

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.110-122>

EDN NYAAIE

УДК 622.276.031.011.43

**Выбор оптимального температурного режима фильтрации
для повышения коэффициента вытеснения нефти
в пластовых условиях**

Бурлуцкий Е.А.

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

**Selection of optimal filtration temperature regime to increase oil
displacement coefficient in reservoir conditions**

E.A. Burlutsky

Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almetyevsk, Russia

E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru

Аннотация. В настоящее время есть разные технологии добычи тяжелых углеводородов и природных битумов, которые отличаются технологическими и экономическими показателями. Особо многообещающими на сегодняшний день представляются термические способы добычи СВН и природных битумов.

В работе автора описана методика и исследования с насыпными образцами керна при температурах 23, 95, 300°C. Объект изучения - мелкозернистый битумонасыщенный песчаник. Для определения коэффициента вытеснения нефти использовалась фильтрационная установка ПИК-ОФП-ЭП-К-Т российского производства компании Геологика. В трех различных экспериментах коэффициент вытеснения нефти составил от 0,5 до 0,91 д.ед. Определение наиболее эффективного режима теплового воздействия является целью проведения данных экспериментов. Лабораторные эксперименты на фильтрационной установке проводились согласно ОСТ 39-195–86.

Ключевые слова: метод извлечения нефти, коэффициент извлечения нефти, насыпная модель, фильтрационно-емкостные свойства породы, керновый материал, фильтрационные исследования

Для цитирования: Бурлуцкий Е.А. Выбор оптимального температурного режима фильтрации для повышения коэффициента вытеснения нефти в пластовых условиях // Нефтяная провинция.-2024.-№3(39).-С. 110-122. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.110-122>. - EDN NYAAIE

Abstract. At present, there are different technologies for extraction of heavy hydrocarbons and natural bitumen, which differ in technological and economic indicators. Thermal methods of extraction of heavy hydrocarbons and natural bitumen seem particularly promising today.

The author's work describes the methodology and studies with bulk core samples at temperatures of 23, 95, 300°C. The object of study is fine-grained bituminous saturated sandstone. To determine the oil displacement coefficient, a filtration unit PIK-OFP-EP-K-T manufactured in Russia by Geologika was used. In three different experiments this coefficient ranged from 0,5 to 0,91 d.u. Determination of the most effective mode of thermal influence is the purpose of these experiments to determine the oil displacement coefficient. Laboratory experiments on the filtration unit were carried out according to OST 39-195-86.

Key words: *oil recovery method, oil recovery factor, bulk model, filtration-capacitance properties of rock, core material, filtration studies*

For citation: E.A. Burlutsky Vybor optimal'nogo temperaturnogo rezhima fil'tratsii dlya povysheniya koeffitsiyenta vytesneniya nefti v plastovykh usloviyakh [Selection of optimal filtration temperature regime to increase oil displacement coefficient in reservoir conditions]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(39), 2024. pp. 110-122. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.110-122>. EDN NYAAIE (in Russian)

Введение

Тяжелые углеводороды, это ресурс, оценивающийся более чем в 800 млрд тонн на сегодняшний день. Их добыча требует нетипичных способов разработки. Из существующих сегодня способов разработки месторождений тяжелой нефти и битумов наиболее эффективными являются методы теплового воздействия на пласт [1-3.] Все способы теплового извлечения можно рассматривать как закачку тепловой энергии в пласт, что приводит к нагреву нефти, что в свою очередь снижает ее вязкость и улучшает подвижность, облегчая извлечение. Одним из наиболее распространенных является метод, при котором осуществляется закачки пара в пласт. Основы применения этого метода заложены И.М. Губкиным и получили развитие в работах А.Б. Шейнмана, И.А. Чарного, Э.Б. Чекалюка и Л.И. Рубинштейна.

На этапе планирования проектных работ и мероприятий по разработке тяжелых нефтей и битумов важную роль выполняют лабораторные исследования образцов горных пород. Качественные исследования позволяют снизить риски на начальных этапах и прогнозировать объемы и темпы добычи углеводородов [4-8].

Экспериментальная установка и методика исследования

На начальном этапе был измельчен керновый материал со скважины Б, определен фракционный состав. Для исследований использовалась фракция 1*1 мм.

Далее осуществлялось насыщение насыпной модели в несколько этапов:

- насыщение модели керосином;
- замещение керосина нефтью с соблюдением соответствующих пластовых условий исследуемого объекта и последующей выдержкой для восстановления смачиваемости.

Исследования проводились при нижеследующих пластовых условиях, указанных в табл. 1.

Таблица 1

Геолого-физические свойства пласта

№	Характеристика	Скважина Б
1	Пластовое давление, МПа	3,54
3	Температура пласта, °С	23
4	Плотность пластовой воды, г/см ³	1,14
5	Плотность нефти, г/см ³	0,902
6	Вязкость нефти, сПз	112

Было выбрано 3 температурных режима фильтрации для каждого из 3 экспериментов:

1. Заполнение емкостей пластовыми флюидами, набивка насыпной модели и создание пластовых условий, согласно табл. 1.

2. Заполнение насыпной модели керосином и определение порового объема (с закрытым выходом кернодержателя).

3. Насыщение модели керосином, скорость прокачки - 1 мл/мин.

4. Прокачивание 7 поровых объемов нефти для полного насыщения модели и замещения керосина, скорость прокачки - 1 мл/мин.

5. Вытеснение нефти водой:

а. Первый эксперимент: вытеснение нефти водой (температура 23°C), скорость 1 мл/мин до полного прекращения выхода нефти. Нагрев до 95°C и прокачка пяти объемов пор воды, затем нагрев до 300°C и аналогичная прокачка 4-5 объемов пор воды. Каждый эксперимент сопровождается замерами перепада давления, объема нефти относительно прокачки воды (поровых объемов) и производится расчет коэффициента вытеснения.

б. Второй эксперимент: вытеснение нефти водой (температура 95°C) в объеме 9-10 поровых объемов до полного прекращения выхода нефти, скорость 1 мл/мин.

в. Третий эксперимент: вытеснение нефти водой (температура 300°C) в объеме 9-10 поровых объемов до полного прекращения выхода нефти, скорость 1 мл/мин.

Расчет коэффициента вытеснения нефти:

1) расчет конечного коэффициента вытеснения нефти водой по формуле (1):

$$\beta = \frac{V_n}{V_{пор}} \quad (1)$$

где β – коэффициент вытеснения нефти, д. ед.;

V_n – объём вышедшей нефти, см³;

$V_{пор}$ – поровый объём, см³.

2) построение графиков зависимости коэффициента вытеснения нефти водой и перепада давлений между входом и выходом насыпной модели.

Экспериментальная часть

Результаты эксперимента № 1

На первом этапе определили поровый объем путем закачки керосина в модель, выход при этом был перекрыт. Объем пор – 281,5 см³.

Далее прокачивали через модель 5 объемов пор нефти до полного насыщения насыпной модели, при этом производилось измерение перепада давления между входом и выходом модели, измерение объема прокачки нефти через модель пласта.

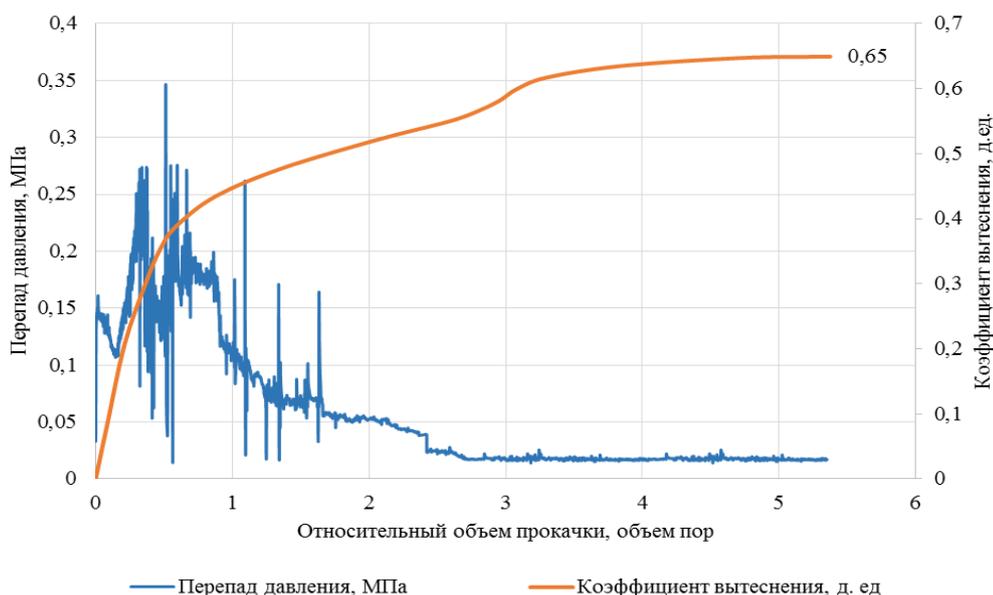


Рис. 1. Зависимость перепада давления и коэффициента вытеснения нефти от объема прокачки воды (температура 23°C) скв. Б, эксперимент 1

Следующий этап – вытеснение водой нефти из модели (температура 23°C) с регистрацией объема вышедшей нефти (Рис. 1).

На графике (Рис. 1) наглядно видно постепенное понижение и стабилизация перепада давления в ходе вытеснения нефти водой. По мере прокачки водой замечено, что изменение перепада давления носит нелинейный характер: до прорыва воды, при прокачке примерно 0,47 поровых объема, перепад увеличивается, далее достигает максимума и в дальнейшем понижается. Пиковое значение перепада давления наблюдается во время вытеснения основного объема нефти, что подтверждает и кривая коэффициента

вытеснения. По мере уменьшения доли нефти на выходе перепад давления плавно стабилизируется. Характер вытеснения в данном эксперименте сопоставим с теорией о совместной фильтрации несмешивающихся жидкостей разной вязкости в пористой среде. При условии, что соотношение вязкостей нефти и воды больше единицы при изменении границы раздела фаз растет фильтрационное сопротивление движению более вязкой жидкости (нефти), поскольку происходит продвижение зоны воздействия по всей длине насыпной модели. В данной связи до появления воды на выходе насыпной модели происходит рост перепада давления. Далее, по мере возрастания водонасыщенности пор, перепад давления снижается.

Далее, при температуре 95°C происходит дальнейшее вытеснение нефти минерализованной водой.

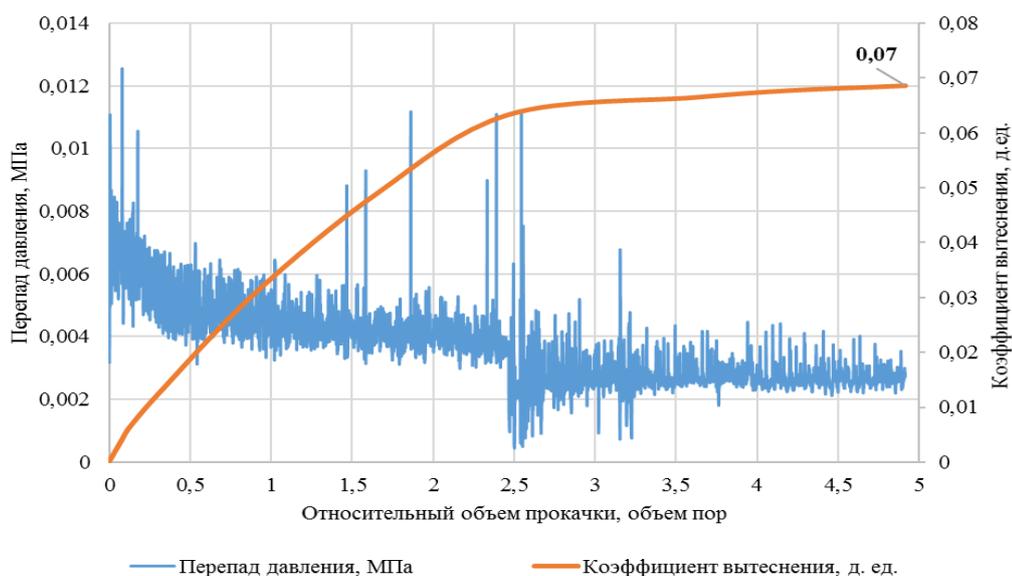


Рис. 2. Зависимость перепада давления и коэффициента вытеснения нефти от объема прокачки воды (температура 95°C). скв. Б, эксперимент 1

В результате эксперимента (Рис. 2) при температуре 95°C можно наблюдать, что стабилизация перепада давления по мере дальнейшего вытеснения нефти происходит быстрее, чем при температурном режиме 23°C так как в данном случае преобладающей фазой в насыпной модели является вода, заместившая нефть.

С повышением температуры происходит снижение вязкости нефти, а также уменьшение прослойки адсорбционной пленки нефти на стенках каналов пор, не принимающих участие в фильтрационном процессе под воздействием приложенного градиента давления по ходу механического вытеснения. В результате, одновременное влияние всех вышеупомянутых факторов благоприятно влияют на нефтеотдачу, нефть принимает гидродинамическую подвижность. Получили прирост коэффициента вытеснения нефти в количестве 19,4 %. Совокупный коэффициент вытеснения составил 0,84 д.ед.

Далее - вытеснение нефти паром, предварительно производится нагрев до 300°C.

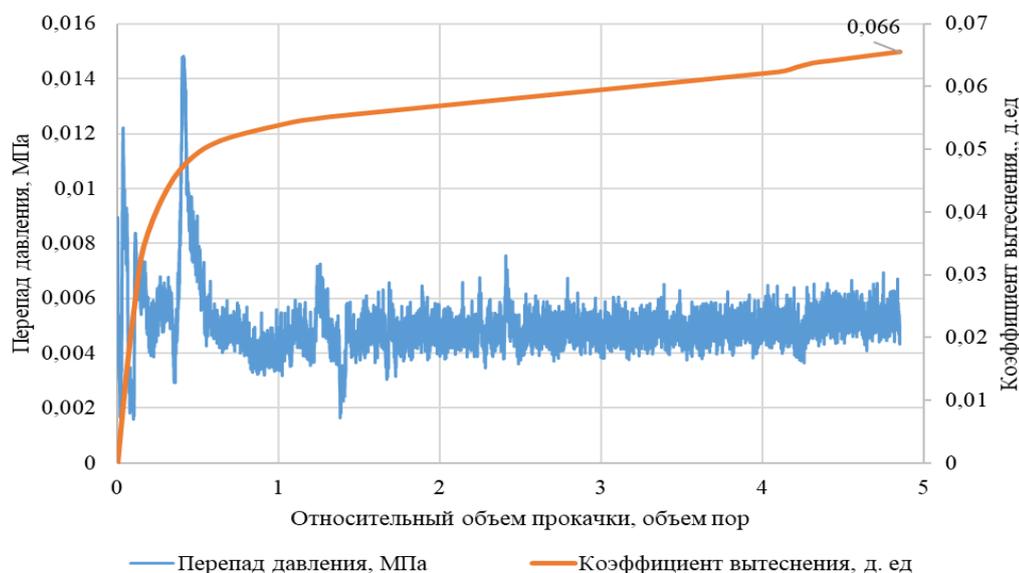


Рис. 3. Зависимость перепада давления и коэффициента вытеснения нефти от объема прокачки воды (температура 300°C) скв. Б, эксперимент 1

Согласно результатам (Рис. 3), подобно предыдущему графику, отмечаются скачки перепада давления на начальном этапе, что является результатом активного дополнительного вытеснения нефти с плавной стабилизацией перепада давления. Достигнуто приращение вытеснения нефти в количестве 6,6 %. В сумме получили коэффициент вытеснения нефти 0,906. При-

мечательно, что на выходе в продуктах вытеснения присутствовали испарения синеватого цвета, что свидетельствует о частичном выкипании компонентов нефти. Учитывая этот факт, можно сделать вывод, что итоговый коэффициент вытеснения нефти несколько занижен.

Результаты эксперимента № 2

В насыпную модель закачивали керосин (выход закрыт), объем пор – 283,67 см³.

Далее прокачивали 5 объемов пор нефти для полного замещения керосина в модели. Измеряли перепад давления между входом и выходом модели, а также измеряли объем вышедшей нефти из насыпной модели.

Далее, вытесняли нефть водой из модели с температурой нагрева 95°C, регистрируя объем вышедшей нефти.

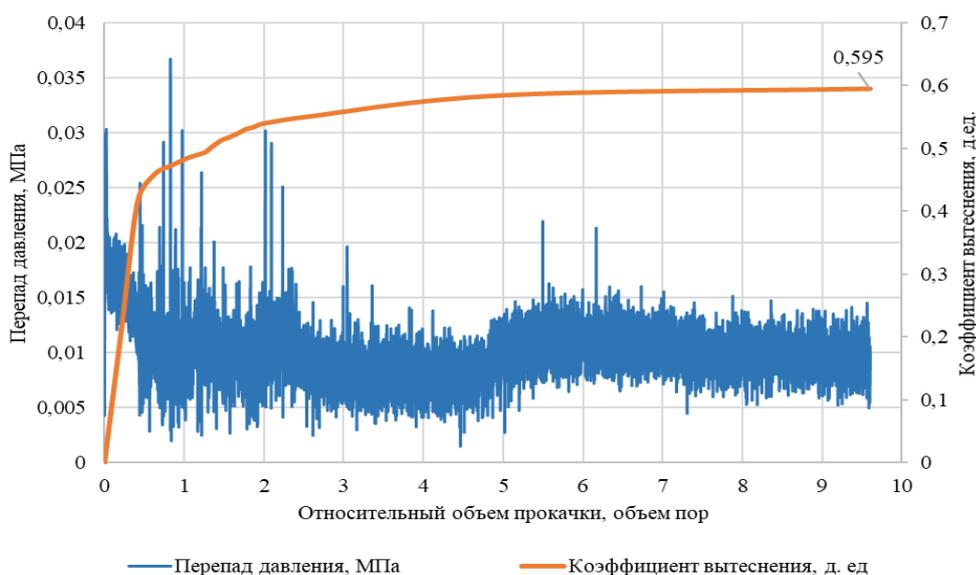


Рис. 4. Зависимость перепада давления и коэффициента вытеснения нефти от объема прокачки воды (температура 95°C) скв. Б, эксперимент 2

График (Рис. 4) показывает плавное уменьшение и последующую стабилизацию перепада давления при вытеснении нефти водой. До прокачки 0,417 поровых объемов воды, наблюдается безводный (поршневой) характер вытеснения, что подтверждает кривая коэффициента вытеснения нефти. По мере уменьшения в потоке доли выходящей нефти наблюдается

плавная стабилизация перепада давления. Коэффициент вытеснения нефти – 0,595 д.ед.

Результаты эксперимента № 3

В результате закачки керосина в модель (выход закрыт) объем пор составил 285,16 см³.

Для полного насыщения модели нефтью и замещения керосина закачивалось 5 объемов пор нефти и измерялся перепад давления между входом и выходом насыпной модели, а также измерялся объем прокачанной нефти через модель.

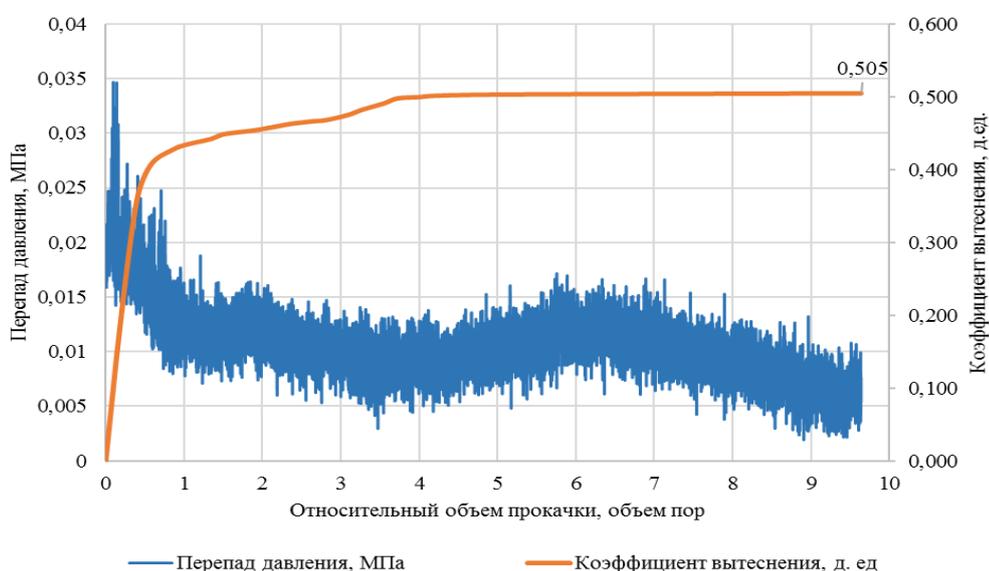


Рис. 5. Зависимость перепада давления и коэффициента вытеснения нефти от объема прокачки пара при температуре 300°С скв. Б, эксперимент 3

График (Рис. 5) показывает постепенное снижение и последующую стабилизацию перепада давления в процессе вытеснения нефти водой. До прокачки 0,39 поровых объемов воды, наблюдается безводный (поршневой) характер вытеснения, что подтверждает кривая коэффициента вытеснения нефти. По мере уменьшения доли вытесняемой нефти в потоке перепад давления плавно стабилизируется. Значение коэффициента вытеснения нефти составляет 0,505.

Заключение

На основе результатов проведенных исследований для каждого из экспериментов были рассчитаны коэффициенты вытеснения нефти для различных температур. Полученные результаты коэффициентов вытеснения нефти предоставлены в табл. 2.

Таблица 2

Коэффициент вытеснения нефти

Температура	Скважина Б		
	эксп.1	эксп.2	эксп.3
Коэффициент вытеснения, %			
23°C	64,9	-	-
95°C	19,4	59,5	-
300°C	6,6	-	50,5

Сравнение результатов экспериментов наглядно показывает, что наибольшая величина коэффициента вытеснения нефти будет достигаться при последовательном повышении температуры подаваемого агента (Рис. 6, столб. 1).

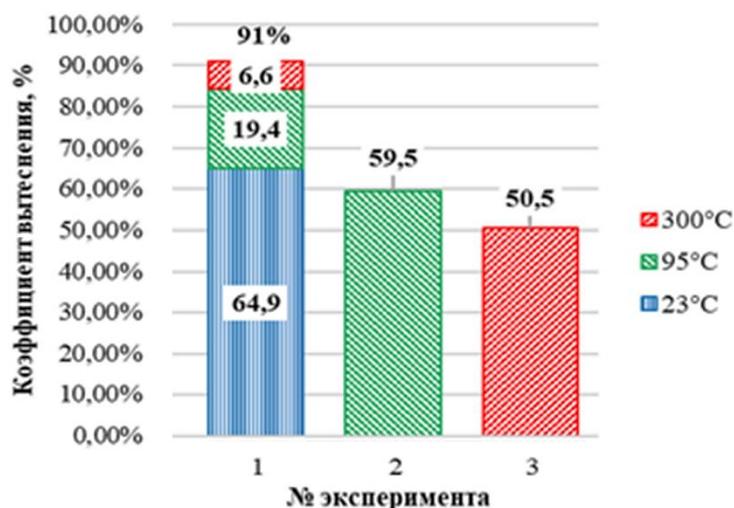


Рис. 6. Графические зависимости коэффициента вытеснения нефти водой при различной температуре вытесняемого агента

Полученные результаты экспериментальных исследований позволили оценить основные характеристики процесса вытеснения нефти водой.

Для пластовых условий при разных режимах температуры фильтрации получены зависимости коэффициентов нефтевытеснения от объема закачанной воды (пара).

Исследования, проведенные при температуре 23°C с использованием керна материала скв. Б (1 эксперимент), свидетельствуют о более длительном безводном периоде вытеснения нефти водой. Вода в продукции модели пласта появилась после закачки 0,47 объемов пор воды.

Прирост в коэффициенте вытеснения, зарегистрированный в первом эксперименте (при температурных режимах 95°C, 300°C) связан с возобновлением процесса фильтрации при нагреве и термостатировании в поровом пространстве модели, по этой причине наблюдалось изменение распределения нефти за фронтом вытеснения, т.е. «поршневое» довытеснение нефти, с переходом к стационарному режиму фильтрации. Интенсивное обводнение в данном эксперименте обусловлено тем, что основная масса разогретой воды, которая вытесняла нефть, перемещается через зоны, которые были предварительно промыты.

Примечательно, что в ходе исследований при температурном режиме 300°C нефть из кернодержателя периодически выходила в виде газовой фазы. Технические возможности установки не предполагают полноценного сбора газообразных продуктов, в связи с чем какая-то доля углеводородов испарялась в атмосферу, т.е. получен несколько заниженный коэффициент вытеснения. При исследовании насыпных моделей не учитывалась остаточная вода.

Следует отметить, что фильтрационные процессы в пластах природных пород имеют свою специфику, которая обусловлена наличием поверхностных и капиллярных сил, оказывающих особенно существенное влияние на создание фронта вытеснения, распределения фаз в зоне обводнения.

Список литературы

1. В.В. Плынин Термогазовый метод и баженовская свита // Интернет портал сообщества ТЭК EnergyLand.info. – 2010. <http://www.energyland.info/analitic-show-50375>.
2. А.Г. Соломатин Термогазовое воздействие и месторождения Сибири [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.energyland.mfo/anaHtic-show-52541>.
3. Y. Ren H, “Enhance oil recovery by rocket power equipment,” China Petrochemical News, p. 27, 2013.
4. ОСТ 39-195–86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986. – 19 с.
5. Е. Чехонин, А. Паршин, Д. Писаренко, Ю. Попов, Р. Ромушкевич, С. Сафонов, М. Спасенных Теплофизические свойства пород коллекторов // Нефтегазовое обозрение. Том 24. №3 (осень 2012 г.).
6. Б.А. Яковлев Прогнозирование нефтегазоносности недр по данным геотермии. – М.: Недра, 1996. –240 с.
7. Н.Ф. Тарелко Изучение тепловых свойств коллекторов тяжёлых нефтей и вмещающих пород применительно к тепловым методам добычи // Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. М., 2011.
8. Способ оценки коэффициента вытеснения нефти на основе стандартных исследований керна / Е.А. Гладких, Г.П. Хижняк, В.И. Галкин, Н.А. Попов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 3. – С. 225–237. – DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.3

References

1. Plynin V.V. Termogazovyy metod i bazhenovskaya svita [Thermal gas treatment and Bazhenov formation]. EnergyLand.info, 2010. <http://www.energyland.info/analytic-show-50375>. (in Russian)
2. Solomatin A.G. Termogazovoe vozdejstvie i mestorozhdeniya Sibiri [Thermal gas treatment and the Siberian fields]. <http://www.energyland.mfo/anaHtic-show-52541>. (in Russian)
3. Y. Ren H. Enhance oil recovery by rocket power equipment. China Petrochemical News, p. 27, 2013.
4. Industrial Standard 39-195–86. Oil. Metod opredeleniya koefficienta vytesneniya nefi vodoj v laboratornyh usloviyah [Method for determination of waterflood displacement efficiency in laboratory environment]. Moscow, Minnefteprom, 1986, 19 p. (in Russian)
5. Chekhonin E., Parshin A., Pisarenko D., Popov Yu., Romushkevich R., Safonov S., Spasennykh M. Teplofizicheskie svojstva porod kollektorov [Thermal-physical properties of reservoir rocks]. *Neftgazovoe Obozreniye [Oil and Gas Overview]*. 2012, Vol.24, No.3. (in Russian)
6. Yakovlev B.A. Prognozirovanie neftegazonosnosti nedr po dannym geotermii. [Prediction of oil and gas potential based on geothermal data]. Moscow, Nedra Publ., 1996, 240 p. (in Russian).
7. Tarelko N.F. Izuchenie teplovyh svojstv kollektorov tyazhyolyh neftej i vmeshchayushchih porod primenitelno k teplovyim metodam dobychi [Studying thermal properties of heavy oil reservoirs and matrix in respect to thermal recovery methods]. PhD thesis. Moscow, 2011. (in Russian)
8. Gladkikh E.A., Khizhnyak G.P., Galkin V.I., Popov N.A. Sposob ocenki koefficienta vytesneniya nefi na osnove standartnyh issledovanij kerna [Estimation of oil recovery fac-

tor based on RCAL data]. Journal of Perm National Research Polytechnic University. *Geologiya. Neftegazovoe i Gornoe Delo [Geology. Petroleum and Mining Engineering]*. 2017, Vol.16, No.3, pp.225-237. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.3.3. (in Russian)

Сведения об авторах

Бурлуцкий Ефим Андреевич, инженер лаборатории центра научно-технических исследований, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» – «Высшая школа нефти»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

Authors

E.A. Burlutsky, laboratory engineer of the Center for Scientific and Technical Research, Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School

2, Lenin Str., Almetyevsk, 423450, Russian Federation

E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

Статья поступила в редакцию 20.07.2024

Принята к публикации 14.09.2024

Опубликована 30.09.2024