

УДК 622.276.6

DOI 10.31087/0016-7894-2021-4-51-57

Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов

© 2021 г. | А.С. Комисаренко, А.В. Кочетов., А.А. Загоровский, Е.Г. Кузнецов, И.В. Федорцов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ASKomisareko@tnnc.rosneft.ru; avkochetov@tnnc.rosneft.ru; AAZagorovsky@tnnc.rosneft.ru; egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru; ivfedorsov@tnnc.rosneft.ru

Поступила 23.11.2020 г.

Доработана 01.12.2020 г.

Принята к печати 15.05.2021 г.

Ключевые слова: рентгеновский компьютерный томограф; неразрушающий метод; полноразмерный керн; качество керна; контроль; трещинно-каверновая пустотность; двойная пористость; фильтрационный эксперимент.

Аннотация: Статья посвящена проблеме оценки коэффициента вытеснения нефти водой из трещиноватых карбонатных коллекторов при моделировании лабораторного заводнения. С помощью фильтрационной установки, обеспечивающей термобарические пластовые условия, и интегрированного с ней медицинского рентгеновского компьютерного томографа Toshiba Aquilion 16 воспроизведен процесс вытеснения нефти водой. Экспериментальные исследования выполнялись на цилиндрическом фрагменте полноразмерного керна кавернозно-трещиноватого карбонатного коллектора. Для сопоставления результатов с классическим подходом проведены опыты по физическому моделированию карбонатного коллектора на образцах стандартного размера, изготовленных из протестированного на первом этапе полноразмерного керна. Анализ данных показал влияние масштабного эффекта на результаты. При определении нефтенасыщенности/коэффициента вытеснения одновременно использовались методы рентгеновской компьютерной томографии и материального баланса по подсчету всех выделившихся из модельного пласта флюидов.

Для цитирования: Комисаренко А.С., Кочетов А.В., Загоровский А.А., Кузнецов Е.Г., Федорцов И.В. Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 51–57. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-51-57.

Cavernous-fractured carbonate reservoir: problem of water-oil displacement ratio substantiation

© 2021 | A.S. Komisarenko, A.V. Kochetov, A.A. Zagorovskii, E.G. Kuznetsov, I.V. Fedortsov

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; ASKomisareko@tnnc.rosneft.ru; avkochetov@tnnc.rosneft.ru; AAZagorovsky@tnnc.rosneft.ru; egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru; ivfedorsov@tnnc.rosneft.ru

Received 23.11.2020

Revised 01.12.2020

Accepted for publication 15.05.2021

Key words: CT-scanner; nondestructive method; whole core; core quality; control; fractured-cavernous cavitation; double porosity; flow testing.

Abstract: The authors discuss a problem of displacement ratio estimation in cavernous-fractured carbonate reservoir in a laboratory waterflood simulation. Process of oil displacement with water was reproduced using a filtration setup providing P-T reservoir conditions and Toshiba Aquilion 16 medical CT-scanner integrated with it. Experimental studies were carried out on core plug cut out of whole cavernous-fractured carbonate core. In order to compare the results with the classical approach, experiments of carbonate reservoir physical modelling were carried out on standard-size samples cut out of the whole core tested in the first stage. Analysis of the data obtained showed the influence of “scale effect”. CT-scanning method and material balance method for calculation of all fluids released from the modelled reservoir were both used in estimation of oil saturation/displacement ratio determination.

For citation: Komisarenko A.S., Kochetov A.V., Zagorovskii A.A., Kuznetsov E.G., Fedortsov I.V. Cavernous-fractured carbonate reservoir: problem of water-oil displacement ratio substantiation. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):51–57. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-51-57. In Russ.

Введение

Прогноз коэффициента вытеснения ($K_{\text{выт}}$) и остаточной нефтенасыщенности ($K_{\text{но}}$) для подсчета запасов, а также технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти в карбонатных коллекторах — всегда сложная задача. Это связано с тем, что полости и каверны в этих коллекторах могут

достигать размеров, не позволяющих изготовить для исследований не только стандартные цилиндры диаметром 30 мм, но и нестандартные образцы увеличенного размера (рис. 1). В силу трещиноватой, часто хрупкой структуры многих карбонатных разновидностей таких коллекторов, они остаются неисследованными, а прогнозы объемов извлекаемых УВ лишены физи-

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 1. Пример с проблемой выбора места изготовления представительного образца керна (пласт 3л-1)

Fig. 1. An example of the problem of selecting a fragment to make a representative core sample (3л-1 layer)



ческой аргументации. Вариант решения для подобных коллекторов (без явно выраженной слоистости или «перемятых», с включениями различной ориентации в пространстве) — выполнение физических тестов нефтедобычи на цилиндрах полноразмерного керна (диаметром 80–100 мм). К этому подталкивает отсутствие актуальных нормативных методических документов (ГОСТ, РД, МИ) по лабораторному определению $K_{но}$ и $K_{выт}$ для карбонатных кавернозно-трещиновато-поровых коллекторов, а также то, что применение метода с наборными колонками модельных пластов из образцов диаметром 40 мм (как в ОСТ-39-195-86), в силу ряда объективных причин, не всегда применимо.

В ПАО «НК «Роснефть» проблема обоснования остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения критична для кавернозно-трещиноватых карбонатных пластов нефтегазовых месторождений Оренбурга (3л, Дфр, Д₅, Д₆ и т. д.), Печоры (С₃k+g), Восточной Сибири (Ос, Ук, Пр), где остаточная нефтенасыщенность изменяется от 28 до 57 %.

Переход на больsherазмерные образцы керна для кавернозных неоднородных разностей карбонатного коллектора (доломитов) был предложен более 10 лет назад экспериментаторами ФГБУ «ВНИГНИ», ООО «ПермНИПИнефть», ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика». Однако подобное изучение карбонатных коллекторов не является массовым, так как требуется формирование целой цепочки исследований, начиная с пробоподготовки, определения фильтрационно-емкостных свойств, создания остаточной водонасыщенности и самое главное — наличия специализированных фильтрационных стендов для проведения потоковых экспериментов, что требует больших финансовых вложений и является сдерживающим фактором для многих лабораторий. Как показали наблюдения исследователей на карбонатном керновом материале Тимано-Печорской провин-

ции [1], коэффициент вытеснения при заводнении полноразмерного кавернозно-трещиноватого керна всегда выше, чем на стандартных образцах того же объекта. М.Л. Сургучев и др. [2], исследуя процессы вытеснения нефти водой из карбонатов Волго-Уральской провинции и на искусственных синтетических кавернозно-трещиноватых моделях из мрамора и плексигласа, обратили внимание на то, что с увеличением размеров каверн коэффициент вытеснения снижается. Поведение относительных фазовых проницаемостей в критических точках при однофазной фильтрации нефти при неснижаемой водонасыщенности ($K_{во}$) и воды при остаточной нефтенасыщенности для полноразмерных и стандартных образцов только начинают исследовать [3, 4]. Необходимо отметить, что в указанных лабораториях эксперименты на образцах увеличенного диаметра проводились на установках, в которых насыщенность модели пласта оценивалась по методу материального баланса либо по измерениям удельного электрического сопротивления [5], что не всегда корректно для подобных коллекторов, поскольку при этом снижаются точность результатов экспериментов и их ценность.

В лаборатории изучения физики пласта ООО «ТННЦ» для нефтегазодобывающих подразделений ПАО «НК «Роснефть» тесты по определению коэффициента вытеснения заводнением для карбонатных коллекторов проводятся на протяжении 10 лет как по стандартизованному подходу с использованием образцов размером 30 и 38 мм, так и на полноразмерном керне. Сопоставление результатов исследований фильтрационно-емкостных свойств, коэффициента вытеснения на разноразмерных образцах керна показывает отсутствие петрофизических зависимостей либо снижение эффективности вытеснения с увеличением размера (диаметра) модели пласта.

Объяснить подобное наблюдение без фильтрационного стенда с рентгеновским компьютерным томографом не представлялось возможным, так как по завершении теста можно было лишь оценить количество остаточной нефти без знаний о ее объемно-структурном распределении внутри горной породы-коллектора. Все ранние эксперименты проводились на разнообразном оборудовании, различных образцах (и по размеру, и по месту отбора/изготовления), и расчет $K_{но}$ ($K_{выт}$) выполнялся, как правило, методом материального баланса по показаниям градуированного пластового сепаратора, реже — по результатам разгонки остаточных флюидов в аппаратах Дина – Старка.

Для уточнения влияния размера исследуемого образца горной породы на результаты $K_{но}$ и $K_{выт}$ была проведена серия тестов по нефтедобыче с заводнением на образцах карбонатного трещиновато-кавернозного коллектора разного геометрического размера с одного места отбора. При этом на полно-

Рис. 2. Полноразмерный образец керна — модель пласта D_{5-2}
Fig. 2. Whole core — model of D_{5-2} layer



размерном образце в режиме реального времени с помощью рентгеновского объемного сканирования отслеживалась динамика изменения нефтенасыщенности, миграция/перемещение отдельных капель, ганглий нефти по полостям, кавернам, порам при нагнетании, движении в них воды.

Исследование полноразмерного образца

Объектом исследования влияния «масштабного эффекта» на полноту нефтевытеснения являлся цилиндрический полноразмерный образец (Пр) керна диаметром 75 мм и высотой 100 мм из пласта D_{5-2} , представленный реликтово-органогенным тонко-мелкокристаллическим пористо-кавернозным доломитом с пещеристыми полостями (рис. 2). Образец был изготовлен и обточен на токарном станке из полноразмерного керна с изначальным диаметром 100 мм. Внешний визуальный осмотр, измерение газопроницаемости в четырех плоскостях, анализ рентгеновским компьютерным томографом, а также сканирование показали отсутствие слоистости образца при явной неоднородности порового пространства, формируемого пористой матрицей кавернами. Основные фильтрационно-емкостные свойства полноразмерного образца керна пласта D_{5-2} : $K_{п}$ — 12,5 %; $K_{п}$, определенный по РКТ, — 10,3 %; $K_{пр \perp}$ — $30,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Рис. 3. Поточная установка в комплекте с рентгеновским компьютерным томографом

Fig. 3. Waterflood laboratory setup with CT-scanner



Физический эксперимент по вытеснению нефти водой (заводнение) на полноразмерном образце проводился на потоковой установке с рентгенопрозрачным кернодержателем и с определением значения водонефтенасыщенности по данным сканирования на рентгеновском компьютерном томографе HD-360-16 компании Toshiba Aquilion (рис. 3).

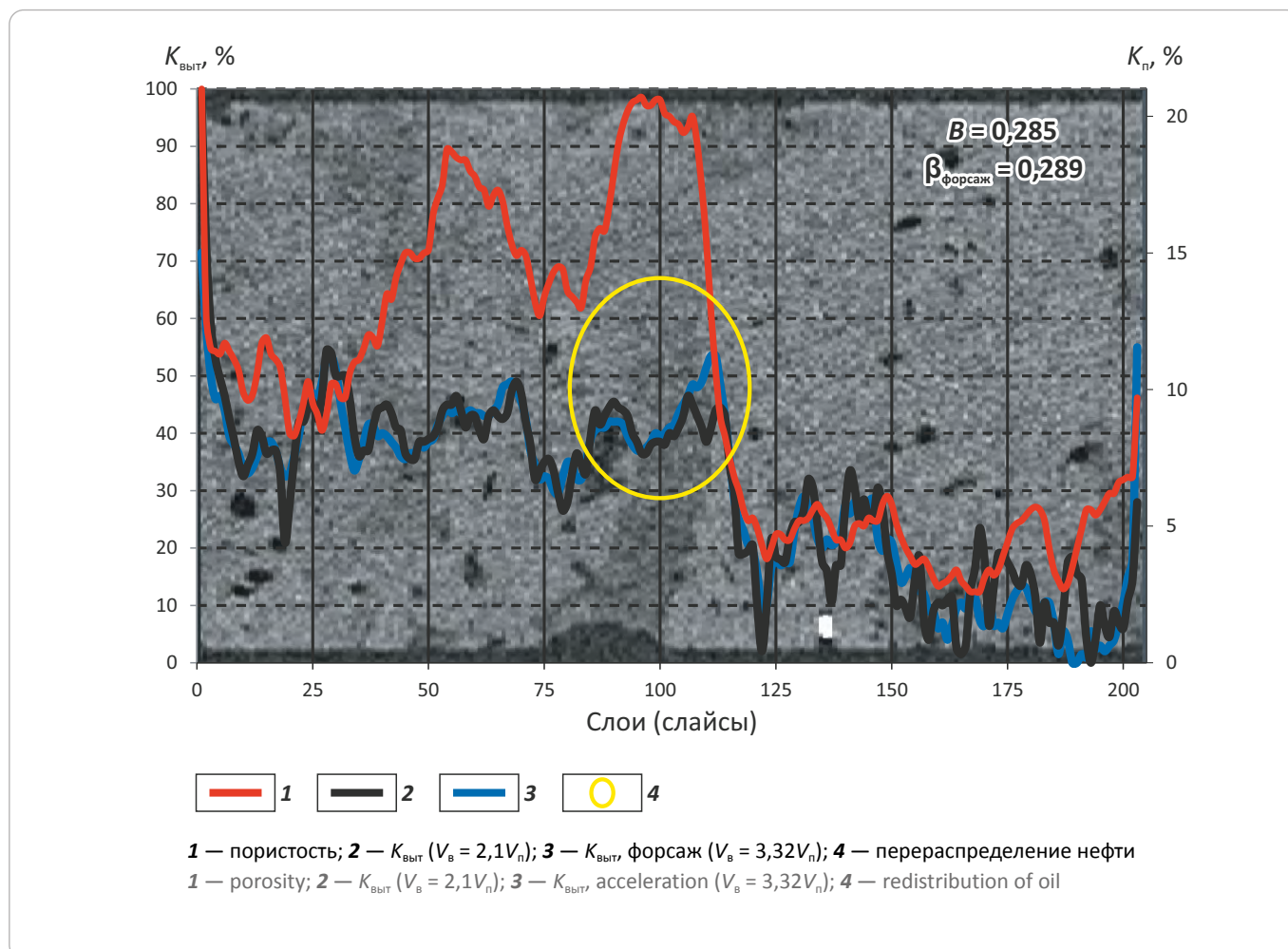
Этапы проведения эксперимента по заводнению модели пласта с использованием рентгеновского сканирования 3D традиционны. Проводится монтаж модели пласта в рентгенопрозрачном кернодержателе, далее следует его нагрузка давлениями гидравлического обжима и поровым, нагрев до пластовой температуры. Затем осуществляется сканирование «сухой», очищенной от УВ и растворимых в воде солей модели пласта, с допущением отсутствия остаточной воды в кавернах и трещинах коллектора. Далее проводится полное насыщение пор и пустот коллектора изовязкой нефтью, рентгеновское сканирование при коэффициенте нефтенасыщенности ($K_{нн}$), равном 100 %, затем выдержка в статике 3 сут для восстановления смачиваемости скелета. Вытеснение нефти происходит в режиме поддержания постоянного расхода водным раствором NaI + NaCl с одновременным 3D-сканированием каждые 15 мин всей модели пласта. Параллельно с оценкой насыщенности по рентгеновскому компьютерному томографу проводится расчет вытесненной нефти и $K_{но}$ методом материального баланса по данным сепаратора на выходе продукта из полноразмерного образца. После завершения процесса вытеснения следует этап очистки образца непосредственно в кернодержателе установки (экстракция, обессоливание). После сушки «модели пласта» продувкой горячим воздухом образец в кернодержателе вакуумируется, насыщается вытесняющим рабочим раствором до 100 %-го водонасыщения ($K_v = 100$ %) и фиксируется второй опорный профиль. Далее рассчитываются пористость/пустотность, водонасыщенность по полулогарифмическому закону Бугера – Ламберта.



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 4. Результаты заводнения полноразмерного образца с расчетом насыщенности по значениям сканирования рентгеновским компьютерным томографом

Fig. 4. The results of whole core waterflooding with calculation of saturation from CT-scanning data



Условия проведения эксперимента

Поровое давление — 7 МПа; псевдогорное давление — 28 МПа; температура пласта — +77 °С; вязкость изовязкозной модели нефти — 0,55 мПа · с; модель воды для заводнения — $C_b = 230 \text{ г/дм}^3$ (NaI + NaCl) (соответствует минерализации пластовой воды); расход воды при заводнении — $9 \text{ см}^3/\text{ч}$; увеличенный режим заводнения (форсаж) — $18 \text{ см}^3/\text{ч}$.

Результаты вытеснения нефти для полноразмерного образца

Визуализированные результаты заводнения представлены после переобработки 3D-распределения насыщения в 2D (рис. 4). По графику 2D-распределения пористости/пустотности вдоль образца наблюдается неравномерное строение пустотного пространства, выделяются две характерные зоны при вытеснении нефти:

1) от 0 до 110 слайса — кавернозная, $K_n = 15 \%$, $K_{\text{выт}} = 41 \%$;

2) от 110 до 200 слайса — поровая, $K_n = 5 \%$, $K_{\text{выт}} = 3 \%$.

В целом по полноразмерному образцу кавернозного коллектора коэффициент $K_{\text{выт}}$, рассчитанный по результатам рентгеновского компьютерного томографа, составил 28,9 %, а по методу материального баланса — 34,8 %. Рассчитанный по методу материального баланса $K_{\text{выт}} = 34,8 \%$. Отличие результатов связано с тем, что на поверхности образца объем пустот всегда занижается, так как при взвешивании его с жидкостью в воздухе часть последней вытекает из больших каверн. Это явление приводит к увеличению погрешности определения $K_{\text{выт}}$ методом материального баланса.

Следует отметить, что после прорыва воды из модельного пласта и после форсированного вытеснения по рентгеновскому компьютерному томографу наблюдаются зоны, где происходит явное перераспределение нефти между кавернами (см. рис. 4). Однако эта нефть в них подвижна только на уровне отдельных каверн/пустот, так как она не достигает выходного торца керна.

Рис. 5. Сегментирование полноразмерного образца, изготовление образцов диаметром 30 мм

Fig. 5. Cutting 30 mm core plugs out of whole core



Таблица. Результаты определения коэффициентов вытеснения на образце керна диаметром 75 мм и изготовленных из него образцов диаметром 30 мм

Table. The results of displacement ratio determination on 75 mm whole core sample and 30 mm plugs cut out of it

Образец	L, мм	Ø, мм	V _{обр} , см ³	K _п , %	Газо-проницаемость, n · 10 ⁻³ мкм ²	K _{пр} (нефть), n · 10 ⁻³ мкм ²	V _{пор} , см ³	V _{выт. нефти} , см ³	K _{выт.}	K _{выт. синт.} %
Пр	102	76	461	10,4	30	1	%	16,1	28,9	—
А ()	58	30	32,7	18	5000	1040	7,16	2,1	29,3	27,9
В (⊥)	39	30	25,4	4,5	0,005	—	1,18	0	0	
С (⊥)	32	30	20,7	6	1,2	0,5	1,33	0,6	44,9	

Исследование вытеснения на стандартных образцах

После завершения эксперимента по заводнению на полноразмерном образце, по результатам рентгеновского компьютерного томографа с помощью специализированного программного обеспечения его виртуально сегментировали по структуре пустот на характерные 3D-участки. Далее из контрастных по виртуальным характеристикам зон изготовили образцы стандартного диаметра 30 мм (рис. 5). Характерные участки для изготовления цилиндров выбирались исходя из основных составляющих порового пространства карбонатного коллектора: трещиновато-кавернозная часть — образец А, порово-кавернозная — образец С и низкопроницаемая матрица — образец В. Для последующего сопоставления результатов заводнения на разномасштабных моделях пласта все образцы размером 30 мм планировалось изготавливать в направлении, перпендикулярном напластованию, т. е. в направлении фильтрации полноразмерного образца. Но при виртуальном сегментировании кавернозной части модели невозможно было найти место, из которого можно было бы изготовить стандартный образец без риска его

разрушения. Поэтому образец выбуривался с преобладанием каверновой составляющей параллельно напластованию (образец А), а образцы В и С были изготовлены перпендикулярно напластованию. Образцы очищались от УВ согласно ГОСТу в растворителях и затем обессоливались, сушились с последующим определением фильтрационно-емкостных свойств (таблица).

Для каждого образца были выполнены эксперименты по вытеснению нефти водой в условиях, сопоставимых с заводнением, с определением K_{ню} и K_{выт.} методом материального баланса. Исследования выполнялись по методике, рекомендованной ОСТ-39-186-89 на установке AFS-302 компании Corelab. Так как тесты проводились на единичных образцах, то для исключения «концевых» эффектов по торцам модели пласта (на входе и выходе) устанавливались образцы/вставки из кварцевого песчаника с газопроницаемостью 4,2 · 10⁻³ мкм². Коэффициенты остаточной нефтенасыщенности определялись после разгонки флюидов по окончании тестов на аппаратах Дина – Старка. Результаты экспериментов для полноразмерных и стандартных образцов представлены в таблице.

Сравнение результатов коэффициентов вытеснения на моделях различного размера

Эксперименты показали, что в *кавернозной части* коллектора у полноразмерного образца $K_{\text{выт}} = 41\%$, а у стандартного образца $K_{\text{выт}} = 29,3\%$. В *поровой части* у полноразмерного образца значения этих параметров, наоборот, меньше, чем у синтетической (по сумме параметров образцов В и С) стандартной модели ($K_{\text{выт}}$ равен 17 и 23,9% соответственно). В матрице (низкопроницаемый образец) вытеснения нефти при градиенте давления на модель 38 МПа/м не наступило. То есть, распределение объема остаточной нефти к объему пустот у полноразмерного и стандартного образцов явно отличается. В полноразмерном образце основная часть нефти добывается из полостей и по трещинам выходит на поверхность без охвата поровой части коллектора. В стандартном образце в кавернозно-трещиноватых разностях коллектора при заводнении происходит ранний прорыв воды, большая часть нефти, относительно объема пор, остается неподвижной за фронтом воды. В то время как в поровой его части движение фронта более выдержанное, устойчивое. Вместе с тем значения коэффициентов вытеснения синтетической модели (суммарно по всем стандартным цилиндрам) и полноразмерного образца находятся в пределах погрешности методик определения искомых значений, отличаются на 1%.

Выводы

1. Лабораторный метод оценки вытеснения нефти водой и применение рентгеновского компьютерного томографа при выборе участков для из-

готовления образцов карбонатных трещиновато-кавернозно-пористых коллекторов подтвердили свою актуальность и высокую информативность.

2. Коэффициент вытеснения, полученный на полноразмерном образце керна из пласта-коллектора, может быть как больше, так и меньше, чем значение этого параметра по стандартным образцам, изготовленным из полноразмерного образца.

3. Коэффициент вытеснения полноразмерного образца, определенный с помощью рентгеновского компьютерного томографа, сопоставим со значением коэффициента вытеснения синтетической модели по всем образцам диаметром 30 мм с учетом всех составляющих порового пустотного пространства кавернозно-трещиноватого коллектора.

4. По данным рентгеновского компьютерного томографа зафиксировано, что, при заводнении коллектора с поддержанием постоянного расхода воды, нефть внутри каверн и полостей остается подвижной после прохождения фронта и может перемещаться отдельными глобулами, что на других установках для фильтрационных исследований (УЭС, X-ray с линейным 2D-сканированием) зафиксировать невозможно.

5. Массовое изучение трещиновато-кавернозных коллекторов на полноразмерных образцах керна требует формирования полного цикла подготовки, специального оборудования и проведения исследований. Это особенно актуально для потоковых гидродинамических физических экспериментов (рентгеновский компьютерный томограф + фильтрационная установка), так как качество запасов постоянно снижается, а цена прогноза добычи растет.

Литература

1. Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н. Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном определении физических свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Каротажник. – 2011. – Т. 205. – № 7. – С. 138–145.
2. Сургучев М.Л., Колганов В.И., Гавура А.В. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра, 1987. – 230 с.
3. Аксельрод С.М. Неразрушающее исследование образцов пород методами магнито-резонансной и рентгеновской томографии (по материалам зарубежной литературы) // Каротажник. – 2011. – Т. 208. – № 10. – С. 77–113.
4. Михайлов Н.Н. Петрофизические проблемы геомоделирования // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы. – М.: ООО «EAGE Геомодель», 2015. – С. 10.
5. OST-39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Миннефтепром, 1988.

References

1. Gurbatova I.P., Mikhailov N.N. Masshtabnye i anizotropnye efekty pri eksperimental'nom opredelenii fizicheskikh svoystv slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov [Effects of the core scale and anisotropy in the experimental evaluation of the physical properties of the complex-structure reservoirs]. *Karotazhnik*. 2011;205(7):138–145. In Russ.
2. Surguchev M.L., Kolganov V.I., Gavura A.V. Izvlechenie nefiti iz karbonatnykh kollektorov [Oil recovery from carbonate reservoirs]. Moscow: Nedra; 1987. 230 p. In Russ.
3. Aksel'rod S.M. A nondestructive study of rock samples by a magnetic resonance tomography or an x-ray one (based on foreign publications). *Karotazhnik*. 2011;208(10):77–113. In Russ.
4. Mikhailov N.N. Petrofizicheskie problemy geomodelirovaniya [Petrophysical problems of geomodeling]. In: Petrofizika slozhnykh kollektorov: problemy i perspektivy. Moscow: EAGE Geomodel; 2015. pp. 10. In Russ.
5. OST-39-235-89. Neft'. Metod opredeleniya fazovykh pronitsaemostei v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoi statsionarnoi fil'tratsii [Oil. Method for determination of relative permeability in laboratory conditions with stationary collaborative filtration]. Moscow: Minnefteprom; 1988. In Russ.

Информация об авторах

Комисаренко Алексей Сергеевич

Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: ASKomisareko@tnnc.rosneft.ru

Кочетов Алексей Валентинович

Начальник отдела
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: avkochetov@tnnc.rosneft.ru

Загоровский Алексей Анатольевич

Заведующий лабораторией
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: AAZagorovsky@tnnc.rosneft.ru

Кузнецов Евгений Геннадьевич

Главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru

Федорцов Илья Владимирович

Ведущий специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625048 Тюмень, ул. Горького, 42
e-mail: ivfedorsov@tnnc.rosneft.ru

Information about authors

Aleksei S. Komisarenko

Chief Specialist
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: ASKomisareko@tnnc.rosneft.ru

Aleksei V. Kochetov

Head of Department
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: avkochetov@tnnc.rosneft.ru

Aleksei A. Zagorovskii

Head of Laboratory
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: AAZagorovsky@tnnc.rosneft.ru

Evgenii G. Kuznetsov

Chief Specialist
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: egkuznetsov2@tnnc.rosneft.ru

Il'ya V. Fedortsov

Leading Specialist
Tyumen Petroleum Research Center,
42, ul. Gor'kogo, Tyumen, 625048, Russia
e-mail: ivfedorsov@tnnc.rosneft.ru