

Физическое моделирование технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

Ю.В. Ваньков

д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и системы теплоснабжения»¹
yvankov@mail.ru

В.В. Кунеевский

к.т.н., начальник отдела инженерных систем и оборудования²
kuneevskiyv@mail.ru

В.Б. Оснос

ведущий инженер отдела научно-технического обеспечения²
vladimir-b@mail.ru

¹ФГБОУ ВПО «Казанский государственный энергетический университет», Казань, Россия

²Институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Проблема вовлечения залежей трудноизвлекаемых запасов нефти (высоковязкая нефть — ВН, сверхвысоковязкая нефть — СВН, битум — Б) в активную разработку по мере выработки запасов легкой нефти становится всё более актуальной. Методы теплового воздействия на пласт перспективны как методы увеличения нефтеотдачи пластов и как едва ли не единственный способ добычи высоковязких нефтей и битумов. На сегодняшний день известны и широко применяются в Республике Татарстан две технологии термического воздействия на пласт для добычи высоковязкой и битуминозной нефти (битум): технология «Внутрипластового подвижного очага горения» (ВПГ) и технология «Парогавиационного воздействия на пласт» (ПГВ) — закачка в пласт горячих теплоносителей (вода и пар) [1–3]. Однако данные технологии являются очень энергозатратными. Для снижения материальных и энергетических затрат была разработана новая технология добычи трудноизвлекаемых запасов [4–8] (рис. 1), заключающаяся в следующем.

В скважину спускают теплообменник, выполненный в виде «труба в трубе», по которому прокачивается в замкнутом цикле теплоноситель, предварительно нагретый на поверхности. В качестве теплоносителя может использоваться любой высокотемпературный теплоноситель (ВТТ), например, синтетическое масло

«Therminol» фирмы «Solutia Inc», предназначенное для работы в диапазоне температур от -115 до +450°C в жидкой среде, или аналогичные масла других производителей: «BP», «Shell».

При этой технологии высокотемпературный теплоноситель, проходя через теплообменник, прогревает вплоть до кипения продукцию пласта, находящуюся в горизонтальном стволе скважины. Вода и низкокипящие фракции нефти испаряются, разогревают пространство вокруг горизонтальной скважины, увеличивая текучесть нефти. Прогретая за счет естественной конвекции продукция пласта стекает вниз, откуда отбирается на поверхность [4, 7].

С целью физического моделирования и изучения конвекционных процессов, происходящих в нефтеносном пласте при его прогреве по предлагаемой технологии, разработан лабораторный стенд (рис. 2).

Стенд представляет собой параллелепипед длиной 440 мм, шириной 250 мм и высотой 680 мм, вдоль длинной стороны которого в нижней части проходит перфорированный патрубок. В патрубок установлен нагревательный электрический элемент (секция электромаслонагревателя трубчатого, серии СЭМ ТУ 3443-001-16801570-2000, ООО НПП «Теплотехника», г. Октябрьский, РБ) мощностью 1,9 кВт, патрубок и крышка стенда оснащены манометрами ГОСТ 2405-88.

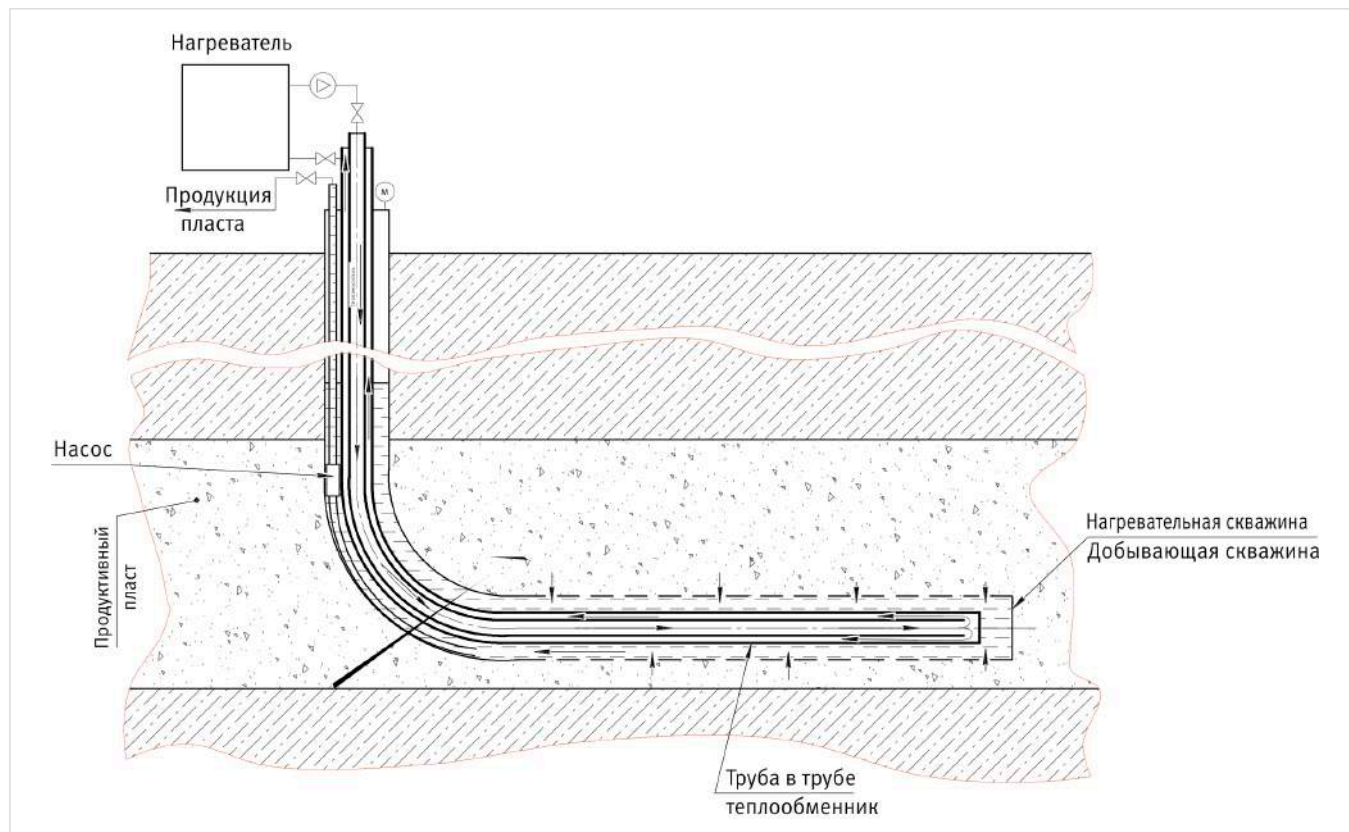


Рис. 1 — Схема реализации технологии нагрева пласта с использованием высокотемпературного теплоносителя

Верхний манометр ДМ 1001-400 кПа-1,5 ТУ (фирма «Росма», г. Санкт-Петербург) снабжен регулируемым пружинным аварийным клапаном, установленным на срабатывание при превышении начального давления на 0,1 МПа. Нижний манометр ДМ 1001-600 кПа-1,5 ТУ (фирма «Росма») жестко соединен с патрубком. Передняя стенка стенда выполнена из бронированного стекла для изучения процессов прогрева пласта с помощью тепловизора. На задней стенке установлены термодатчики на различных уровнях.

В первой серии исследований стенд заполнили смесью кварцевого песка и пластовой жидкости. Для заполнения стенда потребовалось примерно 22,5 л (22,5 дм³) жидкости и 128 кг (53,4 дм³) кварцевого песка ГОСТ 22551-77 [9] (30% жидкости в пористой среде). Стенд заполнялся последовательно партиями по 3 л жидкости и 17 кг (7,12 дм³)

песка с уплотнением песка без ударов до появления жидкости на поверхности. После достижения смеси уровня верхней кромки стекла верхнюю часть стенда заполнили густой глиной. Стенд сверху закрыли крышкой с прокладкой и герметично прижали к корпусу болтами, при этом излишки глины выдавились через горловину крышки. Излишки удалили, а горловину герметично закрыли пробкой. Выдержали перед испытаниями сутки для схватывания глины, играющей роль кровли пласта.

Показания с приборов снимали с периодичностью в 30 мин.

В ходе тепловизионных исследований установлено следующее. В процессе прогрева выше патрубка в нагреваемой среде образуется зона повышенной температуры (рис. 3), фронт которой со временем начинает распространяться вверх и в ширину (рис. 4, 5).

Методы теплового воздействия на пласт перспективны для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть и битум. Учитывая эти перспективы, специалистами «Казанского государственного энергетического университета» и института «ТатНИПнефть» была разработана новая технология прогрева продукции пласта, а также изготовлен лабораторный стенд, с помощью которого проведено физическое моделирование технологии добычи нефти с использованием естественной конвекции.

Материалы и методы

Разработан стенд, представляющий собой параллелепипед, в нижней части которого, поперек длинной стороны, проходит перфорированный патрубок с нагревательным элементом мощностью 1,9 кВт. Патрубок и крышка стенда оснащены манометрами ГОСТ 2405-88. Передняя стенка стенда выполнена из бронированного стекла для изучения процессов естественной конвекции при прогреве пласта с помощью тепловизора.

Ключевые слова

высокотемпературный теплоноситель, экономия энергетических ресурсов, добыча высоковязкой нефти и битума, стендовые испытания

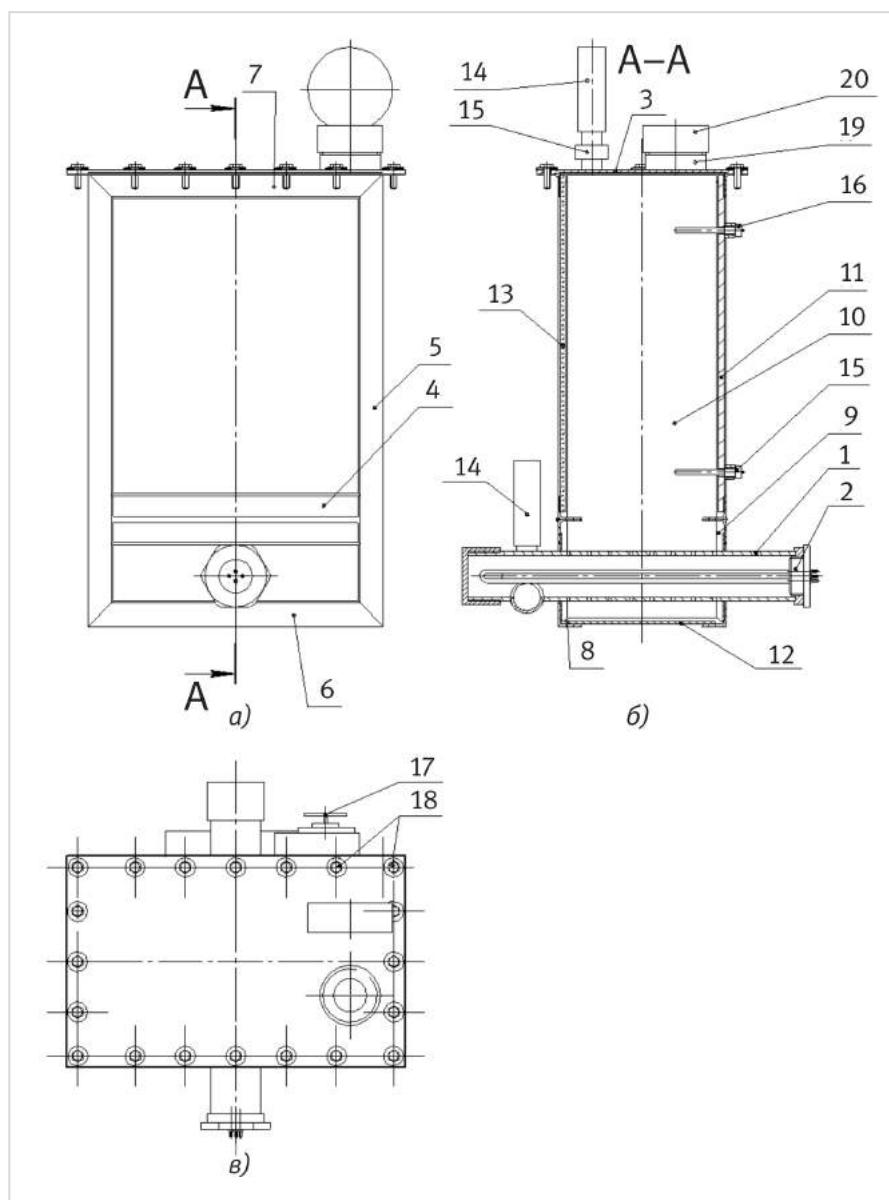


Рис. 2 — Вид стенда со стороны подключения нагревательного элемента (а), разрез А-А (б), вид сверху (в): 1 — перфорированный патрубок; 2 — нагревательный элемент; 3 — крышка; 4 — переключки; 5 — боковые уголки; 6 — передний и задний нижние уголки; 7 — передний и задний верхние уголки; 8 — верхние и нижние задние уголки; 9 — передняя и задняя нижние стенки с отверстиями; 10 — боковые стенки; 11 — задняя верхняя стенка; 12 — дно; 13 — термостойкое стекло; 14 — манометры; 15 — аварийный клапан; 16 — термодатчики; 17 — сливной кран; 18 — болты; 19 — горловина; 20 — пробка

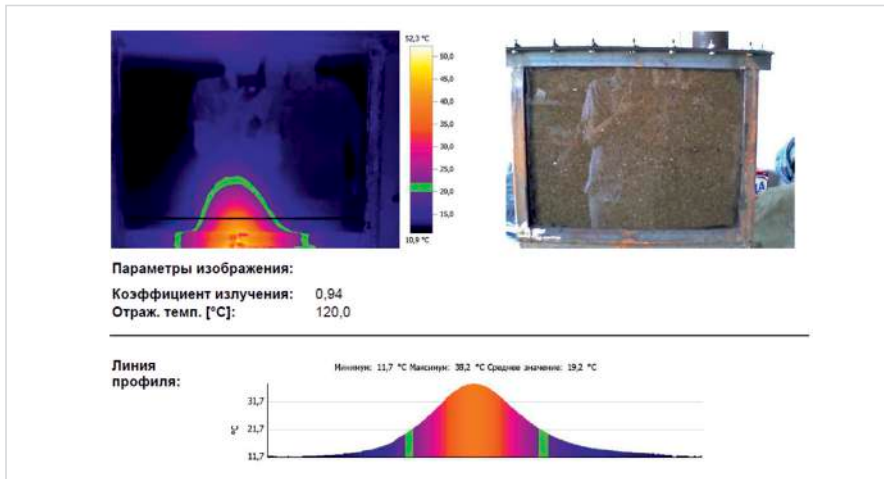


Рис. 3 — Начало нагрева

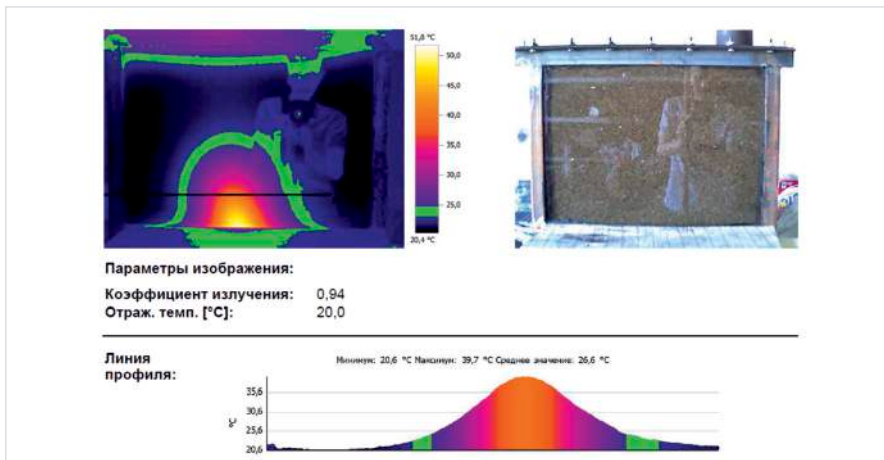


Рис. 4 — Через 0,5 часа после начала нагрева

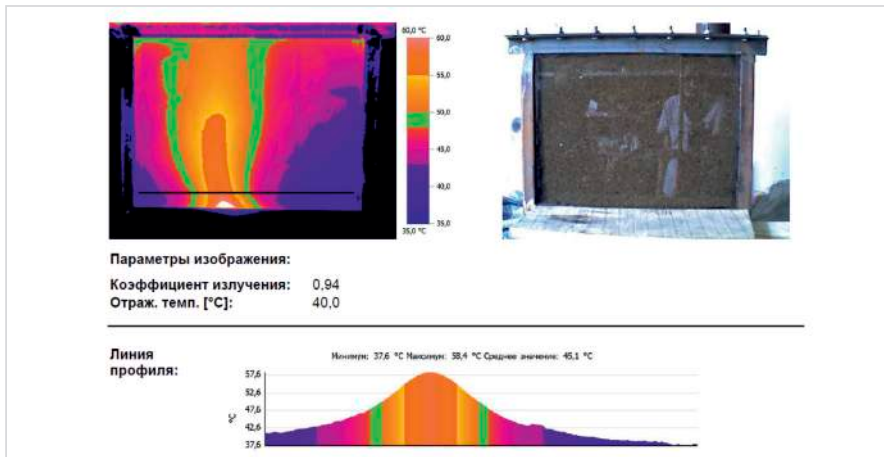


Рис. 5 — Через 3 часа после начала нагрева

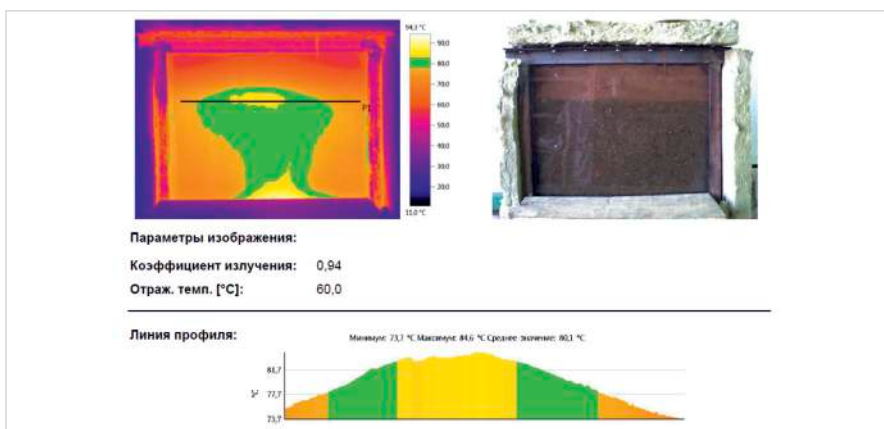


Рис. 6 — Образование паровой камеры через 11 часов после начала нагрева

При нагреве патрубка до температуры кипения воды при данном давлении в верхней части тепловой зоны образуется паровая камера с температурой на 10–20°C ниже температуры патрубка, но выше примерно на 1–5°C тепловой зоны вокруг камеры.

После этого паровая камера начинает расширяться и перемещаться вверх вместе с тепловой зоной до достижения глинистой корки (рис. 6). При достижении глинистой корки паровая камера и тепловая зона вокруг нее начинают только расширяться. Тепловая зона, расположенная между патрубком и паровой камерой, также расширяется, но не так интенсивно, как паровая камера и тепловая зона вокруг нее. При этом давление в стенде начинает расти (при испытании давление в стенде возросло на 0,06 МПа от первоначального) одновременно с температурой патрубка (достигает 106–113°C).

Изучение конвекционных процессов в пористых средах с различной проницаемостью

В ходе данной серии стендовых испытаний в качестве пористой среды применялся кварцевый песок различных фракций и, как следствие, различной проницаемости.

Использовались три вида песка [9]:

- марки Т или ПС-250 песок с большим количеством крупных фракций с проницаемостью более 500 мД;
- марки С-070-2 или С-070-1 с меньшим количеством крупных фракций с проницаемостью от 100 мД до 500 мД;
- марки ВС-050-2 или ВС-050-1 с мелкозернистыми фракциями с проницаемостью от 0 до 100 мД.

При нагреве среды с низкой проницаемостью паровая камера начала образовываться уже через 5 часов после начала нагрева (рис. 7), располагаясь в нижней части стенда.

Со временем паровая камера начала увеличиваться в размерах, перемещаясь вверх, но особенно интенсивно увеличиваясь в стороны (рис. 8).

При дальнейшем нагреве проведение опыта стало невозможным, так как паровая камера распределилась по всему периметру стенда и отслеживать ее рост не представлялось возможным.

Эксперимент с песком средней проницаемости показал, что в данном случае скорость прогрева медленнее, чем в более плотной среде, однако процессы более наглядные. Паровая камера стала образовываться через 9,5 часа после начала нагрева (рис. 9).

После чего она быстро достигла глинистой корки и стала расширяться (рис. 10), при этом давление в стенде стало расти. Разность показаний нижнего и верхнего манометров не превышала 0,01 МПа, то есть примерно равнялась давлению, создаваемому столбом жидкости в стенде (≈ 70 см). Через 11 часов нагрева, когда начальное давление возросло на 0,06 МПа, через патрубок стали сбрасывать давление. В результате вода между паровой камерой и патрубком вскипела (рис. 11).

При нагреве среды с большой проницаемостью сначала образовалась тепловая зона и потребовалось наибольшее время для создания паровой камеры — 12 часов (рис. 12).

Однако паровая камера увеличивалась с наибольшей скоростью после образования (рис. 13), давление при этом также росло более интенсивно.

В этом испытании был наименьший перепад температур, зафиксированный тепловизором, после образования паровой камеры. Причем паровая камера была наиболее подвижна и часто меняла свою форму, если рассматривать относительно первых двух опытов.

Через 12 часов нагрева, когда начальное давление возросло на 0,06 МПа, через патрубков стали сбрасывать давление. В результате вода между паровой камерой и патрубком вскипела и практически выровнялась температура (рис. 14).

Изменения температуры околотрубного пространства в средах с различной проницаемостью и давлением сведены в соответствующие графики (рис. 15, 16).

Анализ графиков показал, что прогрев среды состоит из четырех этапов:

- на первом этапе температура растет практически линейно, а давление практически не повышается;
- на втором этапе после достижения температуры кипения воды в зоне патрубка образуется паровая камера, температура растет незначительно или не растет вообще, давление не растет или растет в конце этапа незначительно;
- на третьем этапе паровая камера растет, температура и давление начинают расти;
- на четвертом этапе после разгерметизации стенда кипение становится очень интенсивным, давление резко снижается, а температура опускается.

Наибольший перепад температур в стенде после образования паровой камеры, зафиксированный тепловизором, наблюдался при нагреве среды с низкой проницаемостью.

Изучение процесса прогрева пласта, содержащего двухкомпонентную жидкость

Для изучения прогрева двухкомпонентной жидкости в пористой среде с нагревом и отбором из одного патрубка (модель технологии с применением высокотемпературного теплоносителя) в качестве пористой среды выбрали кварцевый песок марки ПБ-150², имеющий среднюю проницаемость. Для заполнения стенда потребовалось примерно 125 кг кварцевого песка, 11 л воды и 10 л нефти, имеющей при 85°C вязкость 81 мПа·с, что примерно равно вязкости продукции СВН Ашальчинского месторождения при той же температуре, составляющей 85 мПа·с. Сверху смесь закрыли глинистой коркой, играющей роль кровли пласта. Начальная водонасыщенность пласта при данных параметрах смеси составила примерно 0,5. Такая начальная водонасыщенность, при расположении нагревательного элемента ниже уровня ВНК, считается наименее благоприятной для добычи продукции пласта.

После начала испытаний прогрев среды внутри стенда шел аналогично предыдущим испытаниям, пока фронт тепловой зоны не достиг уровня ВНК, ниже которого стала образовываться паровая камера, увеличивающаяся со временем в размерах вместе с тепловой зоной под уровнем ВНК. После

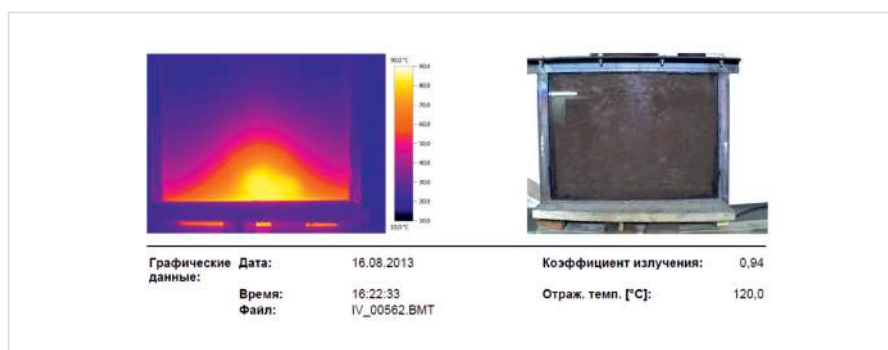


Рис. 7 — Начало образования паровой камеры

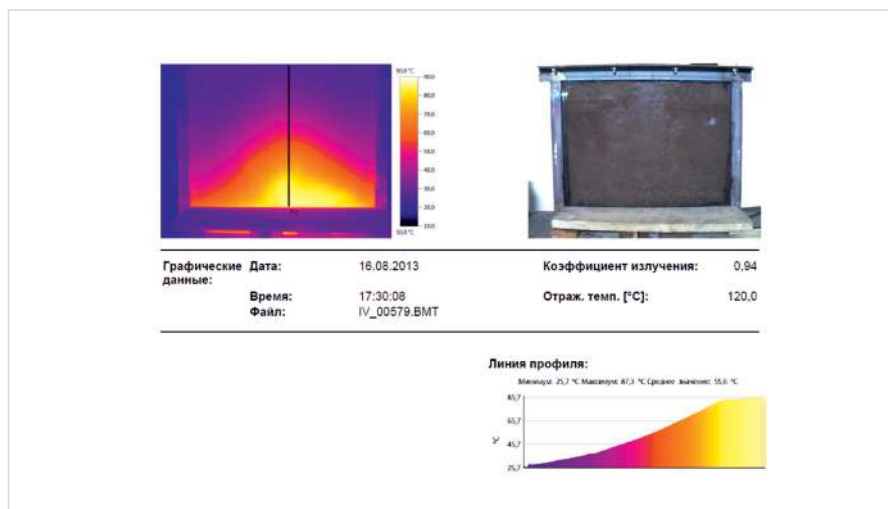


Рис. 8 — Паровая камера через 6,5 часа после начала нагрева

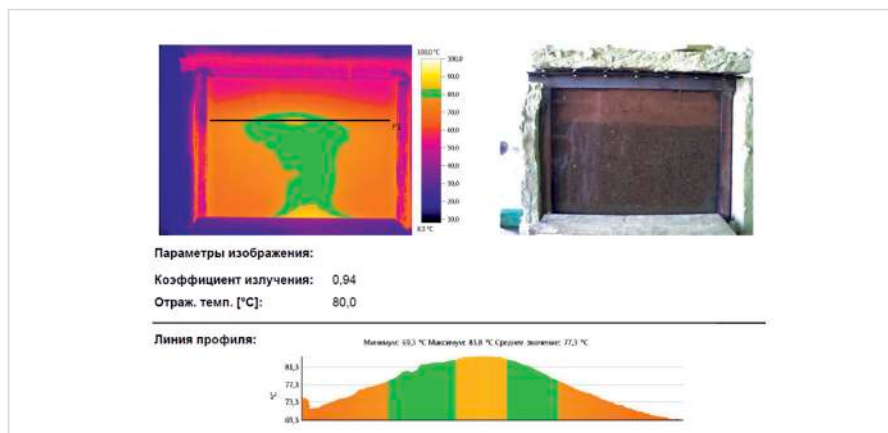


Рис. 9 — Начало образования паровой камеры через 9,5 часа нагрева

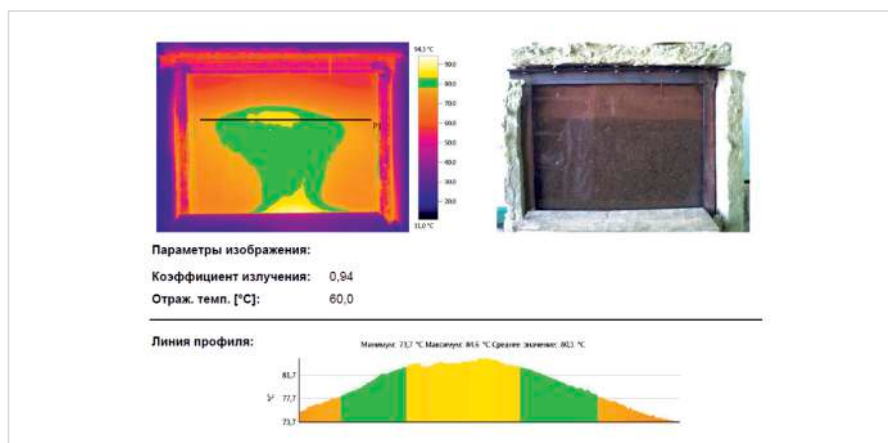


Рис. 10 — Увеличение паровой камеры через 10 часов нагрева

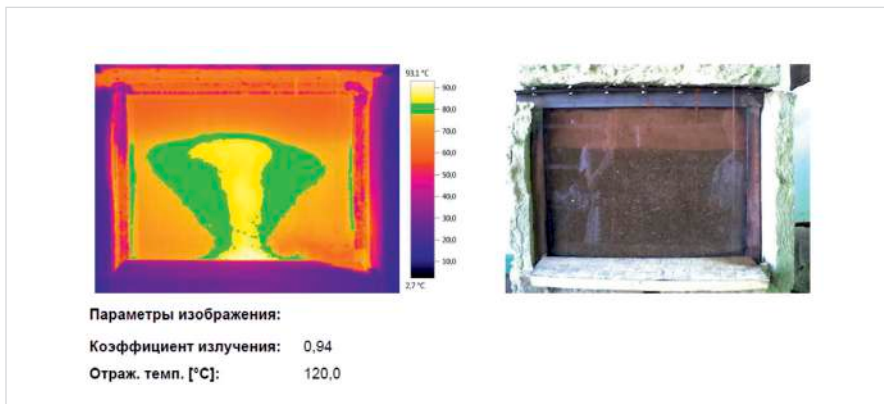


Рис. 11 — Паровая камера через 11 часов нагрева, вскипание жидкости при срабатывании давления через патрубков

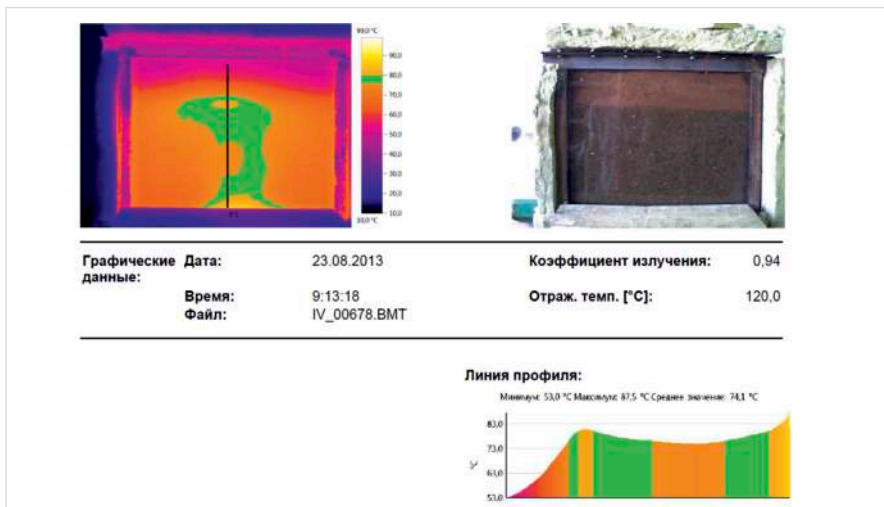


Рис. 12 — Начало образования паровой камеры через 13 часов нагрева

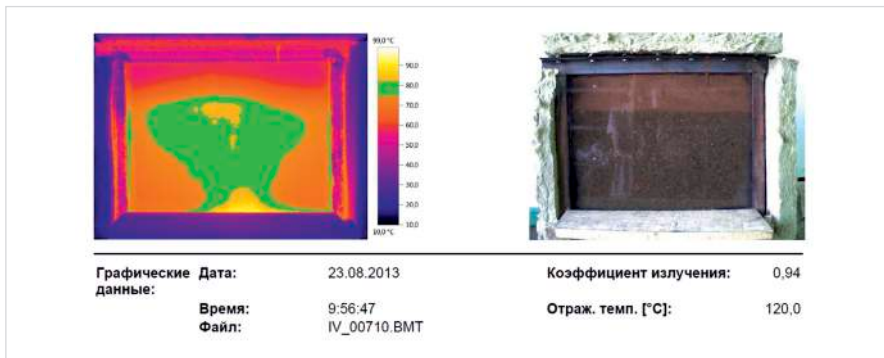


Рис. 13 — Паровая камера почти через 14 часов после начала прогрева

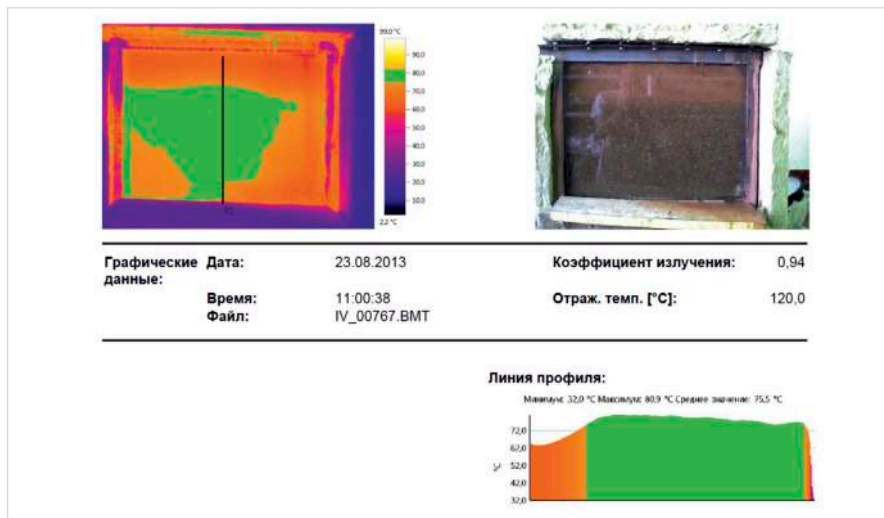


Рис. 14 — Вскипание воды в стенде после сброса давления через 15 часов нагрева

преодоления уровня ВНК тепловая зона и паровая камера быстро (в течение 10 мин) достигли глинистой корки (рис. 17).

По мере увеличения паровой камеры и прогрева среды внутри стенда уровень ВНК медленно снижается, так как пар, поднимаясь из-под уровня ВНК в паровую камеру, вытесняет нефть, а в месте прорыва пара через этот уровень он превращается постепенно в суспензию нефти в воде за счет интенсивного перемешивания восходящими пузырьками пара. Причем температура в зоне образующейся суспензии оказалась ниже, чем при испытаниях с водой (рис. 18).

Это связано с тем, что температура кипения воды с легкими углеводородными фракциями, нерастворимыми или с ограниченной растворимостью в воде и входящими в состав нефти и масел на ее основе, ниже температуры кипения воды до 20°C [10].

При дальнейшем прогреве и увеличении паровой камеры уровень ВНК, который стал белесым и размытым, все быстрее перемещался вниз в сторону патрубка (рис. 19). Во время роста паровой камеры давление возросло на 0,06 МПа, температура в патрубке достигла 113°C.

После достижения в патрубке температуры 114°C (через 16 часов прогрева) было решено открыть сливной кран, так как посчитали, что это связано с заполнением патрубка нефтью. В результате слилось около 0,5 л горячей нефти до паропроявления, связанного с вскипанием воды в стенде. Выдержав около 0,5 ч, сливной кран патрубка открыли, слилось около 1 л горячей нефти до паропроявления. Через час слили еще 2 л нефти. Слив еще около 2 л нефти через 0,5 часа, было решено прекратить испытания, так как в стенде наблюдалось интенсивное кипение воды.

В итоге получили 5,3 л нефти, что соответствует 53% коэффициенту извлечения нефти из двухфазной среды в самых неблагоприятных условиях работы.

При этом температура в патрубке снизилась до 107°C, а жидкость стала интенсивно кипеть.

Итоги

Проведено физическое моделирование технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти с использованием естественной конвекции.

Выводы

Физическое моделирование технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти показало:

1. чем ниже проницаемость пористой среды, тем быстрее происходит прогрев среды около нагреваемой трубы;
2. прогрев пористой среды во всех случаях происходит в три этапа: сначала температура растет практически линейно, а давление не повышается; потом при достижении температуры кипения воды в зоне патрубка образуется паровая камера, температура растет незначительно или не растет вообще, давление не растет или растет в конце этапа незначительно; на последнем этапе паровая камера растет, температура и давление растут;

- коэффициент извлечения нефти при технологии добычи трудноизвлекаемых запасов нефти с использованием только естественной конвекции составляет 53%;
- малая водонасыщенность получаемой продукции дает дополнительный энергосберегающий эффект при использовании данной технологии по сравнению с известными методами добычи.

Список используемой литературы

- Амирханов М.И. Исследование условий эффективного применения горизонтальных скважин на объектах разработки с трудноизвлекаемыми запасами нефти: Автореферат диссертации к.т.н.: 25.00.17. «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть». Защищена в «ТатНИПИнефть». Бугульма, 2008. 25 с.
- Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья: Монография. М.: КУБКа, 1997. 352 с.
- Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2011. 304 с.
- Ибатуллин Р.Р., Кунеевский В.В., Оснос В.Б., Зарипов А.Т., Абсалямов Р.Ш. Исследование эффективности применения высокотемпературных теплоносителей для добычи высоковязкой и битуминозной нефти // Нефтяное хозяйство. 2013. № 1. С. 62–64.
- Кунеевский В.В., Ваньков Ю.В., Оснос В.Б., Зарипов А.Т., Абсалямов Р.Ш. Энергосберегающая технология добычи высоковязких нефтей и битумов // Проблемы энергетики. 2012. № 5–6. С. 84–89.
- Кунеевский В.В., Ваньков Ю.В., Оснос В.Б., Зарипов А.Т., Абсалямов Р.Ш. Циркуляция высокотемпературного теплоносителя позволит удешевить добычу высоковязких нефтей и битумов // Нефтесервис. 2012. № 4 (20). С. 54–56.
- Оснос В.Б., Кунеевский В.В. Энергосберегающие технологии для добычи высоковязких нефтей и битумов. Труды XIII Международного симпозиума «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан». Казань, 2012. С. 87–91.
- Патент № 2471064. Способ теплового воздействия на пласт. Российская Федерация, МПК E21 B 43/24, 36/00.
- ГОСТ 22551-77.
- Патент №2387818. Способ разработки залежей тяжелых и сверхвысоковязких нефтей. Российская Федерация, МПК E21 B 43/24.

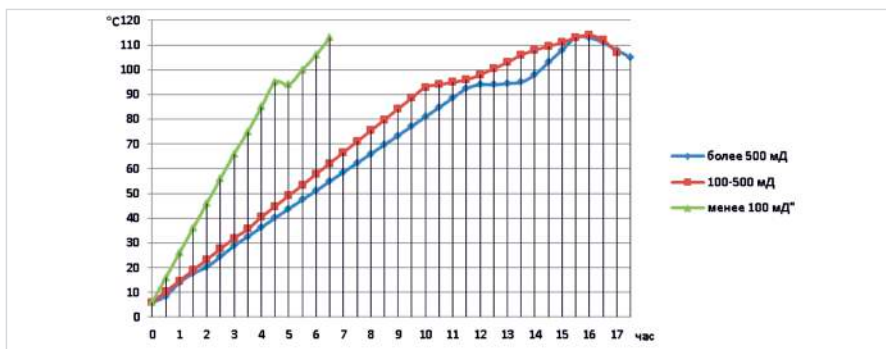


Рис. 15 — Изменение температуры в средах с различной проницаемостью

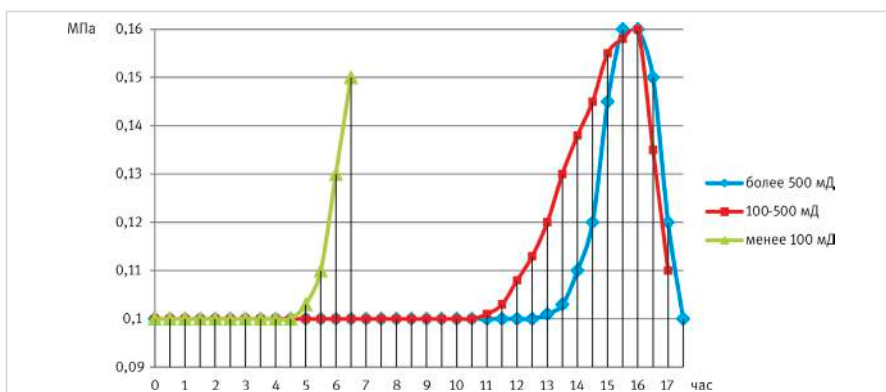


Рис. 16 — Изменение давления в средах с различной проницаемостью

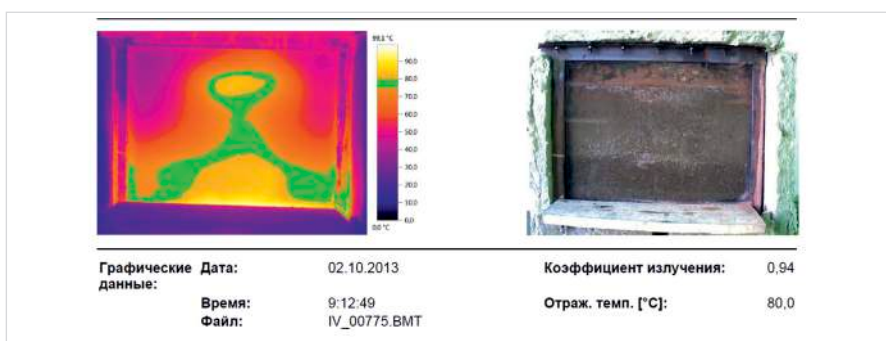


Рис. 17 — Паровая камера у глинистой корки через 11 часов нагрева

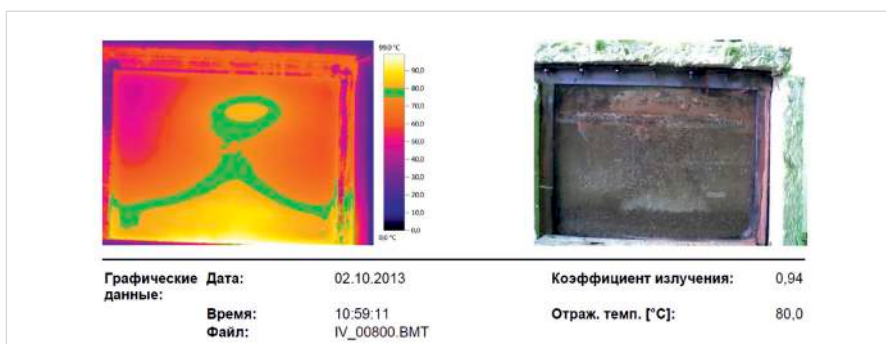


Рис. 18 — Паровая камера и тепловая зона через 14 часов нагрева

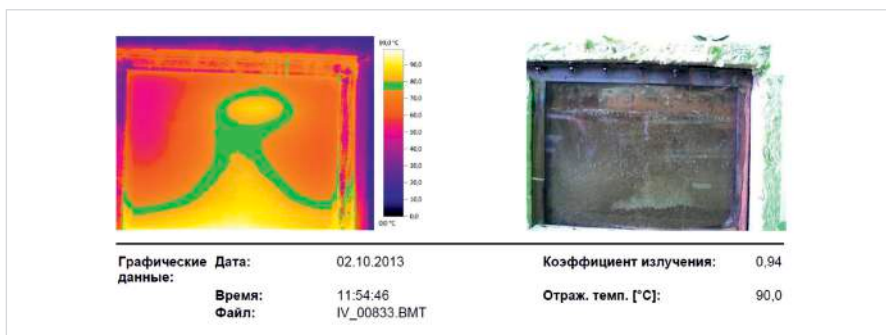


Рис. 19 — Паровая камера и тепловая зона через 15 часов нагрева

Physical modeling technology of hard-to-recover oil reserves production

UDC 622.276.652

Authors:

Yuri V. Vankov — ph.d., professor, head of the "Industrial power and heat supply systems" department¹; yvankov@mail.ru

Vladimir V. Kuneevskiy — ph.d., head of the department of engineering systems and equipment²; kuneevskiyv@mail.ru

Vladimir B. Osnos — leading engineer of the scientific technical support²; vladimir-b@mail.ru

¹Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russian Federation

²Institute "TatNIPIneft" of JSC "Tatneft". V.D. Shashin, Bugulma, Russian Federation

Abstract

Methods of thermal action are effective to increase a production rate of high-viscosity oil and bitumen oil formations. Specialists of TatNIPIneft and Kazan State Power Engineering University developed a new technology of oil formation heating. Also was made a laboratory bench to test a physical modeling technology of oil production with using natural convection.

Materials and methods

It was designed a stand shaped of 3D cube. Transverse to the long side of one (its lower part) extends the perforated joint with a heating spiral (1,9 kW capacity). Tube and cover are equipped with pressure gauges (GOST 2405-88). The front wall of the stand is made of armored glass to study a

process natural convection during oil formation's heating by thermal imager.

Results

The physical modeling of technology of oil production was run by using natural convection.

Conclusions

Physical modeling technology of hard-to-recover oil production method showed:

1. The lower a permeability of the porous medium, the faster a heating of a medium around a heated pipe.
2. There is a three stage of porous medium heating in all cases. At first, the temperature rises almost linearly and pressure doesn't rises. Second, steam pocket is

formed after a boiling point is reached in joint section. The temperature rise insignificantly or doesn't rise at all. The pressure doesn't rise or rise insignificantly at final of this stage. The steam pocket, temperature and pressure rise at the last stage.

3. Coefficient of hard-to-recover oil production's technology using only natural convection method is 53%.
4. The low water saturation provides effect of extra energy saving, which gives to this method more benefits before other ones.

Keywords

high-temperature heat-transfer carrier, saving of energy resources, efficiency the production of heavy oil and natural bitumen, bench testing

References

1. Amirkhanov M.I. *Issledovanie usloviy effektivnogo primeneniya gorizontallynykh skvazhin na ob'ektakh razrabotki s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefi* [A study of conditions of effective application of horizontal wells to develop sites with difficult oil reserves]. The dissertation author's Ph.D: 25.00.17. "TatNIPIneft" JSC "Tatneft". Defended in "TatNIPIneft." Bugul'ma, 2008, 25 p.
2. Galeev R.G. *Povyshenie vyrabotki trudno-izvlekaemykh zasposov uglevodorodnogo syr'ya. Monografiya* [Increased production of hard-hydrocarbon reserves]. Monograph. Moscow: KUBKa, 1997, 352 p.
3. Ibatullin R.R. *Tekhnologicheskie protsessy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Technological processes of oil field development]. Moscow: VNIIOENG, 2011, 304 p.
4. Ibatullin R.R., Kuneevskiy V.V., Osnos V.B., Zaripov A.T., Absalyamov R.Sh. *Issledovanie effektivnosti primeneniya vysokotemperaturnykh teplonositeley dlya dobychi vysokovyazkoy i bituminoznoy nefi* [Study the efficacy of high-temperature heat transfer fluids for the production of high and bituminous oil]. Oil Industry, 2013, issue 1, pp. 62–64.
5. Kuneevskiy V.V., Van'kov Yu.V., Osnos V.B., Zaripov A.T., Absalyamov R.Sh. *Energoberegayushchaya tekhnologiya dobychi vysokovyazkikh neftey i bitumov* [Energy-saving technology for production of high oil and bitumen]. Energy problem, 2012, issue 5–6, pp. 84–89.
6. Kuneevskiy V.V., Van'kov Yu.V., Osnos V.B., Zaripov A.T., Absalyamov R.Sh. *Tsirkulyatsiya vysokotemperaturnogo teplonositelya pozvolit udeshevit' dobychu vysokovyazkikh neftey i bitumov* [High-temperature coolant circulation will reduce the cost for high oil and bitumen production]. OFS, 2012, issue 4 (20), pp. 54–56.
7. Osnos V.B., Kuneevskiy V.V. *Energoberegayushchie tekhnologii dlya dobychi vysokovyazkikh neftey i bitumov*. [Energy-saving technologies for the production of high oil and bitumen]. Proceedings of the XIII International Symposium "Efficiency of energy resources and energy conservation in the Republic of Tatarstan", Kazan, 2012, pp. 87–91.
8. Patent № 2471064. *Sposob teplovogo vozdeystviya na plast* [Thermal influence method on the formation]. Russian Federation, the IPC E21 B 43/24, 36/00.
9. GOST 22551-77.
10. Patent № 2387818. *Sposob razrabotki zalezhey tyazhelykh i sverkhvysokovyazkikh neftey* [The development method of heavy crude and extra-viscous oil fields]. Russian Federation, the IPC E21 B 43/24.