

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>

Получена: 15.06.2023.

Одобрена: 14.08.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

Оригинальное исследование

Перспективы применения потокоотклоняющих технологий на месторождении Алибекмола

Д.А. Мушарова

КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Процесс добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов обладает некоторыми особенностями и сопряжён с целым рядом проблем. Основной проблемой является недостаточное вовлечение в активную разработку запасов нефти в низкопроницаемых зонах. В большинстве проектных документов по разработке низкопроницаемых карбонатных коллекторов рекомендуется традиционная закачка воды, которая приводит к быстрому обводнению добывающих скважин вследствие прорыва воды от нагнетательной скважины к добывающей по высокопроницаемым слоям или трещинам.

Цель. В условиях низкопроницаемых коллекторов карбонатных месторождений возникает необходимость поиска новых технологий и методов разработки, которые позволят обеспечить экономическую рентабельность разработки месторождений на поздней стадии. Поиск эффективных технологий по водоизоляции притока является актуальным вопросом на сегодняшний день для месторождения Алибекмола.

Материалы и методы. Одними из перспективных технологий, способствующих снижению уровня обводненности и вовлечению в разработку неактивной матричной зоны низкопроницаемых трещиноватых коллекторов, являются потокоотклоняющие технологии, направленные на увеличение коэффициента охвата продуктивных пластов за счет перераспределения фильтрационных потоков, снижение или стабилизацию обводненности, сокращение объема попутно-добываемой воды, получение дополнительной добычи нефти.

Результаты. В данной статье представлены результаты лабораторных исследований по подбору оптимальных потокоотклоняющих химических композиций для условий месторождения Алибекмола.

Заключение. Проведенные лабораторные исследования доказывают применимость и эффективность потокоотклоняющих композиций для условий карбонатных трещиноватых коллекторов.

Ключевые слова: низкопроницаемые карбонатные коллекторы, водоизоляция, методы увеличения нефтеотдачи, обводненность, лабораторные исследования, гелеобразование.

Как цитировать:

Мушарова Д.А. Перспективы применения потокоотклоняющих технологий на месторождении Алибекмола // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, № 3. С. 35–47.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>.

UDC 622.276
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>

Received: 15.06.2023.

Accepted: 14.08.2023.

Published: 30.09.2023.

Original research

Prospects for the use of flow diverter technologies at the Alibekmola oil field

Darya A. Musharova

KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ANNOTATION

Background: The process of oil production from low-permeability reservoirs has some features and is associated with a number of problems. The main problem is the lack of involvement in the active development of oil reserves in low-permeability zones. Most design documents for the development of low-permeability carbonate reservoirs recommend conventional water injection, which leads to rapid water encroachment of production wells due to water breakthrough from the injection well to the production well through the high-permeability layers or fractures.

Aim: In the conditions of low-permeability reservoirs of carbonate deposits, there is a need to search for new technologies and development methods that will ensure the economic viability of field development at a late stage.

Materials and methods: One of the promising technologies that help reduce the level of water cut and involve in the development of an inactive matrix zone low-permeability fractured reservoirs are flow diverter technologies aimed at increasing the sweeping efficiency of productive formations by redistributing filtration flows, reducing or stabilizing water cut, reducing the volume of produced water, obtaining additional oil production.

Results: This article presents the results of laboratory studies on the selection of optimal flow diverter chemical compositions for the conditions of the Alibekmola oil field.

Conclusion: Conducted laboratory studies prove the applicability and effectiveness of flow diverter compositions for the conditions of carbonate fractured reservoirs.

Keywords: *low-permeability carbonate reservoirs, water isolation, enhanced oil recovery methods, water cut, laboratory studies, gellation.*

To cite this article:

Musharova DA. Prospects for the use of flow diverter technologies at the Alibekmola oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(3):35–47. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>.

ӨОЖ 622.276
ҒТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>

Қабылданды: 15.06.2023.

Мақұлданды: 14.08.2023.

Жарияланды: 30.09.2023

Түпұнса зерттеу

Әлібекмола кен орнында ағынды бұру технологияларын қолдану перспективалары

Д.А. Мушарова

ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АҢДАТПА

Негіздеу. Өткізгіштігі төмен қабаттардан мұнай өндіру процесі белгілі бір ерекшеліктерге ие және бірқатар мәселелермен байланысты. Басты мәселе – өтімділігі төмен аймақтардағы мұнай қорын белсенді игеруге қатысудың жоқтығы. Өткізгіштіктігі төмен карбонатты қабаттарды игеруге арналған жобалық құжаттардың көпшілігінде дәстүрлі су айдау ұсынылады, бұл айдау ұңғымасынан өндіру ұңғымасына өткізгіштігі жоғары қабаттар немесе жарықтар арқылы судың серпілісіне байланысты пайдалану ұңғымаларын жылдам суландыруға әкеледі.

Мақсаты. Карбонатты кен орындарының су өткізгіштігі төмен қабаттары жағдайында кен орындарын игерудің соңғы кезеңде экономикалық тиімділігін қамтамасыз ететін жаңа технологиялар мен игеру әдістерін іздеу қажеттілігі туындайды. Әлібекмола кен орны үшін ағынды су өткізбейтін тиімді технологияларды іздеу бүгінгі күннің өзекті мәселесі болып табылады.

Материалдар мен тәсілдер. Сулану деңгейін төмендетуге және өткізгіштігі төмен жарықшақты коллекторлардың белсенді емес матрицалық аймағын игеруге тартуға ықпал ететін перспективалы технологиялардың бірі сүзу ағындарын қайта бөлу есебінен өнімді қабаттарды қамту коэффициентін ұлғайтуға, сулануды төмендетуге немесе тұрақтандыруға, ілеспе өндірілетін су көлемін қысқартуға, қосымша мұнай өндіруді алуға бағытталған ағымды ауытқу технологиялары болып табылады.

Нәтижелері. Бұл мақалада Әлібекмола кен орны жағдайлары үшін оңтайлы ағынды бағыттайтын химиялық құрамдарды таңдау бойынша зертханалық зерттеулердің нәтижелері берілген.

Қорытынды. Жүргізілген зертханалық зерттеулер ағынды бұру композицияларының карбонатты жарылған коллекторлар жағдайларында қолданылуы мен тиімділігін дәлелдейді.

Негізгі сөздер: өткізгіштігі төмен карбонатты қабаттар, суды оқшаулау, күшейтілген мұнай алу әдістері, сулағдыру, зертханалық зерттеулер, гельдену.

Дәйексөз келтіру үшін:

Мушарова Д.А. Әлібекмола кен орнында ағынды бұру технологияларын қолдану перспективалары // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, № 3, 35–47 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108658>.

Введение

В настоящее время особое внимание уделяется разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. Запасы низкопроницаемых коллекторов составляют примерно 60% мировых запасов. По информации Управления энергетической информации США, Казахстан относится к четырем десяткам государств мира со значимым сланцевым потенциалом [1]. Согласно данной оценке, запасы сланцевого газа в низкопроницаемых коллекторах Казахстана составляют 778,7 млрд м³, нефти – 1,5 млрд т. В результате по «сланцевой» нефти Казахстан обладает долей в 3% от мировых запасов, а запасы страны по газу потенциально увеличиваются на треть.

К трудноизвлекаемым запасам относятся запасы высоковязких нефтей, низкопроницаемые коллекторы, подгазовые зоны и нефтяные оторочки, выработанные (истощенные) залежи, нетрадиционные источники углеводородного сырья (сланцевые коллекторы) и месторождения, удаленные от инфраструктуры. Для каждого вида такого рода запасов существуют определенные проблемы разработки, ввиду чего актуальным вопросом является поиск специальных технологических решений для эффективной рентабельной добычи нефти.

Низкопроницаемые коллекторы – коллекторы с низкой проницаемостью (плотные), такие как сланцы, плотные песчаники, известняки [2]. Проницаемость таких коллекторов ниже 0,1–0,05 мкм². В эту группу входят песчанистые коллекторы с проницаемостью менее 0,05 мкм², глиносодержащие коллекторы, низкопроницаемые коллекторы со слабо дренируемыми зонами, низкодебитные пласты-коллекторы.

Краткая характеристика месторождения Алибекмола

К низкопроницаемым коллекторам в Казахстане относится нефтегазоконденсатное карбонатное месторождение Алибекмола. Геологическое строение месторождения представлено обширным распространением трещин, снижающим эффективность процесса вытеснения, карбонатным типом коллектора, снижением пластового давления и слабым влиянием системы поддержания пластового давления (далее – ППД), ввиду чего запасы данного месторождения являются трудноизвлекаемыми.

Выработка запасов на месторождении происходит в пластах КТ-II-1-2 и КТ-II-2-3, которые характеризуются наибольшим вскрытием перфораций по толщине и содержанием основных извлекаемых запасов нефти

месторождения. При этом общая выработка начальных извлекаемых запасов (далее – НИЗ) месторождения составляет всего 20,7% при низком значении текущего коэффициента извлечения нефти (далее – КИН), равном 0,077 д. ед. Исходные геолого-физические характеристики месторождения Алибекмола представлены в табл. 1.

Режим работы залежей упруговодонапорный. По данным рентгено-минералогического анализа керна месторождения Алибекмола выявлено, что порода сложена в основном кальцитом (81,3–100%), с примесями иллита (7–18,7%), следами графита и кварца. Нефти КТ-II легкие, плотностью 822–835 кг/м³, сернистые (1,14–1,81%), парафинистые (3,2–8,18%), смолистые (2,86–11,9%).

Таблица 1. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта КТ-II месторождения Алибекмола
Table 1. Initial geological and physical characteristics of the production facility КТ-II of the Alibekmola oil field

Параметры / Parameters	КТ-II
Средняя глубина залегания, м Average occurrence depth, m	-3050
Тип залежи Reservoir type	массивно-пластовая reservoirs with a common contact
Тип коллектора Collector type	карбонатный carbonate
Средняя нефтенасыщенная толщина, м Average oil-saturated thickness, m	39
Средняя пористость, д. ед. Average porosity, unit fraction	0,08
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед. Oil saturation coefficient, unit fraction	0,81
Средняя проницаемость по керну*10 ⁻³ , мкм ² Average core permeability*10 ⁻³ , μm ²	6,3
Коэффициент песчаности, д. ед. Net-to-gross ratio, unit fraction	0,36
Коэффициент расчлененности, д. ед. Number of permeable intervals, unit fraction	10,7
Начальная пластовая температура, °С Initial reservoir temperature, °C	67
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	34,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с Viscosity of oil in reservoir conditions, mPa	0,392
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³ Density of oil in reservoir conditions, kg/m ³	668,9
Объемный коэффициент нефти, д. ед. Volumetric coefficient of oil, unit fraction	1,511
Давление насыщения нефти газом, МПа Saturation pressure of oil with gas, MPa	24,41
Газосодержание нефти, м ³ /т Gas/oil ratio, m ³ /t	244

По результатам проведенного анализа FMI¹ выявлены трещины открытые, частично открытые, залеченные. Максимальная плотность достигает 44 трещин на метр, минимальное значение – 5 трещин на метр. Средняя раскрытость трещин изменяется в диапазоне 0,001–0,1 мм.

Методы увеличения нефтеотдачи

С учётом общепринятых критериев применимости третичных методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) был проведен экспресс-скрининг низкопроницаемых карбонатных месторождений Алибекмола и Кожасай с целью подбора потенциальных методов повышения нефтеотдачи пластов на данных месторождениях. Результаты представлены на рис. 1. По полученным данным можно отметить, что для более глубоко залегающих коллекторов с высокой температурой и низковязкой нефтью наиболее актуальными являются газовые МУН. Однако для успешной реализации газовых проектов требуется детальное изучение геологических условий (степень трещиноватости) и технологических возможностей закачки газа, в т.ч. наличие газа и объемы его закачки.

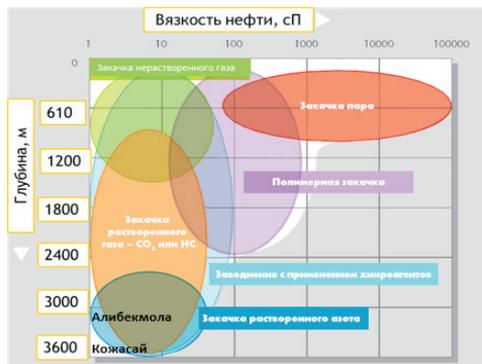


Рисунок 1. Результаты скрининга месторождений Кожасай и Алибекмола
Figure 1. Screening results of the Kozhasai and Alibekmola oil fields

Общеизвестно, что ключевыми технологиями увеличения дебита нефти для низкопроницаемых коллекторов в первую очередь являются технологии гидроразрыва пласта (далее – ГРП). Различные вариации многостадийного ГРП успешно применяются на многих месторождениях мира.

В большинстве проектных документов по разработке низкопроницаемых карбонатных коллекторов рекомендуется традиционная закачка воды, которая приводит к быстрому обводнению добывающих скважин вследствие прорыва воды от нагнетательной скважины

к добывающей по высокопроницаемым слоям или трещинам. С увеличением текущей компенсации энергетическое состояние пласта не улучшается, дальнейший рост накопленной компенсации приводит к обводнению добывающих скважин. При таком заводнении нагнетаемая вода не успевает распределиться в низкопроницаемые слои коллектора, где значительная часть запасов остается заблокированной, а присутствие свободного газа снижает относительную фазовую проницаемость для нефти.

Потокоотклоняющие технологии

В настоящее время на трещиноватых низкопроницаемых коллекторах приобретают широко применение потокоотклоняющие технологии (далее – ПОТ).

Потокоотклоняющие технологии основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования). Целью такой закачки является выравнивание приемистости скважины по разрезу пласта и тем самым создание более равномерного фронта вытеснения, уменьшение прорывов воды в добывающие скважины, получение дополнительной добычи нефти. Основной целью применения технологии ПОТ для условий трещиновато-поровых коллекторов является способность блокирующих составов ПОТ закупоривать трещины и, как следствие, оказывать влияние на матричную часть залежи.

К основным критериям применимости технологии ПОТ относятся следующие факторы:

- вертикальная и латеральная неоднородность по проницаемости;
- неравномерный профиль приемистости по нагнетательной скважине;
- прогрессирующая динамика обводнения реагирующих скважин;
- отсутствие деформаций и нарушений ЭК, заколонных перетоков.

Авторами Ю.В. Земцовым, А.В. Барановым и А.О. Гордеевым проведен обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях [3]. В данной работе рассмотрены технологии увеличения нефтеотдачи за счет увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением посредством блокирования высокопроницаемых водопромытых каналов фильтрации, показана эффективность применения различных потокоотклоняющих технологий для выравнивания

¹ Formation Micro Imager, азимутальный электрический микроимиджер

профиля приемистости (далее – ВПП). Матрица применимости технологий ВПП с учётом основных геолого-физических и промысловых условий представлена на рис. 2.

Из представленных авторами данной работы технологий можно отметить, что для низко-проницаемых высокотемпературных условий коллекторов с высокой степенью обводненности могут применяться осадкообразующие, термотропные и нефтеотмывающие составы. Так, осадкообразующие технологии имеют простой принцип создания водоотклоняющих барьеров, основанный на ионообменной реакции и образовании нерастворимой соли, выпадающей в осадок. Например, смешение растворов хлористого кальция CaCl_2 и сульфата натрия Na_2SO_4 приводит к образованию нерастворимого осадка сульфата кальция CaSO_4 , способного достаточно эффективно закупорить поровое пространство породы [4]. Такие технологии отличаются высокой селективностью воздействия на пласт в силу улучшенной фильтрации его в водонасыщенную пористую среду и низкой вязкостью на уровне воды для ППД. Осадкообразующие технологии широко используются в Западной Сибири, эффективность их применения колеблется в пределах 400–2900 т на одну скважино-обработку [5].

Термотропные реагенты в технологиях ВПП используются для заполнения высокопроницаемых зон и участков первоначально маловязким раствором и способствуют их закупорке образующимся гелем.

На месторождениях Западной Сибири данные технологии довольно широко применяются на юрских пластах, характеризующихся высокими температурами 85–110°C и, как правило, низкой проницаемостью – до 30 мД. Технологическая эффективность термотропных технологий составляет 390–1450 т на одну скважино-обработку.

Нефтеотмывающие технологии направлены в первую очередь на увеличение нефтеотдачи за счет доотмыва остаточной нефти. Отмыв производится с помощью поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), снижающих поверхностное натяжение на границе раздела «вода – нефть». При низкой приемистости скважин в зонах низкопроницаемого коллектора (10–20 мД) воздействию малообъемных оторочек ПАВ от 10 до 20 м³ на 1 пог. м интервала перфорации предшествует кислотная обработка призабойной зоны (далее – ОПЗ) [6].

Стоит отметить успешный опыт проведения обработок с применением потокоотклоняющих составов на трещиноватых коллекторах месторождения Жанажол в Казахстане и других месторождениях в мире (табл. 2), на которых отмечается значительное негативное влияние прорывов воды по трещинам от нагнетательных к добывающим скважинам.

Оценка применимости технологий ПОТ для месторождения Алибекмола

На участках месторождения Алибекмола выработка неоднородных пластов происходит крайне неравномерно: скважины

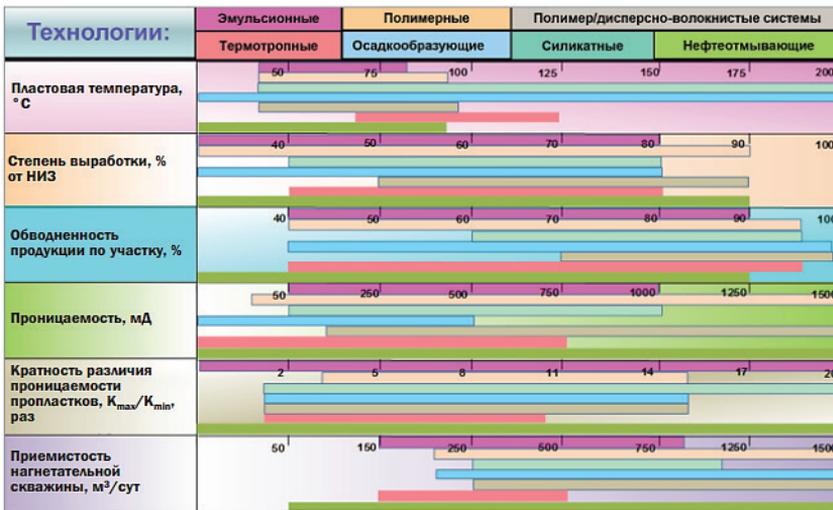


Рисунок 2. Матрица применимости технологий ВПП с учётом основных геолого-физических и промысловых условий
 Figure 2. Matrix of applicability of conformance control technologies, taking into account the main geological, physical and field conditions

быстро обводняются, а матричная часть залежи не участвует в разработке, что приводит к снижению дебита нефти и росту обводненности. Одним из способов для борьбы с прогрессирующим обводнением скважин является воздействие на пласт водоизолирующими технологиями с целью охвата пласта заводнением посредством блокирования высокопроницаемых водопроточных каналов фильтрации и/или трещин, что, как следствие, способствует вовлечению в разработку матричной части залежи.

С целью обоснования применимости потенциально эффективных технологий по вовлечению в разработку матричной части поро-

ды проведен анализ обработок с применением потокоотклоняющих составов на месторождении-аналоге Жанажол, а также выполнен комплекс лабораторных работ по оценке эффективности потокоотклоняющих составов для условий месторождения Алибекмола. Составление основных геолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) месторождений Алибекмола и Жанажол приведено в табл. 3.

В 2006–2007 гг. на месторождении Жанажол были проведены обработки с применением шитых полимерных составов на продуктивной толще КТ-II с глубиной залегания до 3900 м. Закачка производилась до 400 м³.

Таблица 2. Опыт применения технологий ПОТ на карбонатных месторождениях в Казахстане и в мире
Table 2. Experience in the application of Flow Diverter technologies in the carbonate deposits in Kazakhstan and in the world

№	Наименование месторождения, страна Name of oil field, country	Показатели Indicators	Применяемые химические композиции ПОТ Applied chemical compositions of FDT	Примечание по эффекту Note on the effect
1	Жанажол (Казахстан) Zhanazhol (Kazakhstan)	пористость / porosity – 9,5–12,6%; проницаемость / permeability – 6,1 мД; глубина / depth – 1900–3600 м; температура / temperature – 77–81°C.	Шитые полимерные системы Cross-linked polymer systems	Средняя удельная эффективность обработки по технологии ПОТ на 1 нагнетательную скважину составляет в среднем 2867 т нефти The average specific efficiency of treatment using the FDT technology per 1 injection well is on average 2867 tons of oil
2	Раман (Турция) Raman (Türkiye)	пористость / porosity– 18%; проницаемость / permeability – 10–100 мД	Полиакриламид и сшиватель (соль ацетат хрома) Polyacrylamide and crosslinker (chromium acetate salt)	Увеличение дебита нефти от 3,6 до 26,4 т/сут в 7 добывающих скважинах в течение 8 мес. Increase in oil production from 3.6 to 26.4 t/day in 7 production wells within 8 months
3	Месторождение в Северном Омане Oil Field in Northern Oman	пористость / porosity– 10–30%; проницаемость / permeability – 2–3 мД; температура / temperature– 70–85°C,	Высокомолекулярный полиакриламид и сшиватель (соли ацетат хрома) (20:1) High molecular weight polyacrylamide and crosslinker (chromium acetate salts) (20:1)	Снижение обводненности с 90 до 75% в 3 добывающих скважинах в течение года Reduction of water cut from 90 to 75% in 3 production wells during the year
4	Месторождение в Южной Мексике Oil Field in Southern Mexico	пористость / porosity – 6–14%; проницаемость / permeability – 10–120 мД; глубина / depth – 3824 м; температура / temperature – 150°C	Высокотемпературный полимер High-temperature polymer	Снижение обводненности с 85 до 10% в течение года Reduction of water cut from 85 to 10% during the year
5	Биг Лейк (США) Big Lake (USA)		Полиакриламид и сшиватель (соль ацетат хрома) Polyacrylamide and crosslinker (chromium acetate salt)	Зарегистрировано снижение дебита нефти с 34 до 9 м ³ /сут в одной скважине в течение года Decrease in oil production from 34 to 9 m ³ /day in one well during the year was registered
6	Поинт Аргуэлло (США) Point Arguello (USA)		Полимерный гель Polymer gel	Дебит нефти вырос с 20 до 60 т/сут (300%), снижение обводненности на 50% в одной скважине в течение 3 мес. Oil rate increased from 20 to 60 tons/day (300%), water cut reduction by 50% in one well within 3 months

Таблица 3. Сопоставление основных геолого-физических и ФЕС месторождений Алибекмола и Жаназол
Table 3. Comparison of the main geological-physical and reservoir properties of the Alibekmola and Zhanazhol oil fields

Параметры / Месторождение Parameters / Oil Fields	Алибекмола Alibekmola	Жаназол Zhanazhol
Залежь Deposit	КТ-I-II	КТ-I-II
Средняя глубина залегания, м Average depth, m	1722–3200	1900–3600
Тип коллектора Collector type	карбонатный carbonate	карбонатный carbonate
Средняя общая толщина коллектора, м Average total collector thickness, m	31,5	7,7–54
Пористость, д. ед. Porosity, unit fraction	0,08–0,1	0,095–0,126
Проницаемость, 10^{-3} мкм ² Permeability, 10^{-3} μm^2	6,3	6,1
Начальная пластовая температура, °C Initial reservoir temperature, °C	40–67	77–81
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	34,25	37,5–39,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с Viscosity of oil in reservoir conditions, mPa·s	0,392	0,4134
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³ Density of oil in reservoir conditions, kg/m ³	668,9	681,2
Минерализация пластовой воды, г/л Formation water salinity, g/l	82,7–122,7	93,5–133,7
Кэффициент вытеснения, % Displacement ratio, %	45,2–68,8	43,2–67,1
Средняя приемистость нагнетательной скважины, м ³ /сут Average injectivity of an injection well, m ³ /day	103,3	102,6
Средний дебит нефти добывающей скважины, т/сут Average production well oil flow rate, t/day	11,45	9,23

На начало 2008 г. дополнительная добыча по обработкам 8 нагнетательных скважин составила более 11000 т нефти [7]. В целом, с учётом средней удельной эффективности 1375 т на скважину, можно отметить, что после проведения обработок произошёл значительный рост уровней добычи нефти за счет снижения обводненности. Были созданы условия эффективного вовлечения матрицы неоднородного пласта в разработку, что говорит о целесообразности и успешном опыте применения ПОТ для условий трещино-поровых низкопроницаемых карбонатных коллекторов.

Лабораторный проект по оценке эффективности составов ПОТ

При условии правильного выбора химических композиций для данной технологии и адаптации технологических параметров к конкретному месторождению можно ожидать высокую эффективность обработок нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами. В этих целях инициирован лабораторный проект по подбору химических композиций ПОТ для условий месторождения Алибекмола. Далее перед промышленным внедрением подобранные в ходе лабораторных исследований ПОТ необходимо апробировать в реальных условиях месторождения, проводя опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ).

С целью подбора оптимальных химических композиций для месторождения Алибекмола проведен комплексный лабораторный проект с участием двух потокоотклоняющих композиций. Проект по лабораторным работам включает в себя три основных этапа:

1. Физико-химический анализ химических реагентов и определение совместимости химических реагентов с закачиваемыми и пластовыми водами.

2. Определение реологических и гелеобразующих свойств химических композиций, индукционного периода гелеобразования.

3. Фильтрационные исследования по оценке водоизолирующей способности композиций ПОТ в пластовых условиях.

Для затворения и приготовления химических композиций ПОТ использовалась техническая вода водозаборной скважины месторождения Алибекмола как менее жесткая (19 мг-экв/дм³), с меньшей минерализацией (1,6 г/л) по сравнению с пластовой водой месторождения (жесткость 74 мг-экв/дм³, минерализация – 22,6 г/л).

По всем представленным химическим реагентам используются деструкторы (щелочи, а также смесь на основе метанола). По результатам проведенных исследований по оценке деструктора отмечается эффективность деструкторов (вязкость составов ПОТ снижается до 1–2 сП). Целевая пластовая температура исследований, соответствующая пластовой, – 67°C.

Результаты физико-химического анализа полимеров представлены в табл. 5. Все основные компоненты полимерных потокоотклоняющих композиций – полимеры – совместимы с закачиваемыми и пластовыми водами, обеспечивается полная растворимость в условиях применяемых пластовых вод.

Положительным результатом входного контроля опытных партий полимера считается отклонение не более $\pm 15\%$ от показателей

Таблица 4. Информация по химическим составам-участникам проекта ПОТ
Table 4. Information on the chemical compositions participating in the FDT project

№ п/п	Наименование компании Company name	Наименование компонента Component name	Концентрация Concentration	Время гелеобразования Gelation time	Информация о деструкторе Destructor information
1	Компания 1 Company 1	Полимер 1 Polymer 1	0,5 г/дл 0.5 g/dl	24 ч 24 h	Гипохлорит натрия NaClO водный раствор с содержанием 12% по активному хлору / Sodium hypochlorite NaClO aqueous solution containing 12% active chlorine. Монопероксигидрат (порошок) применяется 10% водный раствор / Monoperoxyhydrate (powder) 10% aqueous solution is applied.
		Сшиватель ацетат хрома Chromium acetate crosslinker	0,05 г/дл 0.5 g/dl		
2	Компания 2 Company 2	Полимер 2 Polymer 2	0,65%	48 ч 48 h	Смесь концентрированного раствора перекиси водорода (исходная концентрация 30% или 50%) и метанола в соотношении 40%: 60% / A mixture of a concentrated solution of hydrogen peroxide (initial concentration 30% or 50%) and methanol in a ratio of 40%: 60%

физико-химических свойств лабораторного образца. Наряду с полимерами были проанализированы физико-химические свойства применяемых сшивателей, добавок промышленного производства, по которым входной контроль опытных партий проводится документационно на предмет годности и соответствия технической документации.

По добавкам промышленного производства, используемым при приготовлении шитых полимерных систем (к примеру, соль ацетат хрома, используемая в качестве сшивателей полимеров и др.), проводился документационный анализ технической документации и проверка срока годности химической продукции.

Таблица 5. Результаты физико-химического анализа полимеров
Table 5. Results of the physicochemical analysis of polymers

Наименование параметра Parameter name	Внешний вид Appearance	Фракционный состав, % Fractional composition, %	Время растворения, мин Dissolution time, min		Молекулярная масса, млн Дальтон Molecular weight, mln Daltons
			пластовая reservoir	моделная (5 г/л) model (5 g/l)	
Требования к полимерам для ПНП Polymer requirements for oil recovery improvement	не регламентируется not regulated	фракции более 1,0 мм <10% fractions over 1.0 mm <10%	в минерализованной воде не более 240 мин in mineralized water no more than 240 min		не регламентируется not regulated
Полимер №1 Polymer No. 1	гранулированное твердое вещество белого цвета granular white solid	8,11%	90	90	8,98
Полимер №2 Polymer No. 2		9,27%	90	90	10,58

продолжение таблицы / Table continuation

Наименование параметра Parameter name	Степень гидролиза, % Degree of hydrolysis, %	Содержание основного вещества, % Basic substance content, %	Характеристическая вязкость, дл/г Intrinsic viscosity, dl/g	Насыпная плотность, г/см ³ Bulk density, g/cm ³	Нерастворимый остаток, % Insoluble residue, %
Требования к полимерам для ПНП Polymer requirements for oil recovery improvement	5–30%	≥88%	15–30 дл/г	не регламентируется not regulated	≤1,0%
Полимер №1 Polymer No. 1	12,41	90,88	14,73	0,95	0,00
Полимер №2 Polymer No. 2	12,39	91,96	16,78	0,77	0,00

По результатам определения реологических гелеобразующих свойств химических композиций, индукционного периода гелеобразования и тестам по термостабильности (рис. 4–5) можно отметить следующее:

1. Состав № 1. Рабочая вязкость композиции на устье (при пластовой скорости сдвига) порядка 260 сП. По классификации ПОТ состав №1 относится к гелеобразующему / структурообразующему типу.

Индукционный период непродолжительный: при 25°C – менее 1,4 ч, с момента приготовления начинается процесс гелеобразования. Вязкость композиции при пластовой температуре до выдержки – 12068 сП, после выдержки – 7633 сП (при пластовой скорости сдвига).

По данной композиции отмечается высокая начальная вязкость композиции, наблюдается снижение вязкости системы после 7 сут (на 46% на 15-й день и 30% на 30-й день), максимальная вязкость достигается на 7-й день, адгезия к стенкам стеклянного сосуда присутствует, процесс гелеобразования происходит ускоренно, моментально при повышенных температурах, что может вызывать риски при продолжительной закачке и фильтрации композиции в пласте (рис. 3).

2. Состав №2. Рабочая вязкость композиции на устье (при пластовой скорости сдвига) порядка 157 сП. По классификации ПОТ состав №2 относится к гелеобразующему / структурообразующему типу. Индукционный период продолжительный: при 25°C – не менее 6,9 ч. Вязкость композиции при пластовой температуре до выдержки – 102 сП, после выдержки – 7612 сП (при пластовой скорости сдвига).

Данная композиция показывает довольно высокую стабильность и набор вязкости системы в течение 30 дней, отмечается небольшое снижение вязкости (на 9% на 30-й день), минимальная вязкость – на 15-й день, адгезия к стенкам стеклянного сосуда присутствует, процесс гелеобразования имеет положительную динамику, после образования текучего гелевого раствора происходят внутримолекулярная сшивка и формирование прочного геля (рис. 4).

Керновые исследования были проведены на реальном керне месторождения Алибекмола с выбуренным сквозным отверстием диаметра 1,3 мм. Геометрия отверстия отдаленно моделирует естественные характеристики трещиноватой карбонатной породы, в действительности же имеет ухудшенные характеристики (большой диаметр отверстия по всей длине кернового образца) по сравнению с геометрическими размерами естественных трещин. Исследования на керне проводятся с целью качественной оценки гелеобразующей и водоизолирующей способности химических композиций ПОТ.

Результаты фильтрационных исследований, выполнены в несколько этапов, позволяют оценить блокирующие, фильтрационные и водоизоляционные характеристики тестируемых химических композиций (рис. 6). Изначально закачивалась вода в направлении «скважина – пласт» для моделирования этапа



0 дней / 0 days 15 дней / 15 days 30 дней / 30 days

Рисунок 3. Внешний вид потокоотклоняющего состава №1 по результатам тестов на термостабильность (0, 15, 30 дней)

Figure 3. Appearance of flow diverter composition No. 1 according to the results of tests for thermal stability (0, 15, 30 days)



0 дней / 0 days 15 дней / 15 days 30 дней / 30 days

Рисунок 4. Внешний вид потокоотклоняющего состава №2 по результатам тестов на термостабильность (0, 15, 30 дней)

Figure 4. Appearance of flow diverter No. 2 according to the results of tests for thermal stability (0, 15, 30 days)

Керн с модельной трещиной размер отверстия – 1,3 мм)
Core with a model crack (hole size – 1.3 mm)



Образец №8

Образец №20

Образец №8 / Sample No.8

Образец №20 / Sample No.20

Рисунок 5. Внешний вид керновых образцов с модельными отверстиями

Figure 5. Appearance of core samples with model holes

закачки воды, далее в том же направлении была произведена закачка потокоотклоняющей композиции с выдержкой на гелеобразование (24–48 ч). После выдержки система была запущена под воду с целью оценки градиентов давления вымыва или разрушения композиции ПОТ.

По результатам фильтрационных исследований, по составу №1 в сравнении с составом №2 отмечается высокий показатель максимального градиента давления закачки композиции (216,1 атм/м) и фактор начального

сопротивления (3202,5), что, вероятно, может привести к преждевременному повышению давления нагнетания и рискам создания трещин автоГРП при закачке композиции. Начальный градиент давления сдвига выше по составу ПОТ №1, что позволяет сделать вывод об улучшенных адгезионно-прочностных характеристиках данного состава к породе.

Определены коэффициент снижения проницаемости и фактор остаточного сопротивления (далее – ФОС): по составу №2 – 98,6% и 19,70 ед., по составу №1 – 97,3% и 36,36 ед. соответственно.

Сводные результаты всех выполненных лабораторных исследований представлены в табл. 6. По полученным данным реологических, гелеобразующих и фильтрационных исследований можно сделать следующие выводы:

- по составу №1: быстрый процесс свивки и гелеобразования, непродолжительный индукционный период, отмечается снижение вязкости при пластовой температуре с течением времени, пониженные градиенты давления сдвига, степень водоизоляции пониженная, слабые прочностные характеристики;

- по составу №2: положительные реологические свойства, продолжительный индукционный период, стабильность при пластовой температуре с течением времени, улучшенные водоизоляционные и прочностные характеристики.

По результатам положительной динамики гелеобразования и сравнительного анализа с учётом улучшенных фильтрационных характеристик на ОПИ потокоотклоняющий состав №2 может быть выбран как потенциально эффективный для условий месторождения Алибекмола. Проведенные лабораторные исследования доказывают применимость и эффективность потокоотклоняющих композиций для условий карбонатных трещиноватых коллекторов.

Выводы и рекомендации

Проанализировав мировой опыт разработки с применением различных технологий МУН для условий низкопроницаемых коллекторов с обширным распространением трещин и низкими ФЭС месторождения Алибекмола, принимая во внимание положительный опыт проведения ОПИ с применением ПОТ на месторождении-аналоге Жанажол и положительные результаты лабораторных работ по оценке применимости ПОТ рекомендуется апробирование ПОТ с применением шитых полимерных систем с модификациями (добавки ПАВ, наполнителей и др.), пенных систем, гелеобразующих составов на месторождении Алибекмола.

Промысловые испытания технологии ПОТ должны быть проведены с учётом результатов лабораторных исследований, согласно оптимальному разработанному дизайну

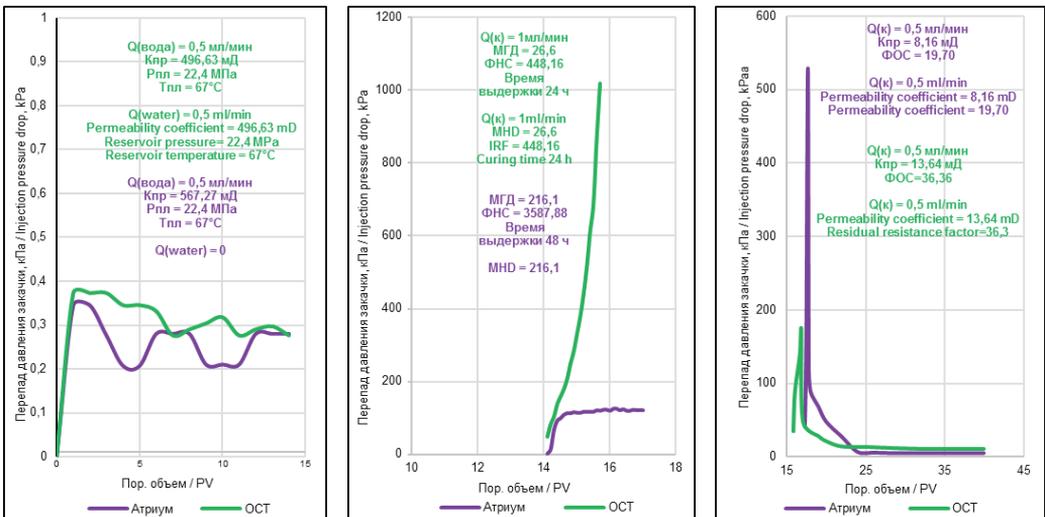


Рисунок 6. Фильтрационные зависимости перепада давлений на разных этапах закачки композиции ПОТ для двух составов
Figure 6. Filtration dependences of pressure drop at different stages of injection of the FDT composition for two compositions

а) фильтрация воды / water filtration; б) закачка композиции / composition injection;
 в) фильтрация воды / water filtration

Таблица 6. Итоговые результаты по лабораторным исследованиям по оценке эффективности композиций ПОТ
Table 6. Final results of laboratory studies evaluating the effectiveness of FDT compositions

№	Состав № Composition	Классификация системы ПОТ Classification of the FDT system	Совместимость с водами месторождения Аликбекмола Compatibility with the waters of the Alibekmola oil field	Индукционный период при 25°C Induction period at 25°C			Вязкость состава ПОТ при 7,32 с ⁻¹ при 67°C сП FDT composition viscosity at 7,32 c ⁻¹ at 67°C, cP		Термостабильность в течении 30 дней Thermal stability for 30 days time
				время, ч time, h	вязкость при 7,32 с ⁻¹ , сП viscosity at 7,32 c ⁻¹ , cP	вязкость при 100–150 с ⁻¹ , сП viscosity at 100–150 c ⁻¹ , cP	исходный original	готовый finished	
1	Состав №1 Composition No. 1	гелеобразующий / структурообразующий тип Gel forming/ texturizer type	совместим compatible	<1,4	260	50–62	12068	7633	снижение вязкости в среднем на 34–38% viscosity reduction by an average of 34–38%
2	Состав №2 Composition No. 2	гелеобразующий / структурообразующий тип Gel forming/ texturizer type	совместим compatible	<6,9	157	34–41	102	7612	снижение вязкости не наблюдается no decrease in viscosity observed

продолжение таблицы / Table continuation

№	Состав № Composition	Начальный градиент давления сдвига, атм/м Initial shear pressure gradient, atm/m	ФОС RRF	Максимальный градиент давления при закачке, атм/м Maximum pressure gradient during injection, atm/m	Снижение Кпр, % Decrease in Pc, %	Примечание Note
1	Состав №1 Composition No. 1	36,5	36,4	217	97,3	быстрый процесс сшивки и гелеобразования, непродолжительный индукционный период, отмечается снижение вязкости при пластовых температурах с течением времени, пониженные градиенты давления сдвига, степень водоизоляции пониженная, слабые прочностные характеристики / fast process of cross-linking and gelation, short induction period, there is a decrease in viscosity at reservoir temperatures over time, reduced shear pressure gradients, reduced degree of water isolation, poor strength characteristics
2	Состав №2 Composition No. 2	109,8	19,7	26	98,6	положительные реологические свойства, продолжительный индукционный период, стабильность при пластовой температуре с течением времени, улучшенные по сравнению с составом №1 водоизоляционные и прочностные характеристики / positive rheological properties, long induction period, stability at reservoir temperature over time, improved water isolation and strength characteristics compared to composition No. 1

закачки. Для качественного подбора скважин-кандидатов, мониторинга проведения обработок ПОТ и достоверной оценки эффективности должна быть выполнена программа исследовательских работ на скважинах-кандидатах для получения достоверной информации о характере поступления воды в скважину и остаточной нефтенасыщенности пласта, герметичности колонны надлежащими профилями приемистости целевых интервалов коллектора до и после обработки и т.д.

Для карбонатных глинодержащих низкопроницаемых коллекторов с пониженной степенью трещиноватости или отсутствием

трещин рекомендуется применение в условиях неэффективного базового заводнения химических добавок – ПАВ немоногенного типа и стабилизаторов глин, снижающих катионообменную ёмкость глинистых минералов.

Необходимо активизировать работу по развитию третичных МУН для выработки трудноизвлекаемых запасов и низкопроницаемых коллекторов с принятием возможных мер государственной поддержки применения МУН при выработке трудноизвлекаемых запасов и низкопроницаемых коллекторов.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Автор декларирует отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

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

Competing interests. Author declares that she has no competing interests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Запуганный нефтяной рынок. 21.12.2015 [дата обращения: 10.05.2023]. Капитал: центр деловой информации. Kapital.kz [интернет]. Режим доступа: <https://kapital.kz/economic/46407/zapugannyy-neftyanoj-rynok.html>.
2. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами. Москва : МО МАНПО, 2000.
3. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. 2015. №7(198). С. 11–21.
4. Гусев С.В., Коваль Я.Г., Нарожный О.Г., и др. Опыт внедрения осадкообразующих соединений для увеличения нефтеотдачи пластов ТПП «Урайнефтегаз» на поздней стадии разработки // Нефтепромысловое дело. 2000. № 1. С. 2–6.
5. Мазаев В.В., Андрианов В.В., Александров В.М., Асмандияров Р.Н. Перспективы применения дисперсных и осадкообразующих составов потокоотклоняющего действия при извлечении нефти из коллекторов юрских отложений Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: сборник докладов XII научно-практической конференции. 2009. Т. 2. С. 72–81.
6. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск : Наука, 1995.
7. Нурпейсов Н.Н., Мухамеджанов М.А. Потокоотклоняющие технологии заводнения пластов на нефтяных месторождениях Западного Казахстана // Известия НАН РК: Серия геологическая. 2008. №5. С. 58–63.

REFERENCES

1. Zapuganny neftyanoj ryok. 21.12.2015 [cited 2023 May 10]. Kapital: tsentr delovoy informatsii. Kapital.kz [Internet]. Available from: <https://kapital.kz/economic/46407/zapugannyy-neftyanoj-rynok.html>. (In Russ).
2. Khavkin AY. *Gidrodinamicheskiye osnovy razrabotki zalezhey nefiti s nizkopronitsaemyimi kollektorami*. Moscow : MO MANPO; 2000. (In Russ).
3. Zemtsov YV, Baranov AV, Gordeyev AO. Obzor fiziko-khimicheskikh MUN, primenyaemykh v Zapadnoy Sibiri, i effektivnost' ikh ispol'zovaniya v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyah. *Neft'. Gaz. Novacii*. 2015;7(198):11–21. (In Russ).
4. Gussev SV, Koval YG, Narozhny OG., et al. Opyt vnedreniya osadkoobrazuyushchikh soyedineniy dlya uvelicheniya nefteotdachi plastov TPP «Urayneftegaz» na pozdney stadii razrabotki. *Neftepromyslovoye delo*. 2000;1:2–6. (In Russ).
5. Mazayev VV, Andrianov VV, Aleksandrov VM, Asmandiyarov RN. Perspektivy primeneniya dispersnykh i osadkoobrazuyushchikh sostavov potokootklonyayushchego deystviya pri izvlechenii nefiti iz kollektorov yurskiikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. *Puti realizacii neftegazovogo i rudnogo potenciala HMAO-Yugry: sbornik dokladov XII nauchno-prakticheskoy konferentsii*. 2009;2:72–81. (In Russ).
6. Altunina LK, Kuvshinov VA. *Uvelicheniye nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV*. Novosibirsk: Nauka; 1995. (In Russ).
7. Nurpeyissov NN, Mukhamedzhanov MA. Potokootklonyayushchiye tekhnologii zavodneniya plastov na neftyanykh mestorozhdeniyakh Zapadnogo Kazakhstana. *Izvestiya NAN RK: Seriya geologicheskaya*. 2008;5:58–63. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Мушарова Дарья Александровна
e-mail: d.musharova@niikmg.kz.

AUTHOR'S INFO

Darya A. Musharova
e-mail: d.musharova@niikmg.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author