

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108885](https://doi.org/10.54859/kjogi108885)

Получена: 02.07.2025.

Одобрена: 03.10.2025.

Опубликована: 31.12.2025.

Оригинальное исследование

Опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости на карбонатных коллекторах

Н.Т. Нұғман¹, А.Н. Бухарбаева¹, Д.Н. Құрақов¹, Е.Т. Баспаев¹, А.А. Башев¹,
Т.С. Джаксылыков¹, А.С. Марданов¹, Д.А. Мушарова², Б.Ж. Жаппасбаев²

¹Атырауский филиал КМГ Инжиниринг, г. Атырау, Казахстан

²КМГ Инжиниринг, г. Астана, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Разработка карбонатных коллекторов остаётся актуальной задачей в нефтегазовой отрасли ввиду их распространённости и сложности геологического строения. Низкопроницаемые карбонатные коллекторы имеют сложную гетерогенность и пористо-трещиноватую структуру, что усложняет равномерное вытеснение нефти при традиционном заводнении. В условиях значительной неоднородности продуктивных пластов системы поддержания пластового давления часто сопровождаются преждевременными прорывами воды по зонам с высокой проницаемостью и снижением коэффициента охвата.

Цель. Применение технологии выравнивания профиля приёмистости на одном из карбонатных месторождений Казахстана с целью оптимизации системы заводнения и повышения эффективности вытеснения.

Материалы и методы. Рассмотрены геолого-физические особенности объекта, методика подбора изолирующих составов на основе результатов лабораторных исследований и критерии выбора нагнетательных скважин-кандидатов. Оценка эффективности мероприятий выполнена по динамике профиля приёмистости и изменению дебитов реагирующих добывающих скважин.

Результаты. Технология выравнивания профиля приемистости была успешно реализована на шести нагнетательных скважинах с объёмом закачки водоизолирующего состава от 100 до 150 м³ на каждую скважину. Результаты геофизических исследований показали улучшение профиля приёмистости, а также подключение ранее неработающих интервалов. В результате коэффициент охвата по нагнетательным скважинам увеличился в среднем на 14%. Мониторинг показал, что удельный эффект составил 1,2 тыс. т дополнительной нефти на одну скважино-операцию.

Заключение. Полученные данные подтверждают эффективность применения технологии выравнивания профиля приемистости для стабилизации системы поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи в условиях сложной пористо-трещиноватой структуры.

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, потокоотклоняющие технологии, выравнивание профиля приемистости, заводнение, поддержание пластового давления, изолирующие составы, гетерогенность коллекторов, пористо-трещиноватая структура.

Как цитировать:

Нұғман Н.Т., Бухарбаева А.Н., Құрақов Д.Н., и др. Опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости на карбонатных коллекторах // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №4. С. 25–37. DOI: [10.54859/kjogi108885](https://doi.org/10.54859/kjogi108885).

UDC 622.276

CSCSTI 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108885](https://doi.org/10.54859/kjogi108885)

Received: 02.07.2025.

Accepted: 03.10.2025.

Published: 31.12.2025.

Original article

Field Application of Injectivity Profile Alignment in Carbonate Reservoirs

Nurdaulet T. Nugman¹, Aidana N. Bukharbayeva¹, Daniyar N. Kurakov¹,
Yerlan T. Baspayev¹, Adilbek A. Bashev¹, Talgat S. Jaxylykov¹, Altynbek S. Mardanov¹,
Darya A. Musharova², Birzhan Zh. Zhappasbayev²

¹Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

²KMG Engineering, Astana, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Carbonate reservoirs are widespread and geologically complex, making their development a persistent challenge for the oil and gas industry. Low-permeability formations typically exhibit strong heterogeneity and a fractured–porous matrix, which hinder uniform oil displacement during conventional waterflooding. In such settings, reservoir pressure maintenance often results in early water breakthroughs along high-permeability zones and reduced sweep efficiency.

Aim: This study reports injectivity profile alignment (IPA) in a carbonate reservoir in Kazakhstan to optimize waterflooding and enhance displacement efficiency.

Materials and methods: The study covers the reservoir's geological and petrophysical characteristics, the selection of water-blocking formulations based on laboratory results, and the criteria for identifying candidate injection wells. Effectiveness was evaluated from injectivity profile changes and production responses of nearby wells.

Results: IPA treatments were implemented in six injection wells, with 100–150 m³ of water-blocking formulation injected per well. Logging confirmed improved injectivity profiles and flow contribution from previously inactive intervals. Sweep efficiency increased by an average of 14%. Field monitoring showed stable performance, with each treatment yielding about 1.2 thousand tonnes of incremental oil.

Conclusion: The results confirm that IPA is effective for stabilizing reservoir pressure maintenance and enhancing oil recovery in complex fractured–porous media.

Keywords: carbonate reservoirs; flow-diverting technologies; injectivity profile alignment (IPA); waterflooding; reservoir pressure maintenance; water-blocking formulations; reservoir heterogeneity; fractured–porous media.

To cite this article:

Nugman NT, Bukharbayeva AN, Kurakov DN, et al. Field Application of Injectivity Profile Alignment in Carbonate Reservoirs. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(4):25–37.

DOI: [10.54859/kjogi108885](https://doi.org/10.54859/kjogi108885).

ӨОЖ 622.276

ГТАХР 52.47.27

DOI: [10.54859/kjogi108885](https://doi.org/10.54859/kjogi108885)

Қабылданды: 02.07.2025.

Мақұлданды: 03.10.2025.

Жарияланды: 31.12.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Карбонатты коллекторларда қабылдау профилін тегістеу технологиясын қолдану тәжірибесі

Н.Т. Нұғман¹, А.Н. Бұқарбаева¹, Д.Н. Құрақов¹, Е.Т. Баспаев¹, Ә.А. Башев¹,
Т.С. Жақсылықов¹, А.С. Марданов¹, Д.А. Мушарова², Б.Ж. Жаппасбаев²

¹ҚМГ Инжиниринг Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

²ҚМГ Инжиниринг, Астана қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Карбонатты коллекторларды әзірлеу олардың таралуы мен геологиялық құрылымының күрделілігіне байланысты мұнай газ саласында өзекті міндеттердің бірі болып қала береді. Төмен өткізгіш карбонатты коллекторлар күрделі гетерогенділікке және кеуекті-сызатты құрылымға ие, бұл дәстүрлі суландыру кезінде мұнайдың біркелкі ығыстыруын қиындатады. Өнімді қабаттардың айтарлықтай гетерогенділігі жағдайында қабаттық қысымды ұстап тұру жүйелері көбінесе өткізгіштігі жоғары және қамту коэффициенті төмендеген аймақтар бойынша судың мерзімінен бұрын бұзылуымен қатар жүреді.

Мақсаты. Суландыру жүйесін оңтайландыру және ығыстыру тиімділігін арттыру мақсатында Қазақстанның карбонатты кен орындарының бірінде қабылдау бейінін теңестіру технологиясын қолдану.

Материалдар мен әдістер. Объектінің геологиялық-физикалық ерекшеліктері, зертханалық зерттеулердің нәтижелері негізінде оқшаулағыш құрамдарды таңдау әдістемесі және кандидаттардың айдау ұңғымаларын таңдау критерийлері қарастырылды. Іс-шаралардың тиімділігін бағалау қабылдау профилінің динамикасы және жауап беретін өндіруші ұңғымалардың дебиттерінің өзгеруі бойынша орындалды.

Нәтижелері. Қабылдау профилін тегістеу технологиясы әр ұңғымаға 100 ден 150 м³-ге дейін су өткізбейтін құрамды айдау көлемі бар алты айдау ұңғымаларында сәтті өткізілді. Геофизикалық зерттеулердің нәтижелері қабылдау профилінің жақсарғанын, сондай-ақ бұрын жұмыс істемейтін аралықтардың қосылғанын көрсетті. Нәтижесінде айдау ұңғымалары бойынша қамту коэффициенті орта есеппен 14%-ға өсті. Мониторинг бір ұңғыма операциясына 1,2 мың тонна қосымша мұнайдың үлестік әсері бар екенін көрсетті.

Қорытынды. Алынған деректер қабаттық қысымды ұстап тұру жүйесін тұрақтандыру және күрделі кеуекті-сызатты құрылым жағдайында мұнай беруді арттыру үшін қабылдау бейінін теңестіру технологиясын қолданудың тиімділігін растайды.

Негізгі сөздер: карбонатты коллекторлар, ағыннан бас тарту технологиясы, қабылдау профилін тегістеу, суландыру, қабат қысымын ұстау, оқшаулағыш құрамдар, коллектор гетерогенділігі, кеукті-сызатты құрылым.

Дәйексөз келтіру үшін:

Нұғман Н.Т., Бұқарбаева А.Н., Құрақов Д.Н., және б. Карбонатты коллекторларда қабылдау профилін тегістеу технологиясын қолдану тәжірибесі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №4. 25–37 б. DOI: [10.54859/kjogi108885](https://doi.org/10.54859/kjogi108885).

Введение

Карбонатные коллекторы играют ключевую роль в мировой нефтегазовой промышленности, поскольку, по оценкам из различных источников, на их долю приходится около 50% разведанных запасов углеводородов [1–3]. Однако, несмотря на их значительный ресурсный потенциал и широкое распространение, разработка этих коллекторов сопряжена с рядом технологических и геологических трудностей. Течение жидкости через кавернозные, трещиноватые известняки и доломиты существенно отличается от процесса в коллекторах песчаника с однородной системой пор. Это различие обусловлено более сложной структурой пористой системы карбонатных коллекторов, что приводит к формированию неоднородных текучих систем [4].

В условиях разработки карбонатных коллекторов закачка воды является важной мерой для восстановления пластового давления и формирования системы поддерживающего воздействия, направленной на увеличение и стабилизацию добычи нефти [5–7]. Однако ввиду высокой неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств (далее – ФЕС) процесс заводнения нередко сопровождается неравномерным охватом продуктивного пласта воздействием и преждевременным обводнением добывающих скважин [8]. Как показывает опыт разработки месторождений АО «Газпромнефть-ННГ», прорыв закачиваемой воды в нагнетательные скважины по высокопроницаемым каналам фильтрации и трещинам приводит к стремительному росту обводнённости добывающих скважин до 80–90%, при этом коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) зачастую не превышает 40–50% от начальных извлекаемых запасов [9]. Подобные потери эффективности объясняются тем, что, в отличие от песчаных коллекторов, гидродинамические процессы в которых описываются через однородные пористые среды, в карбонатных коллекторах используется теория перколяции в многокомпонентных полях непрерывной среды [10]. Это позволяет учитывать не только поровую проницаемость, но и трещиноватость, а также взаимодействие различных фильтрационных каналов. В связи с этим для оптимизации процесса заводнения в карбонатных коллекторах актуально применение технологий, которые способствуют улучшению гидродинамического распределения жидкости и повышению эффективности разработки месторождений [11]. В целях увеличения охвата заводнением и минимизации прорывов закачиваемой воды применяются такие решения, как клапаны автономного управления [12], технологии селективной изоляции водопритока [13], обработки интервалов с пониженной приемистостью [14], а также потокоотклоняющие технологии, показавшие высокую эффективность при работе с трещиноватыми карбонатными коллекторами.

В данной работе представлен практический опыт применения технологии выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП), впервые реализованной на карбонатных коллекторах месторождений АО НК «КазМунайГаз». Особенность проведённых мероприятий заключается в том, что они были выполнены в сложных геолого-физических условиях, характеризующихся высокой трещиноватостью, неоднородностью по проницаемости и значительной обводнёностью. В исследовании рассматриваются как лабораторные этапы подбора оптимальных химических композиций, так и опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ), направленные на оценку их эффективности. Полученные результаты позволяют не только подтвердить применимость технологии в карбонатных коллекторах, но и выработать рекомендации для её дальнейшего масштабного внедрения на других объектах компании.

Технология ВПП представляет собой набор инженерно-технологических решений, направленных на управление направлением и интенсивностью фильтрационных потоков закачиваемых агентов с целью повышения эффективности разработки нефтяных и газовых залежей. Основная задача данной технологии заключается в перераспределении потоков в продуктивном пласте для активизации разработки низкопроницаемых и малодренлируемых зон. Существуют различные подходы к реализации ВПП в зависимости от состава применяемых реагентов, цели обработки и характеристик коллекторов. Среди наименее ресурсоёмких и широко применяемых технологий можно выделить гелевые системы, композиции на основе поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), полимерные растворы, гелеобразующие ПАВ, а также инновационные материалы, созданные с использованием нанокompозитов. Особое внимание уделяется составам, способным к образованию гелей и осадков в результате реакции с поливалентными катионами, содержащимися в пластовой воде. Такой механизм позволяет отказаться от использования дополнительных химических сшивателей, что упрощает технологический процесс и повышает его экологическую безопасность [15]. В работе [16] предложена матрица выбора водоизолирующих составов для карбонатных коллекторов, учитывающая тип коллектора, степень минерализации как закачиваемой, так и пластовой воды, а также уровень выработанности запасов. Подобный подход позволяет обеспечить более обоснованный подбор технологий изоляции, адаптированных к конкретным геолого-гидродинамическим условиям месторождений.

Анализ литературных данных, представленных в табл. 1, демонстрирует значительную эффективность технологии ВПП при её использовании в системах заводнения карбонатных коллекторов. Дополнительная

добыча нефти на одну операцию варьируется от 0,75 до 40,8 тыс. т, что подтверждает значительный технологический потенциал данного направления [16–18]. В работе [19] рассматривается опыт ВПП на карбонатных месторождениях с использованием композиционного состава с замедлителями. Для скважины К-024 исходная приемистость составила 90,4 м³/сут

с заметной дискретностью поглощения – 61,31% вскрытой толщины пласта, при этом основной объём поглощения ограничивался 19,1%. После применения ВПП с композиционным составом наблюдалось значительное улучшение показателей, а именно: приемистость увеличилась до 204,5 м³/сут с поглощением 72,31% вскрытой толщины пласта.

Таблица 1. Промышленные кейсы применения ВПП в системах заводнения карбонатных месторождений

Table 1. Field cases of IPA application in waterflooding systems of carbonate reservoirs

Месторождение Field	Состав Composition	Пластовая температура, °C Reservoir temperature, °C	Вязкость нефти, мПа·с Oil viscosity, mPa·s	Количество нагн. скважин, ед. Number of injection wells	Технологический эффект Technological effect	Доп. добыча нефти, тыс. т Incremental oil, thousand t
Мишкинское [16] Mishkinskoye [16]	Гелеполимерные составы на основе частично гидролизованного ПАА Gel-polymer formulations based on partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM)	25	17,4	4	Снижение обводнённости добывающих скважин на 2–6% Reduction in water cut of production wells by 2–6%	3
Киенгопское [16] Kyengopskoye [16]	Композиция на основе щелочного раствора полиакриловой кислоты с добавками силиката натрия Composition based on an alkaline solution of polyacrylic acid with sodium silicate additives	-	-	11	1,79 тыс. т нефти на одну скважино-обработку 1.79 thousand t of oil per well treatment	19,7
Ванкорское (Як-III–VII) [17] Vankorskoye (Yak-III–VII) [17]	Гелеполимерный состав Gel-polymer formulation	34	8,9	2	Подтверждена технологическая эффективность в ходе ОПИ Technological efficiency confirmed during pilot field trials	81,6412
Гремихинское [16] Gremikhinskoye [16]	Термогель Thermogel	-	150	8	0,8 тыс. т нефти на одну скважино-обработку 0.8 thousand t of oil per well treatment	>6
Жанажол [18] Zhanazhol [18]	ПАА + АХ HPAM + chromium acetate (CrAc)	81	0,41	1 / 3 / 4	Эффективность составила 80% Efficiency reached 80%	2,433 / 9,186 / 11,318

ПАА / HPAM – полиакриламид / hydrolyzed polyacrylamide; АХ / CrAc – ацетат хрома / chromium acetate

После обработки для скважины А-324 приемистость увеличилась с 63,3 до 136,0 м³/сут при давлении 24,2 МПа.

Механизм действия технологии реализуется через два ключевых процесса: (1) воздействие на призабойную зону нагнетательных скважин, направленное на ВПП; (2) формирование зон повышенного фильтрационного сопротивления в межскважинном пространстве, что способствует изменению направления потоков и повышению охвата заводнением ранее не вовлечённых зон продуктивного коллектора [20].

Материалы и методы

Объектами испытаний являются карбонатные коллекторы. На момент начала ОПИ они ха-

рактеризовались низкой степенью выработанности и высоким уровнем обводнённости.

Перед проведением ОПИ был выполнен комплекс лабораторных исследований по подбору оптимальных химических композиций. Для испытаний были отобраны составы на основе сшитых полимерных гелей. Технология ВПП реализуется путём закачки в пласт гелевых растворов, создающих фильтрационные барьеры в зонах с низким сопротивлением, тем самым перенаправляя вытесняющий агент в ранее не охваченные зоны коллектора.

Оценка эффективности проводилась на основании количественных (снижение обводнённости, дополнительная добыча нефти) и качественных (результаты промыслово-геофизических

исследований (далее – ГИС) до и после обработки) показателей. Мониторинг технологической эффективности продолжался не менее 180 сут.

Основанием проведения технологии ВПП является поиск оптимальных решений для снижения обводнённости и повышения добычи нефти за счёт блокирования каналов с низким фильтрационным сопротивлением и вовлечения в разработку ранее не дренируемых участков пласта. Научная значимость выполненных исследований заключается в увязке параметров композиций с геолого-физическими характеристиками пласта: были изучены реологические свойства при различных скоростях сдвига, скорость и механизм гелеобразования, прочность и стабильность гелей, а также совместимость составов с минерализованной пластовой водой. Такой подход позволяет обосновать выбор состава с учётом особенностей порового пространства карбонатных коллекторов и повысить эффективность применения технологии ВПП.

Результаты и обсуждение

Результаты лабораторных исследований

Лабораторные исследования по подбору составов для технологии ВПП включали комплекс экспериментальных работ, направленных на изучение физико-химических свойств реагентов, оценку их реологических характеристик в условиях, максимально приближенных к пластовым, а также проверку термической стабильности и устойчивости к химической деструкции при воздействии пластовых температур. Для лабораторного исследования были подготовлены три варианта композиции на основе ПАА и АХ:

- композиция №1 – полимер, предварительно сшитый (далее – ПСП), 0,5 г/л, с использованием АХ в качестве катион-сшивателя, ПАА 5 г/л и АХ 0,3 мл/л;

- композиция №2 – ПАА 7 г/л + АХ 0,5 мл/л;

- композиция №3 – ПАА 10 г/л + АХ 0,7 мл/л.

Основные различия композиций заключались в концентрации компонентов и применении технологии предварительной сшивки полимера. АХ использовался как основной сшиватель, обеспечивающий формирование устойчивых гелей.

Программа лабораторных исследований включала:

- определение времени и скорости гелеобразования;

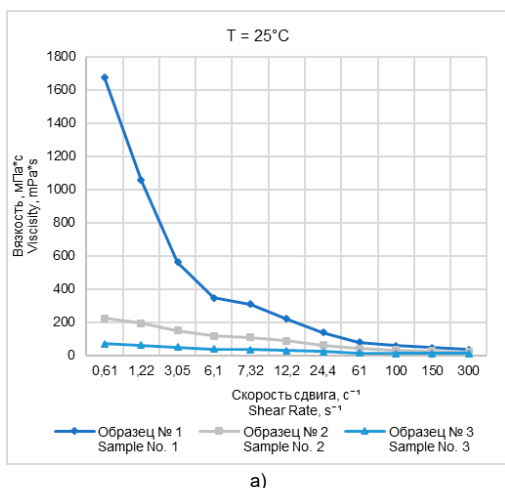
- измерение прочности гелей;

- изучение реологических свойств при различных скоростях сдвига;

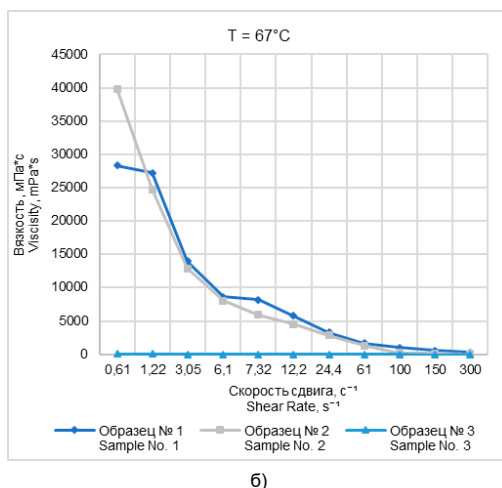
- проверку совместимости с пластовой водой и устойчивости при повышенных температурах.

В составе №1 ПАА использовался в виде ПСП. Сшивка проводилась заранее с применением поливалентного катиона (АХ), что обеспечивало высокую устойчивость геля, контролируемую скорость формирования структуры и стабильность реологических свойств.

Результаты измерений вязкости композиций представлены на рис. 1, где показаны замеры при пластовой и атмосферной температуре. Анализ позволяет смоделировать условия фильтрации в порах коллектора и оценить поведение геля при различных скоростях потока. Образцы №1 и №2 продемонстрировали стабильность состава при различных значениях скоростей сдвига, что свидетельствует о высокой стабильности этих композиций в условиях, близких к реальным условиям месторождения.



а)



б)

Рисунок 1. Замеры вязкости образцов при различных скоростях сдвига
Figure 1. Viscosity measurements of samples at different shear rates

а) при 25°C / at 25 °C; б) при 67°C / at 67 °C

На рис. 2 представлены результаты оценки термостабильности готовой композиции при пластовой температуре и скорости сдвига $7,32\text{ с}^{-1}$, выбранная скорость сдвига соответствует характерным значениям в поровом пространстве при заводнении. По результатам лабораторных исследований составлена итоговая сводная таблица с основными параметрами, по результатам которой проводится сравнительный анализ и определяется оптимальный вариант состава.

Образец № 1 продемонстрировал стабильность состава и был визуально оценен как умеренно текучий гель, не претерпевший изменений до финальной стадии измерений. Композиция №1 была выбрана для дальнейших работ, т.к. она показала лучшие результаты по совместимости с промысловой водой и водой водозаборной скважины, а также проявила высокую эффективность гелеобразования, термостабильности и устойчивости к воздействию деструктора.

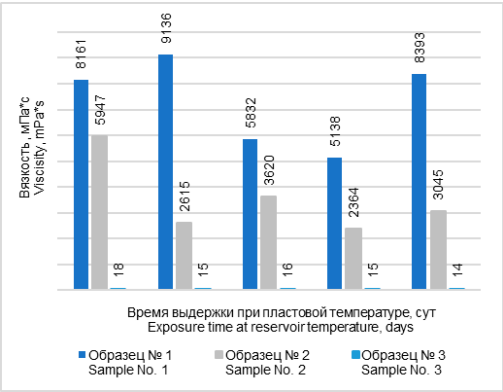


Рисунок 2. Термостабильность готовой композиции

Figure 2. Thermal stability of the prepared formulation

Таблица 2. Результаты лабораторных исследований по подбору оптимальной композиции

Table 2. Results of laboratory studies for selecting the optimal formulation

№ композиции Formulation No.	Время гелеобразования Gelation time	Совместимость с промысловыми водами Compatibility with field water	Эффективная вязкость (мПа·с) при $7,32\text{ с}^{-1}$ при температуре Effective viscosity (mPa·s) at 7.32 s^{-1} , °C			Термостабильность до 30 сут Thermal stability up to 30 days	Начальный градиент давления сдвига, атм/м Initial shear pressure gradient, atm/m	Фактор остаточного сопротивления Residual resistance factor	Проницаемость по воде, (до закачки), мДа Water permeability (before injection), mD	Проницаемость по воде, (после закачки), мДа Water permeability (after injection), mD
			до гелеобразования before gelation		после гелеобразования after gelation					
			25°C	67°C	67°C					
1	48 ч 48 h	совместимо compatible	311	8161	4441	стабилен stable	76	42961	744	0,02
2	24 ч 24 h	совместимо compatible	111	5947	3342	стабилен stable	36,6	7557	870	0,12
3	<40 мин <40 min	частично совместимо partially compatible	39	18	15	нестабилен unstable	0,1	51	928	20

Скрининг и подбор участков

Для проведения ОПИ по технологии ВПП было выбрано карбонатное месторождение Казахстана, на котором аналогичные мероприятия ранее не проводились. Геологическое строение месторождения отличается высокой степенью литологической неоднородности, а также выраженной трещиновато-пористой структурой. Целевой объект разработки характеризуется пониженным пластовым давлением и ограниченной эффективностью системы поддержания

пластового давления (далее – ППД), что обуславливает низкий коэффициент охвата вытеснением и преждевременное обводнение добывающих скважин. Средняя глубина залегания продуктивных коллекторов составляет порядка 3000 м. По данным гидродинамических исследований, проницаемость пород варьируется от $0,57$ до $4,7 \times 10^{-3}$ мкм². Геолого-физические характеристики и ФЭС исследуемого объекта систематизированы и представлены в табл. 3.

Таблица 3. Основные параметры целевого объекта
Table 3. Key parameters of the target reservoir

Показатели Parameter	Значения Value
Средняя глубина залегания, м Average reservoir depth, m	~3000 м
Тип залежи Reservoir type	массивно-пластовая massive bedded
Пластовая температура, °C Reservoir temperature, °C	67
Текущее пластовое давление, МПа Current reservoir pressure, MPa	17,9
Вязкость пластовой нефти, сП Reservoir oil viscosity, cP	0,35
Пористость по керну, д. ед. Core porosity, frac. units	0,10
Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ² (доб. / нагн. скважины) Permeability, ×10 ⁻³ μm ² (producers / injectors)	0,71 / 0,57
Минерализация пластовой воды, г/л Formation water salinity, g/L	68,6–101,5
Выработка, % Recovery factor, %	38

Для реализации технологии ВПП были отобраны шесть нагнетательных скважин. Критерии выбора скважин основывались на анализе данных, представленных в табл. 4, которые включают геолого-технические параметры. Дополнительно учитывались результаты трассерных исследований, позволяющих оценить эффективность воздействия на добывающие скважины. В зависимости от характеристик конкретных нагнетательных скважин, количество реагирующих добывающих скважин варьируется от 6 до 17 ед. на одну нагнетательную, что демонстрирует степень распространения воздействия ВПП в залежах.

Таблица 4. Критерии выбора нагнетательных скважин для реализации технологии ВПП
Table 4. Selection criteria for injection wells to implement IPA technology

Критерий Criteria	Параметры Parameters
Техническое состояние нагнетательных скважин Technical condition of injection wells	герметичность забоя, отсутствие заколонных перетоков Bottomhole integrity, absence of behind-casing flows
Давление закачки нагнетательной скважины Injection pressure	максимально допустимое давление оборудования – 120 МПа Maximum allowable equipment pressure – 120 MPa
Максимальная приемистость без штуцера, м³/сут Maximum injectivity without choke, m³/d	> 100
Количество реагирующих скважин на 1 нагнетательную скважину, ед. Number of responding producers per injection well	> 3
Суммарный дебит нефти сетки реагирующих скважин, т/сут Total oil production rate of responding wells, t/d	>50

Прогноз технологических показателей добычи

Для построения прогноза базовой добычи был использован аналитический метод, путем расчёта темпа падения, определённого на основе фактических показателей добычи за последние 90 сут, в течение которых наблюдается стабильная добыча. Основные параметры прогноза:

- накопленная дополнительная добыча нефти – 1800 т;
- расход полиакриламида – 3,425 т;
- снижение обводнённости – 1%;
- дополнительная добыча нефти на 1 т сухого реагента – 525,55 т/т.

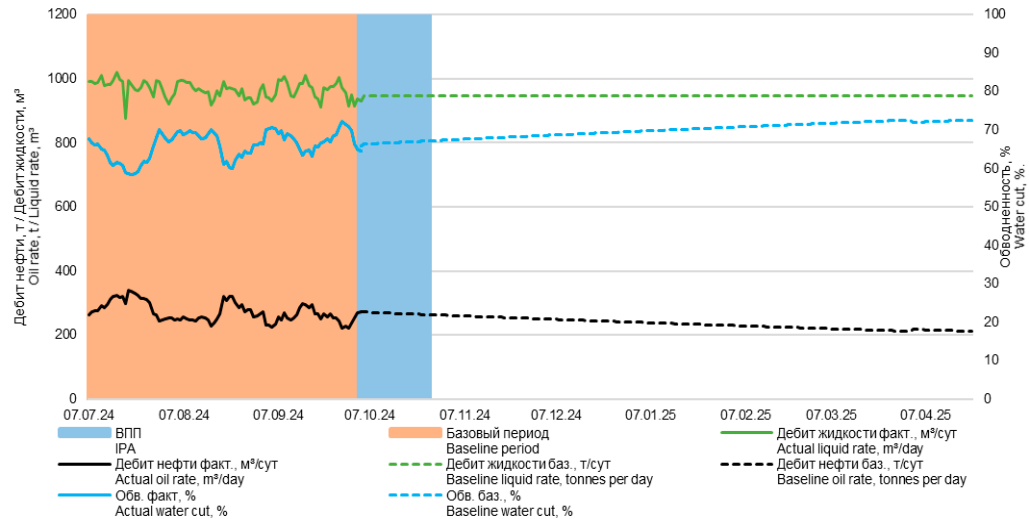


Рисунок 3. Динамика прогнозных базовых технологических показателей
Figure 3. Dynamics of forecast baseline technological indicators

Обработка и мониторинг
эффективности

Были проведены подготовительные работы скважин и оборудования, контроль качества реагентов.

Основные работы включали опрессовку, закачку химической композиции и буферного объема воды, поддержку скважины для формирования геля. Работы были проведены с параметрами графика закачки, представленными в таблице ниже.

По завершении периода мониторинга, который составил 180 сут, были получены следующие показатели технологической эффективности применения ВПП. Общая дополнительная добыча нефти составила 7024,8 т, снижение обводнённости – 12,2%, что подтверждает поло-

жительное воздействие реагентов на снижение водосодержания в добываемой нефти. В расчёте на 1 т сухого реагента дополнительная добыча нефти составила 2051 т, что указывает на высокую экономичность использования реагентов в процессе закачки. Также следует отметить, что максимальный уровень дополнительной добычи нефти в сутки за весь период составил 117,4 т/сут, что также свидетельствует о стабильности и высоком потенциале технологии в условиях текущего мониторинга.

В рамках оценки влияния технологии ВПП на фильтрационные характеристики продуктивного пласта были проведены ГИС для нагнетательных скважин до и после закачки. Изменения профиля приемистости по результатам ГИС представлены на рис. 5.

Таблица 5. Критерии выбора нагнетательных скважин для реализации технологии ВПП
Table 5. Parameters of injection wells selected for IPA implementation

Параметры Parameters	№ скважины / Well No.					
	1	2	3	4	5	6
Объем раствора, м³ Treatment volume, m³	150	100	100	100	100	135
ПСП, кг PSP, kg	75	50	50	50	50	67,5
ПАА, кг HPAM, kg	750	500	500	500	500	675
АХ, л CrAc, L	45	30	30	30	30	40,5
Начальная приемистость, м³/сут Initial injectivity, m³/d	256	656	295	154	232	130
Конечная приемистость, м³/сут Final injectivity, m³/d	163	650	262	120	96	60
Начальное давление закачки, атм Initial injection pressure, atm	134	21	150	217	173	145
Конечное давление закачки, атм Final injection pressure, atm	157	74	175	232	220	220

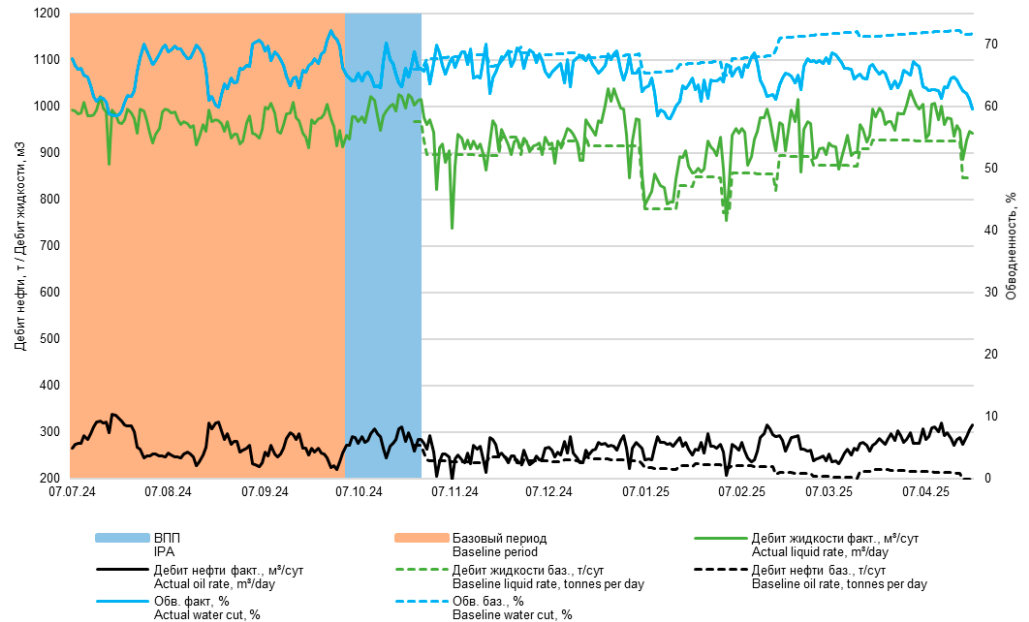


Рисунок 4. Основные фактические и прогнозные показатели по участку ОПИ
Figure 4. Key actual and forecast indicators for the pilot test area

Результаты ГИС показали улучшение коэффициента охвата пласта по вертикали, что указывает на восстановление проницаемости отдельных интервалов и более равномерное распределение закачиваемого объема. Также было зафиксировано подключение ранее не работавших интервалов, свидетельствующее о расширении зоны дренирования и повышении эффективности заводнения.

Таблица 6. Результаты проведения ГИС до и после
Table 6. Well logging results before and after IPA

№ скв. Well No.	Дата проведения до ВПП Date before IPA	Дата проведения после ВПП Date after IPA	K _{оцв} по вертикали, % VSE, %	
			до before	после after
1	05.05.2024	27.10.2024	17%	23%↑
2	03.05.2024	30.10.2024	69%	76%↑
3	05.08.2024	18.10.2024	45%	45%
4	18.05.2024	24.10.2024	79%	82%↑

K_{оцв} / VSE – коэффициент охвата пласта / vertical sweep efficiency

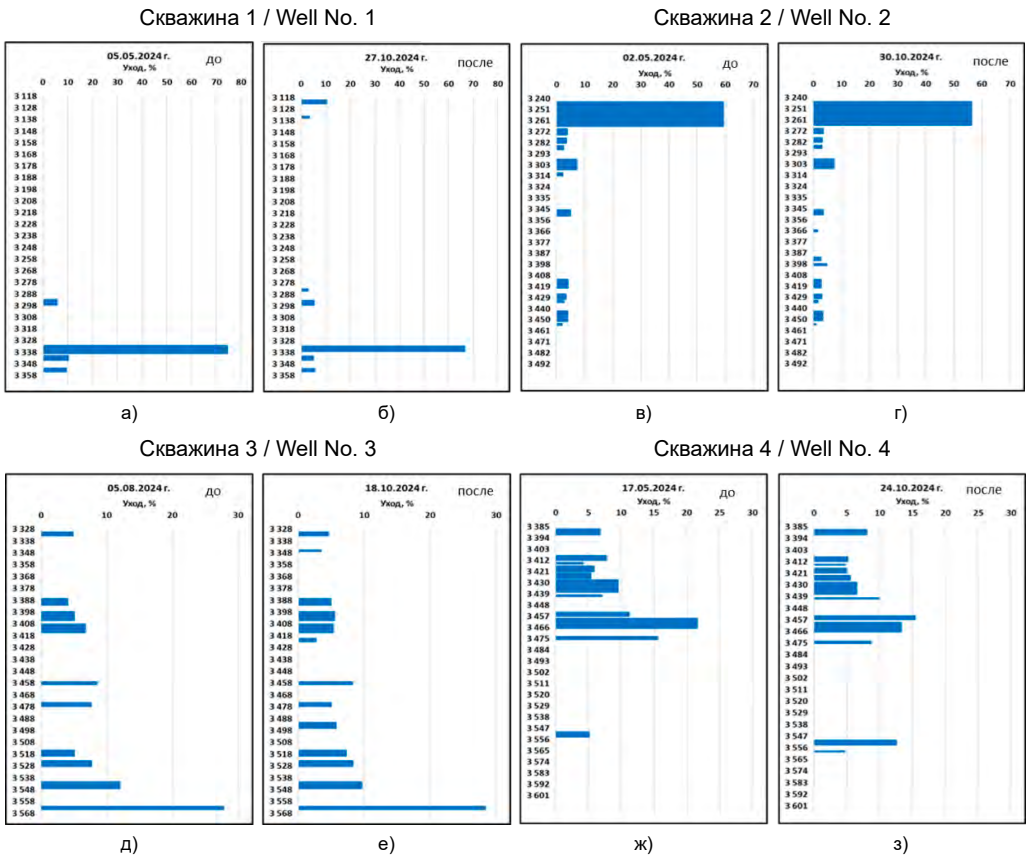


Рисунок 5. Изменение профиля приемистости нагнетательных скважин до и после применения технологии ВПП

Figure 5. Changes in injectivity profiles of injection wells before and after IPA treatment
а) скв. 1, до / Well No. 1, before; б) скв. 1, после / Well No. 1, after; в) скв. 2, до / Well No. 2, before;
е) скв. 2, после / Well No. 2, after; д) скв. 3, до / Well No. 3, before; е) скв. 3, после / Well No. 3, after;
ж) скв. 4, до / Well No. 4, before; з) скв. 4, после / Well No. 4, after

Заключение

Полевое внедрение технологии ВПП продемонстрировало высокую эффективность. Фактическая дополнительная добыча нефти за период мониторинга составила 7024,8 т, что более чем в 3,9 раза превышает прогнозное значение. Снижение обводнённости составило 12,2%, в то время как прогнозируемое значение находилось на уровне 1%, что подтверждает положительное влияние технологии на перераспре-

деление фильтрационных потоков и вовлечение остаточных запасов в разработку.
Тем не менее по результатам интерпретации данных ГИС наблюдается ограниченность охвата заводнением. При средней мощности перфорационного интервала 114 м коэффициент охвата (по профилю приемистости) увеличился лишь с 52,3% до 57%, что указывает на локальный, но неравномерный характер воздействия. Зафиксированы признаки подключения ранее не-

работавших интервалов и улучшения фильтрационных свойств по вертикали, однако масштабы изменений остаются незначительными.

Дополнительно установлено, что большинство реагирующих добывающих скважин откликается одновременно на воздействие нескольких нагнетательных скважин, являющихся смежными, что свидетельствует о высокой степени межскважинной связи и неравномерности фронта заводнения. Учитывая вышеизложенное, рекомендуется:

- оптимизировать параметры системы ППД с акцентом на повышение охвата воздействием;
- рассмотреть возможность проведения дополнительных мероприятий по изоляции сверхприемистых интервалов;

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 следующим образом: Нуғман Н.Т. – сбор информации, обобщение полученных данных и написание статьи; Бухарбаева А.Н. – литературный обзор по теме исследования, систематизация научных источников; Құрақов Д.Н. – сбор первичных данных и оформление иллюстративного материала; Баспаев Е.Т. – проведение аналитических расчётов и интерпретация результатов; Башев А.А. – разработка методологии исследования; Джаксылыков Т.С. – контроль качества данных, корректировка структуры статьи; Марданов А.С. – согласование окончательной версии для публикации; Мушарова Д.А. – интерпретация результатов лабораторных исследований и участие в написании раздела по лабораторной части; Жаппасбаев Б.Ж. – редактирование текста и формулирование основных выводов.

• использовать адаптивный подход к выбору объектов воздействия с учетом пространственной фильтрационной неоднородности и характера межскважинных взаимодействий.

Проведённый анализ показал, что внедрение данной технологии способствует повышению эффективности системы заводнения за счёт перераспределения фильтрационных потоков и вовлечения в разработку слабодренлируемых зон. Полученные результаты подтверждают перспективность потокоотклоняющих мероприятий для карбонатных коллекторов как инструмента увеличения КИН на поздней стадии разработки месторождения.

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 greatest contribution is distributed as follows: Nurdaulet T. Nugman – data collection, synthesis of results, article writing; Aidana N. Bukharbayeva – literature review, systematization of scientific sources; Daniyar N. Kurakov – primary data collection, preparation of illustrative material; Yerlan T. Baspayev – analytical calculations, interpretation of results; Adilbek A. Bashev – methodology development; Talgat S. Jaxylykov – data quality control, adjustment of article structure; Altynbek S. Mardanov – coordination of the final version for publication; Darya A. Musharova – interpretation of laboratory research results, contribution to writing the laboratory section; Birzhan Zh. Zhappasbayev – text editing, formulation of key conclusions.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Aljuboori F.A., Lee J.H., Elraies K.A., Stephen K.D. Gravity Drainage Mechanism in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs: Review and Application // *Energies*. 2019. Vol. 12, N 19. doi: [10.3390/en12193699](https://doi.org/10.3390/en12193699).
2. Li Y., Kang Z., Xue Z., Zheng S. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China // *Petroleum Exploration and Development*. 2018. Vol. 45, Issue 4. P. 712–722. doi: [10.1016/S1876-3804\(18\)30074-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30074-0).
3. Roehl P.O., Choquette P.W. Perspectives on World-Class Carbonate Petroleum Reservoirs // *AAPG Bulletin*. 1985. Vol. 69, N 1. P. 148.
4. Dominguez G.C., Samaniego F.V. Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. Part I. Amsterdam : Elsevier, 1992. 638 p.
5. Shehata A.M.M., Alotaibi M.B.B., Nasr-El-Din H.A.A. Waterflooding in Carbonate Reservoirs: Does the Salinity Matter? // *SPE Res Eval & Eng*. 2014. Vol. 17, Issue 03. P. 304–313. doi: [10.2118/170254-PA](https://doi.org/10.2118/170254-PA).
6. Puntervold T., Strand S., Austad T. Water Flooding of Carbonate Reservoirs: Effects of a Model Base and Natural Crude Oil Bases on Chalk Wettability // *Energy & Fuels*. 2007. Vol. 21, Issue 3. P. 1606–1616. doi: [10.1021/ef060624b](https://doi.org/10.1021/ef060624b).

7. Guo A., Li F. Carbonate reservoir waterflood development: Mechanism analysis, process optimization, and typical case studies // *Advances in Resources Research*. 2024. Vol. 4, Issue 3. P. 338–361. doi: [10.50908/arr.4.3.338](https://doi.org/10.50908/arr.4.3.338).
8. Al-Ibadi H., Stephen K., Mackay E. Heterogeneity Effects on Low Salinity Water Flooding // SPE Europepec; December 1–3, 2020; Virtual. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/20EURO/20EURO/D011S003R003/452052.
9. Кононенко А.А., Кусакин В.Ю., Мулявин С.Ф. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением трассерных исследований на месторождениях Газпромнефть-ННГ // *Современные проблемы науки и образования*. 2015. № 1-1. Режим доступа: science-education.ru/ru/article/view?id=18928. Дата обращения: 04.06.2025.
10. Garland J., Neilson J., Laubach S.E., Whidden K.J. Advances in carbonate exploration and reservoir analysis // *Special Publications*. 2012. Vol. 370. P. 1–15. doi: [10.1144/SP370.15](https://doi.org/10.1144/SP370.15).
11. Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F., et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs // *Petroleum Science*. 2020. Vol. 17. P. 990–1013. doi: [10.1007/s12182-020-00467-5](https://doi.org/10.1007/s12182-020-00467-5).
12. Carvajal G.A., Wang F., Lopez C., et al. Optimizing the Waterflooding Performance of a Carbonate Reservoir with Internal Control Valves // EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europepec; June 10–13, 2013; London, UK. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/13EURO/13EURO/SPE-164814-MS/177297.
13. Ghosh B., Ali S.A., Belhaj H. Controlling excess water production in fractured carbonate reservoirs: chemical zonal protection design // *J Petrol Explor Prod Technol*. 2020. Vol. 10. P. 1921–1931. doi: [10.1007/s13202-020-00842-3](https://doi.org/10.1007/s13202-020-00842-3).
14. Hammond C., Alshuwaili N., Anibaldi A., et al. Improving Water Injection Vertical Conformance in the Mishrif Carbonate Reservoir Carbonate Reservoir // ADIPEC; November 4–7, 2024; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/24ADIPEC/24ADIPEC/D011S025R002/585610.
15. Ганиев И.М., Яковлев К.В., Белых А.М., Исмаилов Т.А. Особенности применения потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях разработки трещиноватых карбонатных коллекторов // *Нефтегазовое дело*. 2020. Т. 18, № 3. С. 51–60. doi: [10.17122/ngdelo-2020-3-51-60](https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-3-51-60).
16. Белых А.М., Ганиев И.М., Перевощиков Д.О., Исмаилов Т.А. Инновационный подход к применению физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на карбонатных коллекторах месторождений ОАО «Удмуртнефть» // *Территория НЕФТЕГАЗ*. 2018. №6. С. 36–50.
17. Чустеев Р.В. Влияние потокоотклоняющих технологий на обводненность нефтяных скважин в условиях Ванкорского месторождения: дис. ... магистр. Красноярск, 2017. Режим доступа: elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/2311/65729/chusteev_0.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Дата обращения: 12.06.2015.
18. Нурпеисов Н.Н., Мухамеджанов М.А. Потокоотклоняющие технологии заводнения пластов на нефтяных месторождениях Западного Казахстана // *Известия НАН РК: Серия геологическая*. 2008. №5. С. 58–63.
19. Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Обработка композиционным составом карбонатных коллекторов для выравнивания профиля отдачи и приемистости скважин // *Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Уфа: Монография*. 2014. Вып. 3(8). С. 131–135.
20. Han M., Alshehr A.J., Krini D., Lyngra S. State-of-the-Art of In-Depth Fluid Diversion Technology: Enhancing Reservoir Oil Recovery by Gel Treatments // SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition; April 21–24, 2014; Al-Khobar, Saudi Arabia. Available from: onepetro.org/SPESATS/proceedings-abstract/14SATS/14SATS/SPE-172186-MS/212364.
21. Mahmood S., Salazar P., Zhao X., et al. Waterflooding in Giant Carbonate Reservoir; Successes and Challenges // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; November 13–16, 2017; Abu Dhabi, UAE. Available from: <https://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIPEC/17ADIPEC/D011S005R001/200240>.
22. Мушарова Д.А. Перспективы применения потокоотклоняющих технологий на месторождении Алибекмола // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Т. 5, №3. С. 35–47. doi: [10.54859/kjogi108658](https://doi.org/10.54859/kjogi108658).

REFERENCES

1. Aljuboori FA, Lee JH, Elraies KA, Stephen KD. Gravity Drainage Mechanism in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs; Review and Application. *Energies*. 2019; 12(19):3699. doi: [10.3390/en12193699](https://doi.org/10.3390/en12193699).
2. Li Y, Kang Z, Xue Z, Zheng S. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China. *Petroleum Exploration and Development*. 2018;45(4):712–722. doi: [10.1016/S1876-3804\(18\)30074-0](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30074-0).
3. Roehl PO, Choquette PW. Perspectives on World-Class Carbonate Petroleum Reservoirs. *AAPG Bulletin*. 1985;69(1):148.
4. Dominguez GC, Samaniego FV. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. Part I*. Amsterdam: Elsevier; 1992. 638 p.
5. Shehata AMM, Alotaibi MBB, Nasr-El-Din HAA. Waterflooding in Carbonate Reservoirs: Does the Salinity Matter? *SPE Res Eval & Eng*. 2014;17(03):304–313. doi: [10.2118/170254-PA](https://doi.org/10.2118/170254-PA).
6. Puntervold T, Strand S, Austad T. Water Flooding of Carbonate Reservoirs: Effects of a Model Base and Natural Crude Oil Bases on Chalk Wettability. *Energy & Fuels*. 2007;21(3):1606–1616. doi: [10.1021/ef060624b](https://doi.org/10.1021/ef060624b).
7. Guo A, Li F. Carbonate reservoir waterflood development: Mechanism analysis, process optimization, and typical case studies. *Advances in Resources Research*. 2024;4(3):338–361. doi: [10.50908/arr.4.3.338](https://doi.org/10.50908/arr.4.3.338).
8. Al-Ibadi H, Stephen K, Mackay E. Heterogeneity Effects on Low Salinity Water Flooding. SPE Europepec; 2020 Dec 1–3; Virtual. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/20EURO/20EURO/D011S003R003/452052.
9. Kononenko AA, Kusakin VY, Mulyavin SF. Evaluation of the effectiveness of the methods of injectivity profile smoothing with the use of tracer studies in the fields of Gazpromneft-NNG. *Modern problems of science and education*. 2015;1-1. Available from: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18928>. (In Russ).
10. Garland J, Neilson J, Laubach SE, Whidden KJ. Advances in carbonate exploration and reservoir analysis. *Special Publications*. 2012;370:1–15. doi: [10.1144/SP370.15](https://doi.org/10.1144/SP370.15).
11. Xu ZX, Li SY, Li BF, et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Petroleum Science*. 2020;17:990–1013. doi: [10.1007/s12182-020-00467-5](https://doi.org/10.1007/s12182-020-00467-5).
12. Carvajal GA, Wang F, Lopez C, et al. Optimizing the Waterflooding Performance of a Carbonate Reservoir with Internal Control Valves. EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europepec; 2013 Jun 10–13; London, UK. Available from: onepetro.org/SPEEURO/proceedings-abstract/13EURO/13EURO/SPE-164814-MS/177297.

13. Ghosh B, Ali SA, Belhaj H. Controlling excess water production in fractured carbonate reservoirs: chemical zonal protection design. *J Petrol Explor Prod Technol*. 2020;10:1921–1931. doi: [10.1007/s13202-020-00842-3](https://doi.org/10.1007/s13202-020-00842-3).
14. Hammond C, Alshuwaili N, Anibaldi A, et al. Improving Water Injection Vertical Conformance in the Mishrif Carbonate Reservoir Carbonate Reservoir. ADIPEC; 2024 Nov 4–7; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/24ADIP/24ADIP/D011S025R002/585610.
15. Ganiev IM, Yakovlev KV, Belykh AM, Ismagilov TA. On specifics of using flow redirection technologies at late stages of fractured carbonate reservoirs development. *Petroleum Engineering*. 2020;18(3):51–60. doi: [10.17122/ngdelo-2020-3-51-60](https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-3-51-60).
16. Belykh AM, Perevotshikov DO, Ganiev IM, Ismagilov TA. Innovative Approach to the Application of Physicochemical Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs of Udmurtneft OJSC Fields. *Oil and Gas Territory*. 2018;6:36–50. (In Russ).
17. Chusteyev RV. Vliyaniye potokotklonyayushchikh tehnologiy na obvodnyonnost' neftyanykh skvazhin v usloviyakh Vankorskogo mestorozhdeniya [dissertation]. Krasnoyarsk; 2017. Available from: elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/2311/65729/chusteyev_0.pdf?sequence=1&isAllowed=y. (In Russ).
18. Nurpeyissov NN, Mukhamedzhanov MA. Potokotklonyayushchiye tekhnologii zavodneniya plastov na neftyanykh mestorozhdeniyakh Zapadnogo Kazakhstana. *Izvestiya NAN RK: Seriya geologicheskaya*. 2008;5:58–63. (In Russ).
19. Andreyev VE, Dubinskiy GS. Obrabotka kompozitsionnym sostavom karbonatnykh kollektorov dlya vyravnivaniya profilya otdachi i priemistosti skvazhin. *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya: sb. nauch. tr. Ufa: Monografiya*. 2014;3(8):131–135. (In Russ).
20. Han M, Alshehr AJ, Krini D, Lyngra S. State-of-the-Art of In-Depth Fluid Diversion Technology: Enhancing Reservoir Oil Recovery by Gel Treatments. SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition; 2014 Apr 21–24; Al-Khobar, Saudi Arabia. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/14SATS/14SATS/SPE-172186-MS/212364.
21. Mahmood S, Salazar P, Zhao X, et al. Waterflooding in Giant Carbonate Reservoir; Successes and Challenges. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference; 2017 Nov 13–16; Abu Dhabi, UAE. Available from: onepetro.org/SPEADIP/proceedings-abstract/17ADIP/17ADIP/D011S005R001/200240.
22. 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: [10.54859/kjogi108658](https://doi.org/10.54859/kjogi108658).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Нұрман Нұрдаулет Талғатұлы**

ORCID [0009-0002-5597-2926](https://orcid.org/0009-0002-5597-2926)

e-mail: n.nugman@kmge.kz.

Бухарбаева Айдана Нурлановна

ORCID [0009-0001-3861-7888](https://orcid.org/0009-0001-3861-7888)

e-mail: a.bukharbayeva@kmge.kz.

Құрақов Данияр Нұрлыбекұлы

ORCID [0009-0000-8679-3731](https://orcid.org/0009-0000-8679-3731)

e-mail: d.kurakov@kmge.kz.

Баспаев Ерлан Танатбергенович

PhD

ORCID [0009-0009-8912-9938](https://orcid.org/0009-0009-8912-9938)

e-mail: y.baspayev@kmge.kz.

Башев Адилбек Айткалиевич

ORCID [0009-0009-7050-7249](https://orcid.org/0009-0009-7050-7249)

e-mail: a.bashev@kmge.kz.

Джаксылыков Талгат Сайнович

ORCID [0000-0002-1530-3974](https://orcid.org/0000-0002-1530-3974)

e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.

Марданов Алтынбек Сулейменович

ORCID [0000-0002-8342-3046](https://orcid.org/0000-0002-8342-3046)

e-mail: a.mardanov@kmge.kz.

Мушарова Дарья Александровна

ORCID [0009-0008-9605-0737](https://orcid.org/0009-0008-9605-0737)

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

Жаппасбаев Биржан Жомартович

PhD

ORCID [0000-0002-9342-3023](https://orcid.org/0000-0002-9342-3023)

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

AUTHORS' INFO

***Nurdaulet T. Nugman**

ORCID [0009-0002-5597-2926](https://orcid.org/0009-0002-5597-2926)

e-mail: n.nugman@kmge.kz.

Aidana N. Bukharbayeva

ORCID [0009-0001-3861-7888](https://orcid.org/0009-0001-3861-7888)

e-mail: a.bukharbayeva@kmge.kz.

Daniyar N. Kurakov

ORCID [0009-0000-8679-3731](https://orcid.org/0009-0000-8679-3731)

e-mail: d.kurakov@kmge.kz.

Yerlan T. Baspayev

PhD

ORCID [0009-0009-8912-9938](https://orcid.org/0009-0009-8912-9938)

e-mail: y.baspayev@kmge.kz.

Adilbek A. Bashev

ORCID [0009-0009-7050-7249](https://orcid.org/0009-0009-7050-7249)

e-mail: a.bashev@kmge.kz.

Talgat S. Jaxylykov

ORCID [0000-0002-1530-3974](https://orcid.org/0000-0002-1530-3974)

e-mail: t.jaxylykov@kmge.kz.

Altynbek S. Mardanov

ORCID [0000-0002-8342-3046](https://orcid.org/0000-0002-8342-3046)

e-mail: a.mardanov@kmge.kz.

Darya A. Musharova

ORCID [0009-0008-9605-0737](https://orcid.org/0009-0008-9605-0737)

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

Birzhan Zh. Zhappasbayev

PhD

ORCID [0000-0002-9342-3023](https://orcid.org/0000-0002-9342-3023)

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

*Автор, ответственный за переписку / Corresponding Author