

УДК 553.982.2; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-4.05>

<https://orcid.org/0000-0002-2359-7124>

<https://orcid.org/0000-0002-2912-3384>

<https://orcid.org/0000-0002-9572-9712>

<https://orcid.org/0000-0002-7133-808X>

## ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В КАЗАХСТАНЕ И МИРЕ



**К.А. СОЛТАНБЕКОВА,**  
магистр, старший  
научный сотрудник,  
[k.soltanbekova@satbayev.university](mailto:k.soltanbekova@satbayev.university)



**Г.И. БОЙКО,**  
доктор химических наук,  
профессор,  
[g.boiko@satbayev.university](mailto:g.boiko@satbayev.university)



**Р.Г. САРМУРЗИНА,**  
доктор химических наук,  
профессор,  
[sarmurzina\\_r@mail.ru](mailto:sarmurzina_r@mail.ru)



**Н.П. ЛЮБЧЕНКО,**  
кандидат химических наук,  
доцент,  
[amtek@bk.ru](mailto:amtek@bk.ru)

ИНСТИТУТ МЕТАЛЛУРГИИ И ОБОГАЩЕНИЯ  
Республика Казахстан, 050010, г. Алматы, ул. Шевченко, д.29/133

В настоящей работе проведена комплексная систематизация мирового опыта применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), включая внутрискластовое горение, закачку горячей воды и паротепловое воздействие с акцентом на их применимость в условиях казахстанских месторождений с высоковязкой нефтью.

В работе проанализированы перспективы применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для разработки высоковязких нефтей Казахстана, значительные запасы которых, оцениваемые в 934 млн т, сосредоточены в западных регионах страны. Рассмотрены технологии внутрискластового горения, закачки горячей воды и паротеплового воздействия, а также их применимость в условиях месторождений Каражанбас, Северное Бузачи, Каламкас, Кенкияк, Молдабек Восточный.

Особое внимание уделено результатам лабораторных фильтрационных экспериментов, проведенных на керновом материале участка Молдабек Восточный. Испытания проводились в условиях, моделирующих пластовую температуру и давление, с поэтапным нагревом вытесняющего агента. Это позволило количественно оценить влияние температуры и исходной вязкости нефти на прирост коэффициента извлечения нефти (КИН).

Для кернов с вязкостью нефти 116 мПа·с после традиционного заводнения дополнительный прирост коэффициента вытеснения при тепловом воздействии составил 8,75 %, при вязкости 96 мПа·с — 2,92 %, а при 21 мПа·с — 1,26 %. Максимальное зафиксированное увеличение КИН в отдельных опытах достигало 8,57 %. Пороговый объем образцов находился в пределах 6,28–7,04 см<sup>3</sup>, пористость — 28,92–32,6 %, абсолютная проницаемость — от 259,8 до 1000 мД.

Результаты показали, что наибольший эффект теплового воздействия проявляется при разработке пластов с высоковязкой нефтью, тогда как при низкой вязкости прирост КИН не превышает 3 %. Сделан вывод о целесообразности внедрения тепловых МУН в условиях Казахстана, а также необходимости масштабирования исследований и проведения промысловых испытаний с учетом физико-химических свойств нефти и фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** методы увеличения нефтеотдачи (МУН), запасы нефти, тепловые МУН, внутрискластовое горение, паротепловое воздействие, нагнетание горячей воды, добыча нефти, коэффициент нефтеизвлечения нефти, коэффициент вытеснения.

## ҚАЗАҚСТАНДА ЖӘНЕ ӘЛЕМДЕ ЖЫЛУЛЫҚ МҰНАЙБЕРГІШТІКТІ АРТТЫРУ ӘДІСТЕРІН ҚОЛДАНУДЫҢ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ МЕН БОЛАШАҒЫ

**К.А. СОЛТАНБЕКОВА**, магистр, аға ғылыми қызметкер, [k.soltanbekova@satbayev.university](mailto:k.soltanbekova@satbayev.university)  
**Г.И. БОЙКО**, химия ғылымдарының докторы, профессор, [g.boiko@satbayev.university](mailto:g.boiko@satbayev.university)  
**Р.Г. САРМУРЗИНА**, химия ғылымдарының докторы, профессор, [sarmurzina\\_r@mail.ru](mailto:sarmurzina_r@mail.ru)  
**Н.П. ЛЮБЧЕНКО**, химия ғылымдарының кандидаты, доцент, [amtek@bk.ru](mailto:amtek@bk.ru)

МЕТАЛЛУРГИЯ ЖӘНЕ КЕН БАЙЫТУ ИНСТИТУТЫ  
Қазақстан Республикасы, 050010, Алматы қ., Шевченко көшесі, 29/133 үй

Осы жұмыста тұтқырлығы жоғары мұнай қоры бар Қазақстанның кен орындары жағдайында қолданылу мүмкіндігіне баса назар аудара отырып, қабатішілік жану, ыстық су айдау және бу-жылулық әсер ету сияқты жылулық мұнай беру коэффициентін арттыру (МБКА) әдістерін пайдаланудың әлемдік тәжірибесі кешенді түрде жүйеленді.

Жұмыста Қазақстандағы тұтқырлығы жоғары мұнай кен орындарын игеру үшін жылулық МБКА әдістерін қолдану перспективалары талданды. Бұл санаттағы елеулі қорлар, шамамен 934 млн т, елдің батыс аймақтарында шоғырланған. Қабатішілік жану, ыстық су айдау және бу-жылулық әсер ету технологияларының Каражанбас, Солтүстік Бузачи, Қаламқас, Кенқияқ және Шығыс Молдабек кен орындарындағы қолдану мүмкіндігі қарастырылды.

Ерекше көңіл Шығыс Молдабек учаскесінің керн материалында жүргізілген зертханалық сүзгілеу тәжірибелерінің нәтижелеріне бөлінді. Сынақтар қабат температурасы мен қысымын модельдейтін жағдайларда, ығыстыру агентін кезең-кезеңімен қыздыру арқылы жүргізілді. Бұл тәсіл температура мен бастапқы мұнай тұтқырлығының мұнай беру коэффициентінің (МБК) артуына әсерін сандық тұрғыдан бағалауға мүмкіндік берді.

116 мПа·с тұтқырлығы бар керндер үшін дәстүрлі су айдаудан кейін жылулық әсер ету нәтижесінде МБК-ның қосымша өсуі 8,75 % болды; 96 мПа·с үшін — 2,92 %; ал 21 мПа·с үшін — 1,26 %. Жекелеген тәжірибелерде МБК-ның ең жоғары өсуі 8,57 %-ға жетті. Үлгілердің кеуектік көлемі 6,28–7,04 см<sup>3</sup>, кеуектілігі – 28,92–32,6 %, абсолютті өткізгіштігі – 259,8-ден 1000 мД-ға дейін болды.

Нәтижелер көрсеткендей, жылулық әсер ету ең жоғары тиімділікті тұтқырлығы жоғары мұнай қабаттарын игеруде береді, ал төмен тұтқырлық кезінде МБК өсімі 3 %-дан аспайды. Қазақстан жағдайында жылулық МБКА енгізудің мақсаттылығы және мұнайдың физика-химиялық қасиеттері мен коллекторлардың фильтрациялық-сиымдылық сипаттамаларын ескере отырып, зерттеулерді кеңейту және өнеркәсіптік сынақтар жүргізу қажеттілігі туралы қорытынды жасалды.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** мұнайбергіштікті арттыру әдістері (МАӨ), мұнай қоры, жылулық МАӨ, қабат ішіндегі жану, бу-жылулық әсер ету, ыстық су айдау, мұнай өндіру, мұнай-бергіштік коэффициенті, ығыстыру коэффициенті.

## FEATURES AND PROSPECTS OF APPLYING THERMAL EOR METHODS IN KAZAKHSTAN AND WORLDWIDE

**K.A. SOLTANBEKOVA**, MSc, Senior Researcher, [k.soltanbekova@satbayev.university](mailto:k.soltanbekova@satbayev.university)

**G.I. BOIKO**, Doctor of Chemical Sciences, Professor, [g.boiko@satbayev.university](mailto:g.boiko@satbayev.university)

**R.G. SARMURZINA**, Doctor of Chemical Sciences, Professor, [sarmurzina\\_r@mail.ru](mailto:sarmurzina_r@mail.ru)

**N.P. LIUBCHENKO**, Candidate of Chemical Sciences, Associate Professor, [amtek@bk.ru](mailto:amtek@bk.ru)

THE INSTITUTE OF METALLURGY AND ORE BENEFICIATION  
Republic of Kazakhstan, 050010, Almaty, 29/133 Shevchenko Street

*This study provides a comprehensive systematization of global experience in the application of thermal enhanced oil recovery (EOR) methods, including in-situ combustion, hot water injection, and steam-based stimulation, with a particular focus on their applicability to high-viscosity oil reservoirs in Kazakhstan.*

*The potential for implementing thermal EOR technologies in the development of high-viscosity oil fields in Kazakhstan is examined, where substantial reserves—estimated at 934 million tonnes—are concentrated in the western regions of the country. The analysis covers the applicability of in-situ combustion, hot water injection, and steam stimulation to the geological and physical conditions of the Karazhanbas, North Buzachi, Kalamkas, Kenkiyak, and East Moldabek fields.*

*Special emphasis is placed on the results of laboratory core flooding experiments conducted on samples from the East Moldabek site. The experiments were performed under conditions simulating reservoir temperature and pressure, employing stepwise heating of the displacing fluid. This approach enabled a quantitative assessment of the influence of temperature and initial oil viscosity on the incremental oil recovery factor (ORF).*

*For cores with oil viscosity of 116 mPa·s, thermal stimulation following conventional waterflooding resulted in an additional ORF increase of 8.75%; for 96 mPa·s — 2.92%; and for 21 mPa·s — 1.26%. The maximum recorded incremental ORF in individual tests reached 8.57%. Sample pore volumes ranged from 6.28 to 7.04 cm<sup>3</sup>, porosity from 28.92% to 32.6%, and absolute permeability from 259.8 to 1000 mD.*

*The results demonstrate that thermal stimulation yields the highest incremental recovery in high-viscosity reservoirs, whereas for low-viscosity oils the improvement does not exceed 3%. The findings support the feasibility of thermal EOR deployment in Kazakhstan and highlight the need for scaling up pilot projects and conducting field trials, with due consideration of the physico-chemical properties of crude oil and reservoir petrophysical characteristics.*

**KEYWORDS:** Enhanced Oil Recovery (EOR), Oil Reserves, Thermal EOR Methods, In-Situ Combustion, Steam-assisted Thermal Recovery, Hot Water Injection, Oil Production, Oil Recovery

**В**ведение. По мере истощения запасов легких и средних нефтей важным сырьевым источником для удовлетворения растущих потребностей в топливе и продуктах нефтехимии становятся тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы. Мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей значительно превышают запасы легких нефтей и оцениваются в количестве 750 млрд т. Наиболее крупными запасами располагают Канада (386 млрд т, из которых 25 млрд т извлекаемые) и Венесуэла (335 млрд т, из них 70 млрд т извлекаемые), значительные запасы также имеют Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай [1].

В Казахстане также значительная доля углеводородных ресурсов приходится на высоковязкую нефть, классифицируемую как нефть с вязкостью более 30 мПа·с [2]. Крупнейшие запасы высоковязких нефтей находятся в западной части Казахстана – на месторождениях Каражанбас, Северное Бузачи, Каламкас, Кенкияк, Молдабек Восточный. Остаточные балансовые запасы этой категории нефти оцениваются в 934 млн тонн [3]. Для таких месторождений актуальным является применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) для увеличения эффективности разработки и повышения общего КИН.

Под повышением нефтеотдачи пласта понимается извлечение нефти путем закачки в пласт жидкостей и энергии, которые обычно не присутствуют в пласте [1,4]. Задачи закачиваемых жидкостей сводятся в основном к двум: во-первых, к увеличению естественной энергии в пласте; во-вторых, к взаимодействию с системой пласт-порода/нефть для создания условий, благоприятных для остаточной нефтеотдачи, что приводит к снижению межфазного натяжения между вытесняющей жидкостью и нефтью, увеличению капиллярного числа, снижению капиллярных сил, увеличению вязкости природной воды, обеспечению подвижности-контроля, созданию набухания нефти, снижению вязкости нефти, изменению смачиваемости породы пласта [4].

В настоящее время практически на всех месторождениях Республики Казахстан основной технологией повышения нефтеотдачи является традиционный метод заводнения продуктивных пластов. Многие нефтегазовые месторождения Казахстана находятся на поздней стадии разработки и относятся к категории «зрелых» месторождений [5]. В мировом опыте разработки зрелых месторождений ключевое внимание уделяется внедрению методов увеличения нефтеотдачи (МУН) – химических, тепловых, газовых и микробиологических [1, 6-8].

В настоящее время в мире известны и широко применяется целый ряд эффективных технологий разработки месторождений высоковязких нефтей и битумов, основанных на использовании термических методов (воздействие горячей водой – ВГВ, различные модификации технологии парогравитационного дренирования (SAGD), пароциклические обработки скважин, внутрипластовое горение и паротепловое воздействие – ПТВ) [6-8].

Суть термических МУН заключается в закачке в пласт теплоносителя (вода, водяной пар, парогазовые смеси) для увеличения температуры пласта. С увеличением температуры пласта вязкость пластовой нефти резко снижается, в связи с этим улучшается ее подвижность, и увеличиваются производительность скважин, а также темпы разработки пласта. Закачка теплоносителей в нефтесодержащие пласты обеспечивает большой отмыв нефти из пласта. Лёгкие фракции нефти при нагреве испаряются, а при последующем охлаждении и конденсации образуют оторочки растворителя, которые резко увеличивают эффективность вытеснения нефти. В неоднородных пластах термическому воздействию подвергаются в первую очередь высокопроницаемые пропластки, позже за счет прогрева окружающих пород в разработку подключаются и малопроницаемые пропластки [8].

Термические МУН имеют существенные недостатки и ограничения:

- достаточно высокая себестоимость получаемой нефти;
- большие затраты на подготовку теплоносителя;
- ущерб, наносимый окружающей среде в процессе подготовки агента;
- нерентабельность использования в маломощных пластах.

Применение термического метода добычи повышает нефтеотдачу на 20-40%.

В данной работе осуществлена комплексная систематизация мирового опыта применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), включая внутрипластовое горение, закачку горячей воды и паротепловое воздействие, с акцентом на их применимость в условиях казахстанских месторождений с высоковязкой нефтью.

Показана высокая перспективность применения тепловых методов на зрелых и трудноизвлекаемых объектах, доля которых в структуре нефтедобычи страны продолжает расти на фоне снижения эффективности традиционного заводнения. На основе анализа международных проектов предложены усовершенствованные критерии выбора тепловых МУН, адаптированные к геолого-физическим условиям месторождений Казахстана

Впервые для месторождения Молдабек Восточный выполнены лабораторные фильтрационные исследования с поэтапным нагревом вытесняющего агента и фиксацией изменения коэффициента вытеснения нефти, что позволило количественно оценить влияние температуры и вязкости нефти на эффективность теплового воздействия.

В ходе исследования выявлена прямая зависимость между вязкостью пластовой нефти и приростом коэффициента извлечения: для образцов с вязкостью 116 мПа·с прирост коэффициента вытеснения достиг 8,75%, тогда как для менее вязких нефтей эффект оказался существенно ниже.

Важной особенностью настоящей работы является не только теоретический скрининг, но и наличие экспериментального обоснования с использованием кер-

нового материала реального месторождения, что повышает прикладную ценность полученных результатов.

## Материалы и методы исследования

### Анализ и критерии применения тепловых МУН

Для получения критериев применения тепловых МУН использовались как промышленные, так и лабораторные опубликованные данные проектов применения МУН в мире. Один из наиболее часто используемых наборов критериев применимости представлен в работе Taber (1997), а также в последующих дополнениях, выполненных Aladasani и Bai (2010) [9-10].

Так, в монографии [11] Сургучев М.Л. приводит результаты анализа лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний методов увеличения нефтеотдачи пластов, проведенных в России и за рубежом, характеризующих количественные критерии применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи (таблица 1).

Таблица 1 – Основные критерии для применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов [11]

Параметры	Внутрипластовое горение	Вытеснение паром	Пароциклическая обработка	Вытеснение горячей водой
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	>10	>50	>100	>5
Нефтенасыщенность, %	>50			
Пластовое давление, МПа	Не ограничено			
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	>0,1	>0,2	Не ограничена	
Толщина, м	>3		>6	>3
Трещиноватость	Неблагоприятна *			
Литология	Не ограничена			
Глубина, м	>1500	<1200		<1500
Содержание глины в пласте, %	Не ограничено	5-10		
Плотность сетки скважин, га/скв	<16	<6	Не ограничена	

\* – Неблагоприятный, а в сильно выраженной форме недопустимый параметр.

На основании промышленного опыта применения и теоретических результатов расчетов, освещенных в литературе, при выборе тепловых методов повышения нефтеотдачи следует исходить из критериев обоснования области применения рассмотренных групп технологий. В таблице 2 представлены критерии применения тепловых МУН на основании 633 успешных проектов применения МУН в мире [1].

Оценка применимости тепловых методов по критериям, приведенным в таблице 2 [1], позволяет осуществить предварительный выбор объектов для их применения.

После проведения предварительного отбора объектов необходимо проведение второго этапа скрининга (детального), учитывающего факторы, осложняющие разработку месторождения с применением тепловых методов.

Таблица 2 – Критерии применения тепловых МУН – свойства пластовой нефти и породы [1]

Параметр	Тепловые методы (технологии)		
	Внутрипластовое горение	Нагнетание пара	Нагнетание горячей воды
Свойства пласта			
Тип породы	терриг. или карбонат.	терриг.	терриг.
Глубина пласта (м)	121-3444 (121-2576)	60-2743 (305-549)	152-900 Ср.592
Толщина пласта (м)	[>10]	[>20]	-
Температура (°С)	18-110 (93-102)	-12-177 Ср.40,5	23-57 Ср.37
Средняя проницаемость (мД)	10-15000 (10-650)	1-15000 (1000-3000)	900-6000 Ср.3346
Нефтенасыщенность (%)	50-94 (50-55)	35-90 (50-85)	15-85 Ср.58,5
Свойства нефти			
Плотность (кг/м <sup>3</sup> )	834,8-1000 (860,2-940,2)	860,2-1014,3 (965,9-1000)	904,2-986,1 Ср.942,7
Вязкость нефти (сПз)	1,44-2770 (1.44-2)	3-5Е6 Ср. 32971,3	170-8000 Ср.2002

Осложняющие факторы применения тепловых МУН:

*наличие естественной трещиноватости коллектора* является фактором, определяющим низкую эффективность теплового воздействия, вызванную опережающим прорывом теплоносителя по трещинам к забоям добывающих скважин;

*наличие газовой шапки* осложняет процесс дренирования нефтяной части пласта вследствие прорывов газа газовой шапки и ограничивает применение паротеплового воздействия и его модификаций;

*наличие подошвенной воды* осложняет дренирование нефтяной части залежи, т.к. в случае высоковязкой нефти подвижность воды значительно выше подвижности нефти, что приводит к конусообразованию, прорыву теплоносителя в водонасыщенную часть пласта и, как следствие, низкому охвату пласта воздействием;

*высокая расчлененность пласта* оказывает негативное влияние на применение тепловых методов (аналогично заводнению). По высокопроницаемым пропласткам происходит быстрый прорыв тепла к добывающим скважинам, что приводит к потерям тепла по мере отбора жидкости. Высокая расчленённость пласта является одним из определяющих факторов при применении технологии парогравитационного дренирования, делая невозможным равномерное развитие паровой камеры на всю толщину пласта.

*низкий коэффициент песчанности* в расчлененном пласте снижает эффективность использования тепловой энергии, ввиду потерь тепла, расходуемого на нагрев не коллектора;

*компонентный состав*. При применении технологии внутрипластового горения необходимо наличие коксующихся битуминозных компонентов для поддержания процесса горения;

*пористость.* Чем выше пористость пласта, тем меньшую долю составляет тепло, расходуемое на прогрев скелета и, следовательно, тем выше эффективность использования тепловой энергии. Затраты на прогрев скелета также возрастают с увеличением его плотности и теплоемкости. Для разных технологий в литературных источниках приводится нижняя граница для пористости в интервале 0,15-0,18;

*содержание серы* обуславливает сложности переработки сырья;

*пластовое давление и температура.* Величина пластового давления влияет на обустройство, давление закачки теплоносителя, а также определяет нижний допустимый предел температуры в случае, когда в качестве теплоносителя используется пар. Низкие температуры в нефтяном пласте не только приводят к увеличению вязкости нефти, но и повышают потенциальные потери тепла в пласте.

Анализ технологического эффекта и практика применения тепловых МУН в мире  
*Внутрипластовое горение*

Применение тепловых МУН преобладает в таких странах как США, Оман, Китай, Канада и Индонезия [12-13]. Также можно отметить Венесуэлу, Россию, Казахстан, Мексику, Колумбию и Индию.

Положительный опыт применения влажного внутрипластового горения (ВВГ) накоплен на ряде месторождений тяжелых нефтей: Суплаку-де Барку (Румыния), Батрум, Силвердейл (Канада), Бельвью, Вест Ньюпорт, Коттон-Вэлли, Мидвэй-Сансет, Фри (США), Каражанбас (Казахстан) с ожидаемым коэффициентом нефтеизвлечения до 0,5-0,6 (табл. 3) [12-13].

В целом проведенный анализ свидетельствует о преимуществах метода влажного горения перед сухим. В частности, при переходе от сухого горения к влажному в 2-3 раза снижаются затраты сжатого воздуха на добычу такого же объема нефти, что повышает эффективность влажного горения.

*Нагнетание горячей воды*

Наиболее доступным теплоносителем является горячая вода. В этом ее качестве могут быть использованы и отходы других производств, например, теплая вода, которая образуется при первичной подготовке нефти. Применение подогретой воды в качестве теплоносителя обусловлено, прежде всего, тем, что она способна переносить гораздо больше тепла в расчете на единицу массы, чем другие жидкости. Имея высокую удельную теплоемкость (более 4 кДж/(кг·К)), горячая вода позволяет оказывать на пласт интенсивное тепловое воздействие. Кроме того, она характеризуется высокими нефтевытесняющими свойствами.

Нагнетание горячей воды широко применяется в мире. Анализ эффективности воздействия горячей водой представлен в таблице 4 [13-14].

*Паротепловое воздействие*

Наиболее эффективным рабочим агентом для вытеснения нефти из пласта и увеличения коэффициента нефтеизвлечения является насыщенный водяной пар. Как тепловой агент он имеет следующие преимущества:

- высокое удельное количество теплоты (теплосодержание) благодаря скрытой теплоте парообразования, поэтому при помощи пара по сравнению с горячей водой можно внести в пласт значительно большее количество тепла в расчете на единицу веса нагнетаемого агента;

Таблица 3 – Характеристика наиболее масштабных проектов по ВВГ

Месторождение	Глубина залегания, м	Нефте-насыщенная толщина, м	Пористость, %	Исходная нефте-насыщенность, %	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Плассовая температура, °С	Начальное пластовое давление, МПа	Параметр нефти		Площадь, га	Число скважин нагнетательных/добывающих	Объем нагнетания воздуха через 1 скв., нм <sup>3</sup> /ч	Общий расход закачиваемого воздуха, нм <sup>3</sup> /ч	Водо-воздушное отношение, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Дополнительная добыча нефти, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /год	Ожидаемая нефтеотдача, %	Воздухо-нефтяной фактор, нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
								плотность, кг/м <sup>3</sup>	вязкость (при МПа·с (при пластовой температуре))								
Suplacu de Varsău Oil Field (Румыния)	60-200	10	32	85	1.7	18	6	960	2000	200	50/400	400	80000	0,5-1,0	300	50	2000
Batrum (Канада)	900	10	25-27	95	0,9-1,2	43	-	960	70	-	16/105	-	-	2,8	150	50	-
Bellevue (США)	105	22	38	52	1,0	24	-	940	450	140	100/223	600-2000	64000	1,0	160	-	3000
West Newport (США)	240-630	36	37	67	1,07	41	13	965	700	120	36/137	600	10000	0	115	55	1900
West Heidelberg (США)	3500	120	16	81	0,07	105	103	910	4,5	160	3/14	2670	8000	0	80	30	635
Midway-Sunset (США)	640-820	39	36	75	1,575	52	59	970	110	60	6/67	1200	7000	0	30	45	550
Silverdale GP (Канада)	80	6	31	86	3,5	21	7	960	800	120	10/45	350-1200	8000	1,2	12	-	620
Каражнбас (Казахстан)	350	11	28	70	0,35	34	46	920	260	1450	77/328	280	18800	0,9	217	41	760

- высокий коэффициент сжимаемости, благодаря чему при одинаковых условиях 1 кг пара занимает в пласте в 25-40 раз больший объем, чем горячая вода, и, соответственно, может вытеснить больше нефти;

- в состоянии вытеснить до 97-99 % нефти из пористой среды, независимо от свойств углеводородной жидкости (вязкости, поверхностного натяжения).

Эффективность метода паротеплового воздействия в разрезе нефтяных месторождений высоковязкой нефти в мире представлены в таблице 5 [12-14]. В основном все представленные в таблице 5 проекты показали свою эффективность – возрос прирост добычи, также остаточная нефтенасыщенность по сравнению с исходной величиной нефтенасыщенности значительно уменьшилась после внедрения тепловых МУН.

*Определение возможности применения термических МУН на месторождениях высоковязкой нефти методом фильтрационных исследований на кернах*

Для определения возможности и эффективности применения МУН на месторождениях Казахстана осуществлена серия лабораторных фильтрационных исследований на кернах месторождения Молдабек Восточный. Месторождение Молдабек Восточный выбрано, так как по основным характеристикам нефть данного месторождения близка к нефти месторождений Каражанбас, С.Балгимбаев.

Целью исследования является проведение серии лабораторных фильтрационных исследований, для определения эффективности применения тепловых МУН – закачки горячей воды на кернах месторождения Молдабек Восточный.

*Геолого-физическая характеристика объекта*

Месторождение Молдабек Восточный расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, между реками Сагиз и Эмба. В нижнемеловой толще выделяются один газонефтяной горизонт (М-I) и два нефтяных (М-II, М-III) на глубинах 190–810 м. Высота нефтяной части залежей составляет 35–57 м, газовой — 1,4–16 м; водонефтяные контакты фиксируются на отметках 181–544 м. Залежи пластовые, сводовые и тектонически экранированные, сложены поровыми терригенными коллекторами. Длительная эксплуатация пластов М-I и М-II традиционным заводнением показала низкую эффективность, что обусловлено слабосцементированным коллектором, невысоким пластовым давлением и высокой вязкостью нефти.

Основные свойства эксплуатируемых пластов представлены в *таблице 6* [15].

**Таблица 4 – Показатели эффективности воздействия горячей водой на некоторых месторождениях мира**

Месторождение	Страна	Продуктивный пласт	Плотность (API)	Вязкость (сП)	КИН (%)
Viking-Kinsella	Канада	Wainwright B	21	186	31
Viking-Kinsella	Канада	Sparky F	21	55	42
Wainwright	Канада	Sparky Formation	22	148	33
Provost	Канада	Dina L	23	39	51
Provost	Канада	Cummings I	24	80	43
Provost	Канада	Glauconitic A	24	24	50
Taber	Канада	Glauconitic K	19	229	30
Grand Forks	Канада	Upper Menville B	28	13	46

Таблица 4 – Показатели эффективности воздействия горячей водой на некоторых месторождениях мира

Hater	Канада	Dina B	15	1257	18
Senlac	Канада	Cummings Dina	13	1370	10
Cactus Lake	Канада	Bakken	15	963	14
Buffalo Coulee	Канада	Bakken	14	1935	15
Court Bakken	Канада	Bakken	17	352	18
Marsden South	Канада	Sparky Formation	18	353	15
Battrum West	Канада	Roseray	19	120	47
Main Success	Канада	Roseray	23	30	44
Success South	Канада	Roseray	20	50	44
Fosterton Main	Канада	Roseray	21	32	46
Wilmington	США	FO	21	30	27
Schoonebeek	Нидерланды	Zechstein	25	160	35
North Kadi	Индия	Kallol	17	30	33
Daqing	Китай	Saertu	25	10	42
Gudong	Китай	Guantao	17	60	54

Таблица 5 – Показатели эффективности метода паротеплового воздействия на некоторых месторождениях мира [14]

Месторождение	Начало применения тепловых МУН, год	Глубина залега-ния, м	Порис-то-сть, %	Исход-ная нефте-насы-щен-ность, %	Нефте-насыщен-ность в конце МУН, %	Прони-цае-мость, мД	Пла-стовая температура, °С	Параметр нефти		Прирост добычи, бар/сут	Оцен-ка проек-та
								плот-ность, кг/м <sup>3</sup>	вязкость мПа·с		
South Belridge (США)	1961	91-425	35	75	20	1000-3000	35	979	1500-4000	33000	Успешный
Midway Sunset (США)	1970	150-460	30	60-75	15	1000-4000	32-43	985	1500-5000	14794	Успешный
Poso Creek (США)	2005	366	33	50		4000	43	979	2800	650	ОПИ
Midway (США)	1964	460	30	60	15	3000	38	985	4000	21000	Успешный
Kern River (США)	1968	305	32	50	15	2000	32	978	4000	86000	Успешный
Primrose (Канада)	1985	490	32	60	30	2000-4000	16	985-999	40000-300000	70000	Успешный
Lagunillas (Венесуэла)	1970	700	35	75	54	-	46	986	7000	21016	Успешный
East Tia Juana (Венесуэла)	1968	286	38	81	74	3000	40	985	5000	7257	Успешный
Shu I (Китай)	1984	840-1540	23-28	65		560-1500	48-57	933-978	620-25900	25760	Успешный
Xiao Wa (Китай)	1992	1150-1400	27.5	65		1683	46-50	978-992	4000-11600	15020	Успешный
Gremikhinskoye Oil Field (Россия)		1105-1147					60-70	907	125-150		Успешный
Zybza-Glubokiy Yar (Россия)		660				0.05-300		975-986	2000		Успешный
Katangli (Северный Сахалин, Россия)	1929	30-240	29			584		937			Успешный
Ashalchinskoye (Республика Татарстан, Россия)		81,2	31,6			2660	8	965	12206		Успешный

Таблица 6 – Геолого-физические характеристики меловых горизонтов месторождения Молдабек Восточный [15]

Параметр	Среднее значение
	М-II
Средняя глубина залегания, м	285
Тип залежи	пластовые, тектонически экранированные
Тип коллектора	терригенный
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	10,2
Пористость, д.ед.	0,35
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,75
Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,799
Начальная пластовая температура, °С	25
Начальное пластовое давление, МПа	2,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	1,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	246,6
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	889
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	908,3
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,023
Содержание в нефти серы, %	0,3
Содержание в нефти парафина, %	0,5
Вязкость пластовой воды, МПа*с	1,09
Общая минерализация пластовой воды, г/л	133,910

### *Керновый материал*

Для проведения фильтрационных исследований были использованы образцы кернов с юрского горизонта месторождения Молдабек Восточный. Перед началом основных фильтрационных исследований у всех кернов определялась абсолютная проницаемость по газу под давлением обжима 2 МПа на установке УИК-С(2). В таблице 7 приводятся основные данные по керновым материалам.

Таблица 7 – Коллекторские свойства образцов керна

№ образца керна	M <sub>сух.</sub> , гр	d, мм	L, мм	K <sub>п</sub> , %	K <sub>пр</sub> , мД
8	38,97	29,4	31,8	32,6551	259,8
12	39,34	29,5	31,8	28,9173	341
16	37,83	29,5	31,9	29,2993	1000

### *Нефть месторождения Молдабек Восточный*

Для фильтрационных исследований использовалась нефть с месторождения Молдабек Восточный, скв. 2073, 2020, 2027. Горизонты М-I-М-III, М-III+J-IV. Плотность и динамическая вязкость нефти при пластовой температуре 30°С определялись на вискозиметре Штабингера SVM 3000 (рисунок 1).



Рисунок 1 – Вискозиметр Штабингера SVM 3000 для определения плотности и вязкости нефти

В таблице 8 приводятся основные реологические свойства нефти месторождения Молдабек Восточный.

Таблица 8 – Реологические свойства нефти месторождения Молдабек Восточный при температуре 30°C

№ Скважины	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Динамическая вязкость, мПа·с	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с
2073	0,863	21,4	24,5
2020	0,897	116	129,9
2027	0,895	96	107

Пластовая вода месторождения Молдабек Восточный

В лабораторных условиях была смоделирована пластовая вода месторождения Молдабек Восточный с минерализацией 173 г/л. 1 литр воды, моделирующей пластовую воду содержит в своём составе следующие ионы: HCO<sub>3</sub> – 0,195 г; SO<sub>4</sub> – 0,793 г; Cl – 104,6 г; Ca – 1,9 г; Mg – 0,79 г; Na+K – 64,6 г.

Все фильтрационные исследования проводились на установке для исследования кернов УИК-С(2) производства «Гло-Бел нефтесервис» (Москва).

*Последовательность проведения фильтрационных исследований по тепловому методу воздействия на кернах:*

Насыщение образца керна пластовой водой;

Вытеснение воды из образца керна нефтью и измерение величин начальных значений нефте- и водонасыщенности в условиях температуры пласта 30°C Моделирование процесса заводнения – вытеснение нефти пластовой водой, вычисление коэффициента вытеснения нефти по воде при температуре 30°C Вытеснение нефти пластовой водой, при пошаговом изменении температуры пласта (45, 55, 70, 95°C) и под постоянной регистрацией изменения давления нагнетания, измерение коэффициента вытеснения нефти по воде.

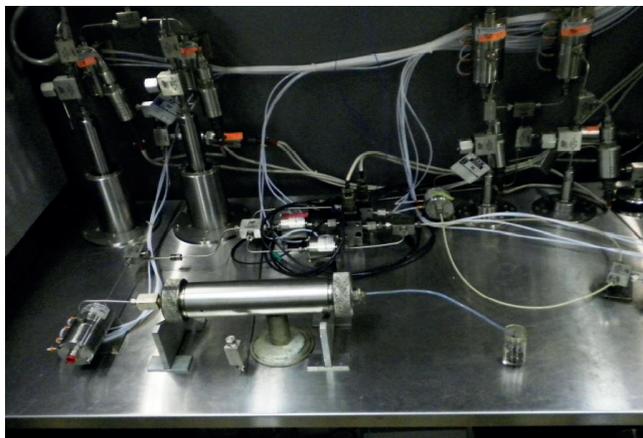


Рисунок 2 – Установка для исследования кернов УИК-С(2)

### Результаты и обсуждение

*Фильтрационные исследования по тепловому методу воздействия на керн №8*

Поровый объём керна – 7,04 см<sup>3</sup> (пористость 32,6%). Абсолютная проницаемость по воздуху 259,8 мД. Для нефтенасыщения использовалась нефть со скважины №2020. Начальная водо и нефтенасыщенность 0,295 и 0,705. На протяжении всего эксперимента заводнение керна пластовой водой осуществлялось при расходе 0,1 см<sup>3</sup>/мин.

В общей сложности через керн было прокачено 4 поровых объёма пластовой воды. Первые 2 поровых объёма пластовой воды прокачивались с целью моделирования традиционного заводнения при пластовой температуре 30°C В конце заводнения коэффициент вытеснения составил 40,83%. С целью моделирования теплового воздействия на пласт, последующая закачка воды в керн производилась с повышением температуры. Для оценки эффективности теплового воздействия на керн, температура на кернодержателе увеличивалась пошагово от 45 до 95°C Дополнительный прирост коэффициента вытеснения после теплового воздействия составил 8,75%. Общий коэффициент вытеснения по керну №8 составил 49,58%.

Результаты фильтрационных исследований по тепловому воздействию на керн №8 приводятся в таблице 9 (рисунок 3).

Таблица 9 – Результаты фильтрационных исследований по тепловому воздействию на керне №8

№ пп	Вид воздействия	Коэффициент вытеснения, %	Прирост коэффициента вытеснения, %
1	Традиционное заводнение	40,83	
2	Нагнетание воды при температуре 45°	43,74	2,91
3	Нагнетание воды при температуре 55°	45,76	2,02
4	Нагнетание воды при температуре 70°	47,78	2,02
5	Нагнетание воды при температуре 95°	49,58	1,8
Общий прирост коэффициента вытеснения, %			8,75

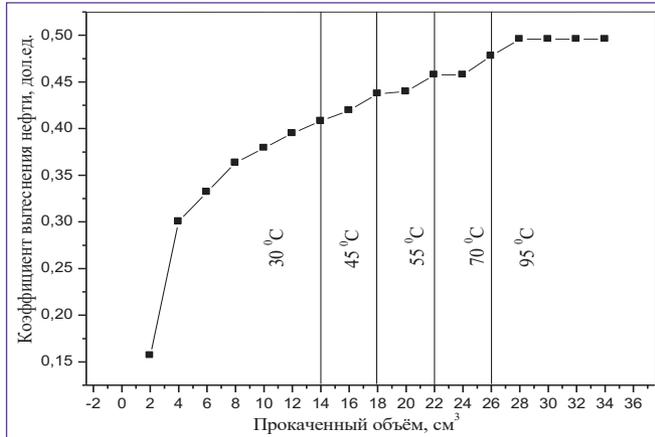


Рисунок 3 – Коэффициент вытеснения нефти по керну №8 при тепловом воздействии

*Фильтрационные исследования по тепловому воздействию на керн №16*

Поровый объем керна – 6,3 см³ (пористость 29,3%). Абсолютная проницаемость по воздуху 1000 мД. Для нефтенасыщения использовалась нефть со скважины №2073. Начальная водо- и нефтенасыщенность 0,285 и 0,715. На протяжении всего фильтрационного исследования насыщение и заводнение керна пластовой водой осуществлялось при расходе 0,1 см³/мин.

В общей сложности через керн прокачено 4 поровых объема пластовой воды. Первые 2 поровых объема пластовой воды прокачивались с целью моделирования традиционного заводнения при пластовой температуре 30 °C. В конце заводнения коэффициент вытеснения составил 52,1%. С целью моделирования теплового метода воздействия на пласт, последующая закачка воды в керн производилась с повышением температуры. Для оценки эффективности теплового метода воздействия на керн, температура на кернодержателе поднималось пошагово от 45 до 95 °C.

Дополнительный прирост коэффициента вытеснения после теплового воздействия составил 1,26%. Общий коэффициент вытеснения по керну №16 составил 53,36 %.

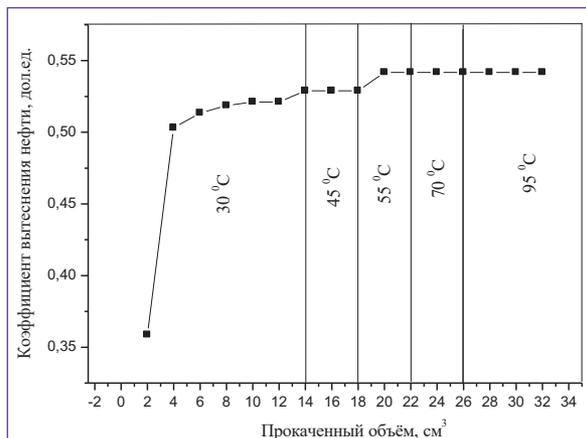


Рисунок 4 – Коэффициент вытеснения нефти по керну №16 при тепловом воздействии

По сравнению с предыдущим фильтрационным исследованием в этом образце был получен высокий коэффициент вытеснения после традиционного заводнения и низкий коэффициент вытеснения после теплового воздействия. Пошаговое увеличение температуры пласта не сильно повлияло на нефтевытесняющие свойства прокачиваемой воды. Это объясняется низким значением вязкости пластовой нефти – 21,4 мПа·с (таблица 8). Основные результаты фильтрационных исследований по тепловому методу воздействия на керн №16 показаны в таблице 10.

**Таблица 10 – Результаты фильтрационных исследований по тепловому методу воздействия на керн №16**

№ пп	Вид воздействия	Коэффициент вытеснения, %	Прирост коэффициента вытеснения, %
1	Традиционное заводнение	52,1	
2	Нагнетание воды при температуре 45°	52,1	0
3	Нагнетание воды при температуре 55°	53,36	1,26
4	Нагнетание воды при температуре 70°	53,36	0
5	Нагнетание воды при температуре 95°	53,36	0
Общий прирост коэффициента вытеснения, %			1,26

### *Фильтрационные исследования по тепловому воздействию на керне №12*

Поровый объём керна – 6,28 см<sup>3</sup> (пористость 28,92%). Абсолютная проницаемость по воздуху 341 мД. Для нефтенасыщения использовалась нефть со скважины №2027. Начальная водо и нефтенасыщенность 0,242 и 0,758. На протяжении всего фильтрационного исследования насыщение и заводнения керна пластовой водой осуществлялось при расходе 0,1 см<sup>3</sup>/мин.

В этом фильтрационном исследовании через керн было прокачено 4 поровых объёма пластовой воды. Первые 2 поровых объёма пластовой воды прокачивались с целью моделирования традиционного заводнения при пластовой температуре 30°С. В конце заводнения коэффициент вытеснения составил 46,74%. С целью моделирования теплового метода воздействия на пласт последующая закачка воды в керн производилась с повышением температуры. Дополнительный прирост коэффициента вытеснения после теплового воздействия составил 2,92%. Общий коэффициент вытеснения по керну №12 составил 49,66%.

Низкое значение коэффициента вытеснения при воздействии на пласт тепловым методом, вероятно, обусловлено низким значением вязкости пластовой нефти (таблица 8). Основные результаты фильтрационных исследований по тепловому методу воздействию на керн №12 приведены в таблице 11.

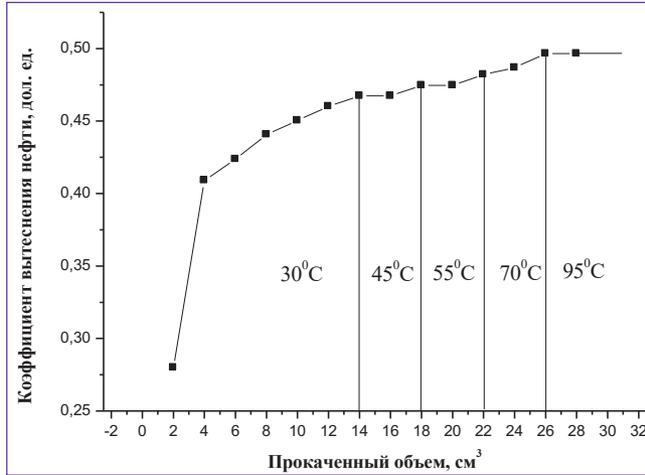


Рисунок 5 – Коэффициент вытеснения нефти по керну №12 при тепловом воздействии

Таблица 11 – Результаты фильтрационных исследований по тепловому методу воздействия на керн №12

№ пп	Вид воздействия	Коэффициент вытеснения, %	Прирост коэффициента вытеснения, %
1	Традиционное заводнение	46,74	
2	Нагнетание воды при температуре 45°	47,47	0,73
3	Нагнетание воды при температуре 55°	48,2	0,73
4	Нагнетание воды при температуре 70°	49,66	1,46
5	Нагнетание воды при температуре 95°	49,66	0
Общий прирост коэффициента вытеснения, %			2,92

### Заключение и выводы

1. В настоящей работе приведен опыт применения тепловых методов воздействия на месторождения высоковязкой нефти в мире. Приводятся результаты внедрения различных технологий разработки месторождений высоковязкой нефти (закачка горячей воды, паротепловое воздействие, внутрислоевого горения, парогравитационный дренаж).

2. Учитывая цели выполняемой работы, направленные на поиск эффективных технологий повышения нефтеотдачи месторождений РК, в работе в отдельные группы, выделены следующие методы (технологии):

- воздействие горячей водой;
- паротепловое воздействие;
- внутрислоевого горения.

3. Основными критериями применимости тепловых методов увеличения нефтеотдачи являются: тип коллектора, глубина пласта, проницаемость, пористость, степень неоднородности, глинистость, толщина пласта, плотность нефти, вязкость нефти.

4. Представлены результаты применения тепловых МУН – закачки горячей воды на месторождении высоковязкой нефти Молдабек Восточный. Были проведены фильтрационные исследования по определению эффективности теплового воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи для условий месторождения Молдабек Восточный. Результат показал, что дополнительное увеличение КИН после заводнения составляет 8,75, 2,92, 1,26 % для нефтей вязкостью 116, 96, 21 мПа·с, соответственно.

По результатам фильтрационных исследований наиболее высокий показатель прироста коэффициента вытеснения нефти составил 8,57%. Это указывает на перспективность применения тепловых МУН для увеличения нефтеотдачи пластов месторождений высоковязкой нефти. Однако в двух других случаях коэффициент вытеснения не превышает 3%, что вероятно, обусловлено низкой вязкостью нефти 116 мД против 96 и 21 мД. 

*Благодарности. Данное исследование было профинансировано Комитетом по науке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № BR24992868).*

#### ЛИТЕРАТУРА

- 1 Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: An updated review // Energies. – 2010. – Vol. 3, Issue 9. – P. 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- 2 Bissembayeva K.T., Mamalov E.N., Hadiyeva A.S., Sabyrbayeva G.S., Karazhanova M.K., Bekbauliyeva A.A., Koishina A.I. An enhanced oil recovery technology applicable to Kazakhstan reserves with highly viscous oils // SOCAR Proceedings. – 2024. – Issue 1. – P. 107–111.
- 3 Mukhtanov B.M. Application of thermal methods in the Republic of Kazakhstan. Current projects and prospects // SOCAR Proceedings. – 2021. – Issue 1. – P. 114–123.
- 4 Romero-Zerón L. Advances in enhanced oil recovery processes // InTech eBooks. – 2012. <https://doi.org/10.5772/45947>
- 5 Musharova D., Zhappasbayev B., Orynassar E.K. Determination of uniform criteria for the applicability of technologies for enhanced oil recovery methods and development of a tool for screening these technologies // Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry. – 2023. – Vol. 5, № 2. – P. 54–68. <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>
- 6 Gbadamosi A., Junin R., Manan M.A., Yusuff A.S. An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects // International Nano Letters. – 2019. – Vol. 9, № 3. – P. 171–202. <https://doi.org/10.1007/s40089-019-0272-8>
- 7 De Siena M., Di Milano P., Guadagnini A., Della Rossa E., Lamberti A., Masserano F., Rotondi M. A new Bayesian approach for analogs evaluation in advanced EOR screening // SPE. – 2015. <https://doi.org/10.2118/174315-ms>
- 8 Ahmad A.N.A., Salehi S., Nygaard R., Bai B. Part 1 - Heavy Oil Development: Statistical analysis and optimization of WELL patterns // SPE. – 2013. <https://doi.org/10.2118/164729-ms>
- 9 Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited — Part 2: Applications and Impact of Oil Prices // SPE Res Eng. – 1997. – Vol. 12. – P. 199–206. <https://doi.org/10.2118/39234-PA>

- 10 Aladasani A., Bai B. Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques // SPE. – 2010. <https://doi.org/10.2118/130726-ms>
- 11 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 p. [Surguchev M.L. Vtorichnyye i tretichnyye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov. – М.: Nedra. 1985. – 308 p.]
- 12 Dong X., Liu H., Chen Z., Wu K., Lü N., Zhang Q. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection // Applied Energy. – 2019. – Vol. 239. – P. 1190–1211. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.244>
- 13 Abdulkadir U., Hashim J., Alkali M., Kumar A. Application of thermal methods for heavy oil recovery: Phase One // International Journal for Advanced Research and Development. – 2017. – Vol. 2, № 5. – P. 102–120. <https://www.ijarnd.com/manuscript/application-of-thermal-methods-for-heavy-oil-recovery-phase-one/>
- 14 Leena K. Worldwide EOR Survey // Oil and Gas Journal. – 2014. – Т. 112. – P. 79–91.
- 15 Жолдыбаева А.Т., Шишкин В.В., Хажитов В.З., Ниязбаева А.Б., Сидоров Д.А., Курманкулов А.Т. Оценка эффективности пароциклической обработки скважин с высоковязкой нефтью на примере гидродинамической модели участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2021. – № 4(9). – P. 65–77. <https://vestnik-ngo.kz/2707-4226/article/download/99704/>. [Zholdybayeva A.T., Shishkin V.V., Khazhitov V.Z., Niyazbayeva A.B., Sidorov D.A., Kurman kulov A.T. Otsenka effektivnosti parotsiklicheskooy obrabotki skvazhin s vysokovyaz koy neftyu na primere gidrodinamicheskoy modeli uchastka Moldabek Vostochnyy mestorozhdeniya Kenbay // Vestnik neftegazovoy otrasli Kazakhstana. – 2021. – № 4(9). – P. 65–77. [https://vestnik-ngo.kz/2707-4226/article/download/99704/pdf\\_1](https://vestnik-ngo.kz/2707-4226/article/download/99704/pdf_1) ]