



УДК 551.2.02
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2022



Лабораторные исследования влияния теплового воздействия на свойства горных пород Лыаельской площади Ярегского месторождения

А.С. Скворцов, С.А. Калинин, С.А. Калинин, К.Ю. Возженников, К.А. Трухонин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Laboratory studies of the thermal exposure effect on the rock properties at the Lyael'skaya area at the Yaregskoye field

Andrey S. Skvortsov, Stanislav A. Kalinin, Sergei A. Kalinin, Kirill Yu. Vozzhennikov, Kirill A. Trukhonin

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 29.05.2022. Принята / Accepted: 18.11.2022. Опубликовано / Published: 23.12.2022

Ключевые слова:

высоковязкая нефть, Лыаельская площадь, тепловые методы, лабораторные исследования, керн, фильтрационные исследования, модель пласта.

Keywords:

high-viscosity oil, Lyael'skaya area, thermal methods, laboratory studies, core, filtration studies, reservoir model.

На Лыаельской площади Ярегского месторождения с 2010 г. применяется технология термогравитационного дренирования пласта. На эффективность разработки площади сильное влияние оказывают особенности ее строения, а именно: наличие тектонических разломов и плотной сети раскрытых и протяженных трещин, высокая степень неоднородности коллектора по проницаемости, которая выражается в наличии высокопроницаемых зон пласта, сложенных несцементированным песчаником, а также непродуктивных непроницаемых пропластков, сложенных аргиллитами, алевролитами и алевролитистыми песчаниками. Присутствие непроницаемых пропластков в продуктивной толще снижает эффективность процесса термогравитационного дренирования, так как они экранируют продвижение паровой камеры и приводят к ее деформации, что, в свою очередь, снижает коэффициент извлечения нефти, темпы разработки залежи, а также способствует росту паронефтяного отношения и создает дополнительные неопределенности при прогнозировании показателей разработки. Однако, согласно данным научно-технической литературы, в результате теплового воздействия на залежь возможно образование трещин в пласте, включая зоны, которые сложены непродуктивными непроницаемыми пропластками. Это влечет за собой возможность развития паровой камеры выше непроницаемого пропластка, увеличивая зону прогрева пласта, тем самым улучшая эффективность разработки в результате термического воздействия.

Приводятся результаты экспериментальных исследований по изучению влияния температуры на фильтрационно-емкостные свойства горных пород Лыаельской площади Ярегского месторождения. Как показали проведенные исследования, термическое воздействие в условиях Лыаельской площади оказывает заметное влияние на изменение фильтрационно-емкостных свойств как низкопроницаемых, так и высокопроницаемых образцов горных пород, что может повлиять на эффективность процесса термогравитационного дренирования пласта в условиях рассматриваемого объекта.

Since 2010, the technology of thermogravitational reservoir drainage (TGRD) has been applied at the Lyael'skaya area of the Yaregskoye field. The development efficiency of the area is strongly influenced by the features of its structure, namely: the presence of tectonic faults and a dense network of open and extended fractures, a high degree of reservoir heterogeneity in terms of permeability, which is expressed in the presence of highly permeable formation zones composed of unconsolidated sandstone, as well as unproductive impermeable interlayers, composed of mudstones, siltstones and silty sandstones. The presence of impermeable interlayers in the productive strata reduces the efficiency of the thermogravitational drainage process, since they shield the advancement of the steam chamber and lead to its deformation, which in turn reduces the oil recovery factor, the rate of deposit development, and also contributes to the growth of the steam-oil ratio (SOR) and creates additional uncertainties in forecasting development indicators. However, according to the data of scientific and technical literature, as a result of thermal impact on the reservoir, creation of cracks in the formation is possible, including zones that are composed of unproductive impermeable interlayers. This entails the possibility of developing a steam chamber above the impermeable interlayer, increasing the formation heating zone, thereby improving the development efficiency as a result of thermal treatment.

The results of experimental studies of the temperature influence on the reservoir rocks properties at the Lyael'skaya area of the Yaregskoye field are presented. As studies have shown, thermal impact in the conditions of the Lyael'skaya area has a noticeable effect on the change in the reservoir properties of both low-permeability and high-permeability rock samples, which can affect the efficiency of the process of thermogravitational reservoir drainage under the considered object conditions.

© Скворцов Андрей Сергеевич – инженер второй категории отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (тел.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Andrej.Skvortsov@pnn.lukoil.com).

© Калинин Станислав Александрович – начальник отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (тел.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Stanislav.Kalinin@pnn.lukoil.com).

© Калинин Сергей Александрович – инженер второй категории отдела исследований химических методов повышения нефтеотдачи пласта на керне (тел.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Sergej.Kalinin@pnn.lukoil.com).

© Возженников Кирилл Юрьевич – инженер отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (тел.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Kirill.Vozzhennikov@pnn.lukoil.com).

© Трухонин Кирилл Андреевич – инженер отдела исследований тепловых методов воздействия на пласт (тел.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Kirill.Trukhonin@pnn.lukoil.com).

© Andrey S. Skvortsov (Author ID in Scopus: 57194692889) – II category Engineer of the Research Department of Thermal Stimulation Methods (tel.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Andrej.Skvortsov@pnn.lukoil.com).

© Stanislav A. Kalinin (Author ID in Scopus: 57194691912) – Head of the Research Department of Thermal Stimulation Methods (tel.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Stanislav.Kalinin@pnn.lukoil.com).

© Sergei A. Kalinin – II category Engineer of the Research Department of Chemical Core EOR Methods (tel.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Sergej.Kalinin@pnn.lukoil.com).

© Kirill Yu. Vozzhennikov – Engineer at the Research Department of Thermal Stimulation Methods (tel.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Kirill.Vozzhennikov@pnn.lukoil.com).

© Kirill A. Trukhonin – Engineer at the Research Department of Thermal Stimulation Methods (tel.: +007 (342) 717 01 66, e-mail: Kirill.Trukhonin@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Скворцов А.С., Калинин С.А., Калинин С.А., Возженников К.Ю., Трухонин К.А. Лабораторные исследования влияния теплового воздействия на свойства горных пород Лыаельской площади Ярегского месторождения // Недропользование. – 2022. – Т.22, №4. – С.185–191. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.4.6

Please cite this article in English as:

Skvortsov A.S., Kalinin S.A., Kalinin S.A., Vozzhennikov K.Yu., Trukhonin K.A. Laboratory studies of the thermal exposure effect on the rock properties at the Lyael'skaya area at the Yaregskoye field. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2022, vol.22, no.4, pp.185-191. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.4.6

Введение

Термические методы воздействия на пласт в настоящее время являются безальтернативными для разработки месторождений сверхвязкой нефти и природных битумов (СВН и ПБ). Одной из наиболее распространенных технологий теплового воздействия является технология термогравитационного дренирования пласта (ТГДП). ТГДП с 2010 г. применяется для разработки Лыаельской площади Ярегского месторождения, расположенного в Республике Коми. Лыаельская площадь характеризуется наличием протяженных непроницаемых пропластков, представленных аргиллитом, алевролитом и алевролитистыми песчаниками, что затрудняет процесс ее разработки с применением технологии ТГДП (рис. 1).

Исследования с целью изучения влияния непроницаемых пропластков, расположенных в продуктивной толще залежей, насыщенных СВН и ПБ, на процесс развития паровой камеры при применении технологии ТГДП впервые выполнены Янгом и Батлером [1]. В данной работе рассматривалось влияние горизонтального непроницаемого пропластка с протяженностью, равной протяженности модели, на распределение температуры при различных конфигурациях закачки пара. Авторами был сделан вывод, что когда паровая камера достигает непроницаемого пропластка, происходит его теплопроводный прогрев, за счет которого осуществляется рост температуры вышележащих над непроницаемым барьером пород. Дальнейшие исследования показали, что наличие пропластков приводит к увеличению накопленного ПНО [2], неравномерному распространению паровой камеры [3] и снижению эффективности ТГДП. Значительное снижение эффективности ТГДП наблюдается при достаточно большой доле непроницаемых пропластков в объеме всего пласта [4]. Эффективность ТГДП также сильно зависит от расположения непроницаемых пропластков относительно пар скважин [5, 6]. Протяженные пропластки увеличивают риск прорыва пара в добывающие скважины и затрудняют регулирование развития паровой камеры [7].

По всей видимости, тепловое воздействие на пласт может привести к необратимому изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горных пород, в частности и непроницаемых пород, что достаточно широко освещается в работах различных авторов. Механизм, как и характер изменения ФЕС горных пород, с ростом температуры могут быть различными. Результаты исследований сильно разнятся: от отсутствия влияния температуры на ФЕС до значительного изменения. Это можно объяснить тем, что на изменение ФЕС горных пород в значительной степени влияет природа насыщающего агента (жидкость, газ), а также тип, состав и физические свойства горных пород. В случае использования в качестве насыщающей жидкости воды проницаемость может снижаться с повышением температуры [8–11]. В отдельных случаях [10] проницаемость пород может снижаться до 65 % от первоначальной. Снижение проницаемости связано, в первую очередь, с температурным

расширением минерального скелета породы, которое приводит к уменьшению размера пор и увеличению извилистости и шероховатости пустотного пространства [12]. При достаточно высоких температурах возможно полное смыкание пор из-за расширения зерен породы. Снижение пористости также может происходить из-за повышения сжимаемости пород при нагреве. В некоторых случаях температурное расширение пород способствует структурному разрушению, вызванному различиями в коэффициентах теплового расширения минералов горных пород. Различные минералы не только имеют различные коэффициенты теплового расширения, но для каждого минерала коэффициент теплового расширения может отличаться в разных кристаллографических направлениях. Эти различия в тепловом расширении приводят к концентрации напряжений в точках контакта зерен, когда порода нагревается, что приводит к возможности разрушения отдельных минеральных зерен и/или расслоению пород и увеличению порового объема [13–22].

Выделяют также геомеханический фактор изменения проницаемости горных пород, в том числе глинистых, с увеличением температуры [21, 23]. Нагрев может изменить упругие и прочностные свойства породы за счет теплового расширения, химических реакций или накопления термического напряжения, если порода находится в условиях сжатия. Поскольку масштабное тепловое воздействие приводит к прогреву значительных объемов пласта, особенно при реализации технологии SAGD, возможна ситуация, когда из-за теплового расширения различных пород может происходить перераспределение напряжений в горных породах, которые могут привести к растрескиванию пропластков из-за их деформации, вызванной неравномерным тепловым расширением окружающих пород [23–46].

Глинистые минералы, входящие в состав пород непроницаемых пропластков, могут оказывать значительное влияние на процесс распространения закачиваемого теплоносителя. Нагревание глин до высоких температур приводит к необратимым изменениям их физико-химических свойств за счет изменения структуры, строения и фазового состояния глин [14]. В зависимости от того, какой тип глинистого минерала преимущественно входит в состав горной породы, при контакте породы с теплоносителем может наблюдаться как набухание породы, так и их усадка. Внутрикристаллическое набухание глинистой породы объясняется активным взаимодействием теплоносителя с межчастичными связями. Давление набухания глинистой породы при увлажнении может достигать 1,0–1,5 МПа. Усадка глинистых пород происходит при длительной сушке породы, в результате которой уменьшается объем глины на 25–30 %. Подобное уменьшение объема кардинально увеличивает проницаемость глинистых пород, что может способствовать повышению эффективности теплового воздействия. Однако этот

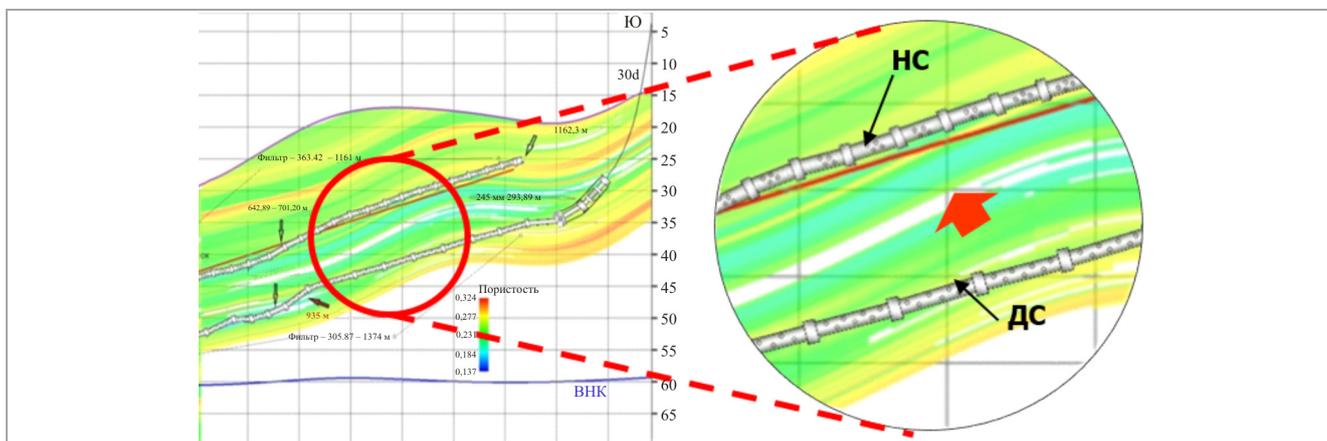


Рис. 1. Профильный разрез участка ОПУ-5 по линии скважин 30d–30n (НС – нагнетательная скважина, ДС – добывающая скважина)

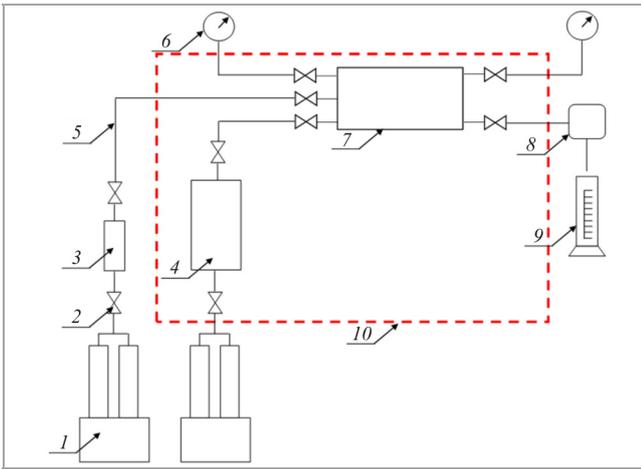


Рис. 2. Схема лабораторной установки для исследования влияния температуры на ФЕС высокопроницаемых образцов

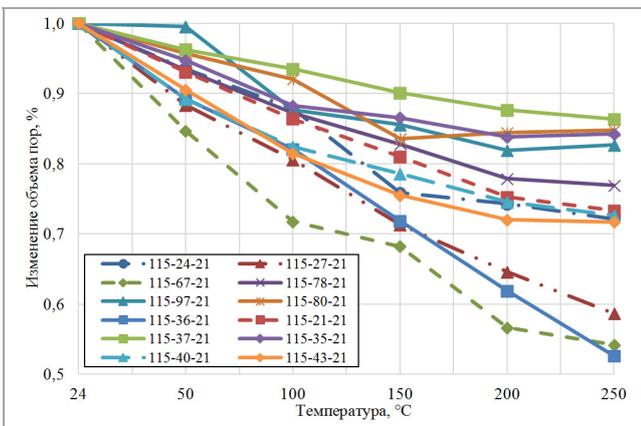


Рис. 3. Относительное изменение объема пор образцов за счет теплового расширения скелета породы

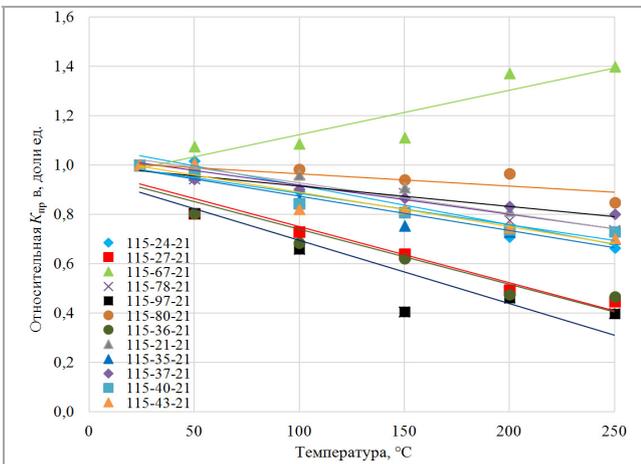


Рис. 4. Относительное изменение коэффициента проницаемости по воде высокопроницаемых образцов керна

эффект наблюдался в процессе нагрева глины при атмосферном давлении. Известно, что все монтмориллониты теряют адсорбционную воду в интервале температур 100–200 °С, из-за чего в монтмориллоните образуется «сжатая структура», и при нагревании выше этой температуры такое изменение структуры становится необратимым, что в конечном счете может привести к значительному увеличению пористости и проницаемости породы [15].

В данной работе изучалось влияние температуры нагрева на ФЕС высокопроницаемых и низкопроницаемых горных пород Лыаельской площади Ярегского месторождения

в диапазоне температур от 50 до 250 °С без учета геомеханического и минералогического факторов.

Описание лабораторной установки

Лабораторная установка для выполнения экспериментов представляла собой кернодержатель 7, ко входу которого подключались поршневые насосы высокого давления 1. Один насос, соединенный с кернодержателем гидравлическими трубками 5 через емкость с объемом 200 см³ 3, использовался для откачки воды при увеличении температуры. Второй насос использовался для подачи воды из емкости с объемом 5000 см³ 4 для измерения проницаемости по воде на каждой температурной ступени. На выходном торце кернодержателя устанавливался клапан противодавления 8 и мерный цилиндр 9. Давление на торцах исследуемого образца измерялось с помощью манометров 6. Кернодержатель 7 и разделительная емкость 4, находились в термостатируемом шкафу 10. Для измерения перепада давления использовали датчики дифференциального давления. В зависимости от этапа эксперимента соответствующие блоки установки отсекались кранами 2, чтобы избежать влияния расширения воды и масла на результаты экспериментов. Схема лабораторной установки приведена на рис. 2.

Описание методики экспериментов

Изучение влияния теплового воздействия на горную породу Лыаельской площади Ярегского месторождения выполнялась путем проведения серии лабораторных исследований: на высокопроницаемых образцах (коллектор) и на низкопроницаемых образцах (неколлектор) при температурах 24 °С и от 50° до 250 °С с шагом 50 °С.

Эксперименты по оценке изменения ФЕС высокопроницаемых образцов при тепловом воздействии проводились в следующей последовательности:

- насыщенный дистиллированной водой образец породы помещался в кернодержатель после чего моделировалось эффективное давление на образец и начальная температура эксперимента;
- объем жидкости на насосе порового давления обнулялся. На насосе устанавливался режим поддержания порового давления. Кернодержатель с образцом нагревался до следующей температурной ступени;
- по мере достижения стабилизации температурного режима насосами порового давления фиксировался объем воды, вытесненной из образца;
- по объему откачанной воды и начальному объему пор рассчитывалось изменение объема пустотного пространства породы-коллектора:

$$V_{\text{пор после}} = V_{\text{пор до}} - V_{\text{откачки}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{пор до}}$ – объем пор модели до температурного воздействия (при комнатной температуре), см³, $V_{\text{пор после}}$ – объем пор модели после нагрева до заданной температуры, см³, $V_{\text{откачки}}$ – объем откачанной модели пластовой воды по насосу, см³;

д) через модель пласта производилась фильтрация воды при температуре нагрева модели пласта до достижения стабилизации перепада давления между торцами и в объеме не менее $3V_{\text{пор}}$ с целью измерения коэффициента проницаемости.

е) модель пласта нагревалась до температуры следующей ступени, после чего вышеобозначенные пункты повторялись.

Для каждого образца замеры объема вытесненной воды и коэффициента проницаемости по воде выполнялись для каждого температурного режима.

Оценка влияния температуры на ФЕС низкопроницаемых образцов (пород-неколлекторов) производилась следующим образом:

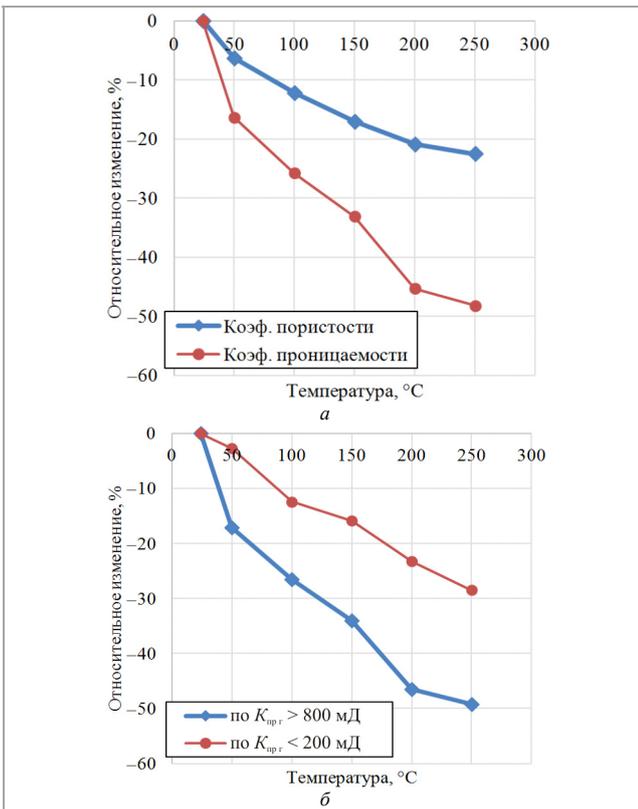


Рис. 5. Относительное изменение при увеличении температуры: проницаемости и пористости образцов (а), проницаемости для образцов с различной проницаемостью (б)

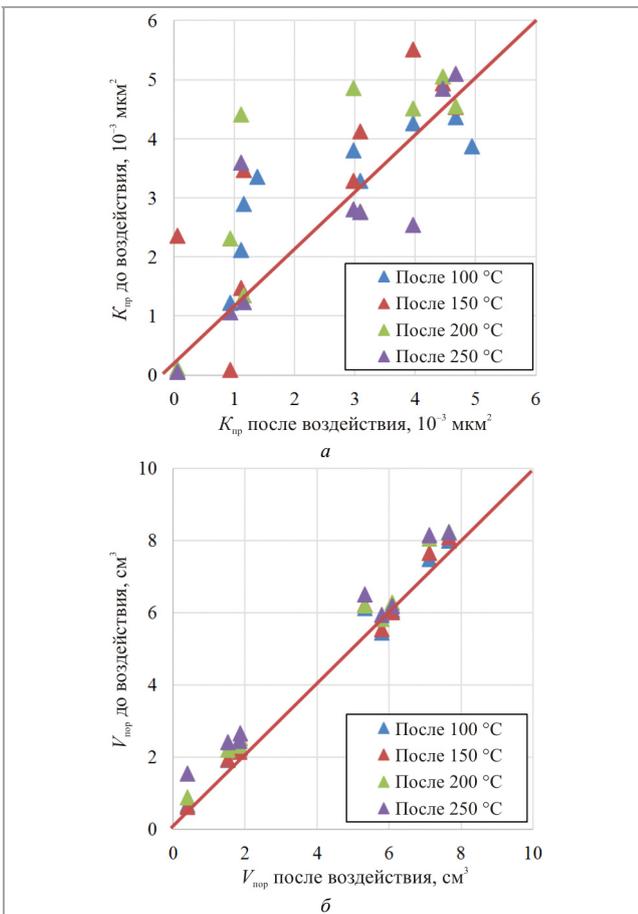


Рис. 6. Результаты изучения влияния температуры на ФЕС низкопроницаемых образцов: а – изменение коэффициента проницаемости; б – изменение коэффициента пористости

- а) сухие образцы взвешивались и насыщались дистиллированной водой под вакуумом;
- б) образцы взвешивались с целью определения коэффициента пористости методом жидкостенасыщения;
- в) насыщенные водой образцы помещались в термощкаф, нагретый до заданной температуры;
- г) производились нагрев до необходимой температурной ступени и выдержка образцов в течение 24 ч с постоянным контролем массы образцов;
- д) охлаждение образцов до начальной (комнатной) температуры и измерение проницаемости образцов по газу;
- е) вышеобозначенные операции повторялись для каждого температурного режима от 50° до 250 °C с шагом 50 °C.

Результаты исследований и их обсуждение

В рамках исследований влияния температуры на ФЕС проницаемых горных пород выполнено 12 экспериментов по ступенчатому нагреву образцов песчаника. Результаты экспериментов представлены на рис. 3 и 4.

Как показали лабораторные исследования, с увеличением температуры нагрева с 24 до 250 °C происходит заметное уменьшение объема пор образцов (см. рис. 3) и, соответственно, коэффициента пористости. Снижение объема пор образцов при тепловом воздействии хорошо соотносится с поведением проницаемости по воде по мере увеличения температуры. Зависимости относительного изменения коэффициента проницаемости образцов по воде при увеличении температуры представлены на рис. 4.

Для большинства образцов проницаемость линейно снижается при увеличении температуры до 250 °C. Полученные результаты исследований хорошо соотносятся с ранее выполненными исследованиями, где при увеличении температуры до 100 °C относительное уменьшение проницаемости составило около 20 % [8]. Уменьшение проницаемости в данном случае может быть связано расширением скелета породы при фиксированном эффективном давлении, увеличением извилистости и шероховатости поровых каналов, а также смыканием малых пор. Проницаемость образца 115-67-21 увеличивалась по мере роста температуры, при этом коэффициент пористости уменьшался по мере его нагрева (см. рис. 3). Данный эффект может быть связан с раскрытием существующих микро- и макротрещин.

Для каждой температурной ступени выполнено усреднение значений проницаемости и пористости, при этом образцы были условно разделены на две группы с проницаемостью более 0,8 мкм² и проницаемостью менее 0,2 мкм². Зависимости относительного изменения значений проницаемости и пористости образцов представлены на рис. 5.

Как можно видеть из рис. 5, а, увеличение температуры приводит к монотонному снижению пористости и проницаемости высокопроницаемых образцов. При температуре 250 °C пористость снижается на 23 %, проницаемость – на 48 %. При этом было замечено, что снижение проницаемости высокопроницаемых образцов почти в два раза сильнее, по сравнению с образцами с более низкой проницаемостью, при том же увеличении температуры (рис. 5, б).

Результаты исследований изменения ФЕС низкопроницаемых пород-неколлекторов после воздействия температур в диапазоне от 50 до 250 °C представлены на рис. 6, а, значения для 24 и 50 °C не показаны, поскольку существенных изменений не наблюдалось.

Красная линия на рис. 6 показывает равенство значений рассматриваемого параметра до и после теплового воздействия. Точки, расположившиеся выше красной линии, свидетельствуют о тенденции увеличению соответствующего параметра после теплового

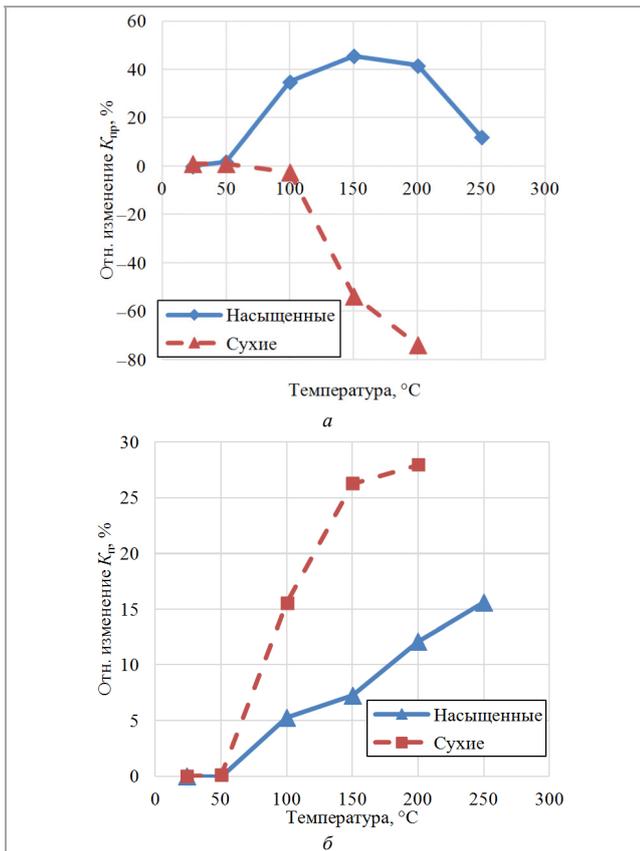


Рис. 7. Изменение средних значений коэффициентов проницаемости (а) и пористости (б) насыщенных и сухих образцов керн при увеличении температуры

воздействия. Большинство значений коэффициента проницаемости образцов после их нагрева до температур 100°, 150° и 200 °C оказались выше красной линии, что свидетельствует о тенденции к увеличению проницаемости (см. рис. 6, а). Причем для образцов с более низкой проницаемостью относительный прирост проницаемости несколько выше, по сравнению с более проницаемыми образцами (область слева). После теплового воздействия наблюдается также тенденция увеличения объема пустотного пространства образцов (см. рис. 6, б), при этом с каждой новой ступенью нагрева коэффициент пористости образцов необратимо возрастает.

На рис. 7 приведены графики изменения средних значений коэффициента проницаемости (а) и пористости (б) низкопроницаемых образцов в зависимости от температуры нагрева. Средние значения рассчитывались для двух групп образцов: группа образцов, насыщенных водой, и группа сухих образцов.

Как видно из рис. 7, а, для насыщенных водой низкопроницаемых образцов по мере увеличения температуры до 150 °C наблюдается увеличение коэффициента проницаемости в среднем на 45,6 %; при последующем увеличении температуры до 250 °C происходит снижение коэффициента проницаемости до 12 % от начального значения при 24 °C. Данный эффект может быть связан с двумя различными механизмами, проявляющимися в различных температурных диапазонах. До 150 °C увеличение проницаемости может быть связано с эффектом расклинивания пор за счет теплового расширения воды и увеличения напряжений внутри пор (образцы не находились в условиях всестороннего сжатия). При температурах от

150 до 250 °C снижение проницаемости, по всей видимости, связано с перераспределением частиц горной породы относительно друг друга и изменением извилистости каналов фильтрации. В случае нагрева сухих образцов по мере увеличения температуры до 200 °C наблюдается постоянное снижение проницаемости на 74 %. Снижение проницаемости также может быть вызвано изменением структуры пустотного пространства за счет перераспределения частиц горной породы изменением извилистости каналов фильтрации. В целом различия в характере изменения коэффициента проницаемости насыщенных и сухих образцов с ростом температуры с 24° до 150 °C связаны именно эффектом расклинивания пор за счет теплового расширения воды.

Из рис. 7, б, видно, что как для насыщенных, так и сухих образцов наблюдается постоянное увеличение среднего коэффициента пористости на 15,6 и 28 % соответственно во всем диапазоне изменения температуры нагрева. Можно заметить, что изменения пористости и проницаемости с ростом температуры в диапазоне температур от 100–150° до 250 °C разнонаправлены (проницаемость образцов снижается – пористость увеличивается), что может свидетельствовать о том, что рост проницаемости не зависит напрямую от увеличения пористости, а обусловлен, скорее, изменением структуры пустотного пространства в результате теплового расширения минерального скелета породы (поскольку поведение сухих и насыщенных образцов аналогично). Изменения пористости и проницаемости насыщенных образцов с ростом температуры в диапазоне температур от 24 до 150 °C сонаправлены, что указывает на действие механизма расклинивания пор за счет теплового расширения воды.

Заключение

По результатам выполненных исследований образцов Льяельской площади Ярегского месторождения можно сделать следующие выводы:

1. Для высокопроницаемых образцов-коллекторов при постоянном эффективном давлении с ростом температуры происходит снижение объема пор образцов в среднем на 23 % и проницаемости в среднем на 48 %, что может быть обусловлено тепловым расширением скелета породы. При этом снижение проницаемости с температурой происходит активнее для образцов с более высокой проницаемостью.

2. В рамках исследований пород-неколлекторов установлено, что увеличение температуры от 50° до 150 °C приводит к возрастанию проницаемости насыщенных водой образцов в среднем на 45,6 %. При увеличении температуры с 200° до 250 °C наблюдается снижение среднего прироста проницаемости до 12 % (относительно начального $K_{пр}$), что может быть связано с изменением структуры пустотного пространства вследствие перераспределения частиц горной породы. Коэффициент пористости насыщенных образцов возрастает во всем диапазоне увеличения температуры на 15,6 %.

3. Для сухих образцов (пород-неколлекторов) в том же диапазоне температур наблюдается снижение коэффициента проницаемости на 74 % при этом происходит рост коэффициента пористости в среднем до 28 %.

4. Различия в поведении изменения коэффициента проницаемости насыщенных и сухих образцов (пород-неколлекторов) с ростом температуры могут быть связаны с эффектом расклинивания пор за счет теплового расширения воды и увеличения внутренних напряжений.

Библиографический список

1. Yang G., Butler R.M. Effects of reservoir heterogeneities on heavy oil recovery by steam-assisted gravity drainage // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1992. – Vol 31, no. 8. – P. 37–43.
2. Pooladi-Darvish M., Mattar L. SAGD Operations in the Presence of Overlying Gas Cap and Water Layer-Effect of Shale Layers // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2002. – Vol. 41, no. 6. – P. 40–51.

3. Wang Z. Reservoir Modeling and Production Performance Analysis to Investigate the Impacts of Reservoir Properties on Steam-Assisted Gravity Drainage in Cold Lake Oil Sands, Alberta // SPE Improved Oil Recovery Conference. – Tulsa, Oklahoma, USA, 2016.
4. Shin H., Polikar M. Optimizing the SAGD Process in Three Major Canadian Oil-Sands Areas // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas USA, 2005.
5. Heterogeneity impact on SAGD process performance in mobile heavy oil reservoirs / M. Le Ravalec, C. Morlot, R. Marmier, D. Foulon // Oil and Gas Science and Technology. – 2009. – Vol. 41, no. 6. – P. 469–476.
6. Shin H., Choe J. Shale Barrier Effects on the SAGD Performance // SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, 19-21 October, Abu Dhabi, UAE, 2009.
7. Zhou Y., Xi C., Wu J. Effect of Barriers on the SAGD Performance Result // International Petroleum Technology Conference, Beijing. – China, 2013.
8. Aruna M.F. The effects of temperature and pressure on absolute permeability of sandstones // SPE. – 1976.
9. Casse F.J. The Effect of Temperature and Confining Pressure on Fluid Flow Properties of Consolidated Rocks // SPE. – 1974.
10. Casse F.J. The effect of temperature and confining pressure on single-phase flow in consolidated rocks // SPE. – 1979.
11. Wei K., Brower K., Morrow N. Effect of Fluid, Confining Pressure, and Temperature on Absolute Permeabilities of Low- Permeability Sandstones // SPE Formation Evaluation. 1. 10.2118/13093-PA. – 2013.
12. Jing X.D. The effects of clay, pressure and temperature on the electrical and hydraulic properties of real and synthetic rocks // SPE. – 1990.
13. Aktan T. Effect of Cyclic and In-situ Heating on Absolute Permeabilities, Elastic Constants, and Electrical Resistivities of Rocks // SPE. – 1975.
14. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых материалов. – Киев: Изд. АН УССР, 1961.
15. Теплоемкость и теплопроводность пород и флюидов баженовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки / В.А. Юдин [и др.]. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСи РАН, 2015. – 225 с.
16. Vutukuri V.S., Lama R.D., Saluja S.S. Handbook Mechanical Properties of Rock // Clausthal, Trans Tech Publications. – 1974. – Vol. 1.
17. Temperature Dependent Mechanical Properties of Reservoir's Overburdened Rocks During SAGD Process / B. Zhao, S. Liu, B. Huang, Y. Liu, G. Zhang // International Journal of Simulation: Systems, Science & Technology. 59.1-59.7. 10.5013/IJSSST.a.17.49.59. – 2016. – Vol. 17.
18. Ji'an Luo, Lianguo Wang. High-Temperature Mechanical Properties of Mudstone in the Process of Underground Coal Gasification // Rock Mech Rock Eng. – 2011. – Vol. 44. – P. 749–754.
19. Уилман Б.Т., Валлерой В.В. Лабораторные исследования нефтеотдачи при нагнетании пара. – М.: ГОСИНТИ, 1962.
20. Geomechanical aspects of reservoir thermal alteration: A literature review / J.A. Uribe-Patiño [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 152. – P. 250–266. DOI: 10.1016/J.PETROL.2017.03.012
21. Li P., Chan M., Froehlich W. Steam Injection Pressure and the SAGD Ramp-Up Process // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2009. – Vol. 48, no 01.
22. Shafiei A., Dusseault M.B. Geomechanics of thermal viscous oil production in sandstones // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – Vol. 103. – P. 121–139.
23. Изучение механизма фильтрации на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на основе физического моделирования / Л.М. Рузин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 88–91.
24. Особенности разработки залежей высоковязкой нефти / Л.М. Рузин [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13, № 2. – С. 58–67.
25. The study of the filtration mechanism in reservoirs of the Timan-Pechora oil and gas province, based on physical modeling (Russian) / L.M. Ruzin [et al.] // Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry. – 2017. – Vol. 2017, № 06. – P. 88–91.
26. Чупров И.Ф. О возможности прогрева залежи высоковязкой нефти через трещины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 10. – С. 50–52.
27. Паршаков В.В., Скворцов А.С., Калинин С.А. Экспериментальные исследования влияния температуры теплоносителя на фильтрационно-емкостные свойства непродуктивных пород Ярегского месторождения // Севергеоэкотех-2016. – 2016. – С. 250–252.
28. Калинин С.А., Морозюк О.А., Барковский Н.Н. Изучение свойств пород-неколлекторов при тепловом воздействии на пласт // Новые идеи в геологии нефти и газа. – 2019. – С. 205–209.
29. Research on the influence of producing wells parameters of Yaregskoye field on their effectiveness (Russian) / S.A. Kalinin [et al.] // Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry. – 2016. – Vol. 2016, № 07. – P. 117–119.
30. Дуркин С.М., Морозюк О.А., Рузин Л.М. Влияние непроницаемых пропластков на технологические показатели разработки месторождений ВВН и битумов // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. – 2015. – № 1. – С. 104–117.
31. Дуркин С.М. Результаты численного моделирования и промышленного эксперимента закачки пара в трещинно-поровый коллектор при различных длинах горизонтальных скважин // Актуальные проблемы нефти и газа: Тезисы докладов 4-й Всероссийской молодежной научной конференции 20–22 октября 2021 г. – № 2021.
32. Experience of development of the Liael area of Yaregskoye heavy oil field using different technologies (Russian) / S.M. Durkin [et al.] // Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry. – 2019. – Т. 2019, № 10. – С. 62–67.
33. Морозюк О.А. Пути повышения эффективности термощахтной разработки залежей anomalно вязкой нефти (на примере Ярегского месторождения): автореф. дис. ... канд. техн. наук 14.10. 2011. – Ухта, 2011. – 28 с.
34. Морозюк О.А., Рузин Л.М., Дуркин С.М. Экспериментальные исследования-основа создания эффективных технологий разработки залежей углеводородов // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов. – 2015. – С. 3–10.
35. Влияние теплопроводного прогрева на фильтрационно-емкостные свойства горных пород / О.А. Морозюк [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 6. – С. 46–53.
36. Пименов В.П., Шако В.В., Клемин Д.В. Проблемы и перспективы добычи тяжелой нефти методом парогравитационного дренажа // Недропользование XXI век. – 2008. – № 1. – С. 59–63.
37. Chen Q., Gerritsen M.G., Kovscek A.R. Effects of reservoir heterogeneities on the steam-assisted gravity-drainage process // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – Vol. 11, № 05. – P. 921–932.
38. Uribe-Patiño J.A., Alzate-Espinosa G.A., Arbeláez-Londoño A. Geomechanical aspects of reservoir thermal alteration: A literature review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 152. – P. 250–266.
39. Experimental studies of thermally induced deformation and fracture generation in clay shale / B. Li, F. Diedro, R. Wong, S. Kryuchkov, A. Kantzas // SPE Heavy Oil Conference – Canada held in Calgary, 10–12 June, Alberta, 2014.
40. Осипов В.И. Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств. – М.: ГЕОС. – 2013. – 578 с.
41. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых материалов. – Киев: Изд. АН УССР, 1961.
42. Гавура А.В., Власов С.А., Краснопецева Н. В. Новые подходы к проблеме увеличения нефтеотдачи из залежей нефти с карбонатными коллекторами // Материалы IV Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», Т. 1, Москва, 18–19 сентября 2013 г. – М.: ОАО «ВНИИ-нефть», 2013. – 242 с.
43. Клемин Д.В. Теоретическое моделирование процессов теплообмена при разработке месторождений тяжелых нефтей методом парогравитационного дренажа: дис. ... канд. техн. наук. – Рос. гос. геологический ун-т им. С. Орджоникидзе (ПИГРУ). – М., 2010.
44. Применения метода парогравитационного дренажа (ПГД) на месторождениях высоковязкой нефти / Г.А. Суами [и др.] // Вестник евразийской науки. – 2021. – Т. 13, № 3. – С. 35.
45. Исследование теплофизических свойств горных пород в проблеме повышения нефтеотдачи / Б.П. Поршаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 7. – С. 44–47.
46. Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тертычный В.В. Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 92–97.

References

1. Yang G., Butler R.M. Effects of reservoir heterogeneities on heavy oil recovery by steam-assisted gravity drainage. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1992, vol 31, no. 8, pp. 37-43. DOI: 10.2118/92-08-03
2. Pooladi-Darvish M., Mattar L. SAGD Operations in the Presence of Overlying Gas Cap and Water Layer-Effect of Shale Layers. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2002, vol. 41, no. 6, pp. 40-51. DOI: 10.2118/02-06-04
3. Wang Z. Reservoir Modeling and Production Performance Analysis to Investigate the Impacts of Reservoir Properties on Steam-Assisted Gravity Drainage in Cold Lake Oil Sands, Alberta. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA, 2016. DOI: 10.2118/179609-MS
4. Shin H., Polikar M. Optimizing the SAGD Process in Three Major Canadian Oil-Sands Areas. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas USA, 2005. DOI: 10.2118/95754-MS
5. Le Ravalec M., Morlot C., Marmier R., Foulon D. Heterogeneity impact on SAGD process performance in mobile heavy oil reservoirs. *Oil and Gas Science and Technology*, 2009, vol. 41, no. 6, pp. 469-476. DOI: 10.2516/ogst/2009014
6. Shin H., Choe J. Shale Barrier Effects on the SAGD Performance. *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, 19-21 October, Abu Dhabi, UAE*, 2009. DOI: 10.2118/125211-MS
7. Zhou Y., Xi C., Wu J. Effect of Barriers on the SAGD Performance Result. *International Petroleum Technology Conference, Beijing*. China, 2013. DOI: 10.2523/IPTC-17183-MS
8. Aruna M.F. The effects of temperature and pressure on absolute permeability of sandstones. *SPE*, 1976. DOI: 10.2118/4142-PA
9. Casse F.J. The Effect of Temperature and Confining Pressure on Fluid Flow Properties of Consolidated Rocks. *SPE*, 1974.
10. Casse F.J. The effect of temperature and confining pressure on single-phase flow in consolidated rocks. *SPE*, 1979.
11. Wei K., Brower K., Morrow N. Effect of Fluid, Confining Pressure, and Temperature on Absolute Permeabilities of Low- Permeability Sandstones. *SPE Formation Evaluation*. 1. 10.2118/13093-PA, 2013. DOI: 10.2118/13093-PA

12. Jing X.D. The effects of clay, pressure and temperature on the electrical and hydraulic properties of real and synthetic rocks. *SPE*, 1990.
13. Aktan T. Effect of Cyclic and In-situ Heating on Absolute Permeabilities, Elastic Constants, and Electrical Resistivities of Rocks. *SPE*, 1975.
14. Ovcharenko F.D. Gidrofil'nost' glin i glinistykh materialov [Hydrophilicity of clays and clay materials]. Kiev: AN USSR, 1961.
15. Iudin V.A. et al. Teploemkost' i teploprovodnost' porod i fluידov bazhenovskoi svity - iskhodnye dannye dlia chislennogo modelirovaniia teplovykh sposobov razrabotki [Heat capacity and thermal conductivity of rocks and fluids of the Bazhenov formation - initial data for numerical modeling of thermal methods of development]. Moscow: FGU FNTs NIISI RAN, 2015, 225 p.
16. Vutukuri V.S., Lama R.D., Saluja S.S. Handbook Mechanical Properties of Rock. *Clausthal, Trans Tech Publications*, 1974, vol. 1.
17. Zhao B., Liu S., Huang B., Liu Y., Zhang G. Temperature Dependent Mechanical Properties of Reservoir's Overburdened Rocks During SAGD Process. *International Journal of Simulation: Systems, Science & Technology*. 59.1-59.7. 10.5013/IJSSST.a.17.49.59, 2016, vol. 17. DOI: 10.5013/IJSSST.a.17.49.59
18. Ji'an Luo, Lianguo Wang. High-Temperature Mechanical Properties of Mudstone in the Process of Underground Coal Gasification. *Rock Mech Rock Eng*, 2011, vol. 44, pp. 749-754. DOI: 10.1007/s00603-011-0168-z
19. Uilman B.T., Vallerio V.V. Laboratornye issledovaniia nefteotdachi pri nagnetanii para [Laboratory studies of oil recovery during steam injection]. Moscow: GOSINTI, 1962.
20. Uribe-Patiño J.A. et al. Geomechanical aspects of reservoir thermal alteration: A literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 152, p. 250-266. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.03.012
21. Li P., Chan M., Froehlich W. Steam Injection Pressure and the SAGD Ramp-Up Process. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, vol. 48, no. 01. DOI: 10.2118/09-01-36
22. Shafiei A., Dusseault M.B. Geomechanics of thermal viscous oil production in sandstones. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, vol. 103, pp. 121-139. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.02.001
23. Ruzin L.M. et al. Izuchenie mekhanizma fil'tratsii na mestorozhdeniakh Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii na osnove fizicheskogo modelirovaniia [The study of the filtration mechanism in reservoirs of the Timan-Pechora oil and gas province, based on physical modeling]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 6, pp. 88-91. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-88-91
24. Ruzin L.M. et al. Osobennosti razrabotki zalezhei vysokoviazkoi nefiti [Features of development of small deposits of high viscosity oil]. *Neftegazovoe delo*, 2015, vol. 13, no. 2, pp. 58-67.
25. Ruzin L.M. et al. The study of the filtration mechanism in reservoirs of the Timan-Pechora oil and gas province, based on physical modeling (Russian). *Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry*, 2017, vol. 2017, no. 06, pp. 88-91. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-88-91
26. Chuprov I.F. O vozmozhnosti progrena zalezhi vysokoviazkoi nefiti cherez treshchiny [On the possibility of heating a high-viscosity oil deposit through fractures]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 10, pp. 50-52.
27. Parshakov V.V., Skvortsov A.S., Kalinin S.A. Eksperimental'nye issledovaniia vliianiia temperatury teplonositelia na fil'tratsionno-embkostnye svoystva neproduktivnykh porod Iaregskogo mestorozhdeniia [Experimental studies of the effect of coolant temperature on the reservoir properties of non-productive rocks of the Yaregskoye field]. *Svergegeokotekh-2016*, 2016, pp. 250-252.
28. Kalinin S.A., Morozuk O.A., Barkovskii N.N. Izuchenie svoystv porod-nekolektorov pri teplovom vozdeistvii na plast [Study of the properties of non-reservoir rocks under thermal action on the reservoir]. *Novye idei v geologii nefiti i gaza*, 2019, pp. 205-209.
29. Kalinin S.A. et al. Research on the influence of producing wells parameters of Yaregskoye field on their effectiveness (Russian). *Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry*, 2016, vol. 2016, no. 07, pp. 117-119.
30. Durkin S.M., Morozuk O.A., Ruzin L.M. Vliianie neproniamaemykh propylastkov na tekhnologicheskie pokazateli razrabotki mestorozhdenii VVN i bitumov [The influence of impermeable interlayers on the technological parameters of the development of deposits of high-viscosity oils and bitumens]. *Resursy Evropeiskogo Severa. Tekhnologii i ekonomika osvoeniia*, 2015, no. 1, pp. 104-117.
31. Durkin S.M. Rezultaty chislennogo modelirovaniia i promyslovogo eksperimenta zakachki para v treshchinno-porovyi kollektor pri razlichnykh dlinakh gorizontal'nykh skvazhin [Results of numerical modeling and field experiment of steam injection into a fractured-porous reservoir at different lengths of horizontal wells], 2021. *Aktual'nye problemy nefiti i gaza: Tezisy dokladov 4-j Vserossijskoi molodezhnoj nauchnoj konferencii 20-22 oktyabrya 2021 g.*, p. 4.
32. Durkin S.M. et al. Experience of development of the Liael area of Yaregskoye heavy oil field using different technologies (Russian). *Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry*, 2019, vol. 2019, no. 10, pp. 62-67. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-10-62-67
33. Morozuk O.A. Puti povysheniia effektivnosti termoshaktnoi razrabotki zalezhei anomal'no viazkoi nefiti (na primere Iaregskogo mestorozhdeniia) [Ways to increase the efficiency of thermal mining development of deposits of abnormally viscous oil (on the example of the Yaregskoye field)]. Abstract of Ph.D. thesis. Ukhta, 2011, 28 p.
34. Morozuk O.A., Ruzin L.M., Durkin S.M. Eksperimental'nye issledovaniia-osnova sozdaniia effektivnykh tekhnologii razrabotki zalezhei uglevodorodov [Experimental research is the basis for the creation of effective technologies for the development of hydrocarbon deposits]. *Problemy razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii vysokoviazkikh nefitei i bitumov*, 2015, pp. 3-10.
35. Morozuk O.A. et al. Vliianie teploprovodnogo progrena na fil'tratsionno-embkostnye svoystva gornyykh porod [The effect of thermally-conductive heating on reservoir rocks characteristics]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2018, no. 6, pp. 46-53. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-6-46-53
36. Pimenov V.P., Shako V.V., Klemin D.V. Problemy i perspektivy dobychi tiazheloi nefiti metodom parogravitatsionnogo drenazha [Problems and prospects of heavy oil production by steam gravity drainage method]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2008, no. 1, pp. 59-63.
37. Chen Q., Gerritsen M.G., Kovscek A.R. Effects of reservoir heterogeneities on the steam-assisted gravity-drainage process. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2008, vol. 11, no. 05, pp. 921-932. DOI: 10.2118/109873-PA
38. Uribe-Patiño J.A., Alzate-Espinosa G.A., Arbeláez-Londoño A. Geomechanical aspects of reservoir thermal alteration: A literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 152, pp. 250-266. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.03.012
39. Li B., Diedro F., Wong R., Kryuchkov S., Kantzas A. Experimental studies of thermally induced deformation and fracture generation in clay shale. *SPE Heavy Oil Conference - Canada held in Calgary, 10-12 June, Alberta*, 2014. DOI: 10.2118/170133-MS
40. Osipov V.I. Gliny i ikh svoystva. Sostav, stroenie i formirovanie svoystv [Clays and their properties. Composition, structure and formation of properties]. Moscow: GEOS, 2013, 578 p.
41. Ovcharenko F.D. Gidrofil'nost' glin i glinistykh materialov [Hydrophilicity of clays and clay materials]. Kiev: AN USSR, 1961.
42. Gavura A.V., Vlasov S.A., Krasnopevtseva N.V. Novye podkhody k probleme uvelicheniia nefteotdachi iz zalezhei nefiti s karbonatnymi kollektorami [New approaches to the problem of enhanced oil recovery from oil deposits with carbonate reservoirs]. *Materiyaly IV Mezhdunarodnogo nauchnogo simpoziuma "Teoriia i praktika primeneniia metodov uvelicheniia nefteotdachi plastov", Vol. 1, Moscow, 18-19 September 2013*. Moscow: OAO "VNII-neft", 2013, 242 p.
43. Klemin D.V. Teoreticheskoe modelirovanie protsessov teploobmena pri razrabotke mestorozhdenii tiazhelykh nefitei metodom parogravitatsionnogo drenazha [Theoretical modeling of heat and mass transfer processes in the development of heavy oil fields by the method of steam gravity drainage]. Ph.D. thesis. Rossiiskii gosudarstvennyi geologorazvedochnyi universitet imeni Sergo Ordzhonikidze. Moscow, 2010.
44. Suami G.A. et al. Primeneniia metoda parogravitatsionnogo drenazha (PGD) na mestorozhdeniakh vysokoviazkoi nefiti [Application of the steam assisted gravity drainage (SAGD) method in the heavy oil fields]. *Vestnik evrazijskoi nauki*, 2021, vol. 13, no. 3, 35 p. DOI: 10.15862/42SAVN321
45. Porshakov B.P. et al. Issledovanie teplofizicheskikh svoystv gornyykh porod v probleme povysheniia nefteotdachi [Research of thermophysical properties of rocks in the problem of enhanced oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1980, no. 7, pp. 44-47.
46. Shandrygin A.N., Nukhaev M.T., Tertychnyi V.V. Razrabotka zalezhei tiazheloi nefiti i prirodnogo bituma metodom parogravitatsionnogo drenazha (SAGD) [Development of heavy oil and natural bitumen deposits using the steam gravity drainage (SAGD) method]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2006, no. 7, C. 92-97.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
 Вклад авторов равноценен.