

DOI 10.25689/NP.2019.2.43-54

УДК 622.276.031:550.822.3 + 661.185.1.004.14:622.276.6

ПРИМЕНЕНИЕ ТОМОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ В ТЕХНОЛОГИЯХ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

Шайхразиева Л.Р., Орехов Е.В., Аленькин Д.А.

Альметьевский государственный нефтяной институт

TOMOGRAPHIC IMAGING OF CORE SAMPLES VALIDATES THE FEASIBILITY OF SURFACTANTS IN EOR TECHNOLOGIES

Shaykhrazieva L.R., Orekhov E.V., Alen'kin D.A.

Almetyevsk State Oil Institute

E-mail: layissan@mail.ru

Аннотация. Одним из необходимых условий понимания микропроцессов, влияющих на эффективность технологий нефтеизвлечения является информация о характеристиках пор. Исследование структуры пустотного пространства проводилось с применением томографических исследований образцов и дальнейшим созданием цифровой модели для определения характеристик горной породы. Объектом исследования является керн, отобранный из двух интервалов (1444,0 – 1449,0 и 1496,0 – 1502,0), Вишнево-Полянского месторождения. На основании результатов исследований кернового материала определены значения возможного снижения капиллярного давления в результате применения ПАВ.

Ключевые слова: *томографические исследования, структура пустотного пространства, микронеоднородность, капиллярное давление, поверхностно-активные вещества.*

Abstract. Knowledge of pore characteristics is essential for understanding of micro-scale processes that affect the performance of oil recovery technologies. In the present research effort, the study of pore space structure has been conducted with application of tomographic imaging of core samples followed by creation of a numerical model to determine rock characteristics. Studies were conducted with core samples extracted from two intervals (1444.0 – 1449.0 and 1496.0 – 1502.0) of the Vishnevo-Polyanskoye oil field. Results of core studies provided expected capillary pressure drops due to surfactants.

Key words: *tomography imaging, pore space structure, microheterogeneity, capillary pressure, surfactants.*

В современных условиях динамического технологического развития для повышения выработки трудноизвлекаемых запасов нефти необходимы новые подходы к исследованию кернового материала и пластовых флюидов, характеристики которых оказывают значительное влияние на эффективность разработки нефтяных месторождений.

Несмотря на то, что при решении проблем разработки, как правило, используются данные макроуровня, информация о характеристиках пор является необходимым условием понимания микропроцессов, влияющих на эффективность технологий нефтеизвлечения. Наблюдения, основанные на исследовании шлифов и применении электронной микроскопии, позволяют выделить несколько параметров, которые могут использоваться для характеристики системы пор [1]:

- Размер пор. Этот параметр определяет среднюю величину пор, выражаемую в микрометрах.
- Форма пор. Этот параметр качественно описывает преобладающую форму пор, которая может быть треугольной, многогранной, неправильной.
- Размер поровых каналов. Это контролирующий фактор с точки зрения общей проводимости поровой сети. Он выражается в микронах.
- Соотношение размеров. Соотношение размеров поры и ее каналов. Не имеет специальной единицы измерения.
- Координационное число. Этот параметр определяет среднее количество каналов, которые пересекают пору.

Исследование микронеоднородности пустотного пространства проводилось по восьми полноразмерным (100 мм) образцам керна, отобранным из двух скважин Вишнево-Полянского месторождения. Интервал отбора 1444,0-1449,0 и 1496,0-1502,0 м.

Вишнево-Полянское месторождение представляет собой структуру второго порядка, которая совместно с девятью разнотипными структурами

территориально расположены на восточном бортовом склоне Мелекесской впадины. Продуктивные пласты-коллекторы приурочены к карбонатным отложениям среднего карбона и терригенным отложениям нижнего карбона (Рис. 1).

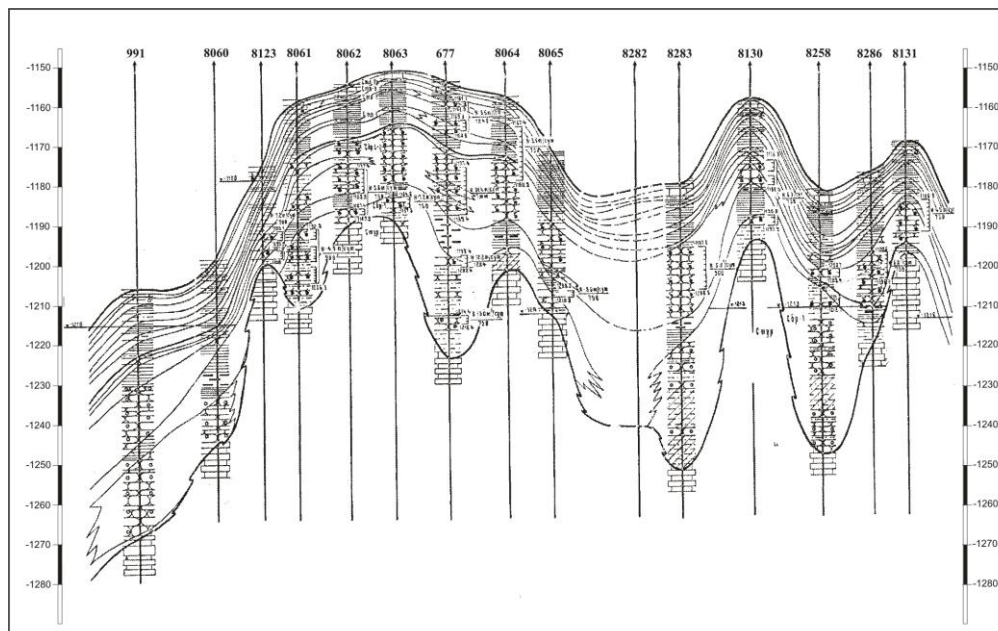


Рис. 1. Геологический профиль продуктивных отложений нижнего карбона

Основным объектом разработки является бобриковско-радаевский горизонт, содержащий 42,7 % запасов нефти от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

Исследование структуры пустотного пространства проводилось с применением томографических исследований образцов и дальнейшим созданием цифровой модели для определения характеристик горной породы.

Для формирования объемного изображения в процессе съемки образец керна вращается относительно вертикальной оси с определенным шагом. В результате формируется пакет из 2000 (или менее) сечений, представляющих собой полутоновые изображения. Их яркость характеризует степень поглощения рентгеновского излучения (более плотные участки более светлые; пустоты, флюиды и рыхлый материал –

более темные). Реконструкция трехмерной цифровой модели образца проводится в соответствии с математическими алгоритмами с использованием специализированного программного обеспечения. Итоговым результатом съемки выступает трехмерное распределение плотности образца в исследуемом объеме, что позволяет оценить структуру матрицы горной породы и характер распределения пор и включений.

Томографическая съемка проводится с использованием микрофокусной системы рентгеновского контроля с функцией компьютерной томографии Nikon Metrology XT H 225 и программного обеспечения Avizo 9.4.0 (интерпретация и определение основных петрофизических характеристик).

В первой скважине (4 образца керна) исследуемый материал отбирался в интервале 1444,0 – 1449,0 м. Объем плотных включений изменяется в среднем от 0,0001 до 3,08 мм³ и составляет менее 1,5% от общего объема образцов, что говорит об однородности породы-коллектора. Характер распространения включений по объему образцов носит равномерный характер (Рис.2).

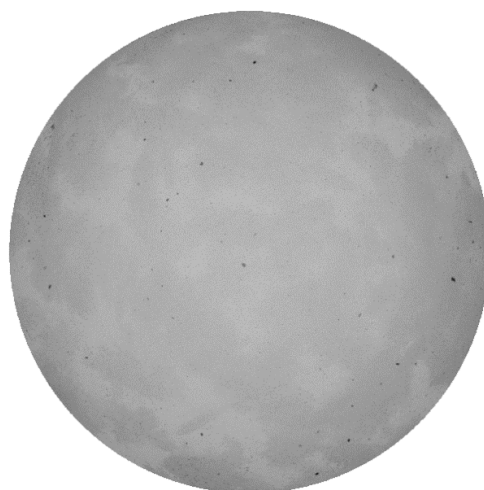


Рис. 2. Проекция плотных включений на плоскость ХУ

Исследование кернового материала на разрыв сплошности показал отсутствие трещин (сечения по осям образца 2 представлены на рис. 3).

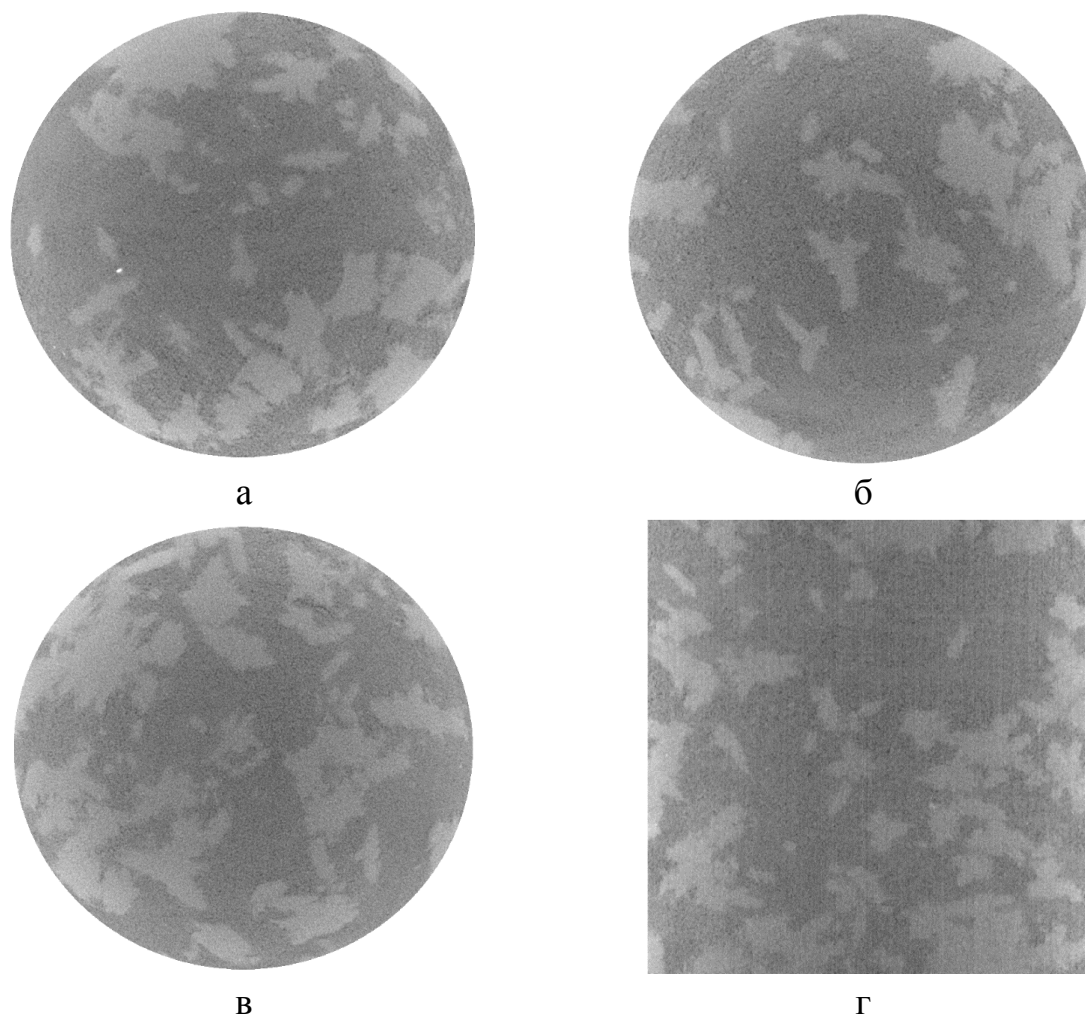


Рис. 3. Сечения образца керна по осям:

а) поперечное сечение верхней трети образца 2, б) поперечное сечение середины образца 2, в) поперечное сечение нижней трети образца 2, г) продольное сечение вдоль оси X

Во второй скважине (4 образца керна) исследуемый материал отбирался в интервале 1496,0-1502,0 м. Анализ образцов полноразмерного керна на наличие плотных включений представлен на рис. 4. Плотные включения распределены равномерно.

При исследовании в образце 5 обнаружено включение объемом 1421,8 мм³. В образце 6 объем отдельного крупного включения составил 232,87 мм³. Средний объем включений составляет 0,003 - 0,01 мм³. Общая доля включений не превышает 1,6% от объема образцов.

Необходимо отметить практическое отсутствие трещин в образцах. Небольшая трещина обнаружена в образце 6. Она имеет небольшие

размеры (Рис.5) и искусственное происхождение.

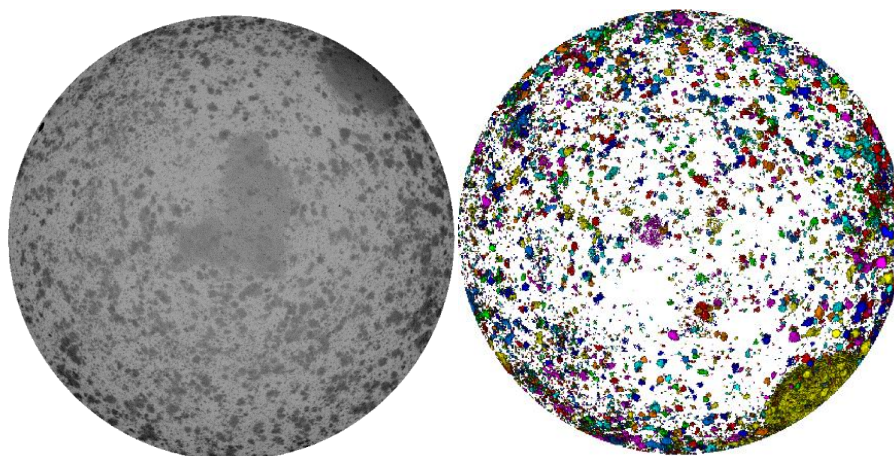


Рис. 4. Проекция плотных включений (выделены темным цветом) образца 5 на плоскость XY

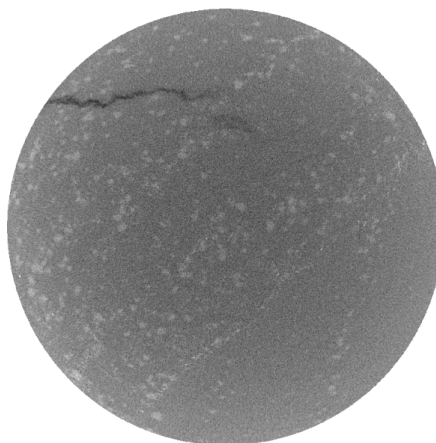


Рис. 5. Искусственная трещина нижней трети образца 6

Результаты, полученные при интерпретации томографических исследований с применением программного обеспечения Avizo 9.4.0, представлены в табл. 1.

Таблица 1

Числовые характеристики коэффициента пористости и объема плотных включений

№	Параметр	Образец							
		Скважина 1				Скважина 2			
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Пористость, %	7,43	6,73	7,61	8,61	21,77	24,65	13	17,54
2	Объем плотных включений, мм ³	0,009	0,004	0,0038	0,005	0,01	0,012	0,002	0,0035

На основании результатов экспериментальных исследований получен расчетный минимальный, максимальный и средний радиус пор (до 1 мм^3). Построены гистограммы распределений пор в соответствии с размером (Рис. 6-8).

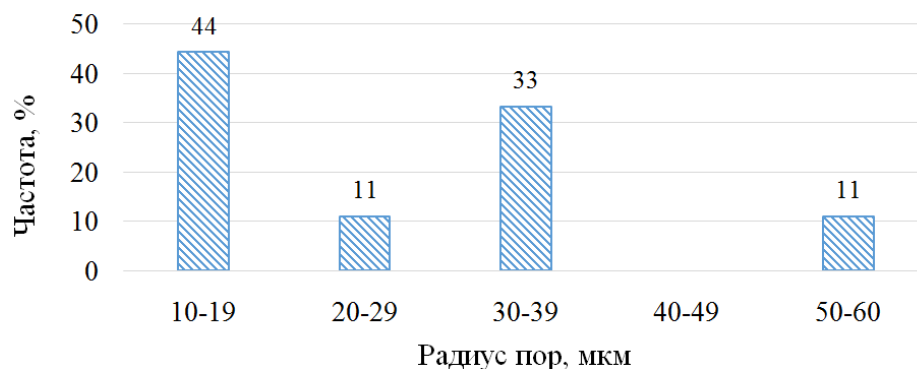


Рис. 6. Гистограмма распределения пор в зависимости от величины минимального расчетного радиуса

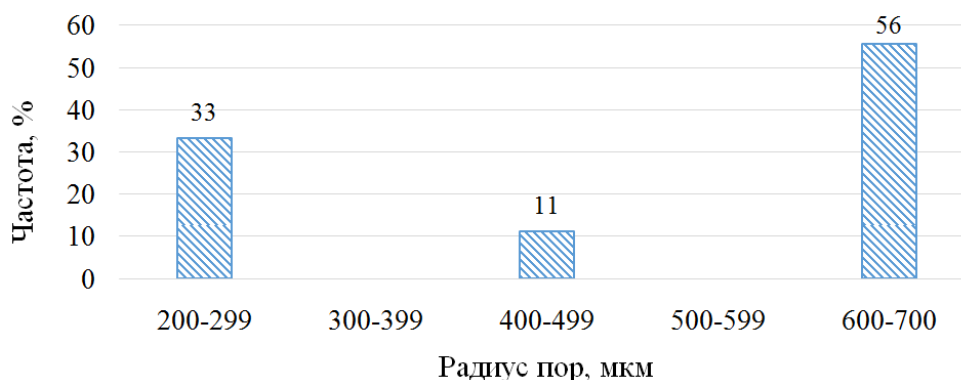


Рис. 7. Гистограмма распределения пор в зависимости от величины максимального расчетного радиуса

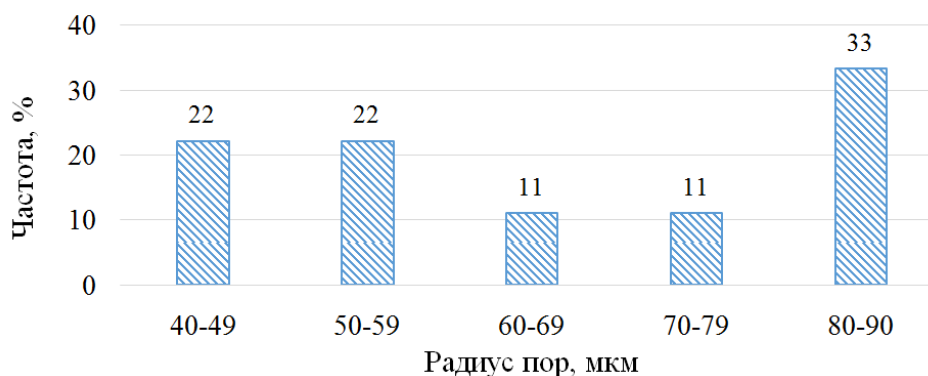


Рис. 8. Гистограмма распределения пор в зависимости от величины среднего расчетного радиуса по исследуемому образцу

Величина минимального расчетного радиуса пор изменяется от 10 мкм до 60 мкм, при этом большая часть пор (44%) имеют радиус 10-19 мкм.

Величина максимального расчетного радиуса пор изменяется от 200 мкм до 700 мкм, из них 56% имеют радиус 600 -700 мкм.

В исследуемых образцах отсутствуют поры радиусом 300-399 мкм и 500-599 мкм.

Значение среднего расчетного радиуса пор изменяется от 40 мкм до 90 мкм, наиболее характерным размером пор является 80-90 мкм (33%).

Статистический анализ однородности расчетного радиуса поровых каналов породы-коллектора Вишнево-Полянского месторождения (Табл.2) проводился по данным 8 образцов керна. В качестве меры изменчивости использовалось стандартное (среднеквадратичное) отклонение и коэффициент вариации, характеризующий отношение стандартного отклонения и среднего значения. При значении коэффициента вариации менее 33% совокупность данных считалась однородной, более 33% – неоднородной.

Таблица 2

Результаты статистического анализа расчетного радиуса поровых каналов

Параметр	Минимум	Максимум	Разброс	Среднее значение	Стандартное отклонение	Коэффициент вариации, %	Результат выборки
Минимальный радиус пор	13	58	45	26	15	59	Неоднороден
Максимальный радиус пор	208	620	412	469	183	39	Неоднороден
Средний радиус пор по исследуемому образцу керна	40	84	44	65	17	26	Однороден

Наблюдается неоднородность выборки данных по значениям минимального и максимального радиуса пор.

Неоднородность распределения пор по размерам оказывает существенное влияние на эффективность вытеснения нефти при совместной фильтрации воды и нефти. Соотношение скоростей их движения определяется распределением пор, водонасыщенностью, объемом нефти, блокированной в крупных порах заводненной части среды, распределением пор, объемом нефти и связанной воды в нефтенасыщенной части среды [2].

Известно, что капиллярное давление (P_k), которое контролирует процесс движения нефти и воды в пористой среде, зависит от размеров пор, смачиваемости коллектора, и межфазного натяжения и определяется по формуле

$$P_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (1)$$

где σ – поверхностное натяжение между нефтью и водой;

θ – контактный угол смачивания поверхности пор смачивающей жидкостью;

r – средний радиус порового канала.

Для вытеснения нефти из канала переменного сечения необходимо преодолеть капиллярное давления

$$P_k = 2\sigma \cos \theta \left(\frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1} \right) \quad (2)$$

где r_1, r_2 – большой и малый радиус порового канала.

Для оценки возможности повышения эффективности вытеснения нефти в условиях высокой микрон неоднородности структуры порового пространства керна Вишнево-Полянского месторождения были определены значения возможного снижения капиллярного давления за счет уменьшения поверхностного натяжения с 20 мН/м до 0,6 мН/м с применением ПАВ. Поверхностное натяжение между нефтью и водой

определялось на тензиометре DataPhysics DCAT 11 EC ($\sigma_{cp}=19,84$ мН/м). Расчетный косинус угла смачивания породы в системе «нефть-вода» по тульско-бобриковскому горизонту составил $\cos \theta = 0,207$.

Результаты оценки возможного снижения капиллярного давления за счет применения ПАВ при вытеснении нефти из канала переменного сечения водой ($R_{к\text{вода}}$) и раствором ПАВ ($R_{к\text{ПАВ}}$), представлены в табл. 3.

Таблица 3

Изменения капиллярного давления в результате применения ПАВ

Образец керна	Минимальный радиус пор (до 1 мм ³), мкм	Максимальный радиус пор (до 1 мм ³), мкм	Средний радиус пор (до 1 мм ³) по исследуемому образцу керна, мкм	$R_{к\text{вода}}$, Па (при $\sigma=20$ мН/м)	$R_{к\text{ПАВ}}$, Па (при $\sigma=0,6$ мН/м)	Изменение капиллярного давления (R_k), Па
1С	26	288	65	293	9	284
2С	13	422	59	595	18	577
3С	58	611	83	129	4	125
4С	36	620	58	213	6	207
5С	30	620	83	263	8	255
6С	13	605	75	601	18	583
7С	13	228	40	578	17	561
8С	13	208	42	575	17	558
9С	30	617	84	263	8	255
Среднее значение	26	469	65	390	12	378

В соответствии с табл. 3 была выполнена оценка снижения капиллярного давления при применении ПАВ - более чем в 33 раза.

Выводы

1. При выборе и проектировании технологий увеличения нефтеизвлечения показана и экспериментально обоснована необходимость оценки микронеоднородности и изменчивости структуры порового пространства.

2. Показано, что в результате применения ПАВ и уменьшения поверхностного натяжения с 20 мН/м до 0,6 мН/м для структуры пористой среды Вишнево-Полянского месторождения возможно снижение капиллярного давления более чем в 33 раза.
3. С учетом высокой вариабельности размеров пор и необходимости снижения капиллярного давления не только в крупных, но и мелких порах, для выбора раствора ПАВ в технологиях увеличения нефтеизвлечения предложено проведение исследований, как в направлении изучения свойств ПАВ, так и структуры порового пространства.

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 №14.610.21.0019 от 23.10.17 по теме «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть» уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019.

Список литературы:

1. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов.-М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «регулярная и хаотическая динамика», 2007.- 400с.
2. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

References:

1. L. Kosentino. *Sistemnyie podkhodyi k izucheniyu plastov* [Integrated reservoir studies]. Izhevsk: Institute for Computer Studies Publ., 2007. 400 p. (in Russian)
2. Surguchev M.L. *Vtorichnyye i tretichnyye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary oil recovery methods]. Moscpw: Nedra Publ., 1985. 308 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Шайхразиева Ляйсан Равилевна, аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: layissan@mail.ru

Орехов Евгений Валерьевич, старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: opexov@yandex.ru

Аленькин Даниил Анатольевич, магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: danielalunken@yandex.ru

Authors

Shaykhrazieva L.R., Postgraduate Student, Chair of Reservoir Engineering, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: layissan@mail.ru

Orekhov E.V., Senior lecturer, Chair of Reservoir Engineering, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: opexov@yandex.ru

Alen'kin D.A., Master's Student, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: danielalunken@yandex.ru

Шайхразиева Ляйсан Равилевна
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
тел.: 8(8553) 31-00-88
E-mail: layissan@mail.ru