

Изучение влияния комбинированной закачки пара и углеводородных растворителей на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти из физической модели пласта Ярегского месторождения

Савельев Д. Ю., Демченко Н. П.

Ухтинский государственный технический университет,
г. Ухта
dsavelyev@ugtu.net

Аннотация

Коэффициент нефтеизвлечения относится к ключевым показателям разработки месторождений нефти, непосредственно влияющим на рентабельность проекта. Однако при разработке залежей сверхвязкой нефти малой толщины (10 м и менее) тепловыми способами, например по технологии SAGD, добиться приемлемого значения коэффициента извлечения становится маловероятным вследствие высоких тепловых потерь. В связи с этим разработку пластов малой толщины авторами работы предлагается вести с применением комбинированного способа воздействия паром и предлагаемыми составами углеводородных растворителей (УВР).

В лабораторных условиях возможно выполнить предварительную оценку влияния комбинированного воздействия предлагаемыми составами УВР на коэффициент вытеснения нефти на искусственно созданной модели пласта.

При формировании модели пласта использовали экстрагированную измельченную горную породу пласта D2st Ляельской площади Ярегского месторождения. В качестве модели нефти выступала обезвоженная и обессоленная нефть этого же пласта, в пластовых условиях вязкость которой достигает 10 тыс. мПа·с.

Новизной является применение в исследованиях трех аргументированно подобранных авторами составов углеводородных растворителей и ингибиторов органических твердых частиц, а также определение эффективности предлагаемых составов углеводородных растворителей и оценка их результативности как в условиях одновременной закачки совместно с паром, так и в условиях подачи порции УВР в виде оторочки.

Ключевые слова:

сверхвязкая нефть, углеводородный растворитель, коэффициент вытеснения нефти, насыпная модель пласта

The study on the effect of combined injection of steam and hydrocarbon solvents on the displacement coefficient of extra-viscous oil from the physical model of the Yarega field

Savelyev D. Yu., Demchenko N. P.

Ukhta State Technical University,
Ukhta
dsavelyev@ugtu.net

Abstract

The oil recovery coefficient refers to the key indicators of the development of oil fields, which directly affect the profitability of the project. However, when developing deposits of ultra-viscous oil of small thickness (10 m or less) using thermal methods, for example SAGD technology, it becomes unlikely to achieve an acceptable recovery coefficient due to high heat losses. In this regard, the authors propose to develop low-thickness formations by a combined method of exposure to steam and hydrocarbon solvents (hereinafter referred to as HCSs).

In laboratory conditions, it is possible to preliminarily access the effect of the combined action of the proposed HCS compositions on the oil recovery coefficient in an artificially created oil-bearing formation model.

When creating the above model, we have used extracted crushed rock from formation D2st of the Lyayelskaya area of the Yarega field. Dehydrated and desalinated oil from the same formation with a viscosity of 10 thousand mPa·s in natural conditions has served as an oil model.

The originality of the research work is the use of three compositions of hydrocarbon solvents and inhibitors of organic solid particles that were reasonably selected by the authors. The novelty also includes the fact that the conducted studies have allowed not only to determine how efficient the proposed compositions of hydrocarbon solvents are but also to access their efficiency both in conditions of simultaneous injection together with steam and in conditions of supplying a portion of HCSs in the form of a fringe.

Keywords:

ultra-viscous oil, hydrocarbon solvent, oil recovery coefficient, bulk model of the oil-bearing formation

Введение

Коэффициент извлечения нефти (КИН) относится к ключевым факторам, определяющим перспективность разработки того или иного месторождения. Однако при освоении пластов малой толщины (≤ 10 м) со сверхвязкой нефтью паротепловые методы не позволяют достигнуть рентабельного значения КИН, поскольку доля тепловых потерь в окружающие породы может достигать 50–70 % и более от всего поступающего тепла, что радикально снижает энергетическую эффективность процесса [1].

С целью компенсации потерь энергии предлагается комбинированный способ: воздействовать на пласт не только паром, а также паром совместно с углеводородными растворителями, которые позволяют дополнительно снизить вязкость нефти и увеличить охват. Эффективность любого нового способа сначала можно оценить в лабораторных условиях [2]. Для этого создается физическая или математическая модель пласта, на которой и исследуется, как теплоноситель совместно с предлагаемыми составами УВР будут влиять на коэффициент нефтеизвлечения [3].

Всего выполнено семь экспериментов по определению эффективности комбинированного воздействия паром и предлагаемых составов углеводородных растворителей на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти. Для удобства исследования обозначены следующим образом:

- П – нагнетание пара без добавления растворителей.
- ПР-ГТ – одновременная закачка пара и состава из гексана и толуола. Объемное соотношение гексана и толуола 3 : 1.
- ПРП-ГТ – закачка пара и состава из гексана и толуола в виде оторочки. Объемное соотношение гексана и толуола 3 : 1.
- ПР-БС – одновременная закачка пара и состава из растворителя БР-2 и сольвента нефтяного. Объемное соотношение растворителя БР-2 и сольвента нефтяного 1 : 1.
- ПРП-БС – закачка пара и состава из растворителя БР-2 и сольвента нефтяного в виде оторочки. Объемное соотношение растворителя БР-2 и сольвента нефтяного 1 : 1.
- ПР-КС – одновременная закачка пара и состава из керосина ТС-1 и сольвента нефтяного. Объемное соотношение керосина и сольвента нефтяного 7 : 3.
- ПРП-КС – закачка пара и состава из керосина ТС-1 и сольвента нефтяного в виде оторочки. Объемное соотношение керосина и сольвента нефтяного 7 : 3.

В предлагаемых составах второй компонент (толуол или сольвент нефтяной) выступает в качестве ингибитора твердых частиц, необходимого для предотвращения выпадения осадка из нефти после закачки УВР в пласт или при движении нефти до сборного пункта [4]. Принцип выбора объемного соотношения растворителя и ингибитора основан на методике [5].

Материалы и методы

Проведение экспериментов по вытеснению сверхвязкой нефти комбинированным воздействием паром и пред-

лагаемыми составами УВР из насыпной модели пласта осуществлялось согласно следующей методике:

1) Экстрагированную и высушенную горную породу измельчали посредством разрушения керна, далее просеивали через набор сит с размерами ячеек 10; 5; 2; 1; 0,5; 0,25 и 0,1 мм с целью определения гранулометрического состава кварцевых частиц.

2) Измельченную горную породу вновь перемешивали и порционно засыпали в кернодержатель, зафиксированный в вертикальном положении. Утрамбовку частиц песчаника осуществляли путем постукивания по корпусу кернодержателя прорезиненной киянкой в течение 5 мин между засыпками порций песчаника. Неуместившуюся горную породу повторно пропускали через сита с целью нахождения окончательного гранулометрического состава насыпной модели пласта.

3) Созданную физическую насыпную модель пласта подключали к фильтрационной установке «ПИК-ОФП/ЭПК-Т» (производство АО «Геологика») через набор стальных трубок для подачи и вывода жидкостей и газов.

4) В насыпную модель с постоянной объемной скоростью нагнетали модель пластовой воды для создания начальной водонасыщенности и нахождения объема пор в насыпной модели. К выходному отверстию кернодержателя заранее подключали трубку, конец которой был опущен в мерный цилиндр объемом не менее 100 см³.

5) В режиме поддержания постоянного давления в модель закачивали обезвоженную нефть до тех пор, пока из концевой трубки не появлялись первые капли нефти. Затем определяли начальную нефтенасыщенность с учетом остаточной водонасыщенности по оставшемуся количеству воды в объеме пор горной породы.

6) Кернодержатель располагался в горизонтальном положении, к нему на входные отверстия монтировали трубки для закачки смеси УВР и пара. К выходному отверстию присоединяли достаточно длинную гибкую трубку так, чтобы ее конец был помещен в мерный цилиндр, а основная длина находилась внутри охлаждающей ванны жидкостного криотермостата LOIP FT-211-25 (производство АО «Лабораторное Оборудование и Приборы») для остужения выходящего из модели потока.

7) Перед закачкой пара и растворителей выполняли прогрев нагнетательной линии до температуры не менее 100 °С.

8) В насыпную модель в режиме поддержания постоянного давления нагнетали пар и предлагаемые составы УВР, направленные на повышение коэффициента вытеснения нефти. В первом блоке эксперимента нагнетали только пар, во втором блоке – пар одновременно с предлагаемыми составами УВР, в третьем блоке – оторочку из состава УВР нагнетали между двумя порциями пара.

9) Эксперимент завершался, когда из концевой трубки начинала выходить чистая вода без капель нефти. Мерные емкости с вышедшей из модели водонефтяной эмульсией ставили в сушильный шкаф Binder ED 23 и нагревали до температуры 70 °С в течение 1 сут. После остывания жидкости находили количество нефти и определяли коэффициент нефтеизвлечения (вытеснения).

Определение гранулометрического состава моделей пласта

После проведения каждого исследования частицы горной породы повторно экстрагировали, высушивали, пропускали через сита для нахождения гранулометрического состава. Всего просеивали порядка 650 г песчаника, из этой массы в кернодержатель помещалось приблизительно 630±4 г. Остаток частиц песчаника снова пропускали через сита, и определяли окончательный гранулометрический состав модели пласта. Определенные величины долей фракций породы в модели пласта представлены на рис. 1 и 2.

Из рис. 1, 2 видно, что в модели наблюдается наибольшее содержание частиц величиной от 0,25 до 0,5 мм (> 45 %), также существенную долю имеют частицы с размерами 0,1–0,25 мм (> 30 %). На остальные фракции приходится всего менее 25 %.

Плотность насыпной физической модели пласта рассчитывали по формуле, кг/м³:

$$\rho_{\text{нп}} = \frac{m_{\text{нп}}}{V_{\text{к}}} \cdot 1000, \quad (1)$$

где $m_{\text{нп}}$ – масса горной породы, помещившейся в кернодержатель, г; $V_{\text{к}}$ – объем горной породы, помещившийся

в кернодержатель, численно равный внутреннему объему кернодержателя, $V_{\text{к}}=353,25 \text{ см}^3$.

Насыщение физической модели пласта водой и нефтью

Закачку водной фазы производили снизу вверх для свободного вытеснения воздуха из модели пласта. Нагнетание осуществляли в режиме постоянного объемного расхода 0,7 см³/мин с использованием гидравлического двухплунжерного насоса.

После полного вытеснения воздуха из кернодержателя проводили расчет коэффициента открытой пористости, %:

$$m = \frac{V_{\text{вн}} - V_{\text{ц}}}{V_{\text{к}}} \cdot 100, \quad (2)$$

где $V_{\text{вн}}$ – количество воды, закачанной за весь период закачки и определяемой на панели управления насосом, см³; $V_{\text{ц}}$ – количество воды, вытекшей из модели в мерный цилиндр, см³.

Минералогическую плотность горной породы определяли по следующей зависимости, кг/м³:

$$\rho_{\text{мин}} = \rho_{\text{нп}} \cdot \left(1 + \frac{m}{100}\right) \quad (3)$$

Закачку нефти выполняли в горизонтальном положении модели пласта. Нагнетание осуществляли в режиме постоянного давления 0,2 МПа. Контроль и управление параметрами закачки реализовывали через специализированное программное обеспечение.

Начальные значения водо- и нефтенасыщенности рассчитывали по формулам, д. ед.:

$$S_{\text{н}} = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{вн}} - V_{\text{ц}}} = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{пор}}}, \quad (4)$$

$$S_{\text{в}} = 1 - S_{\text{н}}, \quad (5)$$

где $V_{\text{в}}$ – количество воды, вытесненной нефтью из модели пласта в мерную емкость, см³; $V_{\text{пор}}$ – поровый объем насыпной модели, см³.

На фото 1 изображено применявшееся оборудование.

При проведении исследований использовали гидравлическую схему, изображены на рис. 3. Результаты, рассчитанные по формулам 1–5, сведены в таблицу ниже.

Исследование процесса вытеснения нефти паром и углеводородными растворителями

Эксперимент осуществляли при атмосферном давлении и комнатной температуре 21–22 °С выше нуля. Физическую модель пласта заранее не нагревали. Тем не менее для снижения потерь тепла металлическую трубку, предназначенную для закачки пара, прогревали до значения +100 °С.

Подачу теплоносителя (пара) в насыпную модель выполняли в режиме постоянного давления нагнетания, во всех исследованиях составлявшего 0,35 МПа. Выбор величины давления базировался на анализе динамики давления нагнетания теплоносителя на участках пласта Лыаельской площади рассматриваемого месторождения. Проведение экспериментов в режиме поддер-

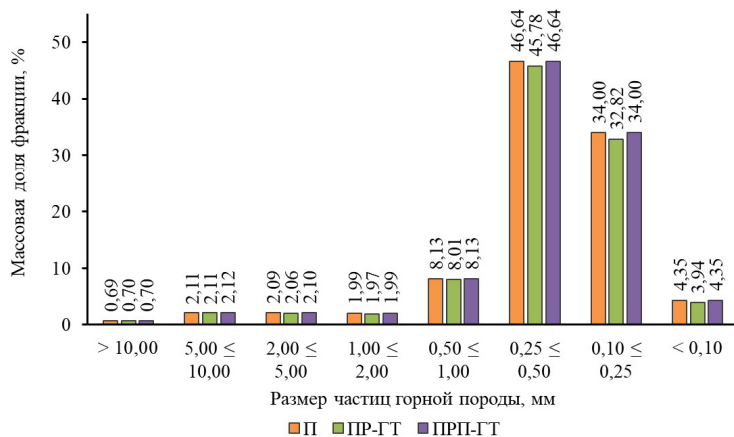


Рисунок 1. Гранулометрический состав горной породы в экспериментах по вытеснению нефти паром и составом из гексана и толуола.

Figure 1. Rock texture in experiments on oil displacement by steam and composition of hexane and toluene.

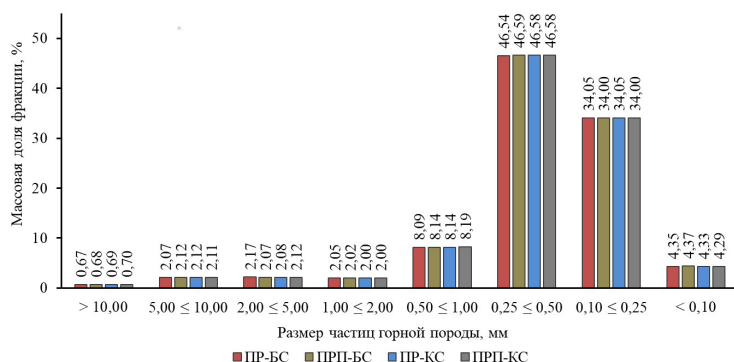


Рисунок 2. Гранулометрический состав горной породы в экспериментах по вытеснению нефти паром и составом из растворителя БР-2 и сольвента нефтяного или керосина ТС-1 и сольвента нефтяного.

Figure 2. Rock texture in experiments on oil displacement by steam and compositions of benzene-solvent (BR-2) and petroleum solvent or aviation kerosene grade TS-1 and petroleum solvent.



Фото 1. Применявшееся оборудование при нахождении коэффициента вытеснения нефти из физической модели пласта.

Photo 1. The equipment used to determine the oil recovery coefficient from the physical model of the oil-bearing formation.

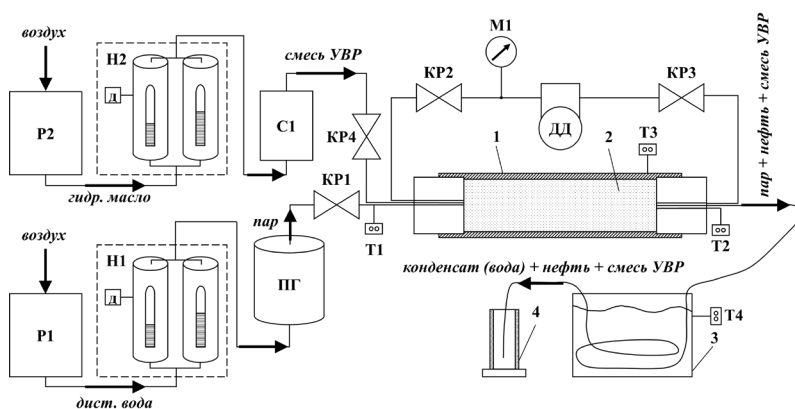


Рисунок 3. Гидравлическая схема исследований по вытеснению сверхвязкой нефти паром и углеводородными растворителями.

Условные обозначения. 1 – корпус кернодержателя; 2 – насыпная модель пласта; 3 – корпус криотермостата; 4 – мерный цилиндр; P1 – резервуар с дистиллированной водой; P2 – резервуар с гидравлическим маслом; H1, H2 – двухплунжерные насосы для нагнетания дистиллированной воды и гидравлического масла соответственно; д – датчик давления и расхода; ПГ – парогенератор проточный; ДД – манометр дифференциальный; C1 – емкость со смесью углеводородных растворителей; УВР – углеводородные растворители; M1 – манометр для контроля давления на входе в кернодержатель; КР1, КР2, КР3, КР4 – краны гидравлические; T1, T2 – термодатчики на входе и выходе из модели; T3 – термодатчик на корпусе кернодержателя; T4 – термодатчик в резервуаре термостата.

Figure 3. Hydraulic experimental scheme on the displacement of ultra-viscous oil by steam and hydrocarbon solvents.

Keys. 1 – core holder body; 2 – unconsolidated packed bed model; 3 – cryothermostat body; 4 – graduated cylinder; P1 – distilled water reservoir; P2 – hydraulic oil reservoir; H1, H2 – dual-plunger pumps for injecting distilled water and hydraulic oil, respectively; д – pressure and flow rate sensor; ПГ – flow-through steam generator; ДД – differential pressure gauge; C1 – vessel with hydrocarbon solvent mixture; УВР – hydrocarbon solvents; M1 – pressure gauge for monitoring inlet pressure of the core holder; КР1, КР2, КР3, КР4 – hydraulic valves; T1, T2 – temperature sensors at the inlet and outlet of the model; T3 – temperature sensor on the core holder body; T4 – temperature sensor in the thermostat reservoir.

Результаты расчета параметров насыпных моделей пласта Calculation results of parameters of bulk reservoir models

Параметр	Значение						
Обозначение	П	ПР-ГТ	ПРП-ГТ	ПР-БС	ПРП-БС	ПР-КС	ПРП-КС
Длина модели пласта/кернодержателя, м	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Масса модели пласта, г	634	633	630	630	631	629	629
Плотность модели, кг/м ³	1794,8	1791,9	1783,4	1783,4	1786,3	1780,6	1780,6
Поровый объем, см ³	120,18	120,88	122,83	122,25	122,32	121,75	121,77
Коэффициент открытой пористости, %	34,02	34,22	34,77	34,61	34,63	34,47	34,47

жания постоянной объемной скорости закачки оказалось затруднительным, так как из-за большой вязкости нефти в начальный период нагнетания происходит увеличение давления до критических для оборудования значений вследствие роста гидравлических сопротивлений. Кроме того, в режиме постоянной скорости нагнетания повышается риск преждевременных прорывов теплоносителя к выходу модели, что приводит к уменьшению коэффициента охвата. В ходе экспериментов определено, что максимальное значение коэффициента вытеснения нефти при совместном воздействии паром и углеводородными растворителями достигается при нагнетании порядка пяти поровых объемов пласта, так как далее наблюдается почти 100%-ная обводненность выходящей жидкости.

При проведении экспериментов по одновременному нагнетанию пара и предлагаемых составов углеводородных растворителей (обозначены как «ПР-ГТ», «ПР-БС», «ПР-КС») закачку составов растворителей выполняли в режиме постоянного объемного расхода, составившего ~10 % от объемного расхода теплоносителя.

Во время экспериментов по попеременному нагнетанию теплоносителя и оторочки (порции) УВР (обозначены как «ПРП-ГТ», «ПРП-БС», «ПРП-КС») на первой фазе в модель пласта закачивали теплоноситель в количестве двух поровых объемов для предварительного прогрева насыпной модели и уменьшения фильтрационных сопротивлений. На второй фазе выполняли нагнетание оторочки из предлагаемого состава растворителей в объеме ~10 % от общего объема закаченного теплоносителя в режиме постоянного объемного расхода 1 см³/мин. На третьей фазе вновь осуществляли нагнетание теплоносителя в объеме трех поровых объемов пласта.

Для каждого мерного цилиндра фиксировали время полного заполнения жидкостью, выходящей из модели, с целью получения динамики изменения коэффициента

Минералогическая плотность горной породы, кг/м ³	2405,39	2405,09	2403,49	2400,59	2404,80	2394,30	2394,41
Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,82	0,84	0,81	0,81	0,83	0,80	0,81
Начальная водонасыщенность, д. ед.	0,18	0,16	0,19	0,19	0,17	0,20	0,19
Средняя проницаемость модели (оценочно), мкм ²	5,5						

вытеснения нефти во времени. Пример мерных цилиндров с вытесненной из модели жидкостью представлен на фото 2.

После окончания вытеснения нефти мерные цилиндры находились в сушильном шкафу в течение 1 сут при температуре +70 °С с целью ускорения процесса разделения эмульсии. Далее цилиндры охлаждали до комнатной температуры. После разделения нефти и воды находили количество нефти в каждом цилиндре.

С учетом найденных значений коэффициент вытеснения нефти (КВН) находили по формуле, %:

$$\eta_n = \frac{V_n}{V_v} \cdot 100, \quad (6)$$

где V_v – количество воды, вытесненное нефтью из модели и эквивалентное начальному количеству нефти в насыпной модели, см³; V_n – количество нефти, извлеченное из модели пласта в ходе вытеснения, см³.

Значимыми параметрами, отражающими результативность технологии комбинированного воздействия паром и составом УВР на пласт, являются паронефтяное отношение (ПНО) и обводненность продукции. Величина ПНО находилась следующим образом, см³/см³:

$$\text{ПНО} = \frac{V_{\text{пар}}}{V_n}, \quad (7)$$

где $V_{\text{пар}}$ – количество пара в водном эквиваленте, равное количеству закачанной воды, см³.

Величину обводненности продукции определяли по формуле, %:

$$\text{Обв} = \frac{V_{\text{вв}}}{V_{\text{ж}}} \cdot 100, \quad (8)$$

где $V_{\text{вв}}$ – количество воды, вытекшей из физической модели пласта, см³; $V_{\text{ж}}$ – количество жидкости, вытекшей из физической модели пласта, см³.

Результаты и их обсуждение

На рис. 4–6 приведены графики динамики коэффициента вытеснения нефти в зависимости от закачанного количества теплоносителя и варианта состава углеводородных растворителей.

Из представленных графиков следует, что при подаче первых 1,5 поровых объемов значения КВН отличаются незначительно. В данный период осуществляется начальный прогрев насыпной модели, флюидов и растворителей,



Фото 2. Мерные цилиндры с вытесненной из модели жидкостью до нагрева в сушильном шкафу.
Photo 2. Graduated cylinders with the liquid displaced from the model before heating in a drying oven.

т. е. коэффициент вытеснения растет преимущественно за счет нагнетания теплоносителя, в то время как растворители недостаточно прогреты, и их количество в модели пласта еще невелико. При дальнейшем нагнетании теплоносителя и смеси растворителей отмечается положительный эффект от их совместного воздействия. В процессе проведения экспериментов «ПРП-ГТ», «ПРП-БС», «ПРП-КС» данный эффект наблюдается после двух закачаных поровых объемов, т. е. после нагнетания оторочки (порции) УВР.

Суммарно в эксперименте по нагнетанию только теплоносителя без добавления УВР конечный коэффициент вытеснения составил 78 %, однако для его достижения закачено 6,13 ед. поровых объемов (на рис. 4–6 участок не показан). Достижение такого большого коэффициента вытеснения лишь за счет нагнетания теплоносителя практически невозможно в полевых условиях для пластов малой толщины по причине значительных тепловых потерь. В лабораторных условиях весь объем пара попадает

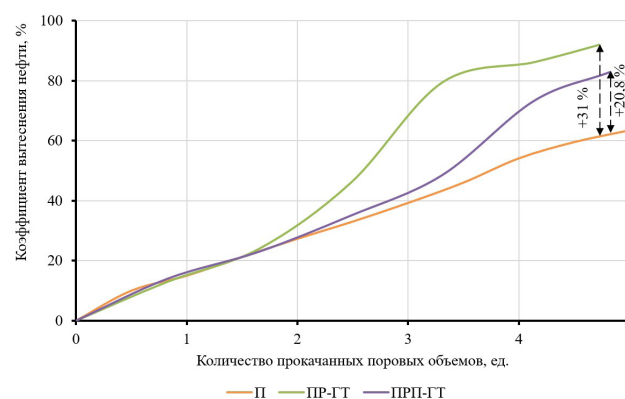


Рисунок 4. Динамика роста коэффициента вытеснения нефти в экспериментах с применением предлагаемой смеси гексана и толуола в объемном соотношении 3 : 1.

Figure 4. The growth dynamics of the oil displacement coefficient in experiments using the proposed mixture of hexane and toluene at the volume ratio of 3 : 1.

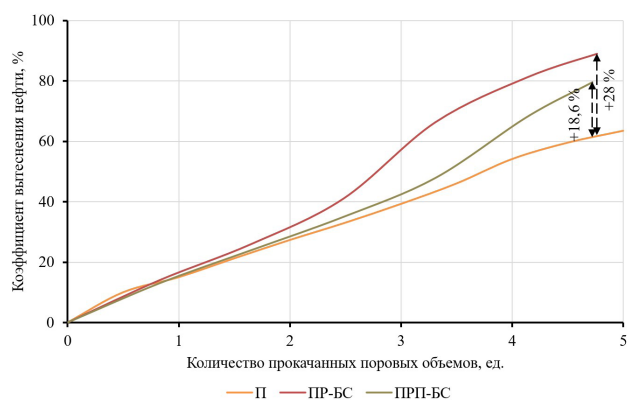


Рисунок 5. Динамика роста коэффициента вытеснения нефти в экспериментах с применением предлагаемой смеси растворителя БР-2 и сольвента нефтяного в объемном соотношении 1 : 1.

Figure 5. The growth dynamics of the oil displacement coefficient in experiments using the proposed mixture of benzine-solvent (BR-2) and petroleum solvent at the volume ratio of 1 : 1.

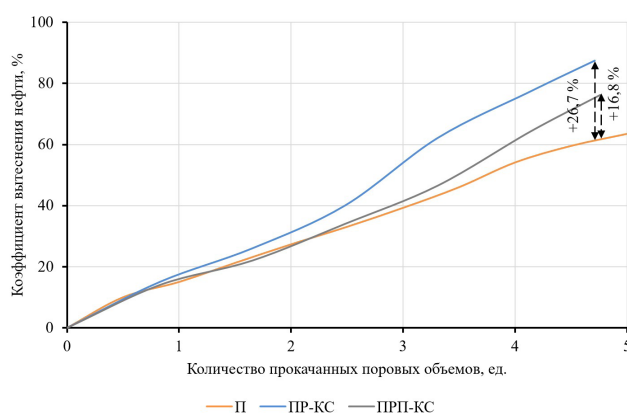


Рисунок 6. Динамика роста коэффициента вытеснения нефти в экспериментах с применением предлагаемой смеси из керосина ТС-1 и сольвента нефтяного в объемном соотношении 7 : 3.

Figure 6. The growth dynamics of the oil displacement coefficient in experiments using the proposed mixture of aviation kerosene grade TS-1 and petroleum solvent at the volume ratio of 7 : 3.

внутри термоизолированного замкнутого корпуса, что не позволило воспроизвести явление высоких потерь тепла в проведенных экспериментах.

Ключевая задача проведенных исследований – оценка эффективности совместной закачки пара и предлагаемых составов углеводородных растворителей по сравнению с нагнетанием только пара. Поэтому сравнение полученных коэффициентов вытеснения нефти выполняли при условии равных объемов закачки теплоносителя. При разборе рис. 4 выявлено, что в результате совместного одновременного нагнетания пара и состава из гексана и толуола (в объемном соотношении 3 : 1) в количестве 4,73 ед. поровых объемов получен коэффициент вытеснения нефти на уровне 92 %. В исследовании, в котором в модель закачивался только теплоноситель, при эквивалентном закачанном объеме пара коэффициент вытеснения составил 61 %. Следовательно, при равном количестве закачанного пара прирост КВН за счет комбинированного одновременного воздействия теплоносителем и смесью из гексана и толуола (в объемном соотношении 3 : 1) составил 31 %.

Нагнетание оторочки из гексана и толуола (в объемном соотношении 3 : 1) позволило достичь коэффициента вытеснения величиной 82,8 % при закачке 4,82 ед. поровых объемов. Следовательно, данный способ комбинированного попеременного нагнетания показал прирост КВН в 20,8 % по сравнению с нагнетанием только теплоносителя.

При анализе рис. 5 выявлено, что при комбинированном одновременном нагнетании пара и смеси растворителя БР-2 и сольвента нефтяного (в объемном соотношении 1 : 1) в количестве 4,76 ед. поровых объемов достигнут КВН на уровне 89 %. Таким образом, при эквивалентном объеме закачанного пара прирост КВН за счет комбинированного одновременного воздействия паром и растворителя БР-2 и сольвента нефтяного (в объемном соотношении 1 : 1) отмечен на уровне 28 %.

Нагнетание оторочки из растворителя БР-2 и сольвента нефтяного (в объемном соотношении 1 : 1) позволило получить коэффициент вытеснения на уровне 79,6 % при закачивании 4,72 ед. поровых объемов. Следовательно, такой способ комбинированного попеременного нагнетания продемонстрировал увеличение КВН на 18,6 % по сравнению с нагнетанием только теплоносителя.

Из графика на рис. 6 сделан вывод, что при комбинированном одновременном нагнетании теплоносителя и состава из керосина ТС-1 и сольвента нефтяного (в объемном соотношении 7 : 3) в количестве 4,71 ед. поровых объемов достигнут КВН на уровне 87,4 %. Следовательно, при равном объеме закачанного пара увеличение КВН за счет комбинированного одновременного воздействия паром и составом из керосина ТС-1 и сольвента нефтяного (в объемном соотношении 7 : 3) достигло значения 26,7 %.

Нагнетание оторочки состава из керосина ТС-1 и сольвента нефтяного (в объемном соотношении 7 : 3) позволило получить коэффициент вытеснения на уровне 76,2 % при нагнетании 4,76 ед. поровых объемов. Следовательно, такой способ совместной попеременной закачки продемонстрировал увеличение КВН на 16,8 % по сравнению с нагнетанием только теплоносителя.

Рассмотрим значения накопленных паронефтяного отношения и обводненности жидкости, полученных в результате проведенных экспериментов. Проанализируем рис. 7.

Из найденных значений сделан вывод, что во всех экспериментах с совместным нагнетанием УВР и теплоносителя отмечается уменьшение паронефтяного отношения по сравнению с нагнетанием только теплоносителя. Наилучший результат продемонстрировал состав из гексана и толуола (в объемном соотношении 3 : 1), добавление которого в поток пара позволило уменьшить паронефтяное отношение на 27,58 и 16,61 % при одновременном и попеременном нагнетании соответственно. Предлагаемый состав из растворителя БР-2 и сольвента нефтяного (в объемном соотношении 1 : 1) также значительно повлиял на уменьшение ПНО на 21,71 и 15,38 % при одновременном и попеременном нагнетании соответственно. Относительно меньшая эффективность наблюдается у состава из керосина ТС-1 и сольвента нефтяного (в объемном соотно-

шении 7 : 3) – снижение паронефтяного отношения на 20,18 и 8,64 % при одновременном и попеременном нагнетании соответственно.

На рис. 8 представлены значения накопленной обводненности жидкости. Из графика сделан вывод, что величины обводненности различаются несущественно, значительного воздействия от добавления УВР на этот параметр не обнаружено. Величины обводненности в исследованиях с добавлением растворителей отличаются на 0,2–1,4 % как в большую, так и меньшую стороны по сравнению с величиной обводненности в эксперименте по нагнетанию только теплоносителя.

Рис. 9–11 содержат динамику основных показателей, полученных из системы контроля и управления нагнетания пара. Графики представлены для экспериментов с обозначением «П», «ПР-БС» и «ПРП-БС», тем не менее для эквивалентных экспериментов с иными составами углеводородных растворителей наблюдалась аналогичная динамика.

На основании анализа рис. 9–11 отметили следующие общие закономерности. Вне зависимости от того, нагнетались ли в модель пласта только теплоноситель или пар совместно с углеводородными растворителями, в начальной фазе экспериментов фиксируется стремительный рост температуры и давления на входе в модель, поскольку нефть еще не разогрета и малоподвижная. Так как теплоноситель в модель нагнетается в режиме поддержания постоянного манометрического давления 0,35 МПа, то объемный расход пара в начале нагнетания повышается для достижения этого значения. Однако вследствие значительных гидравлических сопротивлений в насыпной модели «система контроля и регулирования», предсказывая быстрое достижение предельного значения давления, инициирует понижение скорости нагнетания теплоносителя. Приблизительно через 40–50 мин из модели начинает вытекать жидкость, что характеризуется уменьшением величины температуры и давления, а объемный расход, достигнув в этот момент локального минимума, возобновляет рост. Для всех исследований присущ экспоненциальный рост температуры жидкости на выходе, которая доходит до максимума (более 100 °С) через 5–10 мин от начала прорыва теплоносителя к выходу насыпной модели.

Рассмотрим различия в показателях закачки, найденные в результате проведенных экспериментов. В эксперименте, обозначенном как «П» (нагнетание только теплоносителя), через 60 мин от начала выхода жидкости до момента прорыва теплоносителя к выходу модели отмечается:

- стремительное увеличение температуры нагнетания теплоносителя, после чего

фиксируется стабилизация величины на уровне 145–150 °С;

- практически линейная динамика роста объемного расхода теплоносителя с 0,6 до 2,6 см³/мин, при этом колебания расхода теплоносителя и давления закачки носят разнонаправленный характер: локальным максимумам температуры соответствуют локальные минимумы давления закачки;

- значения давления нагнетания колеблются в диапазоне 0,25–0,30 МПа, что интерпретируется стремлением

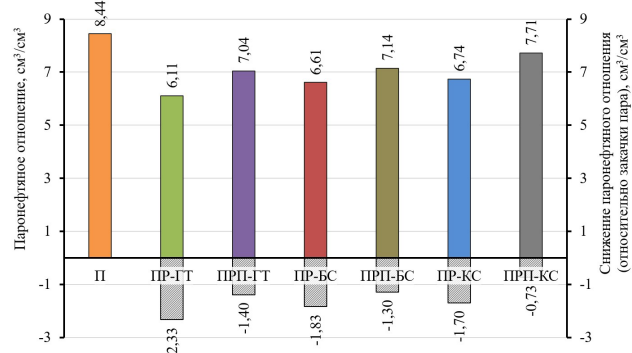


Рисунок 7. Значения паронефтяного отношения и его относительного снижения по сравнению с закачкой только пара.

Figure 7. Values of steam-oil ratio and its relative decrease compared to injection of only steam.

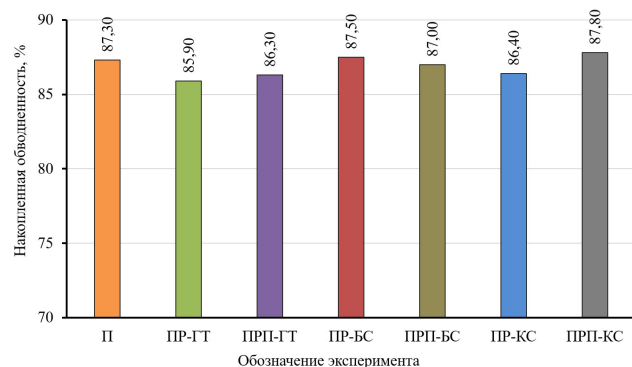


Рисунок 8. Значения накопленной обводненности жидкости.

Figure 8. Values of cumulative water cut of the produced fluid.

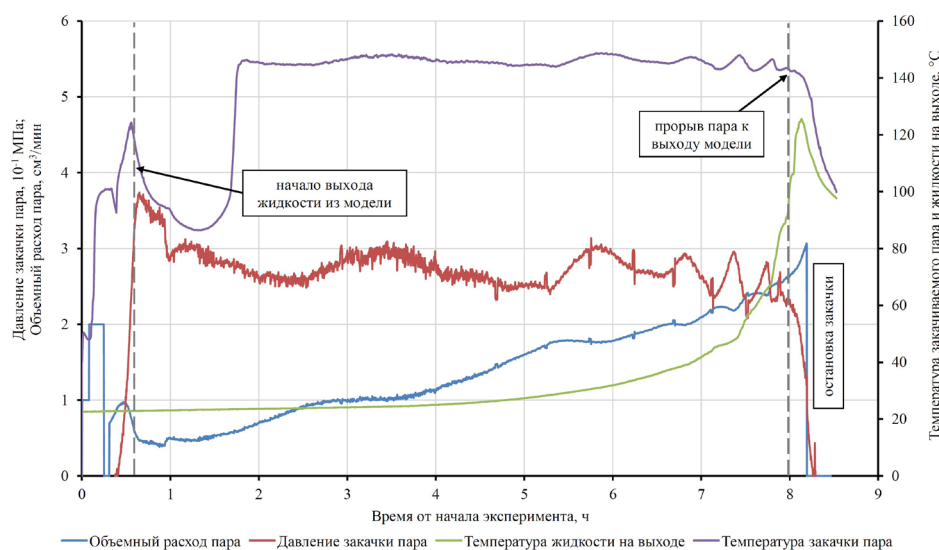


Рисунок 9. Динамика показателей нагнетания теплоносителя в эксперименте «П».

Figure 9. The dynamics of heat carrier injection parameters in P experiment.

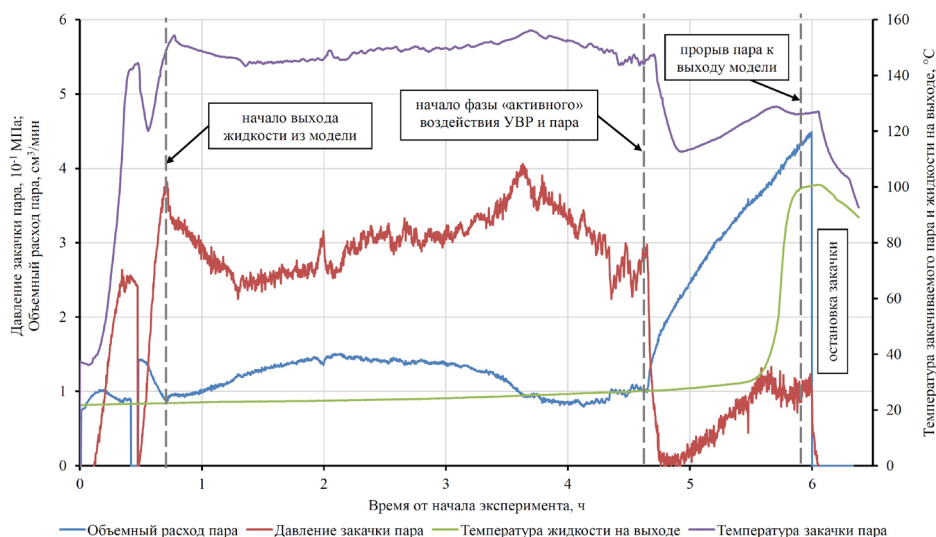


Рисунок 10. Динамика показателей нагнетания теплоносителя и состава растворителей в эксперименте «ПР-БС».

Figure 10. The dynamics of heat carrier and solvent composition injection parameters in PR-BS experiment.

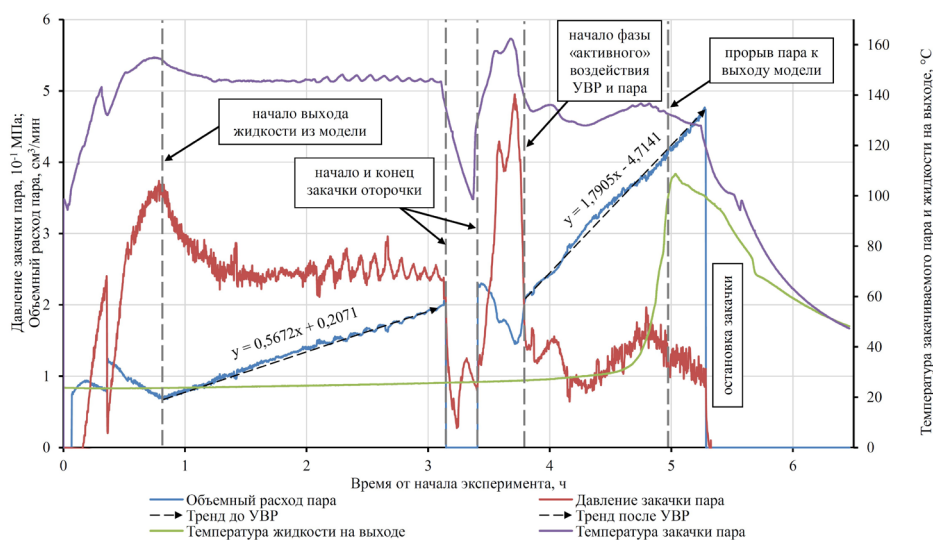


Рисунок 11. Динамика показателей нагнетания теплоносителя и состава растворителей в эксперименте «ПРП-БС».

Figure 11. The dynamics of heat carrier and solvent composition injection parameters in PRP-BS experiment.

системы контроля и регулирования поддерживать давление на заданном уровне, в то же время по мере роста зоны воздействия теплоносителем и, соответственно, все большего уменьшения вязкости нефти возрастает «дебит» модели. Этот рост система пытается компенсировать увеличением скорости нагнетания пара.

В эксперименте с обозначением «ПР-БС» и аналогичных ему (одновременное комбинированное нагнетание теплоносителя и смеси растворителей) от начала выхода жидкости из модели до времени прорыва пара к выходу отмечается следующее:

- через 4,6 ч от начала нагнетания теплоносителя наступает «активная» фаза воздействия, во время которой регистрируется наибольший эффект от совместного влияния пара и смеси углеводородных растворителей, в этот период скорость истечения жидкости из модели и темп роста КВН кратно увеличиваются (см. рис. 4–6);

- небольшое понижение и стабилизация величины температуры закачки пара в пределах 145–150 °С до мо-

мента наступления «активной» фазы воздействия, после начала которой температура нагнетания быстро опускается до 110 °С и через некоторое время вновь начинает повышаться и стабилизируется уже на уровне 125 °С;

- объемный расход закачки находится в диапазоне с 0,9 до 1,5 см³/мин, однако в течение «активной» фазы расход повышается стремительно и практически линейно с 1 до 4,3 см³/мин;

- значения давления нагнетания варьируют в пределах 0,25–0,35 МПа, однако в момент наступления «активной» фазы (стремительный рост скорости истечения жидкости) давление нагнетания обвалилось скачкообразно практически до значения атмосферного давления. Увеличение темпа закачки теплоносителя привело к повышению и последующей стабилизации давления нагнетания на уровне 0,1 МПа.

В исследовании «ПРП-БС» и аналогичных ему (нагнетание пара и закачка оторочки из растворителей) от начала истечения жидкости до момента прорыва теплоносителя к выходу модели отмечается следующее:

- «активная» фаза воздействия наблюдается спустя 20–30 мин от момента окончания закачки оторочки углеводородных растворителей, в течение которой отмечается наибольший эффект от комбинированного влияния пара и оторочки из растворителей;

- небольшое уменьшение и последующая стабилизация значений температуры нагнетания в пределах 145–150 °С, закономерное снижение температуры в процессе нагнетания оторочки УВР и быстрый рост с момента возобновления нагнетания пара до уровня 130–135 °С;

- объемный расход пара в течение всего периода нагнетания возрастает, однако в период «активной» фазы воздействия темп закачки кратно увеличивается, что отмечается увеличением угла наклона линии объемного расхода пара – если до закачки оторочки растворителей прирост расхода составлял порядка 0,5672 (см³/мин)/ч, то после закачки – около 1,7905 (см³/мин)/ч.

Заметным изменением от закачки предлагаемых составов углеводородных растворителей стало уменьшение

общего времени выработки запасов флюида из модели пласта – если для эксперимента с закачкой только пара это время составило порядка 8 ч, то для проведения исследований по одновременной комбинированной закачке пара и УВР требовалось около 6–6,2 ч (меньше на 1,8–2,0 ч), а для проведения экспериментов с закачкой оторочки УВР – около 5,3–5,5 ч (меньше на 2,5–2,7 ч).

Выводы и рекомендации

На основании проведенных исследований и анализа полученных результатов сделаны следующие выводы:

- Исследовано комбинированное воздействие совместно с паром трех предлагаемых перспективных составов углеводородных растворителей на процесс вытеснения нефти из физической модели пласта со сверхвязкой нефтью.
- Экспериментально установлено и обосновано, что использование всех трех предлагаемых составов углеводородных растворителей совместно с паром позволит получить существенный прирост коэффициента вытеснения нефти – не менее 26,7 % при одновременном нагнетании пара и составов УВР, не менее 16,8 % – при закачке состава УВР в виде оторочки.
- Отмечено заметное снижение паронефтяного отношения как при одновременной комбинированной закачке УВР, так и при нагнетании УВР в виде оторочки.
- Существенного влияния от добавления УВР на обводненность продукции не обнаружено.
- К рекомендуемым составам для дальнейшего рассмотрения в качестве составов для проведения опытно-промышленных работ, в том числе на участках малой толщины Ярегского месторождения, предлагаются: смесь гексана и толуола в объемном соотношении 3 : 1, смесь растворителя БР-2 и сольвента нефтяного в объемном соотношении 1 : 1, смесь керосина ТС-1 и сольвента нефтяного в объемном соотношении 7 : 3.
- Рекомендуемый объемный расход закачки состава УВР при одновременной закачке с паром – не менее 10 % от объемного расхода пара, при подаче состава в виде оторочки – не менее 10 % от суммарного объема нагнетаемого пара.
- Окончательный выбор в пользу того или иного состава рекомендуется осуществлять после выполнения технико-экономического обоснования проведения опытно-промышленных работ.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Источники и литература

1. Джаводян, А. А. Проблемы разработки месторождений с высоковязкими нефтями и пути их решения / А. А. Джаводян, В. Е. Гавура, В. И. Сафронов // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С. 12–17.
2. Дуркин, С. М. Прогнозирование показателей разработки залежей высоковязких нефтей малой толщины / С. М. Дуркин, И. Н. Миньшикова // Известия Коми научного центра УрО РАН. – 2015. – № 4 (24). – С. 143–147.

3. Максutow, Р. А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Р. А. Максutow, Г. И. Орлов, А. Осипов // Технологии ТЭК. – 2005. – № 12. – С. 34–38.
4. Савельев, Д. Ю. Обоснование выбора перспективных углеводородных растворителей для одновременной закачки с паром на участках малой толщины Ярегского месторождения и определение оптимального режима их нагнетания / Д. Ю. Савельев, Н. П. Демченко, А. В. Петухов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 4. – С. 35–41.
5. Савельев, Д. Ю. Исследование влияния углеводородных растворителей и ингибиторов органических частиц на устойчивость сверхвязкой нефти / Д. Ю. Савельев, Н. П. Демченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – № 4. – С. 40–45.

References

1. Dzhavodyan, A. A. Problemy razrabotki mestorozhdenij s vysokovjazkimi neftyami i puti ih resheniya [Problems of developing fields with high-viscosity oils and ways to solve them] / A. A. Dzhavodyan, V. E. Gavura, V. I. Safronov // Neftyanoe hozjajstvo [Oil Industry]. – 1998. – № 6. – P. 12–17.
2. Durkin, S. M. Prognozirovanie pokazatelej razrabotki zalezhej vysokovjazkih neftej maloj tolshchiny [Forecasting the development indicators of high-viscosity oil deposits of small thickness] / S. M. Durkin, I. N. Men'shikova // Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. – 2015. – № 4 (24). – P. 143–147.
3. Maksutov, R. A. Osvoenie zapasov vysokovjazkih neftej v Rossii [Development of high-viscosity oil reserves in Russia] / R. A. Maksutov, G. I. Orlov, A. Osipov // Tekhnologii TEK [Fuel and Energy Complex Technologies]. – 2005. – № 12. – P. 34–38.
4. Savelyev, D. Yu. Obosnovanie vybora perspektivnyh uglevodorodnyh rastvoritelej dlya odnovennoy zakachki s parom na uchastkah maloj tolshchiny Yaregskogo mestorozhdeniya i opredelenie optimalnogo rezhima ih nagnetaniya [Substantiation of the choice for the perspective hydrocarbon solvents for simultaneous injection with steam in low-thickness areas of the Yarega field and determination of the optimal mode of their injection] / D. Yu. Savelyev, N. P. Demchenko, A. V. Petukhov // Stroitelstvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more [Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea]. – 2024. – № 4. – P. 35–41.
5. Savelyev, D. Yu. Issledovanie vliyaniya uglevodorodnyh rastvoritelej i ingibitorov organicheskikh chastic na ustojchivost sverhvyazkoj nefti [Research on the effect of hydrocarbon solvents and organic particle inhibitors on the stability of ultra-viscous oil] / D. Yu. Savelyev, N. P. Demchenko // Stroitelstvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more [Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea]. – 2025. – № 4. – P. 40–45.

Информация об авторах:

Савельев Дмитрий Юрьевич – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики Ухтинского государственного технического университета (169300, Российская Федерация, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13; e-mail: dsavelyev@ugtu.net).

Демченко Наталья Павловна – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, декан нефтегазового факультета Ухтинского государственного технического университета; SPIN-код: 6106-7907 (169300, Российская Федерация, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13; e-mail: ndemchenko@ugtu.net).

About the authors:

Dmitry Yu. Savelyev – Senior Lecturer at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics of the Ukhta State Technical University (13 Pervomaiskaya st., Ukhta, 169300, Komi Republic, Russian Federation; e-mail: dsavelyev@ugtu.net).

Natalya P. Demchenko – Candidate of Sciences (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Dean of the Oil and Gas Faculty of the Ukhta State Technical University; SPIN-code: 6106-7907 (13 Pervomaiskaya st., Ukhta, 169300, Komi Republic, Russian Federation; e-mail: ndemchenko@ugtu.net).

Для цитирования:

Савельев, Д. Ю. Изучение влияния комбинированной закачки пара и углеводородных растворителей на коэффициент вытеснения сверхвязкой нефти из физической модели пласта Ярегского месторождения / Д. Ю. Савельев, Н. П. Демченко // Известия Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук. Серия «Науки о Земле». – 2026. – № 4 (89). – С. 137–146.

For citation:

Savelyev, D. Yu. Izuchenie vliyaniya kombinirovannoj zakachki para i uglevodorodnyh rastvoritelej na koefficient vytesneniya sverhvyazkoj nefti iz fizicheskoy modeli plasta Yaregskogo mestorozhdeniya [The study on the effect of combined injection of steam and hydrocarbon solvents on the displacement coefficient of extra-viscous oil from the physical model of the Yarega field] / D. Yu. Savelyev, N. P. Demchenko // Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. Series "Earth Sciences". – 2026. – № 4 (89). – P. 137–146.

Дата поступления рукописи: 08.10.2025

Прошла рецензирование: 10.11.2025

Принято решение о публикации: 15.04.2026

Received: 08.10.2025

Reviewed: 10.11.2025

Accepted: 15.04.2026