

DOI 10.25689/NP.2019.2.197-209

УДК 622.276.1/4

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ НА МОДЕЛИ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАСТВОРИТЕЛЕЙ

¹Закиров И.С., ¹Захарова Е.Ф., ²Разумов А.Р., ¹Белошапка И.Е.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт

²Институт «ТатНИПИнефть»

EVALUATION OF OIL SWEEP EFFICIENCY BASED ON THE RESULTS OF LABORATORY EXPERIMENTS WITH FORMATION MODEL USING HEAT EXPOSURE AND SOLVENTS

¹Zakirov I.S., ¹Zakharova E.F., ²Razumov A.R., ¹Beloshapka I.E.

¹Almetyevsk state Petroleum Institute

²TatNIPIneft Institute

E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Аннотация. В связи со снижением запасов традиционной нефти в мире, растёт интерес к месторождениям природных битумов, которые в России в Республике Татарстан представляют большой ресурсный потенциал. При этом существующие технологии их добычи довольно затратные, технологически сложные и позволяют достичь невысоких значений коэффициента нефтеизвлечения.

Парогравитационное дренирование парными горизонтальными скважинами стало базовой технологией разработки участков залежей с нефтенасыщенными толщами свыше 10 метров. При меньших значениях толщин пластов в краевых зонах залежей битуминозной нефти скважины подвергаются циклической обработке паром, чередующейся с циклами отбора подогретой нефти, и характеризуются маржинальной экономической эффективностью.

Для повышения выработки запасов краевых зон залежей битуминозной нефти в условиях высокой неоднородности нефтенасыщенного пласта перспективна закачка оторочки растворителя, которая будет способствовать снижению вязкости битуминозной нефти, а также дополнительному отмыву от породы, увеличит зону

дренирования скважин и будет нацелена на выработку запасов, не подверженных воздействию паром. Однако необходима предварительная «отработка» новых технологий в лабораторных условиях, масштабируя полученные результаты на реальное месторождение. Наиболее близкими к реальным условиям пласта являются фильтрационные эксперименты, проведение которых дает возможность сократить риски при опытно-промышленных работах.

В статье представлены результаты лабораторных фильтрационных исследований по оценке коэффициента вытеснения битуминозной нефти на насыпной модели пласта с применением теплового воздействия и различных композиций растворителей, разработанных в рамках федерального целевого проекта.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, фильтрационные исследования, керновый материал, проницаемость, битуминозная нефть, насыпная модель.

Abstract. Due to the worldwide decline in reserves of conventional oil, there is a growing interest in natural bitumen deposits, which represent a large resource potential in Russia and in the Republic of Tatarstan in particular. At the same time, the existing technologies for their production are quite expensive, technologically complex and do not allow for achieving high values of oil recovery.

Steam assisted gravity drainage (SAGD) using paired horizontal wells has become the basic technology for the development of deposits with pay zones exceeding 10 meters. Thinner strata located in the edge zones of bituminous oil deposits of the well undergo cyclic steam treatment alternating with cycles of heated oil production and are characterized by marginal economic efficiency.

Injection of a solvent margin is a promising technology to increase reserve recovery in edge zones of bituminous oil deposits with high heterogeneity of the oil-saturated reservoir. It will reduce the viscosity of bituminous oil, as well as additional washing out of the rock, increase the drainage area of wells, and will be aimed at developing reserves that are not exposed to steam. However, a preliminary fine-tuning of the new technology in laboratory conditions is needed, with the further scaling-up of the results for a real field. The closest to in-situ conditions is the penetration test which makes it possible to reduce the risks during the Pilot commercial Development.

The article shows the results of laboratory penetration test evaluating the recovery factor of bituminous oil at a bulk reservoir model using heat exposure and various solvent formulas developed as part of the federal target project.

Key words: sweep efficiency coefficient, core studies, core material, permeability, bituminous oil, bulk model.

В связи с интенсивной выработкой запасов легких нефтей необходимость вовлечения в разработку запасов природных битумов становится всё более актуальной для нефтедобывающих компаний [1,2].

Использование фильтрационных исследований позволяет оценить эффективность разрабатываемых технологий добычи сверхвязких нефтей до внедрения на месторождении [3,4]. В настоящее время определение коэффициента вытеснения нефти при проведении фильтрационного эксперимента регламентируется ОСТ 39-195-86 [5], в котором отсутствует порядок проведения работ на насыпных моделях пласта, в том числе и при применении теплового воздействия [6]. В настоящей работе предложена методика, позволяющая определить коэффициент вытеснения битуминозной нефти из насыпной модели пласта при воздействии паром и композициями растворителей, без влияния реальной геологической изменчивости пласта.

Насыпные модели пласта используются для физического моделирования условий тех месторождений, керн которых легко разрушается при нормальных условиях. Так как в битумных месторождениях роль цемента в породе выполняет непосредственно битум, для моделирования условий Ашальчинского нефтяного месторождения в экспериментах использовались насыпные модели пласта.

Для подготовки насыпной модели немолотый кварцевый песок, насыщенный битуминозной нефтью, отобранной из скважин Ашальчинского нефтяного месторождения, из расчета 11,6% нефтенасыщенности по массе, равномерно заполнялся в кернадержатель, с постепенным уплотнением насыпаемого материала. По завершению процесса заполнения кернадержателя объемная плотность насыпной модели должна составлять 1,6-2,0 кг/м³. Это соответствует плотности реального образца керна Ашальчинского нефтяного месторождения.

Кроме того, предварительно измерялся внутренний объем кернодержателя и рассчитывался геометрический объем модели:

$$V_{\text{мод}} = \frac{\pi d^2}{4} \cdot l, \quad (1)$$

где: $V_{\text{мод}}$ – объем модели, см^3 ; d – диаметр модели, см ; l – длина модели, см .

Вес нефтенасыщенного песка в модели $P_{\text{п}}$ определялся по разнице веса приготовленной смеси песка и нефти, и веса остатка смеси, не вошедшей в кернодержатель.

Содержание нефти в песке $S_{\text{н}}$ рассчитывалось по формуле:

$$S_{\text{н}} = P_{\text{п}} \cdot 11,6/100, \quad (2)$$

где $P_{\text{п}}$ – вес нефтенасыщенного песка в модели, г .

Объем песка определялся с учетом веса нефтенасыщенного песка в модели $P_{\text{п}}$ и содержания нефти в ней $S_{\text{н}}$ по формуле:

$$V_{\text{п}} = (P_{\text{п}} - S_{\text{н}})/2,65, \quad (3)$$

Затем рассчитывался объем пор модели:

$$V_{\text{пор}} = V_{\text{мод}} - V_{\text{п}}, \quad (4)$$

где V – объем пор модели, см^3 ; $V_{\text{мод}}$ – объем модели, см^3 ; $V_{\text{п}}$ – объем песка в модели, см^3 .

С использованием насыпной модели длиной 100 см и диаметром 3 см на фильтрационной установке Геологика «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т» (Рис.1) был выполнен ряд экспериментов по вытеснению битуминозной нефти паром и различными композициями растворителя. Программным обеспечением установки предусмотрена регистрация в автоматическом режиме данных с датчиков давления и температуры.

После подготовки фильтрационной установки к измерениям в соответствии с инструкцией по эксплуатации, был произведен замер объема модели методом пролива дистиллированной воды. Объем модели составил 706,8583 см^3 .

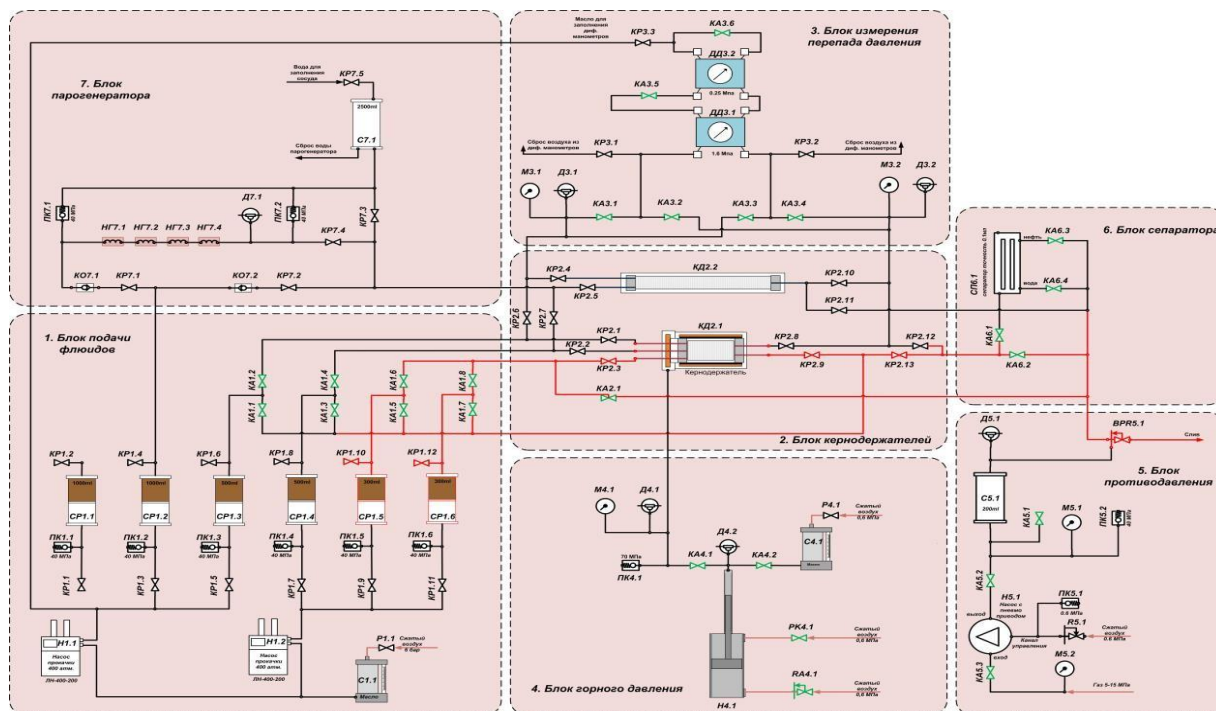


Рис. 1 - Гидравлическая схема установки «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т»

Термостатирование насыпной модели пласта путем включения электронагревателей, установленных на поддержание температуры до 150 °С, позволило сократить время проведения эксперимента, так как и в лабораторных и в пластовых условиях требуется значительное время для прогрева пласта с помощью энергии пара. Кроме того, это позволило нивелировать воздействие внешних негативных факторов, например кратковременного отключения подачи пара, связанного с ограниченным объемом водяной емкости парогенератора. В пласте подобные проблемы несущественны в связи с масштабом зоны воздействия.

Фильтрационные эксперименты по вытеснению битуминозной нефти с применением пара выполнялись при заданной скорости закачки пара 1 мл/мин, с постоянным контролем перепада давления. Количество воды, использованной для приготовления пара, составило пять объемов пор насыпной модели.

По мере заполнения цилиндра на выходной трубке установки, по шкале определялся объем вытесненной нефти. После прокачки паром пяти

поровых объёмов модели, начинали закачку композиции. Количество растворителя, используемого при закачке с паром, составило 10% от объёма пор насыпной модели. После прокачки композиции растворителя выходной конец модели перекрывался и выдерживался в течение 30 минут.

С учетом времени выдержки на капиллярную пропитку модели начиналось довытеснение нефти из модели паром. После окончания экспериментов определялся коэффициент вытеснения из насыпной модели по соотношению:

$$\beta = \frac{V_n}{V_{n.нач}}, \quad (5)$$

где β - коэффициент вытеснения нефти; V_n - объем вытесненной из насыпной модели нефти; $V_{n.нач}$ - объем нефти, первоначально содержащийся в насыпной модели, определяемый по разности объемов пустот и остаточной воды.

В рамках выполнения ПНИЭР по соглашению о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г. №14.607.21.0195 на базе ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» в лаборатории «Проблем добычи высоковязких нефтей и природных битумов» были проведены исследования по выбору оптимального состава композиции растворителя (из 14 исследуемых составов) для применения в условиях опытно-промышленных работ (ОПР) на Ашальчинском месторождении [7]. В состав выбранных композиций растворителей (составы 7, 9 и 12) были включены химические реагенты, понижающие вязкость битуминозной нефти и предотвращающие возможность выпадения асфальтенов в пласте при совместном воздействии с паром. Кроме этого при выполнении ПНИЭР была доказана способность сохранения свойств по выбранным составам растворителей при воздействии высоких температур.

Реализация экспериментов в пароциклическом режиме вытеснения битуминозной нефти паром и растворителями с ПАВ на насыпной модели пласта (без моделирования «связанной» воды) заключалась в выполнении следующей последовательности этапов:

1 этап – первичное вытеснение битуминозной нефти паром (закачка пяти поровых объемов модели пласта пара при температуре 150 °С) и отбор продукции $V_{н1}$;

2 этап – закачка оторочки композиции растворителя (размером 10% от объема пор модели пласта) и отбор продукции $V_{н2}$;

3 этап – перекрытие одного конца трубки (выход), выдержка модели при 150 °С в течение 30 минут;

4 этап – прокачка пяти поровых объемов модели пласта пара и отбор продукции $V_{н3}$.

Зная начальный объем нефти в модели ($V_{н(исх)}$), объем нефти, вытесненный паром, на выходе ($\sum V_{н1}$), был рассчитан первичный коэффициент вытеснения нефти при 150 °С по формуле:

$$K_{\text{выт.1}} = \frac{\sum V_{н1}}{V_{н(исх)}} \cdot 100, \quad (6)$$

Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет закачки композиции растворителя рассчитывался по отношению вытесненной растворителем нефти к исходной нефти, содержащейся в породе после закачки пара по формуле:

$$K_{\text{выт2}} = \frac{\sum V_{\text{нр}}}{V_{н(исх)}} \cdot 100, \quad (7)$$

Песок после окончания экспериментов удалялся из модели и просушивался. Количество извлеченной нефти определялось весовым методом. Производилась оценка веса с определением массы высушенного песка с нефтью.

На основе полученных данных рассчитывался конечный коэффициент вытеснения нефти закачкой пара с композицией растворителя по формулам:

$$K_{\text{выт.кон}} = \frac{V_{\text{н(исх)}} - V_{\text{н(доб)}}}{V_{\text{н(исх)}}} \cdot 100, \quad (8)$$

$$K_{\text{выт.кон}} = \frac{M_{\text{нп(исх)}} - M_{\text{нп(кон)}}}{M_{\text{н(исх)}}} \cdot 100, \quad (9)$$

где $V_{\text{н(исх)}}$ – начальный объем нефти в модели, см^3 ; $V_{\text{н(доб)}} = V_{\text{н1}} + V_{\text{н2}} + V_{\text{н3}}$ – объем нефти, полученной в результате эксперимента, см^3 ; $M_{\text{нп(исх)}}$ – исходная масса нефтенасыщенного песка в модели, г; $M_{\text{нп(кон)}}$ – конечная масса нефтенасыщенного песка в модели, г; $M_{\text{н(исх)}}$ – исходная масса нефти в модели, г.

В качестве базового варианта (Рис. 2) был выполнен эксперимент с вытеснением битуминозной нефти только паром, в котором необходимость проведения второго и третьего этапов отсутствовала.

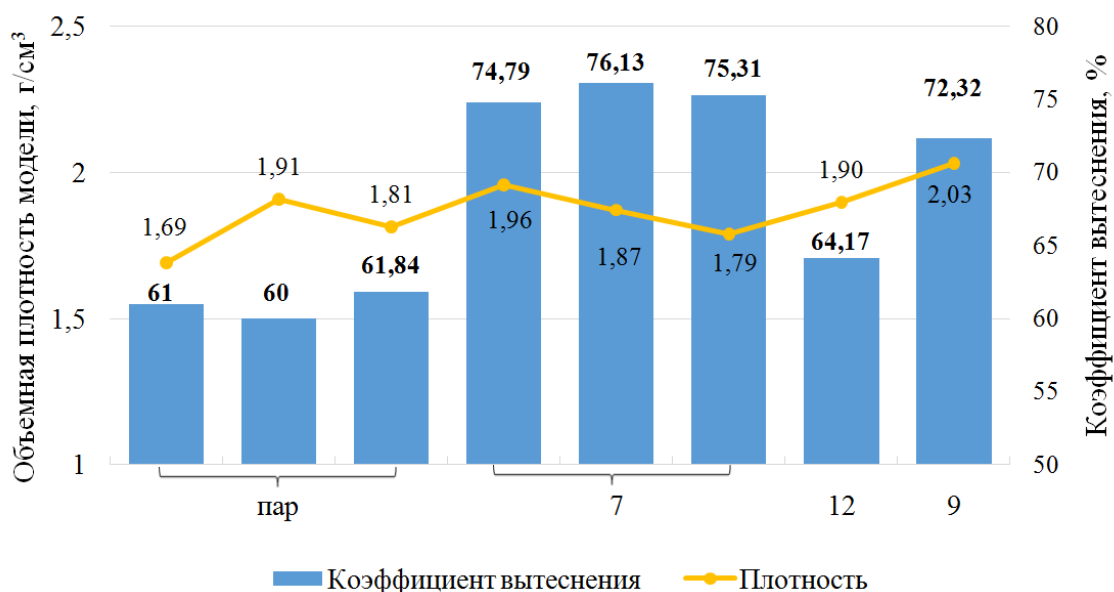


Рис. 2. Данные по фильтрационным экспериментам

Результаты фильтрационных экспериментов с композициями растворителя 7, 9 и 12 и с чистым паром приведены на рис. 2, из которого

очевидно, что значения объемной плотности созданных насыпных моделей варьировали в интервале, соответствовали плотности реального керна ($1,69-1,96 \text{ г/см}^3$), и лучший результат по вытеснению битуминозной нефти из насыпной модели получен с применением композиции 7.

Полученные данные по эффективности составов растворителей на насыпных моделях пласта не совпали с результатами ранее проведенных лабораторных исследований по Методике комплексного выбора композиции растворителя для воздействия на битуминозную нефть (заявка № 2018137783, приор. 25.10.18), в которых по интегрированной оценке с учетом пяти критериев (термостабильность, степень снижения вязкости, изменение содержания асфальтенов, степень диффузии и отмыва кернового материала), была выбрана композиции 9, тогда как по результатам фильтрационных экспериментов - композиция 7. Это может быть объяснено тем, что в ходе проведения фильтрационных экспериментов имитировались условия (давление и температура), приближенные к пластовым. Зависимости, полученные в этом эксперименте, приведены на рис. 3 - 4.



Рис. 3. Результаты регистрации данных с датчиков давления при закачке пара



Рис. 4. Результаты регистрации данных с датчиков давления при закачке пара и композиции растворителя

В результате проведения лабораторных фильтрационных экспериментов было установлено, что совместное воздействие пара и композиций растворителя повышает коэффициент вытеснения до 15 пунктов по сравнению с использованием чистого пара.

Из рассматриваемых композиций растворителя, наиболее эффективной является композиция растворителя 7, рекомендованная для проведения ОПР на скважинах-кандидатах Ашальчинского нефтяного месторождения.

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 [7].

Список литературы

1. Белошапка И.Е. Обзор технологий добычи сверхвязкой нефти и природных битумов // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том XVI. Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2017. – С. 11-16.
2. Хисамов, Р.С. Анализ эффективности выработки запасов сверхвязкой битуминозной нефти при парогравитационном воздействии [Текст] / Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2014. - №7. - С. 24-27.
3. Белошапка И.Е., Ганиев Д.И. Применение фильтрационных исследований для изучения технологий разработки месторождений нетрадиционных коллекторов и трудноизвлекаемых запасов нефти // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия «Инженерные исследования». 2018. Т. 19. №3. С. 343-357 DOI 10.22363/2312-8143-2018-19-3-343-357.
4. Ганиев Д.И., Белошапка И.Е. Контроль эффективности разрабатываемых технологий повышения нефтеотдачи пластов на основе фильтрационных исследований // Рассохинские чтения [Текст] : материалы международной конференции (1–2 февраля 2018 года). В 2 ч. Ч. 2 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2018. – 281 с. : ил. С. 10-13.
5. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента нефти водой в лабораторных условиях. Введ. 1987-01-01. М.: Миннефтепром, 1986.
6. Белошапка И.Е., Ганиев Д.И. Применение фильтрационных исследований для опробования технологий парового воздействия при добыче сверхвязкой нефти и природных битумов // Рассохинские чтения [Текст] : материалы международной конференции (1–2 февраля 2018 года). В 2 ч. Ч. 2 / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2018. – 281 с. : ил. С. 7-10.
7. Отчет о прикладных и 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 и кернового материала, анализируемых пластовых систем под влиянием техногенных факторов», (Соглашение о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г. №14.607.21.0195. – Научный руководитель проекта, д.т.н., Закиров И.С.). – Альметьевск, - АГНИ. – 2018. – Книга 1. – 417 с.

References

1. Beloshapka I.E. *Obzor tekhnologii dobychi sverkhvyazkoy nefti i prirodnikh bitumov* [Review of heavy oil and natural bitumen recovery technologies]. Bulletin of Almeteyevsk State Oil Institute. Volume XVI. Almeteyevsk: Almeteyevsk State Oil Institute, 2017. pp. 11-16.
2. Khisamov, R.S. Analiz effektivnosti vyrabotki zapasov sverkhvyazkoy bituminoznoy nefti pri parogravitatsionnom vozdeystvii [Analysis of heavy, bituminous oil production performance in SAGD applications]. *Neftyanoe Khosyaistvo*, 2014, No. 7, pp. 24-27.

3. Beloshapka I.E., Ganiev D.I. *Primenenie fil'tratsionnykh issledovaniy dlya izucheniya tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy netraditsionnykh kollektorov i trudnoizvlekaemykh zapasov nefti* [Application of fluid flow analysis to study technologies for development of unconventional and hard-to-recover oil fields]. Bulletin of Peoples' Friendship University of Russia, a series of "Engineering research", 2018. Volume 19, No. 3, pp. 343-357. DOI 10.22363/2312-8143-2018-19-3-343-357.
4. Ganiev D.I., Beloshapka I.E. *Kontrol' effektivnosti razrabatyvaemykh tekhnologiy povysheniya nefteotdachi plastov na osnove fil'tratsionnykh issledovaniy* [Control of efficiency of developed enhanced oil recovery technologies based on fluid flow studies]. Rassokhin's readings: international conference proceedings (1–2 February 2018). Ukhta: UGTU, 2018, pp. 10-13.
5. OST 39-195-86. *Neft'. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefti vodoy v laboratornykh usloviyakh*. [Petroleum. Determination of oil recovery factor by water in laboratory condition]. Introduced in 1 January 1987. Moscow: Minnefteprom, 1986.
6. Beloshapka I.E., Ganiev D.I. *Primenenie fil'tratsionnykh issledovaniy dlya oprobovaniya tekhnologiy parovogo vozdeystviya pri dobyche sverkhvyazkoy nefti i prirodnykh bitumov* [Fluid flow analysis used to test steam stimulation technologies for production of heavy oil and natural bitumen]. Rassokhin's readings: international conference proceedings (1-2 February 2018). Ukhta: UGTU, 2018, pp. 7-10.
7. Report on applied and scientific research targeting the "Development of science and technology solutions for extraction of unconventional (Domanic sediments) and hard-to-recover (bituminous) oil reserves" based on experimental studies of the second stage "Identification of the main trends of changes in reservoir fluid and core characteristics under the influence of technology-related factors" (Grant agreement as of 26 September 26.09.2017 No.14.607.21.0195. Zakirov I.S. Dr. Sc., Project Research Advisor). Almet'yevsk, Almet'yevsk State Oil Institute. 2018, 417 p.

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

Разумов Андрей Рафаилович, инженер 1 категории отдела увеличения нефтеотдачи пластов института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: rar@tatnipi.ru

Белошапка Иван Евгеньевич, инженер ЦНТИ, сектор Доманик-битум, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ivan-kursk@mail.ru

Authors

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

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

Razumov A.R., Engineer, Enhanced Oil Recovery Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: rar@tatnipi.ru

Beloshapka I.E., Engineer, Domanic-bitumen sector, Almeteyvsk State Oil Institute, Almeteyvsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: ivan-kursk@mail.ru

Захарова Елена Федоровна
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
тел.: +7 9600790289
E-mail: zakharovaef@yandex.ru