



ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ НА НЕГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ: ОПЫТ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ, НОВЫЕ СПОСОБЫ, ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ



О.С. ГЕРШТАНСКИЙ*,
доктор технических наук,
председатель Совета директоров АО «НИПИнефтегаз»

Республика Казахстан, 130000, г. Актау, 8 мкр., здание 38 «А»

Приведена краткая характеристика месторождений УВ Казахстана: глубина залегания, свойства и состав нефтей по регионам, запасы нефти, этапы разработки. Отмечено, что текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) низкий, по большинству месторождений меньше 0,3, несмотря на применение различных методов увеличения нефтеотдачи. Однако более успешное применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) может существенно повысить КИН до 60–70%, указаны факторы, ограничивающие применение типовых МУН на месторождениях с высоковязкой нефтью.

Приведены роль и опыт АО «НИПИнефтегаз» в лабораторных и промысловых испытаниях и применении МУН на месторождениях с тяжелой и вязкой нефтью. Даны конкретные результаты применения МУН на конкретных месторождениях. Созданы и применяются интегрированные МУН; промышленно применяются полимерное заводнение и горячая вода, осуществляется гидродинамическое моделирование МУН и научное сопровождение опытно-промысловых работ.

В статье приводятся результаты применения полисахаридов для выравнивания профиля приемистости в водонагнетательных скважинах.

В статье даны рекомендации по разработке технологий по применению поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров для увеличения нефтеотдачи.

*Автор для переписки. E-mail: ge@nipi.kz

Даны рекомендации по подготовке воды, закачиваемой в нефтяные пласты, ее качеству, указывается на необходимость учета геолого-физической характеристики нефтяного пласта, состава и свойства насыщающих флюидов при подготовке закачиваемой воды.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: методы увеличения нефтеотдачи (МУН), высоковязкая нефть, коэффициент извлечения нефти (КИН), поверхностно-активные вещества (ПАВ), полимерное заводнение, моделирование разработки, тепловые методы.

ТЕРЕҢДЕУ ЖАТПАҒАН КЕНОРЫНДАРЫНДА МҰНАЙ БЕРУІН АРТТЫРУ: СОҒЫ ЖЫЛДАРДАҒЫ ТӘЖІРИБЕ, ЖАҢА ТӘСІЛДЕР, ИННОВАЦИЯЛЫҚ ТЕХНОЛОГИЯЛАР

О.С. ГЕРШТАНСКИЙ, техника ғылымдарының докторы, Директорлар кеңесінің төрағасы

«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ ҚР Қазақстан, 130000, Ақтау қ., 8 ш/а, 38 «А» ғимараты

Мақалада Қазақстанның КС кен орындарының қысқаша сипаттамасы берілген: жайғасу тереңдігі, аймақтар бойынша мұнай қасиеттері мен құрамы, мұнай қорлары, игеру кезеңдері. Ағымдағы МШК төмен, көптеген кенорындар бойынша әртүрлі әдістердің қолданылуына, мұнай беруінің ұлғаюына қарамастан, 0,3-тен аз екендігі атап өтілді. Алайда, МБҰӨ неғұрлым табысты қолдану МШК-ны 60–70%-ға дейін айтарлықтай арттыра алады, тұтқырлығы жоғары мұнай кенорындарында типтік МБҰӨ қолдануды шектейтін факторлар көрсетілген.

«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ-ның зертханалық және кәсіптік сынауларда және ауыр және тұтқыр мұнай кенорындарында МБҰӨ қолдануда рөлі мен тәжірибесі келтірілген. Нақты кен орындарда МБҰӨ қолданудың нақты нәтижелері берілген. Интеграцияланған МБҰӨ құрылды және қолданылады; полимерлі суландыру және ыстық су өнеркәсіптік қолданылады, МБҰӨ гидродинамикалық үлгілеу және тәжірибелік-кәсіптік жұмыстарды ғылыми сүйемелдеу жүзеге асырылады.

Мақалада су айдайтын ұңғымаларда қабылдағыштықтың бейінін теңестіру үшін полисахаридтерді қолдану нәтижелері келтіріледі.

Мақалада мұнай беруді ұлғайту үшін ББЗ және полимерлерді қолдану бойынша технологияларды игеру бойынша ұсыныстар берілген.

Мұнай қойнауқаттарына айдалатын суды дайындау, оның сапасы бойынша ұсынымдар берілді, айдалатын суды дайындау кезінде қанықтырғыш флюидтердің құрамы мен қасиеттерін мұнай қойнауқатының геологиялық-физикалық сипаттамасын есепке алу қажеттілігі көрсетіледі.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: мұнай беруді ұлғайту әдістері (МБҰӨ), жоғары тұтқырлы мұнай, мұнайды шығару коэффициенті (МШК), беттік-белсенді заттар (ББЗ), полимерлі суландыру, игеруді үлгілеу, жылу әдістері.

OIL RECOVERY INCREASE AT SHALLOW DEEP-SEATED OILFIELDS: EXPERIENCE OF RECENT YEARS, NEW METHODS, INNOVATION TECHNOLOGIES

O.S. GERSHTANSKIY, Doctor of Engineering Science, Chairman of Board of Directors

JSC «NIPIneftegas», Republic of Kazakhstan, 130000, Aktau, microdistrict 8, building 38 «A»

The article describes a brief description of hydrocarbon fields of Kazakhstan: the occurrence depth, properties and composition of oil by regions, oil reserves, stages of development. It is noted

that current oil recovery coefficient is low, in most fields is less than 0,3, despite the use of various methods of oil recovery increase. However, more successful application of enhanced oil recovery methods can significantly increase the oil recovery coefficient to 60–70%, factors limiting application of typical enhanced oil recovery methods at high-viscosity oil fields are specified.

Role and experience of JSC «NIPIneftegas» in laboratory and field tests and application of enhanced oil recovery methods at heavy and viscous oil fields are described. Specific results of EORM application at specified fields are given. Integrated enhanced oil recovery methods are created and used; polymer water flooding and hot water are used industrially, hydrodynamic simulation of enhanced oil recovery methods and scientific support for pilot-field operations are carried out.

The article presents results of polysaccharide application for injectivity profile leveling in water-injection wells.

The article gives recommendations on development of application technologies of surface-active substances and polymers for oil recovery increase.

Recommendations on water treatment injected into oil formations are given, its quality is indicated the need for recording the geological-physical characteristics of oil reservoir, composition and properties of suturing fluids in the treatment of injected water.

KEY WORDS: methods increasing oil recovery, Ultra-viscous oil, RF recovery factor, Surfactants, Polymer flooding, Reservoir modeling, Thermal methods.

Республика Казахстан – одна из ведущих нефтедобывающих стран мира. Нефть в Казахстане начали добывать намного раньше, чем в Иране, Кувейте, Мексике, Норвегии, Саудовской Аравии. В настоящее время страна обладает крупнейшими месторождениями жидких углеводородов (УВ). Запасы нефти и газового конденсата составили примерно 5,3 млрд т (39,8 млрд баррелей). По запасам нефти Казахстан занял 12-е место в мире.

В Казахстане разведано и эксплуатируется порядка 200 месторождений, эксплуатация которых осложнена геолого-физическими условиями и особенностями нефти. Территориально выделяется шесть нефтяных провинций: Западно-Казахстанская, Актюбинская, Атырауская, Мангышлакская, Кызылординская, Восточно-Казахстанская.

В 2018 г. объем добычи нефти в Казахстане превысил 90 млн т/год. Основной вклад в общую добычу в разное время вносили и вносят крупные месторождения гиганты: в 1970–1980-е гг. минувшего века – Узень; последние 20–25 лет – Тенгиз, Карачаганак, Жанажол; на перспективу – шельфовое месторождение Кашаган, находящееся на начальном этапе развития.

Многие месторождения Казахстана осложнены условиями эксплуатации, находятся в поздней стадии разработки, отличаются специфическими особенностями нефтей. Так, нефти практически всех месторождений Западно-Казахстанской и Актюбинской областей содержат сероводород и меркаптаны. На Мангышлаке нефть значительного количества месторождений характеризуется высоким содержанием парафинов (Узень, Жетыбайская группа месторождений, Дунга), высокой вязкостью (Каражанбас, Бузачи Северные, Каражанбас Северный, Жалгызтубе, Жангурши). Многие месторождения приурочены к терригенным отложениям, залегающим на глубинах в интервале от 400 до 4000 м, коллекторские свойства которых неоднородны. В процессе разработки месторождений постепенно снижаются пластовые давления и закономерно ухудшаются фильтрационные характеристики пластов.

В настоящее время многие месторождения, даже те, которые находятся в эксплуатации длительное время, характеризуются низким текущим коэффициентом извлечения нефти (КИН).

По состоянию на 01.01.17 года, текущий КИН по месторождению Каражанбас составил 0,157 д. ед. при утвержденном КИН 0,3 д. ед., по месторождению Узень текущий КИН – 0,345 при утвержденном 0,447, однако, учитывая масштабы месторождения Узень остаточные извлекаемые запасы составляют порядка 100 млн т.

Аналогичная ситуация сложилась с выработкой запасов и на других месторождениях. Так, месторождение Тенге – текущий КИН на 01.07.2017 года составил 0,008 д. ед.; месторождение Жангизтобе – на 02.01.2018 года КИН – 0,050 д. ед.; месторождение Бузачи – на 01.01.2018 года – КИН в целом 0,07 д. ед.; месторождение Арман – на 01.01.2016 года – текущий КИН – 0,296 д. ед., при утвержденном – 0,346 д. ед.; месторождение Дунга – на 01.01.2018 года – КИН – 0,047 д. ед.; месторождение Каражанбас Северный – на 01.01.2017 года – КИН в целом 0,036 д. ед.

Невыработанные запасы этих месторождений следует отнести к трудноизвлекаемым. При этом многие месторождения занимают огромные площади, на них созданы мощные инфраструктуры, их обслуживают большая численность населения. Продление активной деятельности этих месторождений с огромными еще не выработанными запасами нефти – важнейшая государственная задача.

Министерством энергетики РК подготовлена Дорожная карта по внедрению мероприятий по увеличению нефтеотдачи и добычи нефти. Реализация Дорожной карты требует внедрения новых методов воздействия на пласт, призабойную зону скважин, повышения качества сточных вод, закачиваемых в пласт.

Промышленное использование различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), таких как гидродинамические, физико-химические, тепловые, микробиологические, комбинированные методы, которые в разное время были апробированы на месторождениях Казахстана, может существенно повысить КИН до 60–70%.

Например, месторождение Узень с температурой застывания нефти +32–38 °С в течение многих лет и десятилетий явилось полигоном для отработки различных МУН. Испытаны и внедрены технологии закачки горячей морской воды; циклическое заводнение, проведено разукрупнение объектов; уплотнение сетки скважин; избирательные системы повышенного давления (ИСПД), успешно проведено заводнение раствором ПАВ ОП–10, полимерными составами и др.

Месторождение Каражанбас явилось полигоном для отработки различных тепловых методов. Так, было реализовано в промышленном масштабе внутрипластовое горение (ВВГ) и закачка пара в пласт. На месторождении Каламкас – закачка загущенной воды и водогазовое воздействие (ВГВ).

Практически на всех месторождениях внедрено и продолжает применяться воздействие на призабойную зону пласта различными химическими составами и агентами (СКО, ГРП и др.), форсированные отборы (УЭЦН), применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ), бурение и эксплуатация горизонтальных скважин (ГТ) и др.

В 1990-е и 2000-е гг. на фоне падения цены на нефть внедрение МУН сократилось.

В последние годы ситуация меняется к лучшему, интерес к МУН с каждым годом возрастает. Однако, применение МУН в большинстве случаев осуществляются без достаточной проработки и оценки эффективности и целесообразности применительно к условиям конкретного месторождения. Также зачастую не учитывается стадия разработки и степень выработки запасов нефти.

Так, тепловые методы подтвердили свою эффективность на ранних стадиях разработки месторождений тяжелой нефти, однако, с ростом обводненности до 70–80% и выше, эффективность их заметно снижается. Другими ограничивающими факторами по применению тепловых методов является потребность в значительных объемах пресной воды и газа для выработки пара.

Если для выработки пара на месторождении Каражанбас используется основной объем волжской воды и газ месторождения Каламкас, то организация паротеплового воздействия на соседних месторождениях: Бузачи Северные, Жалгызтобе, Каражанбас Северный ограничено отсутствием источников пресной воды и газа в достаточных объемах.

АО «НИПИнефтегаз», являясь автором проектов многих месторождений Казахстана, придает большое значение внедрению и совершенствованию МУН.

В институте создан научно-исследовательский лабораторный центр (НИЛЦ), оснащенный современным оборудованием для исследования горных пород, пластовых и дегазированных нефтей, нефтепродуктов, различных вод, попутного и природного газа, буровых растворов, химреагентов, проведения фильтрационных исследований на керне и др. Возможности НИЛЦ позволяют разрабатывать эффективные рецептуры, отрабатывать параметры на керновом материале и реальных промысловых средах конкретных месторождений. Достигнуты успехи в создании интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (ИМУН), защищенные патентами РК [1–3].

Комплексные лабораторные исследования и аналитические работы по оценке целесообразности применения закачки горячей воды с температурой 90 и 140 °С были проведены АО «НИПИнефтегаз» на месторождении Бузачи Северные [4].

Как показали расчеты, при температуре горячей воды 100°C эффект проявляется через 3–5 лет непрерывной закачки. В настоящее время технология закачки горячей воды успешно реализуется на нескольких опытных участках месторождения. Анализ работы участков показал, что выработка существенно увеличилась и прирост составляет на сегодня порядка 12–15%. Но, в перспективе, с дальнейшим ростом обводненности возникает потребность поиска других способов МУН.

Как известно, при разработке месторождений тяжелой нефти другим эффективным методом для выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, увеличения охвата пласта воздействием, обеспечения более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды применяют метод вытеснение нефти загущенной водой.

Однако, ранее опыт применения гелеполимерных систем (ГПС) ограничивался вязкостью нефти до 175 сП. Например, в Казахстане впервые в 1970–1980 гг. полимерное заводнение было успешно внедрено на опытных участках месторождений Узень и Каламкас.

Для оценки применимости данной технологии на месторождении Бузачи Се-

верные, нефть которого характеризуется значительно более высокой вязкостью (400–600 сП) АО НИПИнефтегаз в 2005–2009 гг. провело большую работу – от гидродинамического моделирования участка месторождения до опытно-промышленных испытаний (ОПИ).

В ходе работ был выбран опытный участок, разработана рецептура гелеполимерной системы с выбором эффективных компонентов и химреагентов, дана оценка качества сточной воды и предложена технология ее подготовки для использования при приготовлении ГПС, определены этапы закачки ГПС с различной концентрацией и продолжительностью, предназначенные для изоляции высокопроницаемых обводненных пластов, изменения направления фильтрационных потоков в продуктивном пласте, увеличения охвата продуктивных пластов воздействием и повышения конечного нефтеизвлечения.

В течение 15 месяцев были успешно проведены полевые работы по научному сопровождению ОПИ.

Положительный опыт реализации проекта гелеполимерного заводнения показал, что на юрских и меловых объектах месторождения Бузачи Северные наиболее оптимальным вариантом является трехэтапное гелеполимерное воздействие:

1 этап – изоляция суперколлекторов (трещин) водонабухающей смолой;

2 этап – выравнивание профиля приемистости (ВПП) «сильным» полимерным гелем;

3 этап – вытеснение вязкой нефти «слабым» полимерным гелем.

Компанией «Бузачи Оперейтинг Лтд» приобретено 10 комплектов полимерных установок, которыми в период 2008–2017 гг. выполнены опытные и промышленные работы по закачке в 14 ячейках нагнетательных скважин (47 (VI_J), 52 (VI_J), 663 (VI_J), 680 (цикл I, VI_J), 680 (цикл II, VI_J), 681 (VI_J), 682 (VI_J), 1010K (X_K), 6102 (VI_J), 6103 (цикл II, VI_J), 6153 (VI_J), 6153–3 (VI_J), 6157 (VI_J), 6164–3 (VI_J)), включая юрский и меловой объекты разработки.

В ареоле влияния 14 ячеек нагнетательных скважин находится 168 добывающих скважин, из которых 135 скважин (около 80%) показали реагирование: снижением или стабилизацией обводненности, ростом или стабилизацией дебита жидкости, ростом или стабилизацией дебита нефти. Все испытанные нагнетательные скважины показали выравнивание профиля приемистости, увеличения коэффициента охвата воздействия заводнением.

Технологический эффект скважин 1-й орбиты по каждой опытной ячейке начинается в первые два месяца начала цикла закачки полимеров. Средняя продолжительность одного цикла закачки гелеполимерной смеси в одну ячейку нагнетательной скважины составила 381 сутки. Средняя продолжительность технологического эффекта составила 29 месяцев, средняя степень выработки запасов выросла на 4%, среднее снижение обводненности – на 8%.

За период 2008–2017 гг. инвестиции в полимерный проект составили \$31,4 млн, в том числе расходы на научно-исследовательскую работу и лабораторные испытания – \$7,5 млн, на покупку химреагентов – \$11,1 млн, на покупку оборудования и материалов – \$12,8 млн. Операционные расходы составили \$26,5 млн. Суммарные налоговые выплаты – \$4,8 млн. Срок окупаемости вложенных средств на гелепо-

лимерное заводнение отдельных очагов нагнетательных скважин составляет 26–30 месяцев.

Результатами внедрения технологии стали:

- перераспределение фильтрационных потоков по площади и разрезу залежи;
- сдерживание прорыва вод из нагнетательных в добывающие скважины;
- подключение в разработку трудноизвлекаемых запасов.

На *рисунках 1 и 2* представлены динамика изменения фактической и прогнозной обводненности, а также кривая среднесуточной фактической и прогнозной добычи нефти.

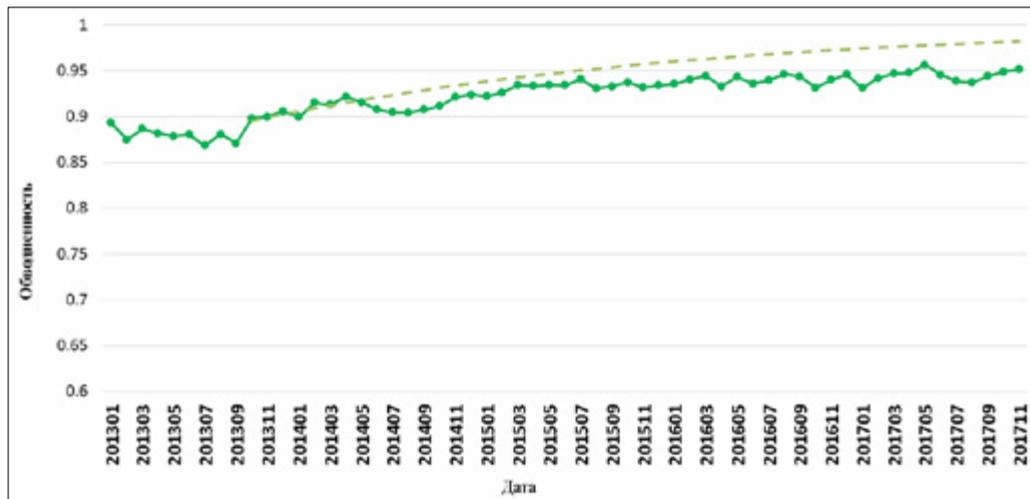


Рисунок 1 – Динамика изменения фактической и прогнозной обводненности на шести исследуемых участках (6102, 663, 681, 682, 680 и 6101)

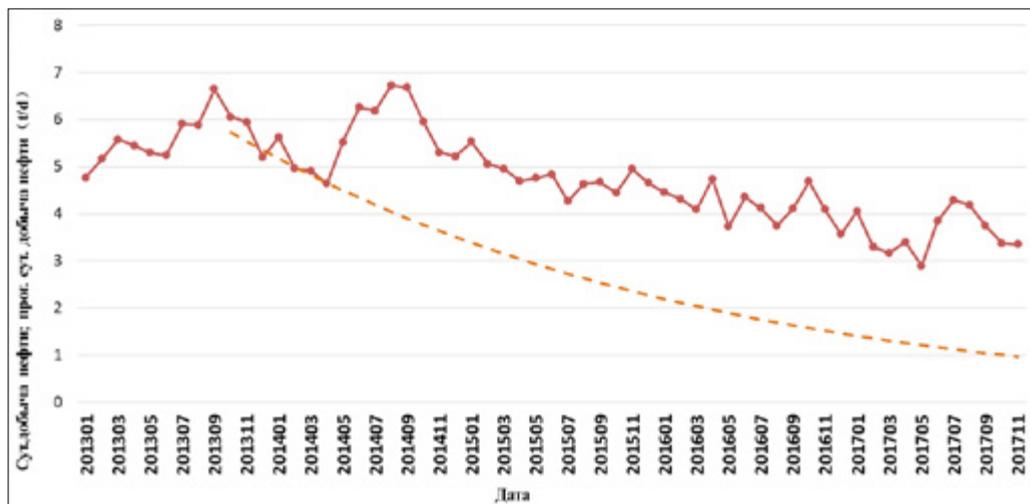


Рисунок 2 – Кривая среднесуточной фактической и прогнозной добычи нефти на шести исследуемых участках (6102, 663, 681, 682, 680 и 6101)

По состоянию на 30.11.2017 г., по оценке специалистов институтов сопровождения полимерных работ, общая дополнительная добыча нефти составила 323 117 тонн, закачено 1576 тонн полимера, реагированием охвачено 220 добывающих скважин, максимальное снижение обводненности варьирует в диапазоне 3–15%, дополнительная добыча на 1 тонну полимера составила в среднем 205 тонн нефти (таблица 1).

Компания ведет подготовительные работы для начала закачки ГПС на нагнетательных скважинах 1067, 28–2, 615–2, а также рассматриваются другие перспективные участки (рисунок 3).

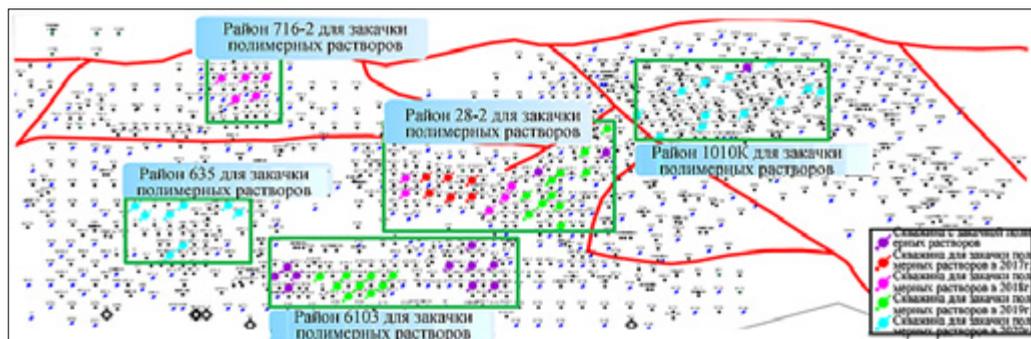


Рисунок 3 – Схема перспективных участков, для изучения применения технологии гелеполимерного заводнения

Положительный опыт делает перспективным распространения ГПС и на других месторождениях с аналогичными свойствами коллектора и физико-химическими свойствами нефти, как Каражанбас, Каражанбас Северный, Жалгызтобе. Непосредственно перед началом ОПИ целесообразно проводить трассерные исследования для определения наличия и параметров суперколлекторов и высокопроницаемых пропластков и уточнения технологии для конкретных условий.

В последние годы при вытеснении нефти водой применяют закачку водного раствора гелеобразующего полисахарида, в качестве которого используют геллан, продуцируемый *Sphingomonas elodea*, обеспечивающий за счет гелеобразования блокирование высокопроницаемых зон и вовлечение в разработку низкопроницаемых зон.

Перед внедрением данной технологии на месторождении Кумколь в институте НИПИнефтегаз были проведены фильтрационные исследования на керновом материале и промысловых средах, отработана оптимальная концентрация. Проведенные в 2013 г. ОПИ показали успешность и высокую эффективность технологии. Позже лабораторные исследования были продолжены. С учетом полученных результатов ОПИ технология была усовершенствована для ее реализации, применительно к условиям неоднородности продуктивного пласта с пластовой температурой до 90°C и минерализацией пластовых вод 30–100 г/л на стадии, когда по наиболее проницаемым продуктивным пропласткам прошел опережающий фронт вытеснения нефти водой. Гель водного раствора геллана получают приготовлением на воде с

Таблица 1 – Свод параметров применения технологии гелеполимерного заводнения

Скважины	47	52	6103 (I)	6103 (II)	680 (I)	680 (II)	682	6101	663 681 6102	1009	1010K	6153 6157 6153-3 6164-3	Сум- ма	Сред- нее
Дата начала закачки полимерных растворов	2013-03	2013-04	2008-07	2012-04	2011-05	2015-09	2016-02	2016-11	2014-04	2017-09	2013-04	2014-10		
Дата окончания закачки полимерных растворов	2014-04	2014-04	2009-07	2013-06	2013-02	2016-10	2016-11	2017-10	2015-12	2018-05	2014-04	2015-11		
Продолжительность цикла закачки полимерных растворов (сут)	390	366	391	427	536	381	290	355	388	241	378	262	367	
Продолжительность технологической эффективности (месяц)	49	47	44	60	47	35	30	12	36	8	47	30	37	
Объем полимера (тонн)	128.1	142.3	41.8	70.6	129.5	85.0	86.0	130.0	238.0	74.7	107.2	343.0	1576	
Количество реагирующих добывающих скважин в ячейке	13	14	16	16	17	17	17	16	28	19	17	30	220	
Дополнительная добыча нефти (на 30.11.2017 г.), тонн	51915	23597	29647	33961	50280	59126	1403	39696	33492	323117				
Дополнительная добыча нефти на 1 тонну полимера, т	405.3	165.8	709.3	481.0	388.3	109.7	18.8	370.3	97.6		205.0			
Максимальное снижение обводнённости, %	6	3	15	7	7	15	6		8					

минерализацией предпочтительно до 2 г/л, как обеспечивающей 100%-ое гелеобразование. Концентрация геллана в водном растворе рекомендована в пределах 0,05–1,5%, однако, для оптимизации затрат параметры процесса для каждого проекта необходимо уточнять по результатам фильтрационных исследований на керновом материале конкретного месторождения.

На усовершенствованную технологию использования водного раствора геллана в целях закупоривания (блокирование) высокопроницаемых зон пласта получен инновационный патент РК [5].

АО «НИПИнефтегаз» активно работает над новыми композициями на основе полисахаридов для повышения эффективности выравнивания приемистости скважин и оптимизации затрат на данные работы.

Другим известным методом повышения нефтеотдачи является Метод вытеснения нефти растворами ПАВ (водорастворимые ПАВ типа ОП–10), который применялся на месторождениях СССР, начиная с 1964 г. Наиболее крупные эксперименты проводились на месторождениях Арланское, Самотлорское и на месторождении Узень. Эффект увеличения нефтеотдачи пласта оценивался по характеристикам вытеснения. Добавки ПАВ в воду снижают межфазное натяжение воды на границе с нефтью, улучшая смачиваемость породы водой. Это способствует улучшению отмыва нефти в породе, что может оказаться эффективным и на поздней стадии разработки месторождения как за счет вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов, так и за счет дополнительного отмыва нефти из высокопроницаемых пластов, по которым прошел фронт вытеснения.

В настоящее время на рынке услуг многие компании предлагают различные рецептуры рабочих агентов для организации полимерного заводнения, различные ПАВ.

Залогом успешности применения той или иной технологии и химических реагентов являются:

- подбор участка для ОПИ;
- предварительная экспериментальная проработка в лабораторных условиях на керновом материале данного месторождения и реальных промысловых средах с моделированием пластовых условий по давлению и температуре;
- обязательное научное сопровождение ОПИ для возможности своевременной корректировки технологии и получения полной промышленной информации;
- аналитические работы по анализу и оценке эффективности ОПИ с выводами и дальнейшими рекомендациями;
- другим важным фактором является обеспечение требуемого качества воды, используемой как для приготовления растворов полимеров или ПАВ, так и для заводнения для ППД.
- актуальность повышения качества очистки вод, используемых для закачки в продуктивные пласты.

Практически на всех нефтяных месторождениях Казахстана нашло широкое применение поддержание пластового давления путем заводнения. В системе ППД в основном используется сточная вода, отделяемая от нефти на ЦППН в просе ее подготовки.

На этапах, когда обводненность составляет более 20% на месторождениях, имеющих значительные площади, существенно возрастают энергозатраты и эксплуатационные расходы на перекачку водонефтяной эмульсии на большие расстояния по системе сбора к установке подготовки нефти и возврат сточной воды в систему ППД.

Благодаря усилиям научных работников и производителей, с середины 1980-х гг. обосновывались и проектировались, а с 2000-х гг. впервые на месторождениях Узень и Каламкас были внедрены установки предварительного сброса воды (УПСВ).

В дальнейшем объектами УПСВ обустроены месторождения Кумколь, Бузачи Северные. Указанная технология позволяет существенно разгрузить установки подготовки товарной нефти, повысив качество технологического процесса. Однако, процесс подготовки воды для системы ППД требовал дальнейшего совершенствования.

Решая задачу совершенствования разработки месторождений с применением технологии вытеснения нефти водой, важно обеспечить такое качество подготовки воды для системы ППД, которое позволит максимально сохранить коллекторские свойства и минимизировать осложнения в наземном и подземном оборудовании обустройства промысла.

Поскольку к УПСВ не предъявляются жесткие требования по качеству подготовки нефти, а сброс попутной воды осуществляется в объеме до 80–95% от общего добываемого объема, то имеется возможность повысить качество подготовки сточной воды.

При этом необходимо предусмотреть применение нефтерастворимых деэмульгаторов, обладающих способностью снижать содержание нефти в сточной воде, а также оптимизировать температуру процесса на УПСВ, отличную от реализуемой на ЦППН, путем реализации ряда технологий, защищенных патентами РК [6–7].

На практике реализация утвержденного варианта разработки с технологией заводнения осуществляется, зачастую, без предварительного изучения вопросов совместимости рабочего агента с пластовыми водами и породой, наличия в породе способных к набуханию глин. Недостаточная проработка этих вопросов зачастую приводит к ухудшению коллекторских свойств продуктивных пластов.

Требования к качеству воды регламентируются СТ РК 1662–2007, а ряд параметров определяется в зависимости от коллекторских свойств залежи (таблицы 2 и 3).

Еще на стадии проектирования предлагается проводить обязательные комплексные лабораторные исследования по оценке совместимости рекомендуемой к закачке воды с пластовой водой и породой, по чувствительности породы к режиму закачки, кислотам, щелочам, влиянию качества воды на фильтрационные свойства коллектора в части содержания и размеров взвешенных частиц. По результатам исследований разрабатывать Стандарт предприятия с индивидуальными требованиями к качеству воды для ППД.

Реализацию заводнения рекомендуется осуществлять с проведением предварительной апробации технологии с отработкой режима работы нагнетательной скважины на опытном участке с проведением дальнейшего мониторинга соответствия качеству вод разработанным требованиям.

Разработка индивидуальных требований к качеству закачиваемой воды, с уче-

Таблица 2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в воде, закачиваемой в продуктивный коллектор с целью поддержания пластового давления по ОСТ 39–225–88 РФ

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
1	2	3	4
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	До 30
до 0,6 вкл.	от 3,5 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

Таблица 3 – Требования к качеству воды, регламентируемые СТ РК 1662–2007

Стабильность	- стабильна
Совместимость с пластовыми водами	- снижение приемистости не более 20%
Содержание кислорода	- менее 0.5 мг/л
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие
Содержание сероводорода	- отсутствие
Количество мехпримесей	- по коллекторским свойствам
Содержание нефтепродуктов	- по коллекторским свойствам
Размер взвешенных частиц	-90% менее 2мкм

том результатов лабораторных исследований, и неукоснительное их соблюдение в дальнейшем обеспечит сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе их разработки. При внедрении полимерного заводнения и растворов ПАВ также необходимо учитывать состав и качество подготовки воды.

Такой комплексный подход обеспечит максимальный эффект от внедрения современных МУН. 

ЛИТЕРАТУРА

1. Инновационный патент № 24113 РК. Способ разработки нефтегазового месторождения (продуктивного пласта) с применением технологии водогазового воздействия / О.С. Герштанский, Б.Т. Муллаев, М.И. Курбанбаев и др. От 13.08.2009. [Innovation patent No. 24113 RoK. Method of developing the oil and gas field (productive reservoir) using a technology of water alternating gas / O.S. Gershtanskiy, B.T. Mullaev, M.I. Kurbanbayev etc. Dated 13.08.2009]
2. Инновационный патент № 27509 РК. Способ разработки продуктивного пласта месторождения вытеснением вязкой нефти загущенной водой / Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Досмухамбетов М.Д. и др. От 15.10.13. [Innovation patent No.27509 RoK.

- Method of developing the productive reservoir of field with the displacement of viscous thickened water-oil / Mullaev B.T., Kurbanbayev M.I., Dosmukhambetov M.D. etc. Dated 15.10.13]
- 3 Инновационный патент № 27065 РК. Способ разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения с применением технологии водогазового воздействия / Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж. и др. От 14.06.2013. [Innovation patent No.27065 RoK. Method of developing the productive reservoir of oil and gas field using a technology of water alternating gas/ Mullaev B.T., Kurbanbayev M.I., Abitova A.Z. etc. Dated 14.06.2013]
 - 4 Дружинина О.Н., Асташкова О.Ф., Теплова Г.К. и др. Дополнение к технологической схеме разработки газонефтяного месторождения Северные Бузачи. Отчёт о НИР АО «НИПИнефтегаз». Актау-Москва, 2008. [Druzhinina O.N., Astashkova O.F., Teplova G.K. ect. Supplement to process flow diagram of North Buzachi gas and oil field development R&D report of JSC NIPIneftegas. Aktau-Moscow, 2008]
 - 5 Инновационный патент № 32374 РК. Способ разработки продуктивного пласта месторождения вытеснением нефти водой / Герштанский О.С., Саенко О.Б., Муллаев Б.Т., Прапорщиков В.И., Саенко А.Е. От 16.08.2017. [Innovation patent No. 32374 RoK. Method of developing the productive reservoir of field with the water oil displacement/ Gershtanskiy O.S., Saenko O.B., Mullaev B.T., Praporchshikov V.I., Saenko A.E. Dated 16.08.2017]
 - 6 Инновационный патент № 33218 РК. Способ повышения эффективности технологии подготовки нефти на месторождении / Муллаев Б.Т., Герштанский О.С., Саенко О.Б., Серкебаева Б.С. От 29.07.2016 г. [Innovation patent of RoK No. 33218 Method of efficiency upgrading of oil treatment technology at the field / Mullaev B.T., Gershtanskiy O.S., Saenko O.B., Serkebaeva B.S. Dated 29.07.2016.]
 - 7 Инновационный патент № 28070 РК. Способ удаления кислых газов (H_2S и CO_2) из водонефтяной эмульсии и попутной сточной воды и устройство для его осуществления / Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркпенбаева Б.Ж. От 18.02.2013. [Innovation patent No 28070 RoK. Method of acid gas (H_2S and CO_2) removal from oil-water emulsion and associated waste water and installation for its implementation / Mullaev B.T., Kurbanbayev M.I., Abitova A.Z., Saenko O.B., Turkpenbaeva B.Z. Dated 18.02.2013.]