediment. Petrol*, 1957, Vol. 27, No. 1, pp. 3-27. (In Russ.)

25. Passega R., Byramjee R. Grain size image of clastic deposits // *Sedimentology*, 1969, Vol. 13, N 3/4, pp. 233-252.

26. Saner S., Kissami M., Al Nufaili S. Estimation of Permeability From Well Logs Using Resistivity and Saturation Data // *SPEFE*, March 1997, 27 p.

27. Timur A. An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs // *The Log Analyst*, 1968, Vol. 9, No. 4, pp. 8-17.

28. Xue G. Optimal Transformations for Multiple Regression: Application to Permeability Estimation from Well Logs // *SPEFE*, June 1997, 85 p.