

МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.62724/202610604>

Кадиралиев Абылай Кабибуллаевич*¹

магистр технических наук,

Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет, Уральск,
Казахстан, abylai91@mail.ru, ORCID ID: 0009-0004-1221-2366

Шуланбаева Лаура Таргыновна²,

кандидат технических наук,

Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет, Уральск,
Казахстан, Sh.laura@mail.ru, ORCID ID: 0009-0003-7838-7217

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОНАГНЕТЕНИЯ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Аннотация. В работе представлены результаты комплексного исследования эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды на нефтяном месторождении Кенбай. Проведен анализ динамики добычи нефти и жидкости в зависимости от изменения объемов водонагнетения, а также оценено влияние технологических параметров закачки на фильтрационные процессы в пласте. Установлено, что снижение суточного объема закачки воды ниже 1650 м³/сут приводит к существенному падению добычи жидкости и нефти вследствие ухудшения энергетического состояния пласта и снижения пластового давления. В то же время увеличение объемов закачки обеспечивает рост добычи с временным лагом 3–8 суток, что связано с инерционностью фильтрационных потоков и особенностями строения коллекторов. Выявленные закономерности обусловлены сложным геологическим строением месторождения, литологической неоднородностью продуктивных горизонтов, наличием зон с пониженной проницаемостью и высоковязкими физико-химическими свойствами нефти. На основе обработки и интерпретации промысловых данных обоснована необходимость оптимизации системы заводнения и применения потокоотклоняющих технологий. В частности, показана эффективность использования большеобъемных гелевых систем (БГС) для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, снижения обводненности продукции и стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки месторождения.

Ключевые слова. месторождение Кенбай, заводнение, поддержание пластового давления, закачка воды, потокоотклоняющие технологии, большеобъемные гелевые системы, нефтеотдача пласта.

Кадиралиев Абылай Кабибуллаевич*¹

техника ғылымдарының магистрі,

Батыс Қазақстан инновациялық-технологиялық университеті,
Орал, Қазақстан, abylai91@mail.ru, ORCID ID: 0009-0004-1221-2366

Шуланбаева Лаура Таргыновна²

техника ғылымдарының кандидаты,

Батыс Қазақстан инновациялық-технологиялық университеті,
Орал, Қазақстан, Sh.laura@mail.ru, ORCID ID: 0009-0003-7838-7217

ҚАБАТ ҚЫСЫМЫН ҰСТАП ТҰРУ ЖҮЙЕСІНДЕГІ СУ ҚЫСЫМЫНЫҢ ТИІМДІЛІГІН КЕШЕНДІ БАҒАЛАУ

Аңдатпа. Жұмыста Кенбай мұнай кен орнында су айдау арқылы қатпарлық қысымды ұстап тұру (ҚҚҰ) жүйесінің тиімділігіне кешенді талдау жүргізіліп, өндірістік деректер негізінде оның технологиялық және экономикалық нәтижелілігі бағаланды. Су айдау көлемінің өзгеруі мен өндіру көрсеткіштері арасындағы өзара байланыс зерттеліп, қатпардың энергетикалық жағдайына әсер ететін негізгі факторлар анықталды. Тәуліктік су айдау көлемінің 1650 м³/тәул. деңгейінен төмендеуі қатпар қысымының төмендеуіне, сүзу процесінің әлсіреуіне және соның салдарынан сұйықтық пен мұнай өндіру көлемінің күрт азаюына әкелетіні дәлелденді. Ал айдау көлемін ұлғайту 3–8 тәулік аралығындағы уақытша лагпен өндірудің артуына ықпал ететіні анықталды, бұл сүзу ағындарының инерциясымен және коллекторлардың құрылымдық ерекшеліктерімен түсіндіріледі. Аталған заңдылықтар кен орнының күрделі геологиялық құрылымымен, өнімді горизонттардың литологиялық әртектілігімен, өткізгіштіктің әркелкі таралуымен және мұнайдың жоғары тұтқырлықты физикалық-химиялық қасиеттерімен байланысты. Кәсіпшілік мәліметтерді өңдеу және талдау нәтижесінде ҚҚҰ жүйесін онтайландырудың қажеттілігі негізделді. Кен орнын игерудің кеш сатысында мұнай өндіруді тұрақтандыру және өндіруші ұңғымалардың сулануын азайту мақсатында ағын бағытын өзгертуші технологияларды, атап айтқанда көп көлемді гельдік жүйелерді (ККГЖ) қолданудың тиімділігі көрсетілді.

Кілт сөздер. Кенбай кенорны, су айдау, қабат қысымын ұстап тұру, су айдау, ток жібермейтін технологиялар, үлкен көлемді гель жүйелері, қабаттың мұнай қайтарымы.

Kadiraliyev Abylay Kabibullaevich*¹

Master of Technical Sciences,

West Kazakhstan Innovation and Technology University, Uralsk, Kazakhstan,
abylai91@mail.ru, ORCID ID: 0009-0004-1221-2366

Shulanbaeva Laura Targynovna²,

Candidate of Technical Sciences,

West Kazakhstan Innovation and Technology University,
Uralsk, Kazakhstan, Sh.laura@mail.ru, ORCID ID: 0009-0003-7838-7217

COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF WATER INJECTION EFFICIENCY IN THE RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM

Abstract. The paper presents the results of a comprehensive study on the effectiveness of the reservoir pressure maintenance (RPM) system through water injection at the Kenbai oil field. The relationship between daily water injection volumes and production performance indicators was analyzed based on long-term field data. It was established that a decrease in the daily water injection rate below 1650 m³/day leads to a significant decline in total fluid and oil production due to deterioration of reservoir energy and pressure depletion. Conversely, an increase in injection volumes contributes to production growth with a time lag of 3–8 days, which is associated with filtration flow inertia and reservoir heterogeneity. These patterns are обусловлены the complex geological structure of the field, lithological heterogeneity of productive formations, permeability variations, and the highly viscous physicochemical

properties of the oil. The study also evaluates the technological efficiency of the existing waterflooding system and identifies optimization potential at the late stage of field development. Based on field performance analysis, the feasibility of implementing flow-diverting technologies is substantiated. In particular, the application of large-volume gel systems (LGS) is justified as an effective method for stabilizing oil production, improving sweep efficiency, and reducing water cut in producing wells under conditions of advanced water breakthrough.

Keywords. Kenbai field, waterflooding, reservoir pressure maintenance, water injection, flow-deflecting technologies, large-volume gel systems, reservoir recovery.

Введение. На современном этапе развития нефтегазовой отрасли большинство зрелых месторождений вступает в позднюю стадию эксплуатации, характеризующуюся высокой обводненностью продукции и естественным падением пластовой энергии. В этих условиях поддержание пластового давления (ППД) путем системного заводнения становится не просто методом интенсификации, а необходимым условием сохранения рентабельности добычи. Эффективность данной технологии напрямую зависит от адаптации энергетических параметров закачки к конкретным геолого-физическим условиям (ГФУ). Для месторождения Кенбай данная задача приобретает особую остроту ввиду уникальных характеристик его продуктивных горизонтов.

Проведенный ретроспективный анализ эксплуатационных показателей Кенбая выявил жесткую корреляционную связь между объемами нагнетания агента и дебитами добывающих скважин. Опытным путем установлена критическая точка: при снижении среднесуточного объема закачки ниже порога в 1650 м³/сут в системе наблюдается выраженная депрессия, приводящая к резкому падению добычи жидкости.

Интерес представляет и динамический отклик пласта: при восстановлении или наращивании объемов нагнетания положительный эффект в виде роста добычи проявляется с временным лагом от 3 до 8 суток. Такая инерционность системы свидетельствует о сложном механизме перераспределения давления в поровом пространстве и обусловлена специфическими факторами месторождения[1].

Сложность управления разработкой на месторождении Кенбай продиктована тремя фундаментальными причинами:

- Литологическая гетерогенность: Высокая изменчивость строения пластов по площади и разрезу создает условия для формирования преимущественных путей фильтрации, что ведет к преждевременному прорыву воды.
- Неравномерность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС): Значительный контраст проницаемости пропластков препятствует равномерному охвату пласта заводнением.
- Реологические свойства флюида: Добываемая нефть характеризуется аномально высокой кинематической вязкостью (до 1876 мм²/с). Столь высокая вязкость создает неблагоприятное соотношение подвижностей вытесняющего и вытесняемого агентов, что способствует образованию «языков» обводнения и оставляет значительные запасы нефти в слабодренируемых зонах.

Неравномерность распределения давления в пласте неизбежно влечет за собой падение динамических уровней в добывающем фонде и, как следствие, снижение коэффициента эксплуатации скважин. Для стабилизации процесса необходимо не только количественное, но и качественное регулирование закачки.

Одним из наиболее перспективных решений является применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ). Внедрение ПОТ позволяет искусственно снизить фазовую

проницаемость для воды в высокопроводящих каналах, тем самым перенаправляя фильтрационный поток в низкопроницаемые, не затронутые разработкой участки. Это выравнивает фронт вытеснения и способствует вовлечению в разработку целиков нефти, что критически важно при работе с высоковязким сырьем[2].

Материалы и методы исследований. Для решения задач используется комплексный метод включающий сбор и обработку теоретического материала по существующим методам повышения нефтеотдачи пластов; экспериментальный метод исследований в лабораторных и производственных условиях.

1. Проведение гидродинамических исследований для определения проницаемости, продуктивности, гидропроводности, пьезопроводности и изменения фильтрационных характеристик призабойных зон скважин .

2. Метода воздействия на призабойную зону повышающий приемистость нагнетательных скважин и обеспечивающего улучшение фильтрационной характеристики пласта.

3. Метод воздействия на пласт для обеспечения приобщение дополнительных продуктивных зон (пропластков) в неоднородных пластах .

Определение основных факторов, влияющих на повышение нефтеотдачи пластов. Получение практически любого прочностного параметра геля, состоящего из модифицированного полимерного состава для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пластов[3].

Результаты и обсуждение. Анализ данных по рассматриваемому месторождению показывает, что наиболее целесообразным является применение потокоотклоняющих технологий. Широкомасштабное внедрение потокоотклоняющих технологий на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки, сегодня стало одним из наиболее перспективных методов стабилизации добычи нефти и снижения себестоимости продукции. На основании большого количества экспериментов установлено, что наиболее надежным вариантом в серии потоотклоняющих технологий являются большеобъемные гелевые системы (БГС) [4].

Применение БГС имеет также ряд технологических преимуществ по сравнению с другими подобными методами:

1. Технология, основанная на использовании порошкообразного полиакриламида (ПАА) всесезонна, что является одним из наиболее важных преимуществ для климатических условий западного Казахстана.

2. Технология не требует использования нестандартного, дорогостоящего оборудования. Все процессы растворения и закачки реагента проводятся на серийном оборудовании. Реагенты экологически безопасны, биоразлагаемы, класс опасности III-IV.

3. Реагенты на основе ПАА не влияют отрицательно на процессы сбора и подготовки нефти. Многолетняя отечественная практика полимерного заводнения позволяет сделать выводы, что полиакриламид может только способствовать улучшению разделения нефти и воды, содержащей механические примеси.

Целью этой работы является научное обоснование параметров заводнения направленных на увеличение приемистости нагнетательных скважин, улучшения условий фильтрации пласта, а также приобщение дополнительных продуктивных зон (пропластков) для стабилизации дебитов скважин и снижения депрессии на забое[5].

Физико-географическая и технико-экономическая характеристика участка географическое и административное положение. Участок Молдабек Восточный, являющийся структурной единицей нефтегазового месторождения Кенбай, локализован в юго-восточном секторе Прикаспийской синеклизы. Территория объекта приурочена к

интерфлювиальной зоне (междуречью) Сагиз — Эмба. В административно-территориальном отношении промысел входит в состав Кызылкогинского района Атырауской области.

Транспортная доступность участка обеспечивается близостью к железнодорожным узлам: станции Жамансор и Мукур удалены на северо-запад на 17 км и 50 км соответственно. Областной центр, город Атырау, располагается в 240 км от объекта. Исторические центры нефтедобычи Южной Эмбы, такие как Доссор, Магат и Сагиз, находятся на юго-западе на расстоянии от 60 км до 85 км. Важным инфраструктурным преимуществом является близость (в 30 км) третьей нефтеперекачивающей станции, интегрированной в систему трубопроводов, ведущих к Атыраускому нефтеперерабатывающему заводу.



Рисунок 1 - Обзорная карта

Открытие месторождения Кенбай состоялось в 1986 году, а переход к стадии активной промышленной эксплуатации был осуществлен в 1996 году. По состоянию на середину 2000-х годов суммарный объем достоверных и прогнозных ресурсов оценивался в 4,7 млн тонн нефти (порядка 33,6 млн баррелей), что составляло около 2,3% от совокупного баланса активов АО «Эмбаунайгаз».

Разработка характеризуется высокой интенсивностью:

- Продуктивные горизонты: Добыча ведется из 15 пластов.
- Стратиграфия: Залежи приурочены к отложениям мелового, юрского и триасового периодов.

- Глубина залегания: Продуктивные пласты сосредоточены на отметках менее 1900 м.
- Объемы добычи: На пике показателей 2014 года ежедневная добыча достигала 8,5 тыс. баррелей (суммарно 422,0 тыс. тонн за год).

Природно-климатические условия и ландшафт. Орографическая структура района представляет собой типичную полупустынную равнину. Характерной особенностью рельефа является обширная сеть соров (солончаков), при этом абсолютные высотные отметки варьируются в диапазоне от +50 м до +100 м.

Гидрография и климат. Водные ресурсы: Гидрографическая сеть развита слабо. Основная водная артерия — река Кайнар — имеет эфемерный характер и полностью пересыхает в летний период. Река Сагиз, протекающая к северу, характеризуется низким качеством воды, непригодной для хозяйственно-питьевых нужд. Метеорологические условия: Климат отличается резкой континентальностью. Зимний период суров (температуры в январе-феврале могут опускаться до $-35...-40$ °С), в то время как лето характеризуется экстремальной жарой (до $+40$ °С) и сухостью. Ветровой режим и осадки: Среднегодовой уровень осадков не превышает 170–200 мм. Преобладают ветры северо-западного и северо-восточного направлений со скоростью до 15 м/с.

Биоразнообразие и социально-экономические факторы. Растительные и животные сообщества района представлены видами, адаптированными к условиям аридных зон. Доминирующими представителями флоры являются полынь и верблюжья колючка. Фауна включает популяции сайгаков, волков, лисиц (корсаков) и многочисленных грызунов. Орнитофауна представлена степными орлами и дрофами. Район характеризуется крайне низкой плотностью постоянного населения. Хозяйственная деятельность вне нефтегазового сектора ограничена сезонным (отгонным) животноводством. Логистика персонала и грузов осуществляется посредством развитой сети асфальтированных и грунтовых дорог. Помимо углеводородов, недра района располагают запасами минерального сырья, пригодного для производства строительных материалов.

В нижнемеловой части продуктивной толщи выделен один газонефтяной (М-I) и два нефтяных горизонта (М-II, М-III). В средней юре установлено 7 продуктивных горизонтов: Ю-I, Ю-II, Ю-III газонефтяные и Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII – нефтяные.

Глубина залегания горизонтов колеблется от 190 – 810 м. Высота нефтяной части нижнемеловых залежей 35-57 м, газовой части 1,4-16 м. ВНК отбивается на отметках 181-544 м. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Продуктивные горизонты сложены терригенными породами, коллектора поровые. Нефтенасыщенная толща мощностью 1,4-19,4 м, газонасыщенная 1-14,6 м. Открытая пористость коллекторов 29-40 %, проницаемость 0,026-0,75 мкм². Коэффициенты нефтенасыщенности 0,56-0,77, газонасыщенности 0,48-0,64. При испытании скважин получены фонтанные притоки нефти 28,9 м³/сут на 7 мм штуцере, прослеживанием уровня – до 54 м³/сут, при динамическом уровне 332 м. Дебит газа варьируют от 4,3 тыс. м³/сут до 2 тыс. м³/сут на 5 мм штуцере. Газовый фактор 5-17 м³/м³.

Пластовое давление 2,4-4,5 МПа, температура 23-270С.

Нефти меловых горизонтов более тяжелые, чем юрские, но по физико-химическим свойствам близки им.

Плотность нефтей меловых горизонтов изменяется от 891 кг/м³ до 930 кг/м³, они малосернистые (0,23-0,48%), смолистые (6,02-14,8%), малопарафинистые (0,12-1,09%). Выход светлых фракций составляет 7-24,4% при 3000С, в том числе, бензиновых 3-4,7% при 2000 °С.

Плотность юрских нефтей находится в пределах 877-898 кг/м³. Нефти малосернистые(0,3-0,48%), малопарафинистые (0,13-2,36%). Содержание смол изменяется от 0,12 до 0,49%. Выход светлых фракций в нефти составляет 7-24,4% при 3000С, в том числе бензиновых 1,9-15,8% при 2000 °С.

Пластовая нефть с глубиной становится легче(от 867 до 780кг/м³), менее вязкой, газосодержание увеличивается от 5,5 м³/т до 17 м³/т.

На месторождении изучен только свободный газ, который состоит из метана(86,94-89,8%), этана (0,48-0,57%) и азота (9,59-12,5%).

Пластовые воды юрских горизонтов хлоркальциевые, имеют высокую минерализацию 160,57-215,0 г/л при плотности 1116-1161 кг/м³. Содержание йода до-24,2 мг/л, брома мг/л. В водах присутствуют: литий, рубидий, цезий, стронций.

Воды нижнемеловых горизонтов высокоминерализованные (180-220 г/л) относятся к хлоркальциевому типу и содержат бор, литий, цезий, рубидий, стронций, йод, бром.

Месторождение Кенбай приурочено к двум участкам: Восточный Молдабек и Северный Котырмас[6].

Геологическое строение и литологическая характеристика разреза. В структурном плане разрез месторождения представлен двумя отчетливо выраженными формациями: солевым ядром и перекрывающим его надсолевым комплексом. Фундаментом разреза выступают эвапоритовые отложения нижнепермского возраста, формирующие морфологию соляного купола. На эродированной поверхности мезозойских структур, охватывающих триасовый, юрский и меловой периоды, с выраженным стратиграфическим несогласием залегают кайнозойские образования (неоген и четвертичная система). Детальное расчленение геологического профиля базируется на интерпретации данных каротажа в корреляции с результатами литологических и биостратиграфических исследований кернового материала.

Пермская система (Р)

Нижний отдел системы представлен кунгурским ярусом (Р-1), в составе которого выделяются две генетически неоднородные толщи: галогенная (нижняя) и сульфатный кепрок (верхняя).

Галогенная формация сложена преимущественно галитом (каменной солью) белого или грязно-белого цвета. Порода характеризуется крупнокристаллической структурой; в разрезе спорадически встречаются тонкие прослои терригенного материала и пласты ангидритов. Максимальная зафиксированная мощность этой толщи по данным скважины №28 составляет 1606 метров.

Сульфатная пачка (кепрок) выполняет роль защитного экрана над соляным ядром. Она представлена ангидритами с интеркаляциями глин. Мощность данной пачки варьируется в пределах 5–10 метров. Кровля кунгурских отложений является критически важным сейсмическим горизонтом, индексирваемым как репер ОГ-VI.

Триасовая система (Т)

В изученном районе отложения нижнего триаса (Т-1) отсутствуют, что указывает на длительный перерыв в осадконакоплении. Разрез мезозоя начинается со среднего триаса (Т-2). Среднетриасовый комплекс характеризуется относительно малой мощностью (от 15 до 47 метров) и пестрым литологическим составом. Здесь наблюдается переслаивание следующих разностей: Глины: от коричневых до зеленовато-серых и темно-серых оттенков. Песчаники и алевролиты: преимущественно зеленовато-серые и светло-коричневые, мелкозернистые, слюдястые, отличающиеся высокой плотностью и отсутствием карбонатности. Пески: серые, мелкозернистые с примесью глинистого материала. Возрастная идентификация данных горизонтов подтверждена

палеонтологическими находками (остракодами). На участке Молдабек Восточный глубина залегания кровли среднего триаса демонстрирует значительные колебания: от минимальных -701,7 метра (скв. 16) до максимальных -911,8 метра (скв. 4).

Верхний отдел триаса (Т-3) выделяется как специфическая песчано-галечная свита. Литологический каркас этого интервала формируют слабосцементированные песчаники, пески и алевролиты с глинистыми прослоями. Отличительной чертой поздне триасового этапа является наличие линз и выдержанных горизонтов галечника, распределенных по всему разрезу свиты.

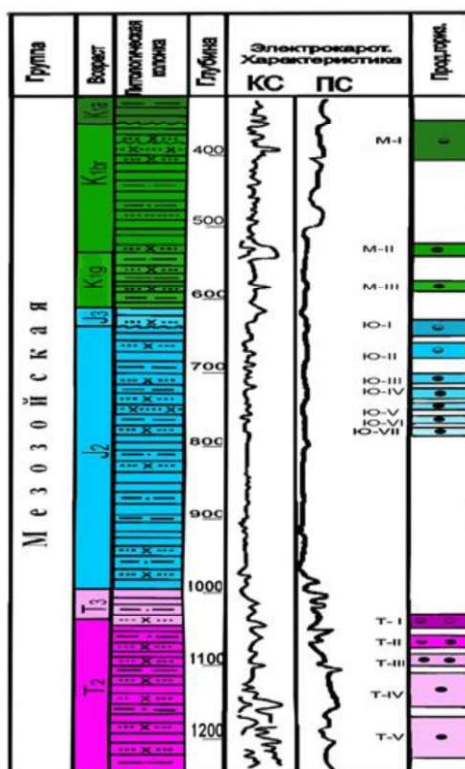


Рисунок 2 - Литолого-стратиграфический разрез продуктивной части отложений месторождения Кенбай

Песчаники серые, светло-серые, некарбонатные. Алевролиты серые, светло-серые, средней крепости, некарбонатные, глинистые. Глины серые, темно-серые с буроватым оттенком, алевролитистые, известковистые, неслоистые[7].

Максимальная отметка залегания кровли отмечена на отметке -778,8м (скв.4), минимальная -564,7м (скв.16).

К кровле верхнетриасовых отложений приурочен отражающий горизонт V.

Мощность отложений колеблется от 111 до 152м.

Юрская система – J

Анализ закачки и давления воды для ППД по месторождению Кенбай показывает, что при уменьшении объема суточной закачки ниже 1650 м³/сут. происходит резкое падение добычи жидкости. Увеличение объема закачки воды повышает с длительностью в 3-8 дней общую добычу жидкости что обусловлено сложностью геологического строения, литологической изменчивостью продуктивных горизонтов по площади и по разрезу, сложным физико-химическими свойствами добываемой нефти с высокой кинематической вязкостью (до 1876 мм²/с). Неравномерная общая закачка воды

сказывается на объеме добычи жидкости и соответственно нефти, а также падении динамического уровня в скважинах обусловленное в снижении дебитов в точности повторяющая объемы закачки. Для стабилизации добычи нефти необходимо научное обоснование объема и давления закачки воды для поддержания пластового давления[8].

Заключение. В результате проведенного исследования эффективности закачки воды в пласт на месторождении Кенбай установлено, что система поддержания пластового давления оказывает определяющее влияние на уровень добычи жидкости и нефти. Анализ промысловых данных показал, что снижение суточных объемов закачки воды ниже 1650 м³/сут приводит к резкому падению добычи, тогда как увеличение объемов закачки способствует росту добычи с временным лагом 3–8 суток. Данная особенность обусловлена сложным геологическим строением месторождения, выраженной литологической неоднородностью продуктивных горизонтов и высоковязкими физико-химическими свойствами добываемой нефти. Выявлено, что неравномерная закачка воды негативно отражается на фильтрационных характеристиках пласта, вызывает снижение динамического уровня и уменьшение дебитов добывающих скважин. Это подтверждает необходимость научно обоснованного подбора оптимальных параметров заводнения, обеспечивающих устойчивое поддержание пластового давления и стабильную работу фонда скважин. На основании выполненного анализа обоснована целесообразность применения потокоотклоняющих технологий, в частности большеобъемных гелевых систем на основе полиакриламида. Использование данных технологий позволяет перераспределять потоки закачиваемой воды, вовлекать в разработку ранее неработающие или слабо дренируемые пропластки, снижать обводненность продукции и повышать коэффициент нефтеотдачи пластов. Кроме того, применение БГС характеризуется технологической простотой, экологической безопасностью и возможностью использования в сложных климатических условиях Западного Казахстана. Полученные результаты подтверждают эффективность комплексного подхода к регулированию системы ППД на месторождении Кенбай и могут быть рекомендованы для практического применения при разработке аналогичных месторождений с высокой вязкостью нефти и выраженной неоднородностью коллекторов. Реализация предложенных мероприятий позволит стабилизировать добычу нефти, снизить эксплуатационные потери и повысить экономическую эффективность разработки месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Байсаров, А.М. Теория и практика заводнения нефтяных пластов [Текст] / А.М. Байсаров. – М.: Недра, 1986. – 256 с.
2. Дейк, Л.П. Основы инженерии нефтяных резервуаров [Текст] / Л.П. Дейк. – М.: Недра, 1978. – 443 с.
3. Лейк, Л. Повышение нефтеотдачи пластов [Текст] / Л. Лейк. – М.: Мир, 1990. – 550 с.
4. Справочник по разработке нефтяных месторождений [Текст] / Под ред. В.Д. Шкварова. – М.: Недра, 1984. – 567 с.
5. Методические рекомендации по проектированию систем поддержания пластового давления [Текст]. – М.: ВНИИнефть, 2005. – 120 с.
6. Ахметов, Р.Т. Анализ эффективности заводнения на поздней стадии разработки месторождений [Текст] / Р.Т. Ахметов // Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 45–52.

7. Исмагулов, К.А. Современные методы контроля и оптимизации водонагнетания в системе ППД [Текст] / К.А. Исмагулов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2023. – № 6. – С. 33–41.

8. SPE Waterflooding Management Guidelines [Текст] // Society of Petroleum Engineers. – 2019.

REFERENCES

1. Baysarov A.M. Teoriya i praktika zavodneniya neftyanyh plastov. [Theory and practice of waterflooding of oil reservoirs.]. M.: Nedra, (1986). – 256 s. – (In Rus)

2. Dejk L.P. Osnovy inzhenerii neftyanyh rezervuarov. [Fundamentals of oil reservoir engineering.]. M.: Nedra, (1978). – 443 s. – (In Rus)

3. Lejk L. Povyshenie nefteotdachi plastov. [Enhanced oil recovery.]. M.: Mir, (1990). – 550 s. – (In Rus)

4. Spravochnik po razrabotke neftyanyh mestorozhdenij. [Handbook of oil field development.]. Pod red. V.D. Shkvarova. M.: Nedra, (1984). – 567 s. – (In Rus)

5. Metodicheskie rekomendacii po proektirovaniyu sistem podderzhaniya plastovogo davleniya. [Methodological recommendations for the design of reservoir pressure maintenance systems.]. M.: VNIIneft', (2005). – 120 s. – (In Rus)

6. Ahmetov R.T. Analiz effektivnosti zavodneniya na pozdnej stadii razrabotki mestorozhdenij // Neft' i gaz. [Analysis of waterflooding efficiency at the late stage of field development // Oil and Gas.]. (2022). – № 4. – S. 45–52. – (In Rus)

7. Ismagulov K.A. Sovremennyye metody kontrolya i optimizacii vodonagnctaniya v sisteme PPD // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh mestorozhdenij. [Modern methods of control and optimization of water injection in the reservoir pressure maintenance system // Geology, geophysics and development of oil fields.]. (2023). – № 6. – S. 33–41. – (In Rus)

8. SPE Waterflooding Management Guidelines // Society of Petroleum Engineers. – 2019.