

DOI 10.25689/NP.2019.2.25-42

УДК 622.276.1/4

**ОСОБЕННОСТИ ИЗУЧЕНИЯ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО
ПРОСТРАНСТВА ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ
ТОМОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

Закиров И.С., Захарова Е.Ф., Орехов Е.В., Аленкин Д.А., Ганиев Д.И.

Альметьевский государственный нефтяной институт

**FEATURES OF STUDYING THE STRUCTURE OF THE VOID SPACE
OF DOMANIK FORMATIONS ON THE BASIS OF TOMOGRAPHIC
STUDIES**

Zakirov I.S., Zakharova E.F., Orekhov E.V., Alen'kin D.A., Ganiev D.I.

Almetyevsk state oil Institute

E-mail: danielalengin@yandex.ru

Аннотация. В последнее десятилетие все отчетливее проявляется тренд стремительного истощения разрабатываемых месторождений с традиционными запасами углеводородов (УВ). В связи с этим для освоения объектов со сложным геологическим строением необходимы усовершенствованные подходы в изучении особенностей их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и литологического состава с использованием современных методов анализа керна.

Применение рентгеновской компьютерной томографии, как средства «цифровой петрофизики», является относительно новым направлением, позволяющим учитывать неоднородность ФЕС в объеме залежи, с высокой фациальной изменчивостью пород, и получать данные для качественного анализа структуры порового пространства, определяя количественные петрофизические характеристики образцов керна.

В данной работе представлены результаты применения компьютерной томографии при изучении особенностей структуры пустотного пространства доманиковых отложений Бавлинского месторождения стандартных образцов керна, по которым было выявлено наличие систем микротрещин, каверн, упорядоченного распределения плотных включений, микрослоистости и систем сообщающихся каналов. Кроме того были определены геометрические параметры трещин, рассчитаны значения пористости, и получены зависимости распределения пористости по интервалу отбора керна. Сопоставление рассчитанных значений пористости с местом отбора в

изучаемом интервале доманиковых отложений позволило провести их корреляцию для образцов с характерным нефтенасыщением.

Проведенные исследования подтвердили зависимость емкостных свойств от морфологии порового пространства и литологической изменчивости горных пород. Также было установлено, что основная доля пористости в нефтенасыщенных образцах доманиковых отложений обусловлена наличием упорядоченных микротрещин и вытянутых разрывов сплошности пород (лептоклаз), а также полых крупных секреций (жеод) в единичных образцах.

Ключевые слова: стандартные образцы керна, шлифы, литотип, органическое вещество, томографический анализ, доманиковые отложения, микрослоистость образцов

Abstract. In the last decade the trend of rapid exhaustion of the developed fields with conventional hydrocarbon (HC) reserves becomes more and more evident. In this regard, the development of targets with complex geological structure requires improved approaches to the study of the features of their reservoir properties and lithological composition using modern methods of core analysis.

Application of the X-ray computer tomography as means of "digital petrophysics" is a rather new direction allowing to consider heterogeneity of reservoir properties in the volume of a whole deposit with high facial rock variability and to obtain data for the qualitative analysis of the structure of pore space, defining quantitative petrophysical characteristics of core samples.

This paper presents the experience of using computed tomography to study the structural features of the void space of the Domanik deposits of the Bavlinsky field using standard core samples, which revealed the presence of microcrack systems, cavities, an ordered distribution of dense inclusions in the sample, microlamination in the samples and a system of communicating channels. In addition, the geometric parameters of the cracks were determined, the porosity values were calculated, and the dependences of the porosity distribution over the sampling interval were obtained. Comparison of the calculated values of porosity with the places of sampling in the studied interval of the domanic sediments allowed us to carry out a correlation for samples with characteristic oil saturation.

The conducted research confirmed dependence of reservoir properties on morphology of pore space and lithologic variability of rocks. It was also established that the main share of porosity in petrosaturated samples of domanic deposits is caused by existence of ordered microcracks and the extended rock fissuring (leptoclases), as well as large hollow secretions (geodes) in single samples.

Keywords: standard core samples, rock sections, litotype, organic matter, tomographic analysis, domanic sediments, microlamination samples

В последнее десятилетие все отчетливее проявляется тренд стремительного истощения разрабатываемых месторождений с традиционными запасами углеводородов (УВ). В связи с этим для освоения новых объектов со сложным геологическим строением, например, доманиковых отложений, необходимы усовершенствованные подходы в изучении особенностей их фильтрационно-емкостных свойств и литологического состава с использованием современных методов анализа керна. Несмотря на имеющийся опыт изучения [1-4], актуально применение рентгено-томографического метода на керновом материале при оценке структуры пустотного пространства таких отложений.

В рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014—2020» по соглашению 14.607.21.0195 Альметьевским государственным нефтяным институтом выполняется работа по теме «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований», направленная на усовершенствование процесса интенсификации добычи и применением ГРП и различных кислотных составов в части повышения дебита скважин в доманиковых отложениях.

На Бавлинском месторождении [5] доманиковые отложения стратиграфически приурочены к интервалу разреза от саргаевского горизонта до заволжского надгоризонта включительно, представлены чередованием прослоев, сложенных карбонатными разностями пород, с прослоями слабопроницаемых и обогащенных органическим веществом известково-кремнистых или кремнисто-известковых пород, с встречающимися в разрезе незначительными прослоями трещиноватых пород, в пределах которых (на сегодняшний день) выявлены залежи нефти.

По результатам изучения кернового материала доманиковых отложений Бавлинского месторождения [5], его образцов и шлифов, было выделено три литотипа: 1) карбонатно-кремнистые породы, обогащенные органическим веществом; 2) карбонатные породы (известняки – мад- и вакстоун), практически не содержащие органического вещества; 3) литокластовые (обломочные) известняки, сложенные обломками тонко-мелкозернистых известняков, сцементированных карбонатно-кремнистым материалом, обогащенным органическим веществом. Два первых литотипа составляют верхнюю часть разреза, третий литотип – нижнюю часть разреза.

Данные рентгенографического изучения образцов пород доманиковых отложений Бавлинского месторождения с использованием программного обеспечения Toras при полнопрофильном анализе по методу Ритвельда подтвердили [5] наличие трех литотипов, составляющих изученный разрез, согласно которым карбонатно-кремнистые породы отличаются от карбонатных повышенными содержаниями кварца и, соответственно, меньшими содержаниями кальцита. В первых также присутствуют слюды, полевые шпаты и пирит. Доломит, свидетельствующий о реализации вторичных процессов, распространен повсеместно.

При характеристике вмещаемого органического вещества доманиковых отложений с использованием синхронного термического анализа [5], пиролитического анализа по методу RockEval и геохимических исследований методом SARA-анализа, получены сведения о наличии в породах трех типов органического вещества (ОВ): легких углеводородов (ЛУВ), тяжелых углеводородов (ТУВ) и керогена. Содержание ОВ, рассчитанное по кривой потери массы, составило менее 5,0 % для всех типов ОВ в карбонатно-кремнистой части разреза.

По данным пиролитических исследований генерационный потенциал карбонатно-кремнистых пород оценен преимущественно как очень

хороший с довольно высоким индексом продуктивности, тогда как этот же показатель для обломочных (литокластовых) известняков оценен как бедный. По полученным величинам температуры максимального выхода углеводородов при крекинге керогена, степень его созревания определена как незрелое ОВ. Вязкость углеводородов максимальна в карбонатно-кремнистой части разреза, а, соответственно, углеводороды нижней части разреза наиболее подвижны.

Возникающие новые условия освоения нетрадиционных месторождений обуславливают применение усовершенствованных подходов в изучении особенностей доманиковых отложений, вовлечение новых для нефтяной отрасли методов изучения керна, повышающих точность оценки фильтрационно-емкостных свойств и литологических особенностей породы.

Наиболее информативным для изучения особенностей структуры пустотного пространства керна материала [6] является рентгеномографический метод, который использовался в основном за рубежом в нефтяной геологии с восьмидесятых годов прошлого века.

Исследование керна томографическим способом основано на различии в плотности горной породы, минеральных включений, пустот и трещин, и заполняющих их пластовых флюидов. Известно [7], что падение интенсивности проходящего через образец потока рентгеновских лучей фиксирует детектор, расположенный напротив источника. Для равных величин энергии рентгеновского луча более плотный материал сильнее ослабляет проходящий поток, чем менее плотный. Результатом рентгеновской томографии является двумерная теневая рентгенограмма, характеризующая распределение плотности образца в продольном направлении.

Томографическая съемка стандартных образцов керна из скважины 2801г Бавлинского месторождения (Табл. 1) проводилась с

использованием промышленной системы рентгеноскопии и компьютерной томографии на базе рентгеновской установки NikonXTH 225, с разностью потенциалов 30–225 кВ и мощностью рентгена до 225 Вт, что позволило получить достаточно высококонтрастные изображения с разрешением до 20 мкм.

Таблица 1

Информация по стандартным образцам керна Бавлинского нефтяного месторождения

№ скважины	№ образца	Интервал отбора, м	Место взятия, м	Макроописание
1	2	3	4	5
2801г	6ф	1476,0–1485,5	1,58	Известняк серый, плотный, без нефтенасыщения
	6'ф		1,58	
	8ф		2,32	Известняк серо-коричневый, неравномерно нефтенасыщенный
	18ф		4,63	
	18'ф		4,63	
	42		5,62	Известняк мелкозернистый, слабо нефтенасыщенный
	23ф		5,35	Известняк мелкозернистый, равномерно нефтенасыщенный
	44ф		9,37	
	44'ф		9,37	

Известно, что карбонатные породы обладают высокой анизотропией свойств, вызванной особенностями формирования емкостного пространства известняков. Поэтому была детально изучена первичная пористость, сформированная во время образования матрицы породы, и выявлены трещины, разрывы, плоскости отдельности, межкристаллические пустоты и поверхности напластования, а также определена степень трещиноватости и кавернозности по образцам керна материала [5].

Изучение структуры пустотного пространства керна доманиковых отложений после проведения реконструкций серии двумерных теневых проекций в цифровую модель проводилось с применением алгоритмов

компьютерной томографии на программном обеспечении Avizo 9.5.0, с использованием системы 3D визуализации, последующим анализом и моделированием данных.

Результаты обработки цифровых моделей образцов керна доманиковых отложений позволили отметить низкие емкостные свойства для образцов без нефтенасыщения 6ф и 6'ф, трещиноватой текстуры с наличием группы микротрещин под углом $39^{\circ}52'$ к оси вращения для образца 6ф (Рис. 1а) и под углом $36^{\circ}52'$ к оси вращения для образца 6'ф (Рис. 1б).

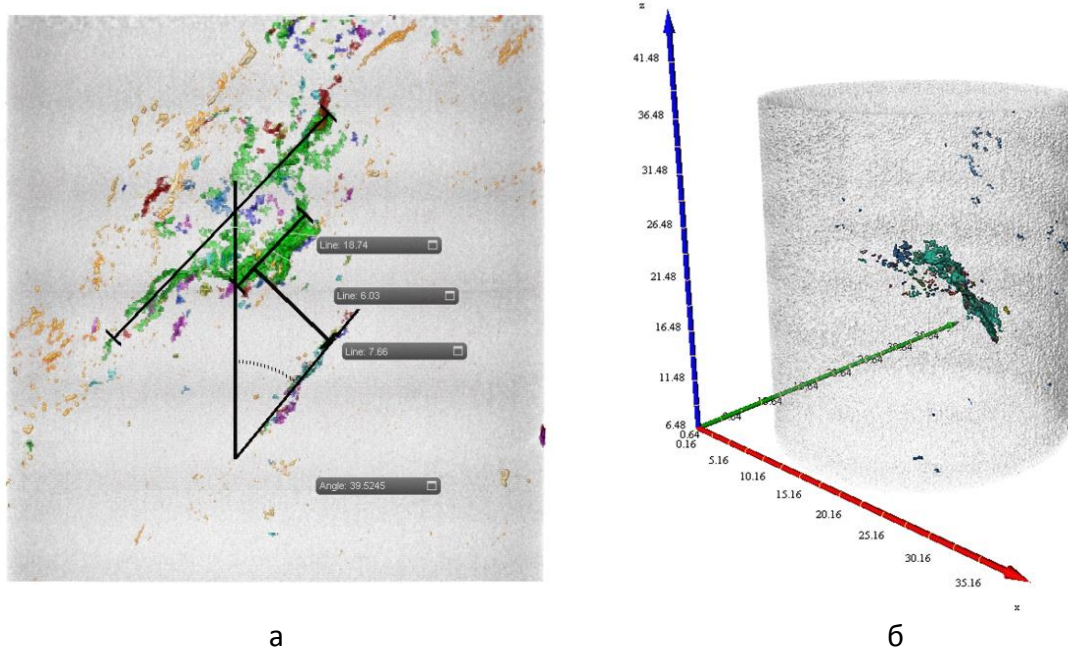


Рис. 1. Трещиноватая структура образцов керна 6ф (а) и 6'ф (б)

Были определены геометрические характеристики выявленных лептоклаз (вытянутого разрыва сплошности): длина простираения микроразрыва сплошности составила 18,74 мм для образца 6ф (Рис. 1а). Для образца 6'ф определена продольная длина отсутствия сплошности (8,7 мм) вдоль поверхности трещины шириной 9,94 мм (Рис. 2а). Угол раскрытия трещины составил 132 градуса (Рис. 2б).

Плотная матрицы породы не обеспечила высокой характеристики ёмкостных свойств, поэтому основная доля пористости, рассчитанная с

применением программного обеспечения Avizo, обусловлена наличием упорядоченных микротрещин в единичных образцах – доля микротрещин в образце 6ф составила 1,5%, а в образце 6'ф – 2,4% от объема всего образца.

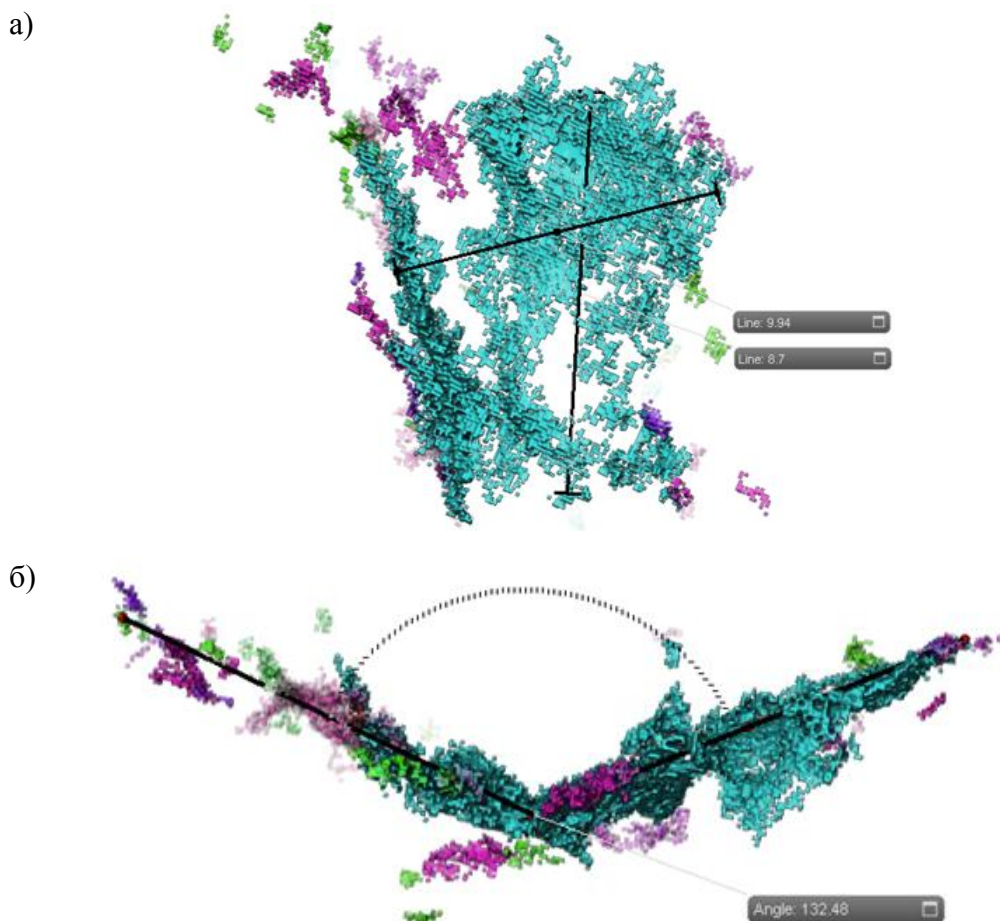


Рис. 2. Геометрические параметры трещины образца керна 6'ф

Другая закономерность (Рис. 3) установлена в образце 8ф – неравномерно нефтенасыщенном известняке, в котором геометрия пустотного пространства представлена сообщающейся сетью микротрещин, смыкающихся с близлежащей трещиной той же системы на определенном этапе роста, как в длину, так и в ширину. Это привело к генерации более крупных трещин, служащих системой проводящих каналов. Доля трещин в этом случае оказала решающую роль на величину коэффициента пористости, который составил 9,71% от объема всего образца.

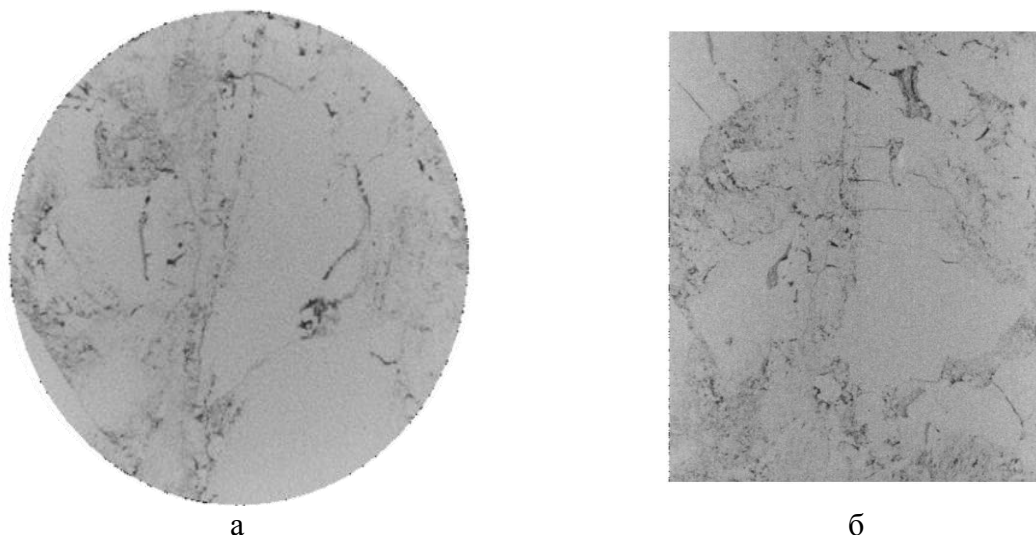


Рис. 3. Поперечное (а) и продольное (б) сечение образца керна 8ф

Характерной особенностью трещин, отличающей их от других пустот и полостей, является резкое преобладание протяженности над раскрытостью (Рис. 4). Слоистое распределение акцессорных минералов (включения кальцита) по контуру и в полостях микротрещин позволило идентифицировать указанные разрывы сплошности породы как сложное природное образование, отличающееся от других пустот и полостей в анализируемых образцах доманиковых отложений.

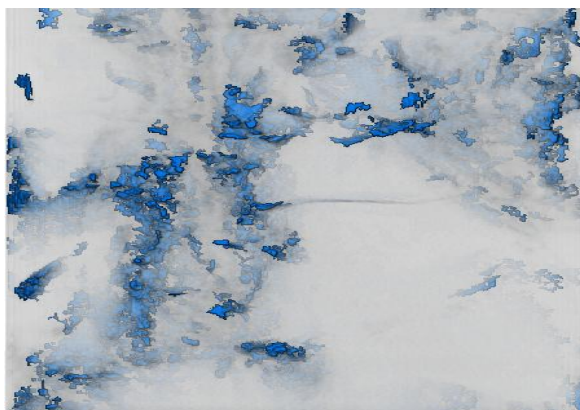


Рис. 4. Трещиноватая структура образца керна 8ф

Для серии исследованных образцов с неравномерной нефтенасыщенностью отмечено существенное увеличение значений пористости за счет значительной доли пустотных полостей, присутствующих в образцах 18f и 18'f (Рис. 5а, б). Так, для образца 18f в структуре пустотного пространства была выявлена жеода (полая крупная

секреция) сложной пространственной формы, сочетаемая с системой сообщающихся поровых каналов (Рис. 6а).

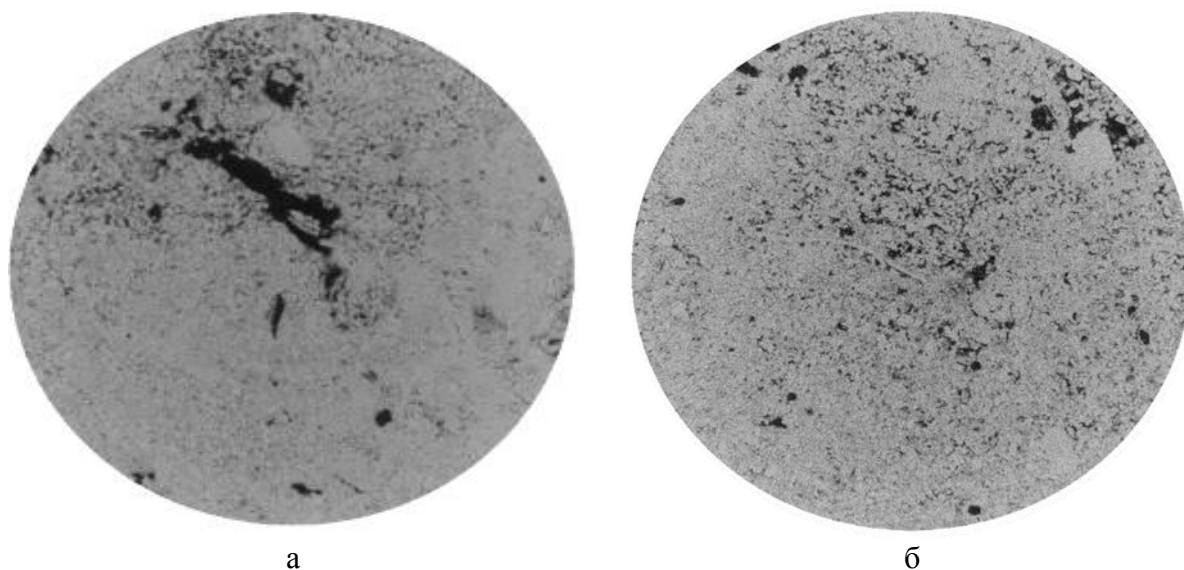


Рис. 5. Поперечное сечение середины образцов 18f (а) и 18'f(б).

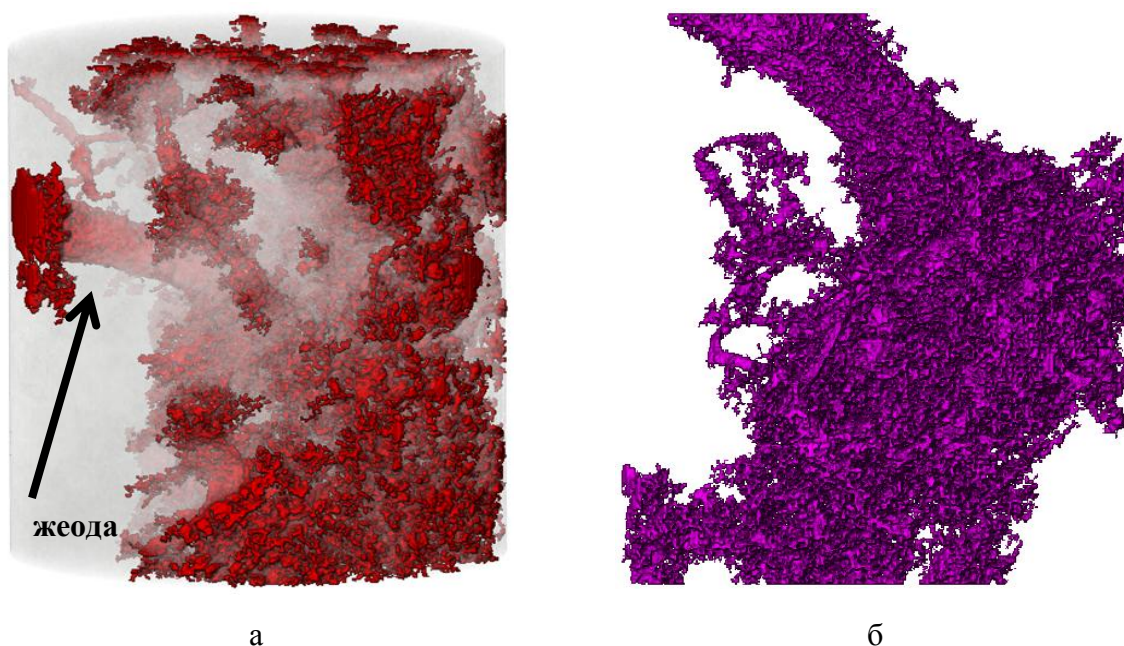
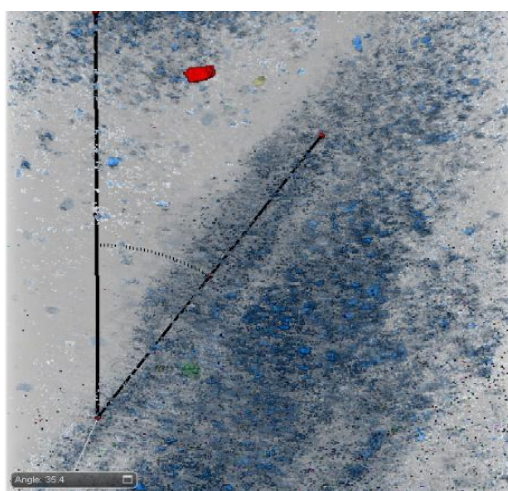


Рис. 6. Система сообщающихся поровых каналов в образцах 18f (а) и 18'f(б).

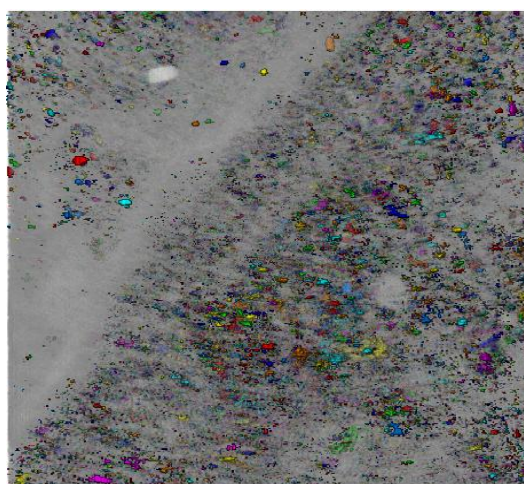
На внутренней поверхности жеоды визуальны различимы кристаллы, что подтвердило особенности структурно-литологического строения коллектора. Аналогичной особенностью пустотного пространства обладал образец 18'f, в котором представлены сообщающиеся поровые каналы сложной геометрической формы (Рис. 6б).

В результате томографического анализа образцов 18ф и 18'ф рассчитанные значения пористости составили 8,78 % и 6,49 % соответственно. Помимо обнаруженных ярко выраженных секретий, немалую роль в формировании величины пористости оказали поровые пустоты - объем наименьшей полости – $0,1 \text{ мм}^3$, и объем наибольшей – 29 мм^3 . Средний объем пустотного пространства составил $0,46 \text{ мм}^3$.

Анализ цифровых образцов керна с равномерной нефтенасыщенностью позволил установить в образцах наличие тонких параллельных прослоек. При изучении структуры пустотного пространства цифровой модели образца 42, была подмечена косая однонаправленная слоистость под углом $35^\circ 4'$ к оси вращения образца (Рис 7а).



а



б

Рис. 7. Слоистое распределение пор (а) и плотных включений (б) в образце 42

Характерное косое распределение пор свойственно размещению также и плотных включений (Рис. 7б), доля которых в объеме всего образца менее 1%, а размеры конкреций варьируют от $0,0001$ до $0,97 \text{ мм}^3$, при среднем значении $0,001 \text{ мм}^3$.

Для образца 23ф отмечена неоднородная, ритмичная продольная слоистость массива пор под углом $11^\circ 39'$ к оси вращения (Рис. 8б), которая внутри образца выражена параллельным чередованием тонких слоев,

различающихся по структуре включений (Рис. 8а) и поровой структуре, с толщиной порядка 5–10 мм. Для образцов 44f и 44'f (Рис. 9) характерно аналогичное косо-слоистое распределение упорядоченного массива микропор, но менее выраженное в сравнении с образцом 23f.

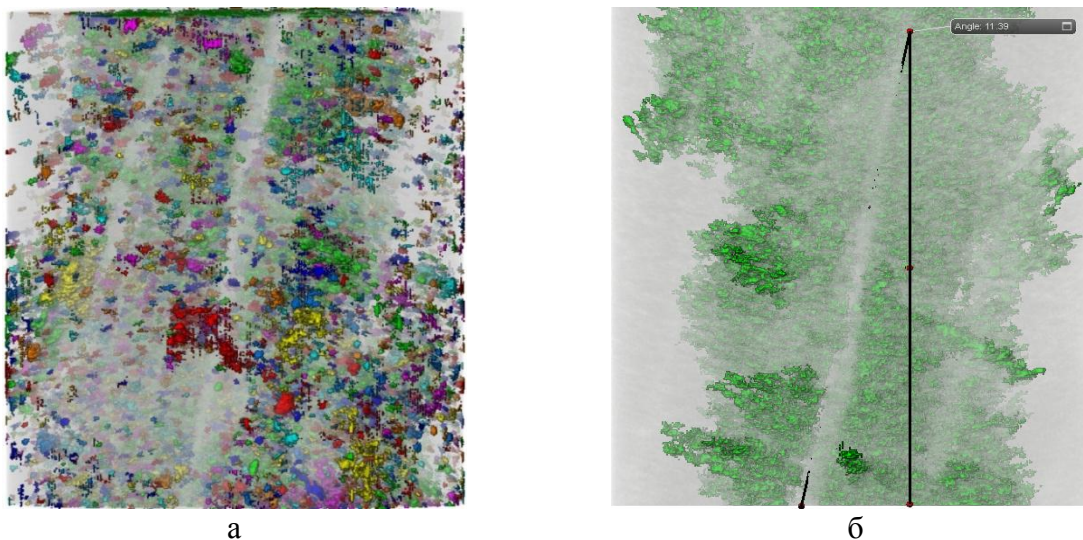


Рис. 8. Слоистое распределение плотных включений (а) и поровых каналов (б) в образце 23f

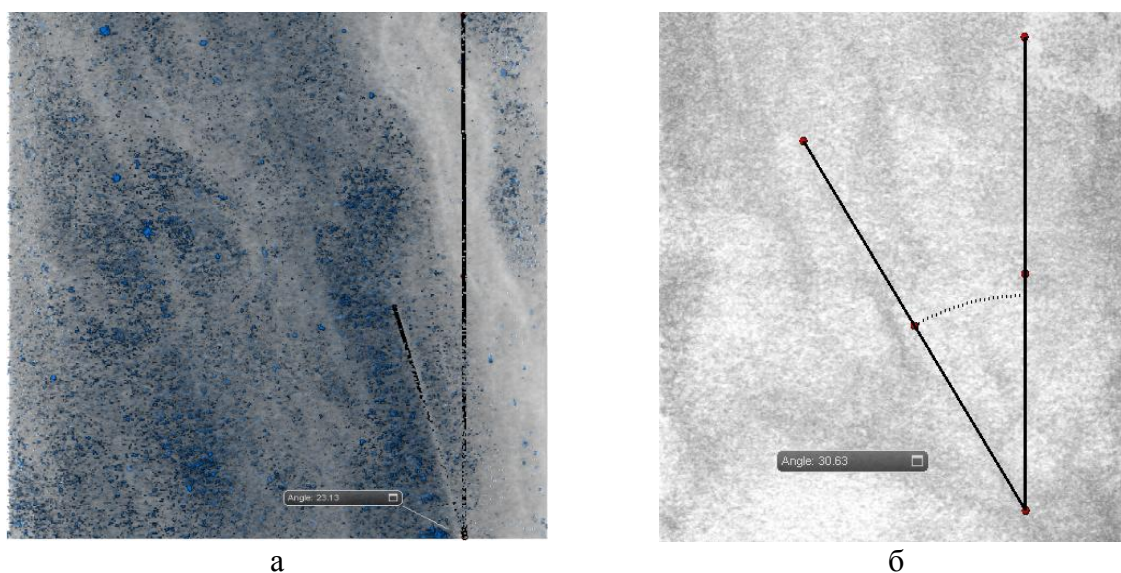


Рис. 9. Слоистое распределение плотных включений и поровых каналов в образцах 44f (а) и 44'f(б)

Текстура образца керна 44f представляла собой тип с косой однонаправленной слоистостью под углом $23^{\circ}13'$ к оси вращения (Рис. 9а).

Менее выраженное фациальное расположение на поперечных сечениях отмечено в образце 44'f – слабовыраженная, косо-волнистая слоистость. Угол наклона прослоек составил $30^{\circ}63'$ к оси вращения (Рис. 9б).

Таким образом, рассчитанные значения пористости по нефтенасыщенным образцам значительно варьировали с учетом структуры пустотного состава, степени уплотнения и цементации породы. Наиболее пористые известняки в анализируемых образцах чаще всего были представлены трещинно-поровой структурой.

Емкостью пород в сравнительно более плотных образцах 44ф и 44'ф служили поры с вариацией объемов от 0,000504 до 1,28 мм³ при среднем значении 0,0029 мм³. Распределение значений пористости по интервалу отбора керна (Рис. 10), позволило установить наибольшую величину пористости из интервала 1476,0–1485,0, отмеченную в образце 18ф. Это объяснено наличием в структуре пустотного пространства системы взаимосвязанных каналов.

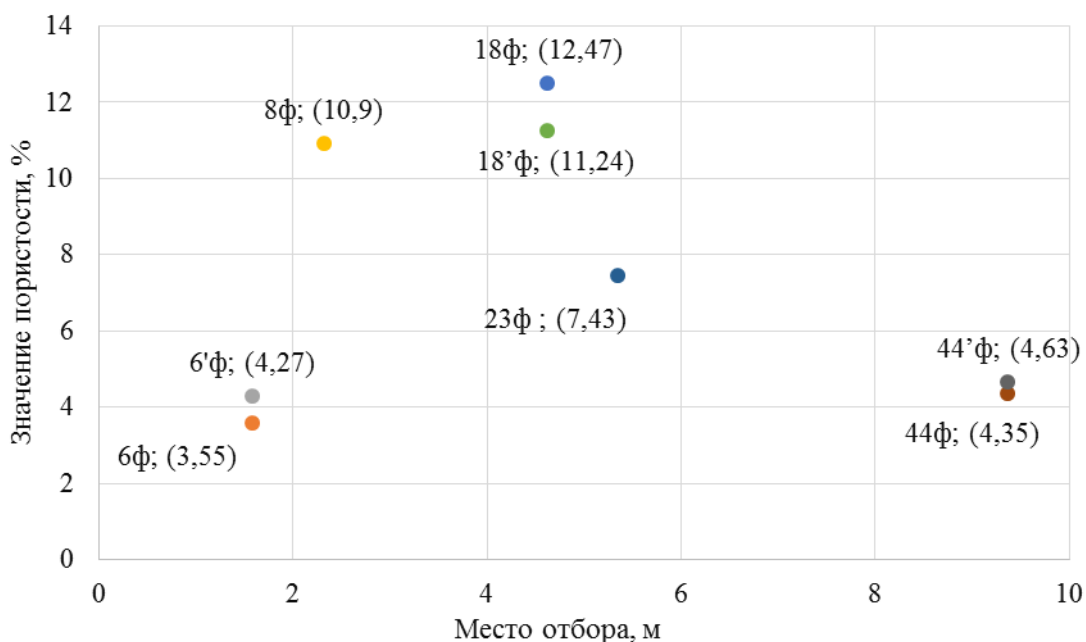


Рис. 10 – Значения пористости по месту отбора в интервале 1476,0–1485,0

Сопоставление рассчитанных значений пористости (Рис. 10) с местом отбора в изучаемом интервале доманиковых отложений позволило

провести их корреляцию для образцов с характерным нефтенасыщением. Максимальные значения пористости отмечены по образцам с высокой ёмкостной характеристикой (образцы 18ф, 18'ф и 8ф). С учетом высокой анизотропии свойств корреляция значений пористости установлена с единичным местом взятия.

Для рассматриваемого интервала 1476,0–1485,5 установлена тенденция роста значения пористости при различной степени насыщения. Для образцов 6ф и 6'ф без нефтенасыщения пустотное пространство представлено трещинами и микропорами, а также внутренними разрывами сплошности породы, которые в значительной степени оказали влияние на величину пористости. Неравномерно нефтенасыщенные образцы 8ф, 18ф и 18'ф имели отличную от предыдущих образцов морфологию пустотного пространства. На величину пористости образцов 18ф и 18'ф значительное влияние оказало наличие системы взаимосвязанных межпоровых каналов, через которые возможно движение флюида. Сообщаемость пор в этих образцах наиболее высокая, фильтрация флюидов возможна через единичные каналы при незначительном участии микротрещин.

Для равномерно нефтенасыщенных образцов 23ф, 44ф и 44'ф распределение пористости связано непосредственно с одномерной матрицей породы и степенью нефтенасыщения образцов, а также отсутствием опустотелостей и каверн.

По результатам изучения структуры пустотного пространства на образцах керна доманиковых отложений на основе томографических исследований с применением программного обеспечения Avizo 9.5.0, системы 3D визуализации, анализа и моделирования данных установлено:

- плотная матрица породы не обеспечила высокой характеристики емкостных свойств, поэтому основная доля пористости в керновом материале обусловлена наличием упорядоченных микротрещин и

вытянутых разрывов сплошности пород (лептоклаз), а также полых крупных секретий (жеод) в единичных образцах;

- пористость по нефтенасыщенным образцам значительно варьировала в интервале 3,55-12,47 % с учетом высокой анизотропии свойств, структуры пустотного состава, степени уплотнения и цементации породы;
- независимо от степени насыщения образцов фильтрация в пустотном пространстве пластов доманиковых отложений возможна через единичные каналы сложной геометрической формы при наличии системы взаимосвязанных межпоровых каналов и незначительном участии микротрещин. Это обусловлено взаимодействием сложных литологических процессов, сформировавших основные сложнопостроенные коллекторы трещинно-порового, трещинно-порово-кавернозного, порово-трещинного типов [5]. Преобладание таких типов коллекторов определено условиями осадконакопления и генетическими типами пород, фильтрационно-ёмкостные свойства которых изначально были низкими.

Дальнейшие экспериментальные исследования должны быть направлены на изучение проницаемости образцов керна, ориентированно отобранных при бурении скважин с применением микросканера.

Потенциал томографических исследований позволит в будущем принимать нефтегазовым компаниям эффективные технические решения при проектировании разработки месторождений, а также будет служить повышению достоверности построения 3D-моделей залежей углеводородов.

Работа выполнена в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.607.21.0195 от 26.09.2017 по теме «Разработка научно - технологических решений

по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований», уникальный идентификатор работ RFMEFI60717X0195

Список литературы

1. Доманиковые продуктивные отложения Татарстана - Аналог "Сланцевых плеев" США [Электронный ресурс] / Хисамов [и др.] // Недропользование - XXI век — 2016 г.— №3 (60).— С. 84-93.— Режим доступа: <https://rucont.ru/efd/433037>
2. Преснякова О.В., Сланцевая нефть доманикитов – что это? // Геология, разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. – 2014. – С. 21-32.
3. Искандаров Г.Г., Габдрахманова А.Т. Доманик – это завтра Татарстана // Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Сборник научных трудов X Международного научно-технического конгресса Студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers. – Тюмень. 2016. – С. 121-134.
4. Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н. Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. –2013. –№3 – С. 76-87.
5. Отчет о прикладных научных исследованиях по теме «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований» за 2 этап: «Выявление закономерностей изменения характеристик флюидов кернового материала анализируемых пластовых систем под влиянием техногенных факторов», (Соглашение о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г. №14.607.21.0195. Научный руководитель, д.т.н. – И.С. Закиров), – Альметьевск, – АГНИ, – 2018. – книга 1– 417с.
6. Кривошеков С.Н., Кочнев А.А. Опыт применения рентгеновской компьютерной томографии для изучения свойств горных пород // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 6. С. 32–42
7. Wellington, S.L., Vinegar, H.J. X-ray computerized tomography // Journal of Petroleum Technology 39, 1987 P. 885–898.

References

1. R.S. Khisamov *Domanikovye produktivnye otlozheniya Tatarstana - Analog "Slancevyh pleev" SSHA* (Domanik sediments in Tatarstan - analog to shale plays in the USA). *Nedropolzovanie-21 vek*, 2016, No. 3 (60), pp. 84-93. Available at: <https://rucont.ru/efd/433037> (in Russian)

2. O.V. Presnyakova *Slancevaya neft' domanikitov – chto eto?* (Shale oil of domanikites – what is it?). *Geologiya, razrabotka neftyanyh i neftegazovyh mestorozhdenij*, 2014, pp. 21-32 (in Russian)
3. G.G. Iskandarov, A.T. Gabdrakhmanova *Domanik – eto zavtra Tatarstana* (Domanik is Tatarstan's future). West-Siberian Oil-and-Gas Congress. Innovations in oil and gas industry: Proc. of X International Scientific and Technical Congress of SPE Student Branch. Tyumen, 2016, pp. 121-134 (in Russian)
4. T.A. Kiryukhina, N.P. Fadeeva, A.V. Stupakova, E.N. Poludetkina, R.S. Sautkin *Domanikovye otlozheniya Timano-Pechorskogo i Volgo-Ural'skogo bassejnov* (Domanik deposits in Timano-Pechersky and Volga-Urals basins). *Geologiya nefti i gaza*, 2013, No. 3, pp. 76-87 (in Russian)
5. Report on applied research on “Development of technical solutions for unconventional reservoirs (Domanik deposits) and hard-to-recover reserves production based on experimental studies”, Phase 2: Identifying principles of core fluid properties changes under man-induced factors. Research advisor: I.S. Zakirov, Dr.Sc. Almet'yevsk, AGNI Publ., 2018. (in Russian)
6. S.N. Krivoschekov, A.A. Kochnev *Opyt primeneniya rentgenovskoj komp'yuternoj tomografii dlya izucheniya svojstv gornyh porod* (Application of X-ray CT to study rock characteristics). Perm National Polytechnical University Bulletin, *Geologiya. Neftegazovoye i Gornoye Delo*, 2013, No. 6, pp. 32-42 (in Russian)
7. Wellington, S.L., Vinegar, H.J. X-ray computerized tomography. *Journal of Petroleum Technology* 39, 1987, pp. 885–898 (in English)

Сведения об авторах

Закиров Искандер Сумбатович, доктор технических наук, проректор по научной работе, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: zis277@yandex.ru

Захарова Елена Федоровна, кандидат технических наук, доцент кафедры РиЭНГМ, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Орехов Евгений Валерьевич, старший преподаватель, кафедра РиЭНГМ, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: opexov@yandex.ru

Аленькин Даниил Анатольевич, магистрант, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: danielalenkin@yandex.ru

Ганиев Динис Ильдарович, инженер ЦНТИ, сектор Доманик-битум, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: dinisganiev@gmail.com

Authors

Zakirov I.S., Dr.Sc, Pro-rector for Research, Almetьевsk State Petroleum Institute, Almetьевsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: zis277@yandex.ru

Zakharova E.F., PhD, Associate Professor, Almetьевsk State Petroleum Institute, Almetьевsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Orekhov E.V., Senior Lecturer, Almetьевsk State Petroleum Institute, Almetьевsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: opexov@yandex.ru

Alen'kin D.A., Master's Student, Almetьевsk State Petroleum Institute, Almetьевsk, Tatarstan, Russian Federation
E-mail: danielalenkin@yandex.ru

Ganiev D.I., Engineer, Research Center, Domanik bitumen sector, Almetьевsk State Petroleum Institute, Almetьевsk, Tatarstan, Russian Federation
E-mail: dinisganiev@gmail.com

Орехов Евгений Валерьевич
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
тел.: +7 9172758412
E-mail: opexov@yandex.ru