

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>

Получена: 07.10.2022.

Одобрена: 13.03.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

Научный обзор

Определение единых критериев применимости технологий методов увеличения нефтеотдачи и разработка инструмента по скринингу данных технологий

Д.А. Мушарова, Б.Ж. Жаппасбаев, Е.К. Орынбасар

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

В настоящее время существует много литературных источников с критериями применимости методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН). Критерии разработаны мировыми экспертами, профильными нефтегазовыми компаниями, определены лабораторно и подтверждены промысловым опытом. В ряде случаев авторы составляют базы данных с месторождениями, где применялись разные технологии МУН, оценивают их эффективность, сложности применения, особенности внедрения технологий МУН для определенных геолого-физических условий месторождений. По результатам таких аналитических работ можно определить оптимальные диапазоны применения тех или иных технологий МУН и рекомендовать их применение при скрининге с целью дальнейшей оценки потенциально подходящих технологий в лабораторных и промысловых условиях.

В настоящей работе представлены единые критерии применимости по ключевым технологиям химических, тепловых, газовых и микробиологических МУН. Для унифицирования данных критериев проведен обширный литературный обзор, ретроспективный анализ ранее апробированных технологий МУН, анализ геолого-физических и технологических условий применения технологий МУН. С целью сопоставления геолого-физических параметров пластов и технологических показателей месторождений с определенными едиными критериями применимости разработан инструмент по скринингу, учитывающий все необходимые критерии для выявления приоритетных технологий МУН.

Ключевые слова: *методы увеличения нефтеотдачи, критерии применимости, химические МУН, тепловые МУН, газовые МУН, микробиологические МУН.*

Как цитировать:

Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж., Орынбасар Е.К. Определение единых критериев применимости технологий методов увеличения нефтеотдачи и разработка инструмента по скринингу данных технологий // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, № 2. С. 54–68.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>.

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>

Received: 07.10.2022.

Accepted: 13.03.2023.

Published: 30.06.2023.

Review article

Determination of uniform criteria for the applicability of technologies for enhanced oil recovery methods and development of a tool for screening these technologies

Darya A. Musharova, Birzhan Zh. Zhappasbayev, Yermek K. Orynbassar

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Nowadays, many literature sources exist, containing the applicability criteria for enhanced oil recovery methods (hereinafter - EOR). The criteria were developed by the world experts, specialized oil and gas companies, determined in the laboratory and confirmed by field experience. In a number of cases, the authors compile databases with the fields, where different EOR technologies were used, evaluate their effectiveness, the complexity of the application, and the peculiarities of the implementation of the EOR technologies for certain geological and physical conditions of the fields. Based on the results of such analytical work, it is possible to determine the optimal ranges for the application of certain EOR technologies, and recommend their use in screening in order to further evaluate potentially suitable technologies under the laboratory and field conditions.

This paper presents the uniform criteria for the applicability of the key technologies of chemical, thermal, gas and microbiological EOR. To unify these criteria, an extensive literature review, a retrospective analysis of the previously tested EOR technologies, an analysis of the geological, physical and technological conditions for the use of the EOR technologies have been carried out. In order to compare the geological and physical parameters of the reservoirs and the technological parameters of the fields with certain unified applicability criteria, a screening tool has been developed, which takes into account all the necessary criteria for identifying the priority EOR technologies.

Key words: *methods of enhanced oil recovery, applicability criteria, chemical EOR, thermal EOR, gas EOR, microbiological EOR.*

To cite this article:

Musharova DA, Zhappasbayev BZ, Orynbassar EK. 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;5(2):54–68. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>.

ӨОЖ 622.276

ҒТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>

Қабылданды: 07.10.2022.

Мақұлданды: 13.03.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

Ғылыми шолу

Мұнай беруді арттыру әдістері технологияларын қолданудың бірыңғай өлшемдерін анықтау және осы технологияларды скринингі құралды әзірлеу

Д.А. Мушарова, Б.Ж. Жаппасбаев, Е.К. Орынбасар

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Қазіргі уақытта мұнай беруді арттыру әдістерінің (бұдан әрі – МБАӨ) қолданылу критерийлерімен көптеген әдеби көздері бар. Критерийлерді әлемдік сарапшылар, бейінді мұнай-газ компаниялары әзірледі, зертханалық түрде айқындалды және кәсіпшілік тәжірибемен расталды. Кейбір жағдайларда авторлар әртүрлі МБАӨ технологиялары қолданылған кен орындарымен дерекқор жасайды, олардың тиімділігін, қолданудың күрделілігін, белгілі бір геологиялық және физикалық кен орындарының жағдайлары үшін МБАӨ технологияларын енгізу ерекшеліктерін бағалайды. Осындай аналитикалық жұмыстардың нәтижелері бойынша МБАӨ-нің белгілі бір технологияларын қолданудың оңтайлы диапазондарын анықтауға және зертханалық және кәсіптік жағдайларда ықтимал қолайлы технологияларды одан әрі бағалау мақсатында оларды скринингте қолдануды ұсынуға болады.

Бұл жұмыста химиялық, жылу, газ және микробиологиялық МБАӨ негізгі технологиялары бойынша қолданудың бірыңғай критерийлері көрсетілген. Осы критерийлерді біріздендіру үшін кең көлемді әдеби шолу, бұрын сыналған МБАӨ технологияларына ретроспективті талдау, МБАӨ технологияларын қолданудың геологиялық-физикалық және технологиялық жағдайларын талдау жүргізілді. Қабаттардың геологиялық-физикалық параметрлерін және кен орындарының технологиялық көрсеткіштерін қолданудың белгілі бір бірыңғай критерийлерімен салыстыру мақсатында МБАӨ басым технологияларын анықтау үшін барлық қажетті критерийлерді ескеретін скрининг құралы әзірленді.

Негізгі сөздер: мұнай беруді арттыру әдістері, қолдану критерийлері, химиялық МБАӨ, жылу МБАӨ, газ МБАӨ, микробиологиялық МБАӨ.

Дәйексөз келтіру үшін:

Мушарова Д.А., Жаппасбаев Б.Ж., Орынбасар Е.К. Мұнай беруді арттыру әдістері технологияларын қолданудың бірыңғай өлшемдерін анықтау және осы технологияларды скринингі құралды әзірлеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2023. 5 том, № 2, 54–68 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108624>.

Введение

В настоящее время многие нефтегазовые месторождения Казахстана находятся на поздней стадии разработки и относятся к категории «зрелых» месторождений. По оценке Министерства энергетики РК [1], сейчас в недрах Казахстана остаётся около 70% нефти, тогда как в Норвегии этот показатель не превышает 50%.

В мировом опыте разработки зрелых месторождений ключевое внимание уделяется внедрению третичных МУН: химических, тепловых, газовых, микробиологических. Широкое применение новых МУН позволило бы нарастить извлекаемые запасы как минимум на 15–20%.

В целях оценки выработанности запасов по текущим и накопленным технологическим показателям добычи проведен скрининг-анализ наиболее крупных месторождений КМГ с остаточными извлекаемыми запасами (далее – ОИЗ) нефти более 1 млн т нефти. Проведенные работы по скринингу показывают, что в ряде месторождений КМГ существует опережающая дина-

мика обводнения над выработкой запасов нефти на 10% и более. К таким месторождениям относятся следующие: участок Молдабек Восточный, Оймаша, Карамандыбас, Алибекмола, Каражанбас, Акингень, Б. Жоламанов, Карсак, Каратон, Юго-Восточный Камышитовый, Северный Аккар, Терень-Узюк Западный, Узень, Нуралы, Ботахан, Каламкас, Акшабулак Южный, Асар, Забурунье (рис. 1).

Успешное внедрение МУН на месторождениях дочерних зависимых организаций КМГ потенциально может обеспечить прирост КИН до 5–10% с дополнительной добычей нефти в диапазоне от 178 до 357 млн т нефти соответственно.

Классификации методов увеличения нефтеотдачи

В условиях опережающего обводнения зрелых месторождений возникает необходимость поиска новых технологий и МУН, которые позволят обеспечить экономическую рентабельность разработки месторождений на поздней стадии. С целью унификации способов разработки месторождений изучены и обобщены

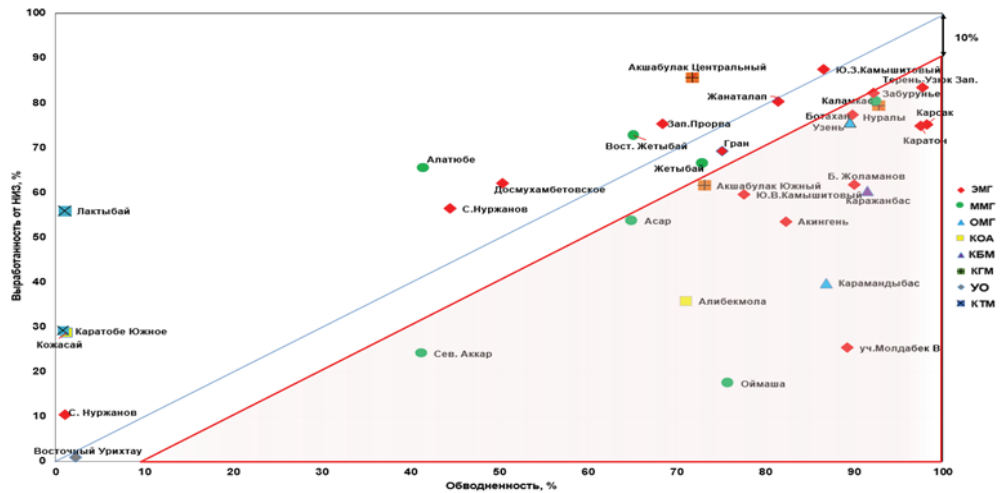


Рисунок 1. Соотношение выработки начальных извлекаемых запасов к обводненности по месторождениям дочерних зависимых организаций КМГ с ОИЗ более 1 млн т нефти
Figure 1. Initial recoverable reserves to watercut ratio in the fields of KMG subsidiaries with more than 1 million tons of oil remaining recoverable

Здесь и далее: ОМГ – АО «Озенмунайгаз» / JSC Ozenmunaigas, ММГ – АО «Мангистаумунайгаз» / JSC Mangistaumunaigas, ЭМГ – АО «Эмбамунайгаз» / JSC Embamunaigas, КБМ – АО «Каражанбасмунай» / JSC Karazhanbasmunai, КОА – ТОО «Казахойл Актобе» / LLP Kazakhoil Aktobe, КГМ – ТОО «СП «Казгермунай» / JV kazgermunai LLP, КТМ – ТОО «Казакхтуркмунай» / LLP Kazakhturkmunai, УО – ТОО «Урихтай Оперейтинг» / LLP Urikhtau Operating

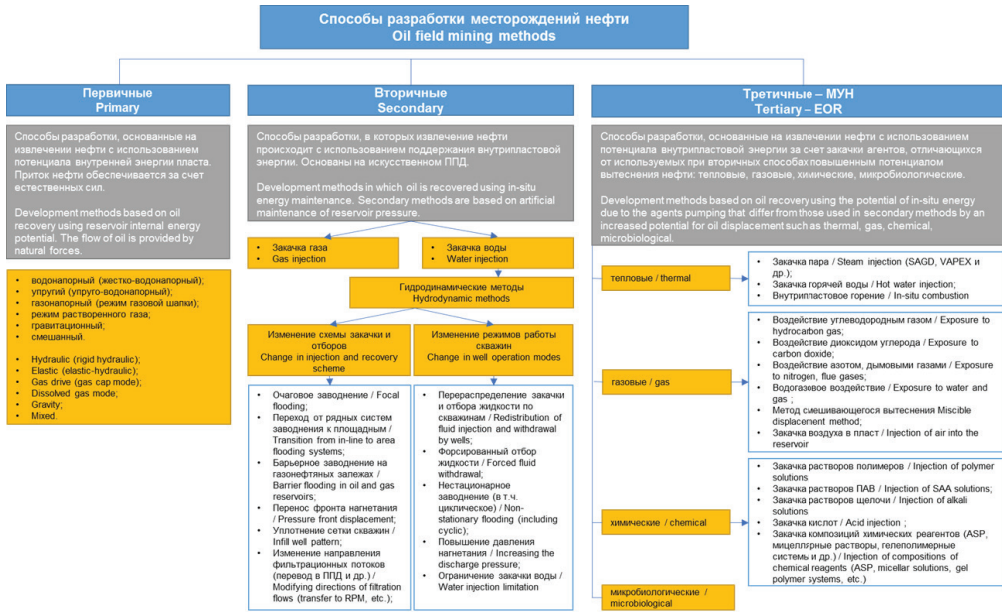


Рисунок 2. Классификация способов разработки месторождений нефти
Figure 2. Methods of oil field development classification

ППД – поддержание пластового давления / reservoir pressure maintenance;
 ПАВ – поверхностно-активные вещества / Surfactants;
 SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage / парогравитационный дренаж;
 VAPEX – Vapor Extraction / экстракция растворителем в паровой фазе;
 ASP – alkaline-surfactant-polymer / щелочь, ПАВ, полимер.

материалы по классификации методов МУН из разных источников, в результате чего авторами разработана собственная классификация методов разработки. С учётом распространенных подходов по классификации МУН, общепринятых практик, технологий применения, принимая во внимание, что тепловые, химические, газовые и микробиологические МУН находят все более широкое применение в мире, авторами разработана собственная классификация методов по способам разработки месторождений (представлена на рис. 2).

Первичные способы разработки месторождений основаны на извлечении нефти с использованием потенциала внутренней энергии пласта. Приток нефти обеспечивается за счёт естественных сил.

Вторичные способы (наиболее распространенные) разработки месторождений основаны на извлечении нефти из пласта с использованием искусственного поддержания внутрипластовой энергии путем закачки вытесняющего агента (воды или газа).

Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти и увеличивать степень извлечения нефти. К гидродинамическим методам относят циклическое заводнение, метод переменных фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости и другие. К основным достоинствам данных методов можно отнести интенсификацию капиллярных и гидродинамических процессов в пласте, ведущих к заводнению ранее не охваченных зон и, как следствие, вытеснению из них нефти, уменьшению объемов прокачиваемой через пласты воды, снижению текущей обводненности флюида, отрыву пленочной нефти с поверхности породы.

К третичным способам относят методы увеличения нефтеотдачи, основанные на повышении извлечения нефти за счёт изменения физико-химических свойств вытесняемой нефти путем закачивания определенных видов вытесняющих агентов (химические реагенты, теплоносители, газы) либо за счёт изменения

свойств вытесняющего агента (к примеру, загущение закачиваемой воды полимером). Третичные МУН разделяются на тепловые, газовые, химические, микробиологические.

Этап предварительного скрининга и подбора технологий является важной задачей для дальнейшего обоснования применимости выбранных в ходе скрининга технологий МУН.

Для полноценной оценки применимости потенциальных МУН необходимо более детальное изучение механизмов извлечения нефти из пластов, подбора технологий и имеющегося опыта на других месторождениях-аналогах. Важными этапами оценки применимости технологий МУН для определенных условий месторождения являются лабораторные эксперименты на физических моделях ядра, геолого-гидродинамическое моделирование, исследовательские работы в промысловых условиях.

После проведения всех лабораторных и исследовательских работ, работ по моделированию, перед началом проекта проводится технико-экономическая оценка проектов МУН и выдается заключение по проекту с выводами и рекомендациями.

Критерии скрининга МУН

Выбор оптимальной технологии МУН для конкретных геолого-физических и технологических условий разработки является важной и трудоемкой задачей. Для проведения качественного скрининга требуются надежные критерии применимости МУН.

В целях определения общих критериев применимости технологий МУН проведен анализ различных источников известных зарубежных экспертов-нефтяников и опыт международных компаний. В процессе сбора и анализа созданы базы данных по технологиям МУН с указанием опыта и эффективности апробирования и внедрения технологий. Среди основных источников по геолого-промысловым критериям применимости МУН использована информация базы данных проектов следующих авторов:

– Ahmad Al Adasani, Baojun Bai [2]. Авторы обновили ранее опубликованные критерии. Они собрали базу данных по 652 проектам по повышению нефтеотдачи пластов (далее – ПНП),

из них 613 опубликованы в The Oil and Gas Journal (1998–2010) и 39 в SPE;

– А.Б. Золотухин, П.В. Пятибратов, Л.Н. Назарова, И.В. Язынина, Е.В. Шеляго [3].

При анализе критериев применимости тепловых МУН авторами рассмотрен опыт их применения на месторождениях высоковязкой нефти в различных регионах России (Удмуртия, Краснодарский край, Башкирия, Волгоградская область, Сахалин, Татарстан), а также ряда зарубежных проектов по тепловому воздействию на месторождения Казахстана, Азербайджана, США, Канады и Китая. Проведен анализ результатов обобщения критериев применимости ведущими российскими и зарубежными исследователями (М.Л. Сургучев, Р.Х. Муслимов, Д.Г. Антониади, Д.Ю. Крянев, Ю.П. Желтов, Табер).

Для каждого газового метода рассмотрены результаты их промышленной реализации в 271 проекте на нефтяных месторождениях США, Норвегии, Великобритании, России, Канады, Китая, Дании, Малайзии и др. (Р.Х. Муслимов, Н.А. Еремин, Табер).

Критерии применимости химических методов основаны на обобщении работ (Альварато В., Табер), включающих результаты применения технологий в 521 промысловом проекте и 529 лабораторных экспериментах.

Также для унификации единых критериев применимости МУН были изучены работы Т. Armacanqui [4], М.Л. Сургучева [5], В. Альварато, Э. Манрика [6], И.В. Сидорова [7], К.Г. Мендиковской [8], А.В. Бондаренко [9], Д.А. Халиковой и др. [10] и использованы другие опубликованные материалы.

По результатам сбора и анализа существующих критериев были созданы сводные таблицы по каждому виду МУН. К примеру, сводная таблица опубликованных в литературе критериев применимости технологии полимерного заводнения (далее – ПЗ) разных авторов представлена в табл. 1. Всего по данной технологии рассматривается 29 параметров. Как видно из сводной таблицы, авторы имеют различные диапазоны показателей по таким критериям применимости, как глубина залегания, проницаемость, нефтенасыщенность, вязкость нефти

Таблица 1. Критерии применимости технологии ПЗ из литературных источников
Table 1. Applicability criteria for polymer flooding technology from literature sources

№ п/п	Параметры / Виды МУН / Критерии применимости / Parameters / Type of EOR / Screening criteria	ПЗ (Ahmad Aladasani) / PF	ПЗ (СибФУ, К.Г. Менди- ковская) / PF (Siberian Federal University, Mendikovskaya K.G.)	ПЗ / PF (S. Armasanqui, et al.)	ПЗ (ГУУ) / PF (Gubkin University)	ПЗ (Техника и технология) / PF (Engineering and Technology)	ПЗ (М.Л. Сур- гучев) / PF (Surguchev M.L.)	ПЗ (Р.Х. Мус- лимов) / PF (Muslimov R.H.)	РД-39-0148311- 206-85	Предлагаемые критерии / the proposed criteria
1	Тип коллектора / Reservoir type	terr. / terrigene	terr., карб. / terrigene, carbonate				terr. / terrigene	terr. / terrigene	terr. карб. / terrigene, carbonate	terr. / terrigene
2	Тип породы / Rock type		пористый / interstitial			неоднородный, отсутствие трещин / heterogeneous, no cracks			пористый, слаботрещино- ватый / interstitial fractured	пористый / interstitial
3	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	213–2883	не применимо / not applicable	399–4420	213–2883			<3500	не применимо / not applicable	<4400
4	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	не критично / not critical	не применимо / not applicable							≥7
5	Толщина пласта, м / Reservoir thickness, m						не ограниче- на / unreserved			
6	Проницаемость, мД / Permeability, mD	1,8–5500	100–2000	45–5000	0,6–5500	>100	100	>100	200–1000; 200– 2000; 100–4000	≥100
7	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	0,34–0,82	0,5–1	0,36–0,84			>0,5			≥0,5
8	Остаточная водонасыщенность, % / Residual water as % of pore volume				18–66	<30				
9	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с/сП / Reservoir oil viscosity, mPa·s/SP	0,4–4000	10–100	0,5–80	0,3–130,3	10–100	5–100	10–100	0,1–400	≤500 ≤2500 (ПЗ + ГС) / PF + HW
10	Пластовое давление / Начальное пластовое давление, МПа Reservoir Pressure / Initial Reservoir Pressure, MPa		не применимо / not applicable				не ограничено / unreserved			
11	Пластовая температура / Начальная пластовая температура, °С Reservoir temperature / Initial reservoir temperature, °С	23–114	10–90	30–149	18,3–98,9	<90	<70		<100	≤100
12	Глинистость, % / Shale volume, %		0–10			не более 5–10%		<5		
13	Минерализация (пластовой воды), мг/л / Salinity (reservoir water), mg / l		0–20000	500–174800			20	пресная		≤175000
14	Наличие свободного газа (газовой шапки) / Availability of nonassociated gas (gas cap)						неблагоприятно / unfavourable	неблагоприятно / unfavourable		отсутствие / absent
15	Наличие трещин / Presence of cracks						неблагоприятно / unfavourable	отсутствие / absent		отсутствие / absent

№ п/п	Параметры / Виды МУН / Критерии применимости / Parameters / Type of EOR / Screening criteria	ПЗ (Ahmad Aladasani) / PF	ПЗ (СибФУ, К.Г. Мендиковская) / PF (Siberian Federal University, Mendikovskaya K.G.)	ПЗ / PF (S. Atmaganqul, et al.)	ПЗ (РГУ) / PF (Gubkin University)	ПЗ (Техника и технология) / PF (Engineering and Technology)	ПЗ (М.Л. Сургучев) / PF (Surguchev M.L.)	ПЗ (Р.Х. Муслимов) / PF (Muslimov R.H.)	РД-39-0148311-206-85	Предлагаемые критерии / the proposed criteria
16	Подошвенная вода / Bottom water									отсутствии / absent
17	Текущая обводненность, % / Current watercut, %							25–80	91–97	≤97
18	Приемистость скважин (естественная), м ³ /сут / Well injectivity (natural), m ³ /day									≥50
19	Содержание АСВ, % / ACB concentration, %		не применимо / not applicable							
20	Содержание парафина, % / Wax concentration, %		не применимо / not applicable							
21	Наклон пласта / угол падения, ° / Reservoir slope / angle of descent, °		0–5							
22	Пористость, % / Porosity, %	10,4–33	10–35	12–33	10,4–33			18		≥10
23	Плотность (пластовой нефти), г/см ³ / Density of reservoir oil, g/cm ³	0,813–0,979	0,82–0,95	0,855–0,973	0,819–0,978			<0,9		≤0,979
24	Жесткость (пластовой воды), г/л / Hardness (reservoir water), g/l		0–5			ограниченное содержание ионов Ca ²⁺ , Mg ²⁺ / limited content of Ca ²⁺ , Mg ²⁺ ions	неблагоприятно / unfavourable			
25	Степень неоднородности / Degree of heterogeneity							неоднородный / heterogeneous		
26	Плотность сети скважин, га/св. / Well density, ha/sq						<24	<24		
27	Выработанность, % / Carbonateness, %									
28	Степень истощения, % / Degree of depletion, %									
29	Количество нап. скважин, ед. / Number of injection wells, units									≤90
										≥2

РГУ – Российский государственный университет им. И.М. Губкина / Gubkin University, СибФУ – Сибирский федеральный университет / Siberian Federal University, ГС / НГ – горизонтальные скважины / Horizontal Wells

Таблица 2. Критерии применимости по технологиям химических МУН
Table 2. Applicability criteria for chemical EOR technology

Технология / Technology	ПЗ / PF	ПАВ-заводнение / Surfactants	Щелочь-заводнение / Alkaline	ASP-заводнение / Alkaline, Surfactant, Polymer	Закачка серной кислоты / Sulfuric acid injection
Тип коллектора / Reservoir type	terr. / terrigene	terr., карб. / terrigene, carbonate	terr., карб. / terrigene, carbonate	terr. / terrigene	terr. / terrigene
Глубина залегания, м / depth of burial, m	≤4400	≤4400		≤4400	≤4400
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	≥7	7–15		≥7	
Проницаемость, мД / Permeability, mD	≥100	10–2000	≥10	≥100	≥200
Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	≥0,5	≥0,5	≥0,5	≥0,43	≥0,5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с / Oil / Reservoir oil viscosity, mPa*s/SP	≤500; ≤2500 (ПЗ + ГС / PF + HW)	≤50	≤200	≤150	≤30
Пластовая / начальная пластовая температура, °С / Reservoir Pressure / Initial Reservoir Pressure, °С	≤100	≤90	≤150	≤90	
Минерализация пластовой воды, мг/л / Salinity (reservoir water), mg/l	≤175000	≤150000	≤50000	≤50000	≤250000
Наличие свободного газа / Availability of nonassociated gas (gas cap)	отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсутствие / absent	
Наличие трещин / Presence of cracks	отсутствие / absent	неблагоприятно / unfavourable	отсутствие / absent	отсутствие / absent	
Подожженная вода / Bottom water	отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсутствие / absent	
Текущая обводненность, % / Current watercut, %	≤97	≤97	≤97	≤97	≤50
Примесность скважин (естественная), м³/сут / Well injectivity (natural), m³/day	≥50	≥50	≥50	≥50	≥100
Содержание АСВ, % / ACB concentration, %					10–15
Пористость, % / Porosity, %	≥10	terr. ≥10; карб. ≥6	terr. ≥10; карб. ≥6	≥10	≥6
Плотность пластовой нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³	≤0,979	≤0,95		≤0,95	
Карбонатность, % / Carbonatenes, %					0,1–1,5
Вырабатанность, % / Degree of depletion %	≤90	≤90	≤90	≤90	
Количество нагнетательных скважин, ед. / Number of injection wells, units	≥2	≥2	≥2	≥2	

Таблица 3. Критерии применимости по технологиям газовых МУН
Table 3. Applicability criteria for gas EOR technology

Технологии газовых МУН / Gas EOR technologies	Тип коллектора / Reservoir type	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с/П / Reservoir oil viscosity, mPa*s/SP	Пласт. / нач. температура, °С / Reservoir Pressure / Initial Reservoir Pressure, °C	Наличие свобод. газа (газовой шапки) / Availability of nonassociated gas (gas cap)	Наличие трещин / Presence of cracks	Пористость, % / Porosity, %	Плотность пласт. нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³
Закачка УВ газа в смешивающемся режиме / HC gas injection in mixing mode	терр., карб. / terrigene, carbonate	≥600	≤3000	≥0,4	≤20	≤110	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥4	≤0,88
Закачка УВ газа в несмешивающемся режиме / HC gas injection in nonmixing mode	терр. / terrigene	1800–2200	≤1000	≥0,75	≤4	≤82	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥5	≤0,922
Закачка CO ₂ в смешивающемся режиме / CO ₂ gas injection in mixing mode	терр., карб. / terrigene, carbonate	≥450	0,1–4000	≥0,25	≤35	≤140	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥3	≤0,928
Закачка CO ₂ в несмешивающемся режиме / CO ₂ gas injection in nonmixing mode	терр., карб. / terrigene, carbonate	≥120	10–1000	≥0,3	≤660	≤110	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥17	≤0,993
Закачка N ₂ / N ₂ injection	терр., карб. / terrigene, carbonate	≥400	≤2800	≥0,4	1–30	≤125	отсутствие / absent	отсутствие / absent	≥4	≤0,910
ВГВ / WAG	терр., карб. / terrigene, carbonate		20–800	≥0,4	≤30			отсутствие / absent	≤35	
ВГВ с пеной / WAG with foam	терр., карб. / terrigene, carbonate		4–800	≥0,4	≤100				≤35	

УВ / HC – углеводороды / hydrocarbons, ВГВ / WAG – водогазовое воздействие / water-alternating-gas

Таблица 4. Критерии применимости по технологиям тепловых МУН
Table 4. Applicability criteria for thermal EOR technologies

Технологии тепловых МУН / Thermal EOR technologies	Тип коллектора / Reservoir type	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	Эфф. нефтенасыщ. толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	Вязкость нефти в пласт. усл-х, мПа·с/сП / Reservoir oil viscosity, mPa·s/sP	Пласт. / нач. темп-ра, °С / Reservoir Pressure / initial Reservoir Pressure, °C	Наличие своб. газа (газовый шапк) / Availability of nonassociated gas (gas cap)	Наличие трещин / Presence of cracks	Подобная вода / Bottom water	Тек. обводн. % / Current watercut, %	Пористость, % / Porosity, %	Плотность пласт. нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³	Источники воды / Water source
Закачка пара / Steam injection	терр., карб. / terrigene, carbonate	≤1200	≥6	терр. ≥200 карб. ≥5	≥0,5	≥50		отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсут-ствие / absent		≥15	≥0,8	да
Закачка горячей воды / Hot water injection	терр., карб. / terrigene, carbonate	≤1500	≥3	терр. ≥100 карб. ≥1	≥0,5	≥30	≤57	отсутствие / absent	неблагоприятно / unfavourable	отсут-ствие / absent		терр. ≥10 карб. ≥6	≥0,8	
Внутрислойное горение / Intrinsic flaring	Терр. / terrigene	≤3000	≥3	≥50	≥0,5	≥30	≤110	отсутствие / absent	неблагоприятно / unfavourable	отсут-ствие / absent	≤95	терр. ≥20	0,8-1,0	да
SAGD	терр., карб. / terrigene, carbonate	≤1200	≥12	≥200	≥0,5	≥600		отсутствие / absent	отсутствие / absent	отсут-ствие / absent		терр. ≥15 карб. ≥6		да
VAPEx		750	≥12	≥200		≥600						≥30		да

Таблица 5. Критерии применимости по технологиям микробиологических МУН
Table 5. Applicability criteria for microbiological EOR technologies

Технологии микробиологических МУН / Microbiological EOR technologies	Тип коллектора / Reservoir type	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с/сП / Reservoir oil viscosity, mPa·s/sP	Пласт. / нач. темп-ра, °С / Reservoir Pressure / Initial Reservoir Pressure, °C	Пористость, % / Porosity, %	Плотность пластовой нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³
Активизация пластовой микрофлоры / Reservoir microflora activation	терр. / terrigene	≤2000		≥100	≥0,5		≤80	≥10	0,65–0,986
Микробное (мелассное) заводнение / Microbial (molasses) flooding	карбонатный, терр. / carbonate, terrigene	≤1500	≥3	≥100	≥0,5	≤60	≤60	≥10	0,65–0,9

Таблица 6. Внешний вид файла по скринингу МУН на примере технологии полимерного заводнения (химические МУН)
 Table 6. External view of the EOR screening file on the example of polymer waterflooding technology (chemical EOR)

Параметры / Parameters	Скрининг ГФХ / GPC screening	Критерии ПЗ / PF criteria	Общ. скрининг / General screening	Тип коллектора / Reservoir type	Глубина залегания, м / Depth of burial, m	Эфф. нефтенас. толщина, м / Effective oil-saturated thickness, m	Проницаемость, мД / Permeability, mD	Нефтенасыщенность, д. ед. / Oil saturation, d. unit	Вязкость нефти в пласт. усл-х, сП / Reservoir oil viscosity, mPa*s/SP	Пластовая температура, °С / Reservoir temperature, °C	Минерализация вод, используемых для системы ППД, мг/л / Water salinity used for the RPM system, mg / l				Наличие трещин / Presence of cracks	Наличие чисто нефтяной зоны / Presence of a pure oil zone	Пористость, % / Porosity, %	Плотность пласт. нефти, г/см³ / Density of reservoir oil, g/cm³	Тек. обв-ть, % / Current watercut, %	Примистость (ест), м³/сут / Injection rate (natural), m³/day	Выработка, % / Depletion rate, %	Кол-во нарн. скв. ед. / Number of injection wells, units
											пластовая вода / reservoir water	альб-сен. вода / albense-manian water	альб. вода / albian water	мор. вода / sea-water								
Место-рождение / Field	Ю-5С	Ю-5С	Ю-5С	тепп. / terrigene	≤4400	≥7	≥100	≥0,5	≤500	≤100	≤1750000	отсут-ствие / absent	присут-ствие / present	≥10	≤0,95	≤97	≥50	≤90	≥2			
					790	2,3	69	0,55	18,5	39,0	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	29	0,89	97	164	71	1
					780	8,3	259	0,60	22,0	40,0	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,89	93	150	71	74
Каламкас / Kalamkas	Ю-3С	Ю-3С	Ю-3С	тепп. / terrigene	765	7,1	1273	0,62	18,8	40,7	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,84	92	124	73	100
					755	7,1	412	0,62	24,6	39,5	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,88	93	150	63	84
					743	9,8	423	0,66	14,9	39,0	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,87	93	206	76	121
Забурунью / Zabuunyu	Ю-II	Ю-II	Ю-II	тепп. / terrigene	758	5,9	972	0,64	21,4	41,5	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	28	0,88	95	171	85	69
					784	9,5	552	0,60	22,4	38,5	111725	-	-	-	нет / no	да / yes	27	0,86	93	193	77	84
					906	10,2	618	0,61	21,5	38,9	134713	-	-	-	нет / no	да / yes	29	0,79	92	203	83	16

в пластовых условиях, пластовая температура и другие.

При анализе каждого параметра с целью определения оптимальных диапазонов критериев применимости по технологии ПЗ было экспертно выведено оптимальное значение, или оптимальный диапазон применимости по каждому параметру с учётом мирового и накопленного отечественного опыта внедрения проектов МУН, а также геологических особенностей месторождений РК. В результате единые критерии применимости по каждой технологии были обозначены в таблице как предлагаемые критерии по технологии.

Таким образом, были обобщены и все другие критерии, представленные в литературных источниках. Наряду с определением геолого-физических критериев применимости технологий МУН определены технологические критерии, включающие в себя текущее состояние разработки, наличие системы поддержания пластового давления, сетку скважин, наземное обустройство, источники водо- и газоснабжения и др.

Принятые критерии применимости представлены в табл. 2–5.

Инструмент по скринингу МУН

По результатам данных работ разработан единый инструмент по скринингу каждого вида МУН с учётом геолого-физических и технологических критериев применимости. Инструмент предусматривает возможность сопоставления критериев по технологиям химических, газовых, тепловых и микробиологических МУН.

Для определенных методов увеличения нефтеотдачи, таких как химическое заводнение или тепловые методы с применением вытесняющего агента – пара, скрининг химических МУН проводится с учётом рассмотрения альтернативных низкоминерализованных источников вод (при их наличии).

Инструмент предусматривает проведение двух основных этапов скрининга МУН – скрининг по геолого-физическим критериям и общий скрининг (геолого-физические и технологические критерии). Предлагаемые критерии применимости методов МУН сопоставляются с геолого-физическими (далее – ГФХ) и технологическими характеристиками вы-

бранного месторождения. К геолого-физическим параметрам относятся: тип коллектора, глубина залегания, эффективная нефтенасыщенная толщина, проницаемость, нефтенасыщенность, вязкость нефти в пластовых условиях, пластовая температура, минерализация пластовой воды, наличие свободного газа (газовой шапки), наличие трещин, подошвенная вода, пористость, плотность (пластовой нефти), наличие дополнительного (пресного / низкоминерализованного) источника воды.

К технологическим параметрам критериев применимости относятся: текущая обводненность, приемистость скважин, выработанность, количество нагнетательных скважин, наличие дополнительного (пресного / низкоминерализованного) источника воды), минерализация и тип воды (при наличии).

Для каждого объекта или месторождения рекомендуется осуществлять скрининг двух видов – по ГФХ и общий скрининг (с учётом ГФХ и технологических параметров). Для успешного проведения скрининга необходимо в базу данных месторождений внести корректные параметры и показатели геологического и технологического характера, затем инструмент автоматически определяет перспективные технологии МУН, окрашивая каждый параметр в разные цвета в зависимости от внесенных в инструмент критериев, для дальнейшего более детального изучения и проведения предварительной технико-экономической оценки. Так, при соответствии необходимому критерию параметр будет окрашен в светло-зеленый цвет, при несоответствии – в розовый.

После того, как все параметры пройдут проверку на предмет соответствия или несоответствия критериям технологий МУН, проводится общий и геолого-физический скрининг МУН. При этом объекты / горизонты также окрашиваются в розовый или зелёный цвета. Если целевой объект / горизонт окрашен в зелёный цвет, это означает, что предлагаемая технология МУН потенциально применима, поскольку все заявленные требования параметров объекта / горизонта по соответствию критериев выполнены. Если хотя бы один параметр или более не соответствует критериям, то объект / горизонт окрашивается в розовый цвет. Причины несо-

ответствия критериям можно также легко увидеть в данном инструменте. Внешний вид файла по скринингу представлен в табл. 6. Приведен пример скрининга объектов месторождений Каламкас и Забурунье на предмет соответствия критериям применимости технологии полимерного заводнения с учётом текущей изученности параметров.

Выводы и рекомендации

1. Проведен обзор литературных источников, обобщены геолого-физические и технологические критерии применимости МУН и проведен их анализ.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Мушарова Д.А. — концепция работы, сбор, анализ, интерпретация данных, написание и редактирование рукописи, Жаппасбаев Б.Ж. — интерпретация данных, Орынбасар Е.К. — концепция работы, ин-

2. Унифицированы и определены единые критерии применения технологий МУН.

3. Разработан инструмент по скринингу технологий МУН на основании принятых единых критериев применимости технологий МУН.

4. Использование представленных критериев применимости технологий третичных МУН с применением разработанного инструмента позволит проводить скрининг по единому формату в соответствии с предложенными критериями.

терпретация данных, контроль за выполнением работы.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Darya A. Musharova — conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work; Birzhan Zh. Zhappasbayev — interpretation of data for the work; Yermek K. Orynbasar — conception of the work, interpretation of data for the work, supervising of the work.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. В зоне особого внимания // Kazakhstan. № 6 (2014). С. 70–74. Режим доступа: <http://www.investkz.com/journals/101/1318.html>. Дата обращения: 12.08.2022.

2. *Al Adasani A., Bai B.* Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010. Vol. 79(2011). P. 10–24.

3. *Золотухин А.Б., Пятибратов П.В., Назарова Л.Н., и др.* Оценка применимости методов увеличения нефтеотдачи // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2016. № 2 (283). С. 58–70.

4. *Armacanqui J.S., Eyzaguirre L.F., Prudencio B.G., et al.* Improvements in EOR screening, Laboratory Flood Tests and Model Description to Effectively Fast Track EOR Projects // International Petroleum Exhibition and Conference; Nov 16–17, 2017; Abu Dhabi,

UAE. Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/3-17ADIP/D031S067R004/193801>. Дата обращения: 08.07.2022.

5. Сураучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Москва : Недра, 1985.

6. Альвардо В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. Москва : Премиум Инжиниринг, 2011.

7. Сидоров И.В. Исследование процессов притока высоковязких нефтей в слабосцементированных коллекторах: дис. ... канд. тех. наук. Тюмень, Россия, 2015.

8. Мендиковская К.Г. Выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения: дипломная работа специалиста. Красноярск, 2016.

9. Бондаренко А.В. Опыт применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой нефти Пермского Края и Республики Коми // Новые решения для развития нефтегазовой отрасли; Сентябрь 27–28, 2018, Пермь, Россия.

10. Халикова Д.А., Петров С.М., Башкирцева Н.Ю. Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Вестник технологического университета. 2013, Т. 16, № 3. С. 217–222.

REFERENCES

1. In the area of special attention. *Kazakhstan*. 2014;6:70–74. Available from: <http://www.investkz.com/journals/101/1318.html>. Cited 2022 Aug 12. (In Russ).

2. Al Adasani A, Bai B. Analysis of EOR projects and updated screening criteria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2010;79(2011):10–24.

3. Zolotukhin AB, Pyatibratov PV, Nazarova LN, et al. Evaluation of applicability of enhanced oil recovery methods. *Proceedings of Gubkin University*. 2016;2(283):58–70. (In Russ).

4. Armacanqui JS, Eyzaguirre LF, Prudencio G, et. al. Improvements in EOR screening, Laboratory Flood Tests and Model Description to Effectively Fast Track EOR Projects. International Petroleum Exhibition and Conference; 2017 Nov 16–17; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/3-17ADIP/D031S067R004/193801>.

5. Surguchyov ML. *Secondary and tertiary methods for enhanced oil recovery*. Moscow: Nedra; 1985. (In Russ).

6. Alvarado V, Manrik E. Enhanced oil recovery. *Field planning and development strategies Amsterdam*. Moscow: Premium Engineering; 2011.

7. Sidorov IV. *Issledovaniye protsessov pritoka vysokovязkikh neftey v slabotsementirovannykh kollektorakh* [dissertation]. Тюмень; 2015. (In Russ).

8. Mendikovskaya KG. *Vybor metodov uvelicheniya nefteotdachi v usloviyakh razrabotki Vankorskogo neftegazovogo mestorozhdeniya* [dipoma]. Krasnoyarsk; 2016. (In Russ).

9. Bondarenko AV. Experience in using tertiary methods for enhanced oil recovery in high-viscosity oil fields in the Perm Territory and the Komi Republic. *New solutions for the development of the oil and gas industry*; 2018 Sept 27–28; Perm, Russia. (In Russ).

10. Khalikova DA, Petrov SM, Bashkirtseva NU. Overview of promising technologies for processing heavy high-viscosity oils and natural bitumen. *Bulletin of Kazan Technological University*. 2013;16(3):217–222. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Мушарова Дарья Александровна

e-mail: d.musharova@niikmg.kz.

Жаппасбаев Биржан Жомартович

e-mail: b.zhappasbayev@niikmg.kz.

Орынбасар Ермек Кенесұлы

e-mail: y.orynbassar@niikmg.kz.

AUTHORS' INFO

*Darya A. Musharova

e-mail: d.musharova@niikmg.kz.

Birzhan Zh. Zhappasbayev

e-mail: b.zhappasbayev@niikmg.kz.

Ermek K. Orynbassar

e-mail: y.orynbassar@niikmg.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author