

Результаты испытания потокоотклоняющих технологий на месторождениях с массовым применением операций по гидроразрыву пласта

Ганиев И.М., Игдавлетова М.З., Яковлев К.В., Абдрахимов И.Р.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
ganievim@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В настоящей статье представлен опыт применения потокоотклоняющих технологий за 2020–2023 гг. на более чем тысяче скважин с низкопроницаемыми высокотемпературными коллекторами, осложненными техногенной трещиноватостью после массового применения ГРП. Показано, что применение технологий, направленных на изоляцию прорывов нагнетаемой воды по техногенным трещинам, соединяющим забои нагнетательной и добывающей скважин, является эффективным способом при разработке низкопроницаемых коллекторов в условиях масштабного производства ГРП и высокого забойного давления в зоне нагнетания.

Материалы и методы

Геолого-промысловые характеристики месторождений нефтегазоносных комплексов Западной Сибири. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Статистический анализ скважинных данных, рассчитаны трендовые кривые с использованием характеристик вытеснения.

Ключевые слова

гидроразрыв пласта, потокоотклоняющие технологии, полимеры акриламида, модифицированные шитые полимерные составы, осадкогелеобразующие составы, дисперсные осадкообразующие составы, модифицированные полимер-дисперсные составы

Для цитирования

Ганиев И.М., Игдавлетова М.З., Яковлев К.В., Абдрахимов И.Р. Результаты испытания потокоотклоняющих технологий на месторождениях с массовым применением операций по гидроразрыву пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 114–119.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-114-119

Поступила в редакцию: 15.11.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.6 | Original Paper

The results of the application of flow-deflecting technologies in hydraulic fracturing fields

Ganiev I.M., Igdavletova M.Z., Yakovlev K.V., Abdrakhimov I.R.

“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
ganievim@bnipi.rosneft.ru

Abstract

This article presents the experience of using flow diverter technologies for 2020–2023 in more than a thousand wells with low-permeability high-temperature reservoirs complicated by technogenic fracturing after the widespread use of hydraulic fracturing. It is shown that the use of technologies aimed at isolating injection water breakthroughs through technogenic fractures connecting the bottomholes of injection and production wells is an effective method in the development of low-permeability reservoirs in conditions of large-scale hydraulic fracturing and high bottomhole pressure in the injection zone.

Materials and methods

Geological and field characteristics of oil and gas fields in Western Siberia. Filtration and capacity properties of reservoir rocks. Statistical analysis of well data, trend curves calculated using displacement characteristics.

Keywords

hydraulic fracturing, flow-bending technologies, acrylamide polymers, modified crosslinked polymer compositions, sedimentary gel-forming compositions, dispersed sedimentary compositions, modified polymer-dispersed compositions

For citation

Ganiev I.M., Igdavletova M.Z., Yakovlev K.V., Abdrakhimov I.R. The results of the application of flow-deflecting technologies in hydraulic fracturing fields. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 114–119. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-8-114-119

Received: 15.11.2024

Введение

В настоящее время разработка низкопроницаемых терригенных коллекторов с применением методов гидроразрыва пласта (ГРП) служит основным источником поддержания добычи нефти на месторождениях Западной Сибири [1]. Исключением не являются и низкопроницаемые коллекторы месторождений Западной Сибири, к которым можно отнести пласты АС10-12, БС4, ЮС1 и БС16-22. Применение ГРП позволило эффективно разрабатывать юрские отложения с проницаемостью 0,015–0,060 мкм², а также терригенные коллекторы группы А и Б с проницаемостью 0,001–0,010 мкм². Однако создание сети трещин в призабойной зоне путем закачки больших объемов пропанта как в нагнетательные, так и добывающие скважины, а также нагнетание воды при значениях давления, близких или выше давления гидроразрыва пласта могут привести к формированию сквозных (магистральных) трещин, что приводит к резкому увеличению темпов роста обводненности добываемой продукции. В таких условиях актуальными являются изоляция магистральных трещин и регулирование потоков фильтрующейся закачиваемой воды. Поэтому использование современных физико-химических методов оптимизации разработки месторождений, а именно потокоотклоняющих технологий (ПОТ), позволяющих регулировать темпы обводнения залежей, становится все более актуальным. Следует отметить, что ПОТ в данном случае классифицируются как разновидность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН) и относятся к химическим третичным МУН.

В данной статье приведены результаты применения ПОТ на низкопроницаемых коллекторах ряда месторождений в Западной Сибири, которые разрабатываются с массовым применением ГРП как на добывающем, так и на нагнетательном фонде.

Объекты применения ПОТ

На месторождении А основным объектом разработки являются неоксомские отложения — горизонты АС10, АС11, АС12, в которых сосредоточено 98 % запасов нефти. Пласты сложены частым переслаиванием песчано-алевритовых пород и аргиллитов. Пласты имеют низкие значения проницаемости (0,002–0,013 мкм²), высокие температуры (92–96 °С), нефти пластов незначительной вязкости (1,21–1,47 мПа·с), минерализация пластовых вод в среднем составляет около 18 г/л.

На месторождении Б разрабатываются пласты БС4-5 и пласты ачимовской пачки (пласты Ач1, Ач2, Ач3, Ач4 объединены в один объект разработки Ач1-4). Пласт БС4-5 имеет терригенный тип коллектора, с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и неоднородностью по разрезу. Характерными особенностями пласта БС4-5 являются повышенная пластовая температура (97 °С), а также чисто-нефтяной характер основной залежи, отсутствие подошвенных вод. Нефти незначительной вязкости (1,0 мПа·с), минерализация пластовой воды 21,5 г/л. Пласты Ачимовской толщи имеют сложное строение, а характерными особенностями пластов ачимовских отложений являются высокая пластовая температура (99 °С) и низкая проницаемость (0,001–0,002 мкм²). Нефти

ачимовских отложений незначительной вязкости (1,74 мПа·с), минерализация пластовой воды около 17 г/л.

На месторождении В залежи пласты ачимовской группы содержат в себе большую часть запасов нефти — до 84 %. Вместе с тем коллекторы ачимовских отложений обладают низкими ФЕС, высокой расчлененностью, литологически не выдержаны по площади. Особенности пластов являются большая нефтенасыщенная толщина, высокая неоднородность, расчлененность. Пласты характеризуются низкими значениями проницаемости пород-коллекторов (0,005–0,006 мкм²) и повышенной пластовой температурой (86 °С). Нефти ачимовских отложений незначительной вязкости (1,13 мПа·с), минерализация пластовой воды около 17 г/л.

На месторождении Г промышленно нефтеносными являются терригенные отложения васюганской свиты (горизонт ЮС1) и отложения тюменской свиты (пласт ЮС2). Основной объект разработки — горизонт ЮС1, который включает в себя пласты ЮС1/1, ЮС1/2 и ЮС1/3, средние ФЕС которых практически одинаковы. Среднее значение пористости в коллекторах — около 18 %, среднее значение проницаемости — 0,006 мкм², среднее значение пластовой температуры — 87 °С. Пластовая нефть характеризуется незначительной вязкостью (1,24 мПа·с), минерализация пластовых вод — около 30 г/л.

Таким образом, все перечисленные выше объекты характеризуются низкими ФЕС, высокими температурами, низкой минерализацией пластовых вод и эксплуатируются с применением ГРП. Следует отметить, что данные объекты характеризуются малым влиянием подошвенных вод, в связи с чем обводнение добывающих скважин происходит преимущественно закачиваемой через систему поддержания пластового давления (ППД) водой.

Применяемые технологии

С развитием системы ППД и увеличением объемов закачки темпы обводнения скважин значительно выросли, что обусловило необходимость применения потокоотклоняющих составов. Первоначально, с учетом низких проницаемостей, испытывались «мягкие» композиции — шитые полимерные составы (СПС), термогелеобразующие составы. Результаты испытаний «мягких» составов показали, что их эффективность относительно невысока — 0,4–1,2 тыс. т дополнительной добычи нефти на одну скважино-обработку. При этом в условиях высоких температур и интенсивного отбора жидкости из добывающих скважин после ГРП и увеличения закачки воды в нагнетательные скважины наблюдались различные виды деструкции [2, 3], что приводило как к сокращению продолжительности эффекта, так и снижению дополнительной добычи. Для повышения эффективности воздействия (увеличения дополнительной добычи и продолжительности эффекта) в данных условиях была рассмотрена возможность применения составов, образующих тампонирующий экран, более устойчивый к размытию и различным видам деструкции, — технологий, направленных на изоляцию трещин дисперсными компонентами и осадкообразующими составами [4, 5], краткое описание которых представлено ниже.

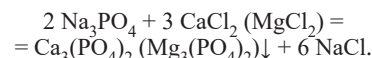
Технология МПДС (модифицированный полимердисперсный состав) включает закачку в нагнетательные скважины композиции

химреагентов: полимера со шшивателем и дисперсного компонента — модифицированного бентонитового глинопорошка (БГ) или древесной муки (ДМ) [4, 6]. В результате воздействия компонентов оторочки в пласте образуется набухающая, стойкая к размытию водой система, способствующая повышению фильтрационного сопротивления высокопроницаемых зон. Добавление шшивателя позволяет повысить стойкость состава к деструкции благодаря преобразованию вязкого полимерного раствора в гелеобразную массу за счет поперечных сшивок молекул полимера.

Закачка композиции может осуществляться как одной оторочкой (одновременное смешивание компонентов), так и последовательно чередующимися оторочками водного раствора полимера и глинистой суспензии.

Технология ДООС (дисперсный осадкообразующий состав)

Базовая технология, которая основана на образовании малорастворимого в воде неорганического осадка фосфата кальция или магния при взаимодействии тринатрийфосфата с ионами кальция или магния по следующему уравнению:



С целью усиления прочности образующегося осадка осуществляются дополнительные введение в состав бентонитового глинопорошка [7].

Второй вариант технологии — с использованием силиката натрия (жидкого стекла) вместо тринатрийфосфата. В качестве осадителя, так же как и в первом варианте, используются соли кальция или магния. При этом образуется осадок силиката кальция или магния:



Закачка проводится циклами. На первом этапе закачивается 3–6 % суспензия модифицированного глинопорошка в 0,1–1,0 % водном растворе фосфата натрия/стекло натриевого. Наполнитель (глинопорошок) в пресной и слабоминерализованной воде набухает в 14–25 раз. В разбавленном растворе фосфата натрия набухаемость модифицированного глинопорошка сохраняется, но при этом суспензия за счет снижения межфазного натяжения на границе «нефть–закачиваемый состав» дополнительно приобретает нефтетьесняющие свойства.

На втором этапе последовательно закачивается 2–12 % раствор тринатрийфосфата/стекла натриевого, продавливаемый в пласт водой, затем закачивается 4–15 % раствор хлорида кальция. В результате взаимодействия закачиваемых реагентов происходит образование аморфного осадка, который образуется при наличии достаточного количества ионов кальция, поэтому его формирование происходит исключительно в водопромываемых интервалах пласта, что обеспечивает селективное воздействие на пласт.

Закачка первой и второй оторочек направлена преимущественно на ограничение притока пластовых вод, перераспределение фильтрационных потоков, выравнивание профиля приемистости скважин и подключение в разработку низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов.

Далее в пласт закачивают оторочку 2–5 % раствора фосфата натрия/стекла натриевого, которая направлена на вытеснение нефти из менее проницаемых интервалов.

Технологии на основе жидкого стекла (ОГОС, ООС) включают последовательную закачку растворов силиката натрия и осадителя — хлорида кальция, которые при взаимодействии между собой образуют объемный осадок, снижающий проницаемость водопромытых интервалов пласта [8]. Это приводит к выравниванию профиля приемистости нагнетательной скважины и перераспределению фильтрационных потоков. Комплексная обработка по технологии ОГОС с закачкой в конце оторочки поверхностно-активного вещества (ОГОС + ПАВ) позволяет значительно повысить коэффициент вытеснения нефти из ранее недренируемых каналов фильтрации благодаря снижению поверхностного натяжения на границе фаз «нефть–вода» и увеличению коэффициента смачиваемости поверхности каналов водой. Технологии на основе жидкого стекла могут использоваться на коллекторах с высокой пластовой температурой и низкой проницаемостью, благодаря чему нашли широкое применение на месторождениях в Западной Сибири.

На рисунке 1 приведены данные о количестве обработок и применявшихся технологиях воздействия в 2020–2023 гг. Из него видно, что наиболее часто применяемой технологией в 2020–2022 гг. является технология МПДС.

Табл. 1. Данные по обработкам за 2020–2023 гг., объединенные по технологиям
Tab. 1. Processing data for 2020–2023, combined by technology

Технология воздействия	Количество обработанных скважин, шт.	Скважино-операций, % от общего кол-ва
ДООС	339	29,5
ОГОС	343	29,8
МПДС	469	40,7
ИТОГО	1 151	100,0

В 2022 году количество обработок технологиями ДООС и ОГОС почти одинаковое и лишь немногим меньше, чем по технологии МПДС. В 2023 г. большая часть обработок проведена по технологии ДООС. В целом за 4 года (табл. 1) по технологиям наибольший объем применения приходится на технологию МПДС (40,7 % обработок), объемы применения ДООС и ОГОС практически одинаковы (29,5 и 29,8 % соответственно).

Результаты внедрения технологий

Оценка технологической эффективности проводимых мероприятий реализовывалась по корпоративной методологии Компании ПАО «НК «Роснефть» в специализированном программном продукте ПК «РН-КИН» путем применения характеристик вытеснения [9, 10]. Сводные результаты по оценке технологической эффективности от обработок за 2020–2023 гг. представлены в таблицах 2, 3. Как видно,

в 2020 году наиболее эффективной при расчете удельной технологической эффективности на скважину-операцию оказалась технология ДООС, а в 2021–2023 гг. — технология МПДС. При этом максимальный средний объем закачанного раствора на 1 скважину-операцию из года в год производился по технологии МПДС.

Результаты работ 2020–2023 гг. показали, что в низкопроницаемых коллекторах могут успешно применяться «жесткие» технологии с дисперсной составляющей, и их эффективность выше, чем у «мягких» технологий. При этом эффективность технологий МПДС и ДООС отличается незначительно (2 662 и 2 257 т/скважину-обработку соответственно). Эффективность технологии ОГОС несколько ниже (1 791 т/скважину-обработку), но также достаточно высока.

Снижение обводненности по отдельным добывающим скважинам достигает 40–50 %.

Табл. 2. Анализ технологической эффективности по годам и технологиям
Tab. 2. Analysis of technological efficiency by year and technology

Год	Технология воздействия	Количество обработанных скважин, шт.	Доп. добыча нефти всего, т	Средний удельный технологический эффект, т/скв.-обр.	Суммарный объем закачки, м ³	Средний объем закачки, м ³
2020	ДООС	72	241 033	3 348	38 400	533
	ОГОС	64	109 783	1 715	24 800	388
	МПДС	129	324 911	2 519	111 000	860
2021	ДООС	19	26 400	1 389	10 560	556
	ОГОС	50	122 200	2 444	17 670	353
	МПДС	117	305 300	2 609	88 370	755
2022	ДООС	106	224 999	2 123	49 020	462
	ОГОС	100	168 076	1 681	37 600	376
	МПДС	128	319 021	2 492	95 000	742
2023	ДООС	142	72 591	1 920	72 900	513
	ОГОС	129	214 138	1 660	45 540	353
	МПДС	95	299 380	3 151	96 000	1 011
ИТОГО		1 151	2 627 833	2 283	686 860	597

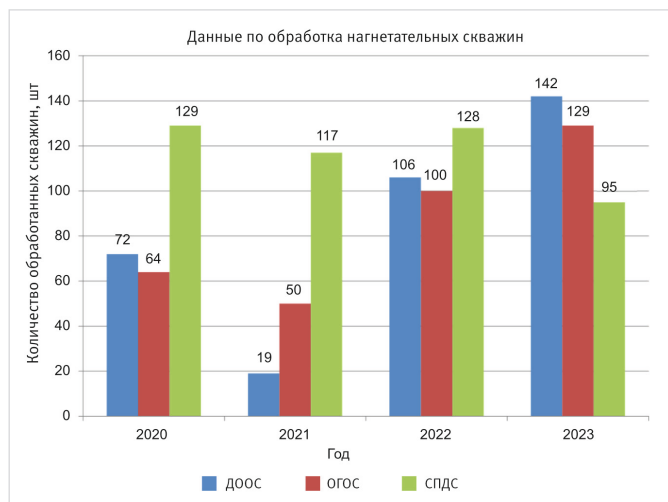


Рис. 1. Данные о количестве обработок технологиями по годам
Fig. 1. Number of treatments by technologies by year

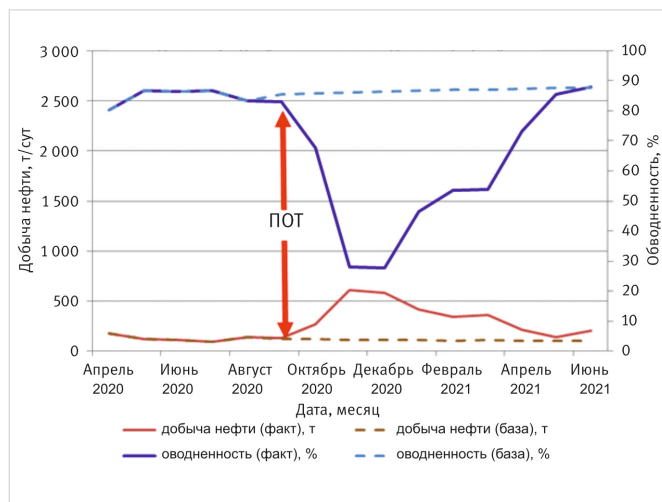


Рис. 2. Пример динамики показателей работы скважины
Fig. 2. An example of well performance dynamics

В качестве примера на рисунке 2 представлена динамика показателей работы одной из реагирующих добывающих скважин.

Здесь красная сплошная линия — дебит нефти, синяя сплошная линия — фактическая обводненность, штриховые линии — прогнозные дебит нефти и обводненность соответственно. Красная вертикальная линия — дата обработки соседней влияющей нагнетательной скважины. Как видно из рисунка, после проведения обработки нагнетательной скважины произошло существенное снижение уровня обводненности.

Ввиду масштабности применения ПОТ проведена оценка влияния данных мероприятий на вовлечение запасов в разработку и конечный коэффициент извлечения нефти на примере отдельных участков и залежей. На рисунке 3 представлена кривая изменения логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти по одному из участков воздействия. Как видно, в результате проведения мероприятий по применению физико-химических методов увеличения нефтеотдачи происходит приращение конечных извлекаемых запасов.

Таким образом, проведенные в 2020–2023 гг. мероприятия по применению ПОТ на низкопроницаемых высокотемпературных коллекторах с применением ГРП показали, что на коллекторах данной группы могут успешно применяться технологии с дисперсными компонентами и осадкообразующие составы. С 2020 г. и по настоящее время воздействием охвачена значительная доля фонда скважин, где возможно применение технологии. По сути, реализуемые мероприятия вносят серьезный вклад в добычу нефти. В то же время следует отметить общую тенденцию к снижению технологической эффективности от применения технологий. На рисунке 4 представлены данные по среднему удельному технологическому эффекту по технологиям и по годам.

Как видно из рисунка 4, несмотря на рост эффективности по технологии МПДС, средняя эффективность с течением времени несколько снижается. Этот факт объясняется, в первую очередь, снижением остаточных извлекаемых запасов, так как работы проводятся на объектах и залежах с интенсивным отбором нефти, а также тем, что проводятся

повторные обработки, эффективность которых, как известно, ниже, чем первичных [11, 12].

Замедлить темп снижения технологической эффективности можно путем дополнительного видоизменения применяемых технологий, в частности, путем увеличения жесткости составов либо путем внедрения новых, ранее не апробированных технологий.

Например, в ряде работ [13–15] отмечается, при закачке суспензии в нагнетательную скважину ее частицы проникают в наиболее проницаемые зоны пласта и образуют водоизолирующий экран, наличие которого в дальнейшем заставляет перенаправлять потоки закачиваемой воды в низкопроницаемые нефтяные пропластки. При этом повышение жесткости дисперсных составов, в зависимости от размеров частиц и их концентрации, может приводить к образованию такого экрана как в призабойной зоне скважины, так и в удаленной зоне пласта. Это в итоге позволяет увеличить коэффициент охвата пласта при вытеснении нефти за счет приобщения к разработке низкопроницаемых пропластков при равномерном перераспределении потоков нагнетаемой воды.

Перспективными в применении также могут быть комплексные технологии, включающие в себя применение на первом этапе «жестких» технологий, направленных на изоляцию высокопроницаемых пропластков, с последующим воздействием составов, содержащих поверхностно-активные вещества

(ПАВ) [16]. Такие комплексные составы будут работать как на увеличение коэффициента охвата, так и на увеличение коэффициента вытеснения за счет снижения гидрофобных свойств коллектора и способны увеличить нефтеотдачу даже в обводненной части коллектора, за счет доотмыва остаточной «плечной» нефтенасыщенности.

Итоги

Обосновано применение ПОТ на низкопроницаемых коллекторах ряда месторождений в Западной Сибири, которые разрабатываются с массовым применением ГРП как на добывающем, так и на нагнетательном фонде. Показано, что перечисленные выше объекты характеризуются низкими ФЭС, высокими температурами, низкой минерализацией пластовых вод. В условиях высоких температур, интенсивного отбора жидкости и увеличения закачки воды могут успешно применяться технологии с дисперсными компонентами и осадкообразующие составы.

Выводы

- Применение ПОТ на объектах с массовым ГРП несомненно несет положительный эффект, выражающийся в замедлении роста уровня обводненности и получении дополнительной добычи нефти.
- Наиболее эффективными ПОТ в случае воздействия на объекты с массовым ГРП и наличием магистральных трещин являются реагенты и технологии, которые

Табл. 3. Анализ технологической эффективности за 2020–2023 гг. по технологиям
Tab. 3. Analysis of technological efficiency for 2020–2023 by technology

Технология воздействия	Количество обработанных скважин, шт.	Дополнительная добыча нефти всего, т	Средний удельный технологический эффект, т/скв.-обр.	Суммарный объем закачки, м ³	Средний объем закачки, м ³
ДООС	339	765 023	2 257	170 880	504
ОГОС	343	614 197	1 791	125 610	366
МПДС	469	1 248 613	2 662	390 370	832
ИТОГО	1 151	2 627 833	2 283	686 860	597



Рис. 3. Пример зависимости логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти
Fig. 3. An example of the dependence of the logarithm of the water-oil factor on the accumulated oil production

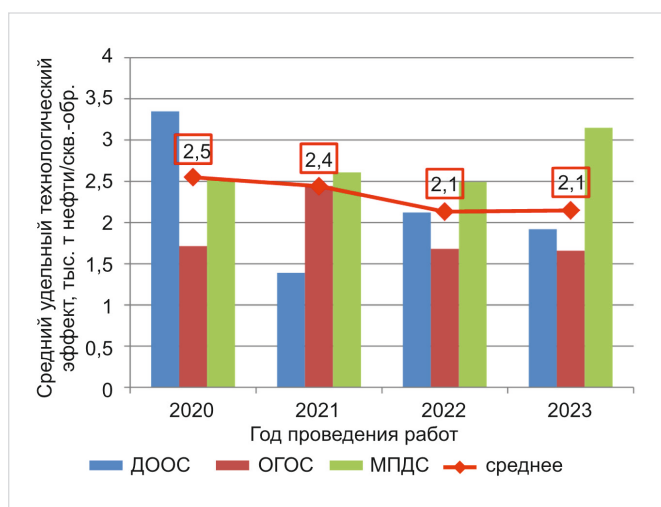


Рис. 4. Средний удельный технологический эффект по технологиям по годам
Fig. 4. Average specific technological effect by technologies by years

слабо подвержены влиянию температуры и механической деструкции, такие как осадкообразующие системы на основе неорганических гелей или дисперсные системы.

- Отмечается снижение технологической эффективности от ПОТ во времени, что требует поиска новых подходов в реализации данных методов (например, использование новых термически устойчивых реагентов, а также составов, обладающих свойствами ПАВ в рамках комплексной технологии воздействия). При этом необходимо учитывать, что эти подходы требуют всесторонней научной и лабораторной проработки, а промышленное внедрение новых технологий возможно только после проведения опытно-промышленных испытаний.

Литература

1. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Сезар Л.А., Джоакум М.В. Анализ применения и рекомендации потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. 2017. Т. 2. С. 323–331.
2. Seright R.S., Campbell A.R., Mozley P.S. et al. Stability of partially hydrolyzed polyacrylamides at elevated temperatures in the absence of divalent cations. SPE Journal. 2010. Vol. 15, issue 2. P. 341–348. (In Eng).
3. Ганиев И.М., Магзянов И.Р., Калимуллина Г.З. и др. Исследование сшитых полимерных составов для условий месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 3. С. 30–39.
4. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 639 с.
5. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 247 с.
6. Инструкция по применению технологии «полимерной дисперсно-наполненной системы» (ПДНС) для изоляции притока закачиваемых вод в добывающих скважинах // Сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». Т. 1. М.: Монография, 2004. С. 201–212.
7. Регламент на проведение работ по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) методом выравнивания профиля приемистости (ВПП) по технологии ДООС. Тюмень: Технология-99, 2013. 11 с.
8. Ситулин Ю.Б., Мазаев В.В. Результаты применения потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи при извлечении слабодренлируемых запасов нефти на месторождениях мамонтовской группы ООО «РН-Юганск-нефтегаз» // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры. Ханты-Мансийск: 2008. Т. 2. С. 373–382.
9. Морозовский Н., Каневская Р., Юлмухаметов Д., Сергейчев А., Демьянов А. Методика верификации технологической эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 15–17 октября 2018. SPE-191573-18RPTC-MS.
10. Юлмухаметов Д.Р., Морозовский Н.А. Исследование технологической эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи методом контрольной группы // Нефтяное

хозяйство. 2023. № 7. С. 21–25.

11. Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н., Силин М.А. Особенности многократного применения технологий выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 6. С. 23–26.
12. Ганиев И.М., Яковлев К.В., Белых А.М., Исмагилов Т.А. Об особенностях применения потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях разработки трещиноватых карбонатных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 3. С. 51–60.
13. Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Тюмень: Вектор Бук, 2005. 165 с.
14. Галкин С.В., Рожкова Ю.А. Анализ опыта применения предварительно сшитых полимерных гелей при разработке высокообводненных эксплуатационных объектов в условиях низкотемпературных нефтяных пластов // Записки Горного института. 2024. Т. 265. С. 55–64.
15. Bai B., Wei M., Liu Yu. Field and lab experience with a successful preformed particle gel conformance control technology. SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, March 2013, SPE-164511-MS. (In Eng).
16. Султанов Ш.Х., Котенев А.Ю., Варламов Д.И. Залежи нефти в неоднородных коллекторах — комплексный подход к обоснованию систем и технологий воздействия // Нефтегазовое дело. 2011. № 5. С. 175–188.

ENGLISH

Conclusions

The application of flow-diverting technologies on low-permeability reservoirs of a number of fields with mass application of hydraulic fracturing both on the production and injection fund is substantiated. It is shown that the above-mentioned objects are characterized by low reservoir properties, high temperatures, low mineralization of formation waters. Under conditions of high temperatures, intensive liquid extraction and increased water injection, technologies with dispersed components and sediment-forming compositions can be successfully applied.

Results

- The use of flow-diverting technologies at facilities with massive hydraulic fracturing undoubtedly has a positive effect, expressed in slowing the growth of the water level and obtaining additional oil production.

References

1. Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Cesar L.A., Moises V. Analysis of application and recommendations of flow-deflecting technologies at Vyngapurovskoye field. Readings of A.I. Bulatov, 2017, Vol. 2, P. 323–331. (In Russ).
2. Seright R.S., Campbell A.R., Mozley P.S. et al. Stability of partially hydrolyzed polyacrylamides at elevated temperatures in the absence of divalent cations. SPE Journal, 2010, Vol. 15, issue 2, P. 341–348. (In Eng).
3. Ganiev I.M., Magzyanov I.R., Kalimullina G.Z. et al. Research of cross-linked polymer systems for application in fields conditions LLC RN-PURNEFTEGAZ. Petroleum engineering, 2024, Vol. 22, issue 3, P. 30–39. (In Russ).
4. Gazizov A.A. Increasing oil recovery from heterogeneous formations at a late stage of development. Moscow: Nedra-Business Center, 2002, 639 p. (In Russ).
5. Safonov E.N., Almaev R.Kh. Methods of residual oil recovery in Bashkortostan fields. Ufa: RIC ANK “Bashneft”, 1997, 247 p. (In Russ).
6. Instructions for the use of the polymer dispersion-filled system (PDFS) technology for isolating the influx of injected water in production wells // Collection of instructions and regulations on technologies for enhancing oil recovery, used at the fields of “LUKOIL” OJSC. Vol. 1. Moscow: Monograph, 2004, P. 201–212. (In Russ).
7. Regulations for the implementation of work to enhance oil recovery (EOR) by the method of equalizing the injectivity profile (EPP) using the DOOS technology. Tyumen: Tekhnolgiya-99, 2013, 11 p. (In Russ).
8. Situlin Yu.B., Mazaev V.V. Results of application of flow-diverting technologies for enhanced oil recovery during extraction of poorly drained oil reserves at the fields of the Mamontovskaya group of “RN-YuganskNeftegas” LLC. Ways of realization of oil, gas and ore potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra. Khanty-Mansiysk: 2008, Vol. 2, P. 373–382.
9. Morozovskiy N., Kanevskaya R., Ulmukhametov D., Sergeychev A., Demiyarov A. Verification technique of technical efficiency of physical-chemical

- EOR. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 15–17, 2018, Moscow, SPE-191573-18RPTC-MS. (In Russ).
10. Yulmukhametov D.R., Morozovskiy N.A. The assessment of the effect of low-volume chemical EOR methods using the control group method. Oil industry, 2023, issue 7, p. 21–25. (In Russ).
11. Eliseev D.Yu., Kulikov A.N., Silin M.A. Features of repeated application of technologies for leveling the injectivity profile of injection wells. Neft. Gaz. Novatsii, 2015, issue 6, P. 23–26. (In Russ).
12. Ganiev I.M., Yakovlev K.V., Belykh A.M., Ismagilov T.A. On specifics of using flow redirection technologies at late stages of fractured carbonate reservoirs development. Petroleum engineering, 2020, Vol. 18, issue 3, P. 51–60. (In Russ).
13. Ruchkin A.A., Yagafarov A.K. Optimization of application EOR technologies on Samotlor field. Tyumen: Vektor Buk, 2005, 165 p. (In Russ).
14. Galkin S.V., Rozhkova Y.A. Analysis of experience in the use of preformed particle polymer gels in the development of high-water-cut production facilities in low-temperature oil reservoirs. Journal of Mining Institute, 2024, Vol. 265, P. 55–64. (In Russ).
15. Bai B., Wei M., Liu Yu. Field and lab experience with a successful preformed particle gel conformance control technology. SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, March 2013, SPE-164511-MS. (In Eng).
16. Sultanov Sh.Kh., Kotenev A.Yu., Varlamov D.I. Oil deposits in heterogeneous reservoirs – complex approach for stimulation systems and technologies feasibility. Petroleum engineering, 2012, issue 5, P. 350–376. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ганиев Ильгиз Маратович, кандидат химических наук, начальник отдела разработки и внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: ganievim@bnipi.rosneft.ru

Игдавлетова Марина Зиевна, эксперт отдела разработки и внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Яковлев Кирилл Валерьевич, ведущий специалист отдела разработки и внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Абдрахимов Ильшат Ринатович, ведущий специалист отдела разработки и внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Ganiev Ilgiz Maratovich, candidate of chemical sciences, head of EOR development and implementation department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: ganievim@bnipi.rosneft.ru

Igdavletova Marina Zieвна, expert, EOR development and implementation division, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Yakovlev Kirill Valerevich, leading specialist, EOR development and implementation division, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Abdrakhimov Ilshat Rinatovich, leading specialist, EOR development and implementation division, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia



ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
 НЕФТЕГАЗОВОГО
 ФОРУМА**

СИБЭКСПО SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
 Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkases@yandex.ru, www.ses.net.ru

**19-20
 МАРТА**

**г. Новый Уренгой
 2025**

