

УДК 622.276.6; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2023-6.12>

<https://orcid.org/0000-0002-5610-6774>

<https://orcid.org/0000-0003-2763-6001>

<https://orcid.org/0000-0003-2236-0333>

<https://orcid.org/0000-0001-9591-0071>

ОБЗОР МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАЗАХСТАНА



С.С. АХМЕТЖАН,
кандидат технических наук,
ассоц. профессор,
samal.zakey@mail.ru



Е.Д. ӘШІМОВА,
магистр технических наук,
ashimovayerkezhan@gmail.com



А.Н. МУКАМБЕТКАЛИЕВА,
магистр технических наук,
ainash_m_89@mail.ru



Б.Ф. САБИРОВ,
PhD, ассоц. профессор,
sabirov_b_f@mail.ru

ЗАПАДНО-КАЗАХСТАНСКИЙ
ИННОВАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ,
Республика Казахстан, 090001, г. Уральск, пр. Н.Назарбаева, 208

Применение методов повышения нефтеотдачи в Казахстане продолжается на протяжении десятилетий наряду с продолжающимся открытием новых месторождений нефти и газа в Прикаспийском бассейне. Целью данной статьи является предоставление обзора запасов и добычи углеводородов, а также состояния нефтяной промышленности в Казахстане, уделяя особое внимание методам и проектам повышения нефтеотдачи, применяемым для извлечения этих запасов. Было подготовлено резюме конкретных используемых методов повышения нефтеотдачи, а также рассмотрены существующие проекты повышения нефтеотдачи в Казахстане, исследованы их успехи и проблемы. Рассмотрены результаты этих проектов с точки зрения показателей эффективности повышения нефтеотдачи, таких как число капилляров и коэффициент подвижности, а также эксплуатационных и экологических проблем. Также были обсуждены рекомендации по текущему и потенциальному применению МУН в Казахстане. Широкое применение методов термического увеличения нефтеотдачи, которые десятилетиями использовались на старых месторождениях Казахстана, оказалось успешным, с очень благоприятным воздействием на коэффициент подвижности за счет добавления тепловой энергии в пласты. Заводнение полимеров началось в конце 1960-х годов и дало хорошие результаты. Недавний пилотный проект по закачке полимеров показал некоторые перспективы, оказав благоприятное влияние на коэффициент подвижности и добычу нефти, хотя проект еще не расширился за пределы двух закачек полимеров. Эти результаты указывают на огромный потенциал существующих и будущих проектов повышения нефтеотдачи пластов. Данный обзор представляет собой первую подборку существующих в Казахстане запасов нефти и газа, добычи и эффективности проектов повышения нефтеотдачи, и его следует рассматривать как инструкцию по существующему применению методов повышения нефтеотдачи в Казахстане.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: тепловые методы увеличения нефтеотдачи, закачка кислого газа, полимерное заводнение, эффективность вытеснения, отношение подвижности.

ҚАЗАҚСТАН КЕН ОРЫНДАРЫНДА ҚОЛДАНЫЛАТЫН ҚАБАТТЫҢ МҰНАЙ БЕРГІШТІГІН АРТТЫРУ ӘДІСТЕРІНЕ ШОЛУ

С.З. АХМЕТЖАН, техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, samal.zaakey@mail.ru

Е.Д. ӘШІМОВА, техника ғылымдарының магистрі, ashimovayerkezhan@gmail.com

А.Н. МУКАМБЕТКАЛИЕВА, техника ғылымдарының магистрі, ainash_m_89@mail.ru

Б.Ф. САБИРОВ, PhD, қауымдастырылған профессор, sabirov_b_f@mail.ru

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ИННОВАЦИЯЛЫҚ-ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 090001, Орал қ., Н.Назарбаев даңғылы, 208

Қазақстанда мұнай беруді арттыру әдістерін қолдану Каспий маңы бассейнінде ондаған жылдар бойы жаңа кен орындарының ашылуымен қатар жалғасып келеді. Бұл шолудың мақсаты осы қорларды алу үшін қолданылатын мұнай беруді арттыру әдістері мен жобаларына ерекше назар аудара отырып, көмірсутектердің қорлары мен өндірісіне, сондай-ақ Қазақстандағы мұнай өнеркәсібінің жай-күйіне шолу жасау болып табылады. Мұнай беруді арттырудың нақты қолданылатын әдістерінің түйіндемесі дайындалды, сондай-ақ Қазақстанда мұнай беруді арттырудың қолданыстағы жобалары қаралды және олардың

жетістіктері мен проблемалары зерттелді. Бұл жобалардың нәтижелері капиллярлардың саны мен қозғалтқыштық коэффициенті, сонымен қатар, пайдалану және экологиялық мәселелері сияқты мұнай өндіруді арттыру тиімділігінің көрсеткіштері тұрғысынан қарастырылды. Қазақстанда мұнай бергіштікті арттырудың қазіргі және потенциалды қолданылуы бойынша ұсынымдар талқыланды. Қазақстанның ескі кен орындарында ондаған жылдар бойы қолданылған мұнай беруді термиялық арттыру әдістерін кеңінен қолдану сәтті болды, бұл қабаттарға жылу энергиясын беру арқылы қозғалтқыштық коэффициентіне өте қолайлы әсер етті. Полимерлерлі суландыру 1960 жылдардың соңында басталды және жақсы нәтиже берді. Жақында полимерлерді айдау бойынша пилоттық жоба қозғалтқыштық коэффициентіне және мұнай өндіруге жағымды әсер етіп, кейбір перспективаларды көрсетті, дегенмен жоба әлі екі полимер айдауынан тыс кеңейген жоқ. Бұл нәтижелер мұнай бергіштігінің арттырудың қолданыстағы және болашақ жобаларының үлкен әлеуетін көрсетеді. Бұл шолу Қазақстанның мұнай-газ қорларының, өндірісінің, мұнай беруді арттыру жобаларының тиімділігінің көрсететін жинағы және оны Қазақстанда мұнай беруді арттыру әдістерін қолдану жөніндегі нұсқаулық ретінде қарастыру ұсынылады.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Қазақстан, мұнай беруді арттырудың жылу әдістері, қышқыл газды айдау, полимерлі суландыру, ығысу тиімділігі, қозғалтқыштық коэффициенті.

A REVIEW OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS USED IN THE FIELDS OF KAZAKHSTAN

S. AKHMETZHAN, Candidate of Technical Sciences, associate professor, samal.zakey@mail.ru

Y. ASHIMOVA, Master Degree of Technical Sciences, ashimovayerkezhan@gmail.com

A. MUHAMBETKALIEVA, master of technical sciences, ainash_m_89@mail.ru

B. SABIROV, PhD, associate professor, sabirov_b_f@mail.ru

WEST KAZAKHSTAN UNIVERSITY OF INNOVATION AND TECHNOLOGY

N. Nazarbayev Ave., 208, Uralsk, 090000, Republic of Kazakhstan

Application of enhanced oil recovery methods in Kazakhstan has been ongoing for decades alongside the continued discovery of new oil and gas fields in the Pre-Caspian Basin. The objective of this review is to provide an overview of the hydrocarbon reserves and production, and the status of the petroleum industry in Kazakhstan, with a focus on the EOR methods and projects being applied to recover those reserves. A summary of the specific EOR methods in use was prepared, and existing enhanced recovery projects in Kazakhstan were reviewed and their successes and challenges were investigated. The performance of these projects in the context of EOR performance indicators such as capillary number and mobility ratio, as well as operational and environmental issues, were examined. Recommendations for current and potential applications of EOR in Kazakhstan were also discussed. The widespread application of thermal EOR methods, in use for decades in Kazakhstan's older fields, was found to be successful, with very favorable impacts on mobility ratio from the addition of thermal energy to the reservoirs. Miscible EOR methods in Kazakhstan have had more limited success, with some significant challenges due to high concentration of hydrogen sulfide in the injected gas. Polymer injection started in the late 1960s, achieving good results. A recent polymer injection pilot project has shown some promise, with a favorable impact on mobility ratio and oil production, although the project has not yet been expanded beyond two polymer injectors. These results indicate the huge potential of existing and future EOR projects. This review is the first compilation of Kazakhstan's existing oil and gas reserves, production, and EOR project performance, and should be seen as a guide to the existing applications of EOR methods in Kazakhstan.

KEY WORDS: Kazakhstan, thermal EOR, sour gas injection, polymer flooding, displacement efficiency, mobility ratio.

Введение. Казахстан – нефтегазодобывающая страна, расположенная в Центральной Азии и Восточной Европе. Присутствие углеводородов на территории современного Казахстана было впервые установлено в середине XIX века. В 1899 г. скважина глубиной 40 метров, пробуренная группой Эмба-Каспий в месторождении Карачунгуль, стала первой скважиной на разведочном концессионном участке в Казахстане, где была добыта нефть. Эта скважина давала от 12 до 25 метрических тонн нефти в сутки. Однако из-за отдаленного расположения месторождения она считалась малоэффективной.

В следующие десятилетия продолжались поиски коммерческих месторождений нефти в нефтяных провинциях Казахстана. Добыча с первой коммерческой нефтяной скважины в Казахстане началась в 1911 году из скважины глубиной 225 метров на нефтяном месторождении Доссор. Эта скважина давала более 270 тонн нефти за 30 часов. В течение десятилетия 1910-х годов было пробурено более 350 скважин в поисках нефти, и производство резко увеличилось. Первая национальная нефтяная компания Казахстана была основана в 1912 году для разведки нефтяных месторождений. Эта компания и другие продолжали находить и разрабатывать значительные запасы углеводородов в Казахстане [1].

С тех пор в Казахстане было обнаружено множество месторождений. Прикаспийский бассейн, где находится большинство месторождений, охватывает западную часть страны и Каспийское море.

В настоящее время в Казахстане имеются значительные запасы нефти и газа, включая почти 300 обнаруженных нефтяных месторождений и более 60 обнаруженных газоконденсатных месторождений. Согласно «Статистическому обзору мировой энергетики ВР», в Казахстане имеется 30 миллиардов баррелей подтвержденных запасов нефти и 1,1 трлн м³ подтвержденных запасов газа, что делает его одним из стран с 11-м по объему запасов нефти и 25-м по объему запасов газа в мире. Коммерческое производство в 2017 году составило 1,84 млн баррелей нефти в день и 74,2 млн м³ газа в день. Приблизительно 80% добытой нефти и 60% добытого газа экспортируются, в основном в Китай и Россию, через трубопроводы, полностью или частично принадлежащие КазТрансОйл, национальной нефтяной транспортной компании Казахстана, или российскому оператору трубопроводов Транснефть [2,3].

Разведка и добыча нефти и газа в Казахстане частично контролируются Правительством. Национальной нефтяной компанией Казахстана является «КазМунайГаз» (КМГ), которая часто сотрудничает с международными нефтяными компаниями по соглашениям о разделе производства, включая проекты на месторождениях Кашаган, Тенгиз, Карачаганак и Каражанбас. КМГ полностью владеет несколькими дочерними компаниями, включая «УзенМунайГаз», который управляет месторождением Узен. Основные месторождения нефти и газа, обсуждаемые в данной статье, включают Узен и Кенкияк, обнаруженные в 1960-х годах, Карачаганак, Каражанбас и Каламкас, обнаруженные в 1970-х годах, Тенгиз, обнаруженный в 1980 году, и Кашаган, обнаруженный в 2000 году.

Материалы и методы исследования. В данной статье рассмотрены термические методы увеличения нефтеотдачи, полимерное заводнение, а также воздействие на пласт двуокисью углерода (закачка кислых газов в пласт) для нефтяных место-

рождений Казахстана. Сводная информация о месторождениях, методах МУН, их применении и статусы представлена в *таблице 1*.

Таблица 1 – Сводная информация о месторождениях, методах МУН, их применении и статусы

| Месторождение | Методы МУН | Применение | Текущий статус |
|---------------|---|-----------------------------------|----------------|
| Узень | Заводнение горячей водой | Полное месторождение | Зрелое/Отменен |
| Кенкияк | Закачка паром | Полное месторождение/ Пилотный | Активный |
| Каражанбас | Закачка паром и внутрипластовое горение (ISC) | Полное месторождение | Зрелое/Отменен |
| Каламкас | Полимерное заводнение | Пилотный | Зрелое/Отменен |
| Кашаган | Закачка высокосернистого газа | Первая стадия | Активный |
| Тенгиз | Закачка высокосернистого газа | Первая стадия | Активный |

В Казахстане используются различные методы термического увеличения нефтеотдачи. В этой статье будут обсуждаться в основном три процесса термического увеличения нефтеотдачи, применяемые на месторождениях Узень, Кенкияк и Каражанбас. Месторождения Кенкияк и Каражанбас относятся к категории тяжелых нефтей, а месторождение Узень имеет высокое содержание парафина. Для повышения подвижности тяжелых нефтей месторождений Кенкияк и Каражанбас и снижения риска отложения парафинов на месторождении Узень в настоящее время применяются термические методы увеличения нефтеотдачи. На месторождении Узень – вытеснение нефти горячей водой (заводнение горячей водой); на месторождении Кенкияк – паротепловое воздействие на пласт (закачка паром); а на месторождении Каражанбас применяются закачка паром и внутрипластовое горение (ISC).

Еще одним процессом увеличения нефтеотдачи, широко используемым в Казахстане, является полимерное заводнение. Эта технология была впервые опробована в конце 1960-х гг. и стала популярной на различных месторождениях этой территории, обладая относительно высокой эффективностью. Этот метод постоянно совершенствовался с появлением новых типов полимеров и используется на месторождения Каламкас.

Закачка высокосернистого газа в настоящее время используется в Казахстане, особенно на месторождениях Кашаган и Тенгиз. В следующих разделах будет представлена краткая информация о ходе закачки высокосернистого газа на этих двух месторождениях.

Результаты и обсуждение. Значительное понимание и ценность могут быть получены из изучения этих проектов из-за уникального характера их размера, продолжительности реализации и полученных результатов. Подробная информация о

каждом методе повышения нефтеотдачи, применяемом в каждом месторождении, будет представлена в этом разделе.

Узеньское нефтяное месторождение. Месторождение Узень, открытое в 1961 году, по оценкам, содержит более 8,4 миллиарда баррелей первичной нефти. К концу 1960-х годов для поддержания пластового давления стали закачивать соленую воду, транспортируемую из Каспийского моря. В настоящее время месторождение эксплуатируется с обводненностью выше 70%.

В 1967 году исследователи рекомендовали инициировать заводнение горячей соленой водой, но Казахский институт проектирования и планирования предприятий нефтяной промышленности и руководители месторождений перешли к заводнению холодной соленой водой, чтобы как можно быстрее наладить производство. Исследователи ожидали, что высокое содержание парафина станет основным препятствием во время заводнения холодной соленой водой, поскольку испытания показали, что кристаллизация парафина развивается при температурах на 5–10°C ниже начальных пластовых температур. 3° C вода Каспийского моря, закачанная в пласт 54 °C–69°C, привела к отложению парафина вокруг нагнетательных скважин. Исследования подтвердили, что отложение парафина приводит к образованию значительной псевдопленки вокруг инжекторов, которая закупоривает поровое пространство, снижает приемистость, уменьшает количество капилляров и отрицательно влияет на микроскопическое смещение [4]. Помимо проблем с закачкой, взаимодействие между соленой водой и тяжелыми компонентами сырой нефти привело к образованию коррозионных и некоррозионных соединений, которые повредили добывающие и наземные объекты и вызвали отложения в оборудовании. Эти проблемы с пластом и поверхностью, связанные с заводнением холодной соленой водой, ограничили ожидаемый конечный коэффициент нефтеотдачи месторождения до 23%.

Из-за препятствий, связанных с высоким содержанием парафинов в сырой нефти, в начале 1980-х годов был реализован крупнейший в мире проект по закачке горячей соленой воды. При температуре, приближающейся к 90°C, закачка горячей соленой водой облегчила некоторые проблемы, вызванные закачкой холодной соленой водой. Горячая соленая вода в инжекторах могла поддерживать скорость закачки и, следовательно, поддерживать благоприятное число капилляров, что усиливало смещение поровых масштабов; однако ущерб, причиненный закачкой холодной соленой водой, продолжал наносить ущерб производству в последующие десятилетия. Даже несмотря на унаследованные повреждения резервуара, закачка горячей соленой водой было более эффективным методом добычи нефти и, как ожидается, позволит достичь конечного коэффициента нефтеотдачи 38% [5,6].

В конечном счете, Узеньское нефтяное месторождение имеет долгую и трудную историю. Оглядываясь назад, следует отметить, что использование нагретой пресной воды позволило бы избежать большинства негативных побочных эффектов, которые ограничивали производительность, и мог бы быть реализован истинный потенциал этого сверхгиганта.

Кенкияк нефтяное месторождение. Месторождение Кенкияк разрабатывалось в режиме истощения, начиная с 1967 года, с достижением обводненности до 80%. Однако месторождение содержит тяжелую нефть на небольших глубинах, что делает его иде-

альным кандидатом для термической добычи с помощью закачки пара. Циклическое закачивание влажного (насыщенного) пара с большим успехом началось в 1975 году, а пилотное циклическое закачивание перегретого пара началось в 2006 году. Расчетная первичная добыча составила 21,6%, а дебит нефти увеличился на 61,9% после применения циклического закачивания перегретого пара. Когда вторичный пар закачивается в холодный пласт тяжелой нефти, его высокая теплоемкость эффективно передается, что снижает вязкость нефти и приводит к снижению межфазного натяжения и увеличению объемной скорости потока [7]. Месторождение Кенкияк содержит 5 миллионов баррелей этой холодной тяжелой нефти, а циклическая закачка перегретого пара была смоделирована и испытана в качестве метода увеличения нефтеотдачи. Перегретый пар имеет температуру, значительно превышающую температуру кипения воды, и его также называют сухим паром. При правильном проектировании перегретый пар может терять тепло при движении через наземную инфраструктуру и вниз по стволу скважины без конденсации. Хотя это наиболее эффективный способ снизить вязкость нефти и повысить эффективность вытеснения, он требует финансовых затрат. Для производства перегретого пара требуется больше топливного газа и, следовательно, более высокие эксплуатационные затраты по сравнению с насыщенным паром.

Нефтяное месторождение Каражанбас. На месторождении Каражанбас также присутствует тяжелая нефть с вязкостью от 375 до 550 сП. Он получил широкое развитие из-за большого объема ресурсов. Методы закачки паром и внутрипластовое сжигания (ISC) использовались на Каражанбасе в течение последних 30–40 лет для добычи нефти из нефтяного резервуара объемом около 400 миллионов баррелей. На рисунке 1 представлена карта Каражанбаса с местами применения термического повышения нефтеотдачи.

Закачка пара осуществляется по тем же принципам, что и на нефтяном месторождении Кенкияк; однако на месторождении Каражанбас вместо циклической закачки пара используется непрерывная закачка пара. Поскольку при непрерывной закачке пара подача тепла в пласт более стабильна, закачка паром привела к увеличению нефтеотдачи до 40% за 20-летний период. Расположение этих проектов по паровому методу находится в областях за пределами полигонов внутрипластового горения, показанных на рисунке 1. Эти области не имеют явно выраженного распределения или ориентации внутри месторождения; однако, с подробным анализом добычи по областям и зонам, а также хорошо спланированными мероприятиями по реконструкции, завершению, дополнительные запасы могут стать доступными [8].

На месторождении Каражанбас применялись два типа процессов внутрипластового сжигания (сухой и мокрый). В зоне 1, показанной на рисунке 1, реализовано сухое сжигание, а в зоне 2 и зоне 3, показанной на рисунке 2, реализовано влажное сжигание. При внедрении мокрого сжигания было достигнуто дополнительное извлечение 32 – 40 % за 13-летний период при обводненности 40 – 60 %, тогда как сухое внутрипластового сжигания было менее эффективным, достигнув дополнительного извлечения 20% за аналогичный период времени с обводненностью составляет от 24 % до 46 % [9].

Полимерное заводнение. Нефтяное месторождение Каламкас. Каламкас расположен на суше недалеко от месторождения Каражанбас. В настоящее время ме-

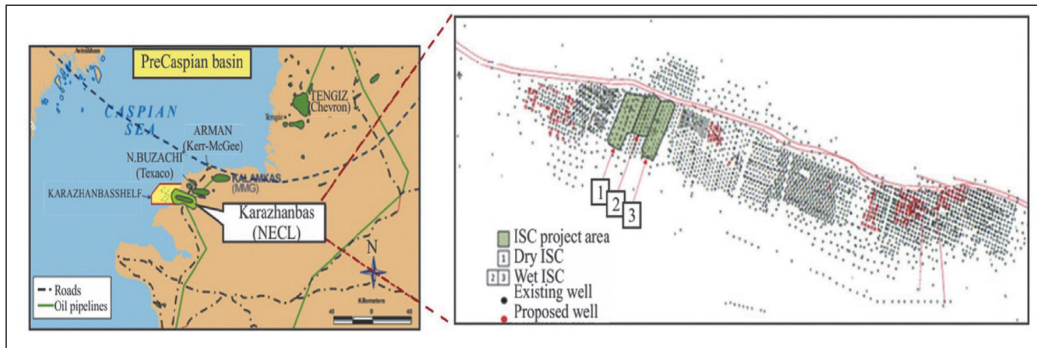


Рисунок 1 – Карта нефтяного месторождения Каражанбас с расположением термальных скважин

месторождение эксплуатируется компанией «Мангистаумунайгаз» (ММГ), которая является совместным предприятием Китайской национальной нефтяной корпорации (CNPC) и КМГ на 50/50%.

Месторождение было обнаружено в 1976 году, а исследования и разработка начались в 1979 году. Добыча нефти как с использованием естественной энергии пласта, так и за счет полимерного заводнения увеличилась к 1984 году с 200 тонн в день до 11 000 тонн в день. С 1985 по 1994 год добыча стабилизировалась на уровне около 15 250 тонн в день за счет заводнения, полимерного заводнения и благоприятной энергии пласта. В период с 1995 по 1998 год, на стадии спада, в некоторой степени проводились операции по закачке воды. Однако общая добыча нефти снизилась из-за неоптимального расположения скважин и сокращения количества пробуренных новых скважин. С тех пор было внесено несколько корректировок с целью поддержания добычи нефти и обводненности, включая оптимизацию конструкции горизонтальных скважин, повторную перфорацию и гидроразрыв [10]. За последние несколько лет Каламкас превратился в зрелое месторождение с высокой обводненностью и низким коэффициентом нефтеотдачи. Основной проблемой в этом пласте является высокий уровень неоднородности проницаемости, что приводит к рискам раннего прорыва и, как следствие, низкой эффективности охвата низкопроницаемых пластов из-за высоких коэффициентов подвижности и малых коэффициентов вязкости к гравитации. Также существует высокая соленость воды, которая может повлиять на стабильность полимера.

В 2014 году стартовал новый пилотный проект по закачке полимеров, который состоит из двух нагнетательных и 23 добывающих скважин с начальными условиями обводненности 90% и коэффициента извлечения 26,6%. Для этого проекта выбран полимер частично гидролизованый полиакриламид (НРАМ), который устойчив к воде с высоким содержанием минералов и высокой соленостью. Концентрация полимера 2000 ppm обеспечила среднюю вязкость вытесняющей жидкости 24 сП, почти в 40 раз превышающую исходное значение вязкости. Это оказывает прямое влияние, уменьшая коэффициент подвижности и, следовательно, увеличивая эффективность вытеснения, а также сводя к минимуму языкообразование (fingering) в результате разности вязкостей.

Результаты показывают, что эффективность вертикального вытеснения в нагнетательных скважинах увеличилась в два и три раза (с 26% до 50% в одной скважине

и с 28% до 77% в другой скважине), и добыча нефти увеличилась на 88 040 тонн. Следует отметить, что из-за увеличения добычи жидкости, процесс оптимизации добывающего оборудования пришлось провести, что привело к дополнительной добыче 5 218 тонн нефти. Всего было использовано 1 218 тонн полимера, что привело к общему приросту добычи нефти в 76,6 тонн нефти на каждую тонну использованного полимера. Несмотря на почти удвоенную добычу нефти, наблюдалось уменьшение обводненности примерно на 10% [11].

Закачка высокосернистого газа. Кашаганское нефтяное месторождение. Северо-Каспийский проект представляет собой очень важное месторождение нефти и газа, расположенное на шельфе Каспийского моря и включает разработку пяти месторождений в этом районе (см. рисунок 2, слева). Одним из таких месторождений является Кашаган (рисунок 2), которое считается крупнейшим открытием углеводородов в мире за последние три десятилетия, с извлекаемыми объемами нефти от 1 до 2 миллиардов тонн. Контракт был подписан в 1997 году с Норт Каспиан Оперейтинг Компани (NCOC), которая представляет собой консорциум, образованный КМГ, Eni, Shell, ExxonMobil, Total, CNPC и Inpex. Об открытии месторождения было объявлено в 2000 году, а в 2013 году была добыта первая нефть, но через несколько недель трубопроводы, транспортирующие газ с шельфа на наземные объекты, начали протекать из-за коррозионных свойств сернистого газа, и добыча была остановлена.

Коллектор представляет собой изолированную карбонатную постройку от позднего девона до среднего карбона с различными зонами. Как видно на рисунке 2, в середине можно выделить плоскую, сильно стратифицированную область, называемую «Внутренняя часть платформы» («Platform Interior»), вокруг которой имеется приподнятая структура («the Rim»). Зона между внутренней частью платформы и краем называется переходной зоной. Крайя представляет собой матрицу с низкой проницаемостью, в которой хранится большая часть флюидов, в сочетании с областями высокой пористости и проницаемости из-за наличия естественных трещин. Вследствие неоднородности Края с высокопроницаемыми слоями существует риск раннего прорыва газа, поэтому разработка проекта сначала ведется во внутренней части платформы и в переходной зоне.

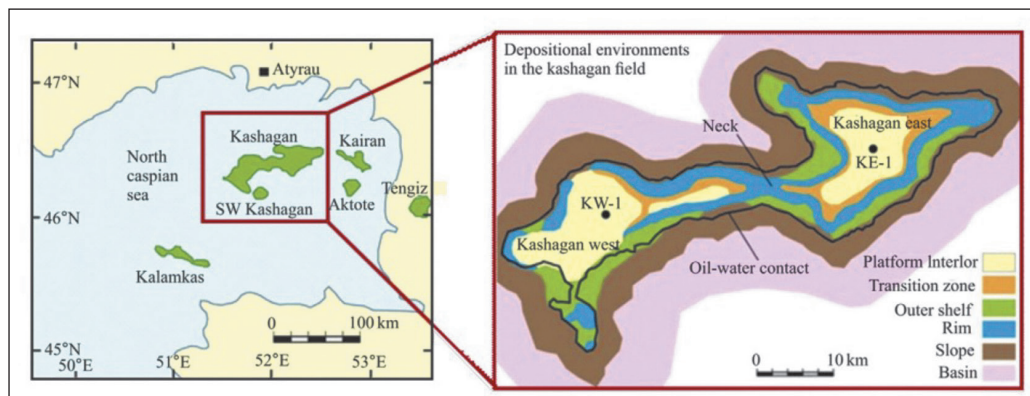


Рисунок 2 – Северо-Каспийский проект и местоположение месторождения Кашаган (слева) и условия залегания месторождений Кашаган (справа)

Разработка месторождения Кашаган разделена на две фазы: первая представляет собой «Экспериментальную программу» (ЭП), которая продлевается до 2023 года, в то время как Фаза 2 включает в себя «Полную разработку месторождения». Основными видами деятельности на этапе «Экспериментальная программа» являются оценка качества пласта, сбор и оценка данных о добыче и закачке, сбор и оценка данных о работе скважин, а также оценка эффективности охвата по площади и вертикали. Первоначальные экспериментальные исследования показали, что смешиваемость при первом контакте (FCM firstcontactmiscibility) достигается между пластовой нефтью и закачиваемым высокосернистым газом, что дало надежду на проведение полевых испытаний по закачке сернистого газа. Однако высокое содержание H_2S в добываемом газе и требования к высокому давлению закачки привели к проблемам в проектах закачки высокосернистого газа.

Заключение и выводы. Экспериментальные исследования показали, что риск осаждения асфальтенов на месторождении также снижается в присутствии H_2S . Несмотря на низкий потенциал осаждения асфальтенов на месторождении Кашаган (максимум 5% объема пор), накопление асфальтенов может стать проблемой и отрицательно повлиять на эффективность процесса увеличения нефтеотдачи. Известно, что асфальтены являются наиболее полярным компонентом сырой нефти с самой высокой молекулярной массой и не растворяются в нормальных алканах. Осадок асфальтенов контролируется фазовым поведением, поэтому резкие изменения пластового давления, температуры и состава пластовой жидкости (PVT) могут вызвать осаждение асфальтенов. Как следствие, осаждение асфальтенов обычно наблюдается вблизи ствола скважины, где PVT-поведение пластовых флюидов может радикально измениться. Что касается месторождения Кашаган, недавнее исследование показывает, что риск образования асфальтенов на этом месторождении зависит от местоположения скважины и температуры (которая варьируется от пласта к поверхности), но он снижается в присутствии H_2S в нагнетаемом газе. Однако в процессах закачки CO_2 возможность осаждения асфальтенов более вероятна, поскольку CO_2 является нерастворимым в асфальтенах растворителем [12].

Положительные экспериментальные результаты закачки высокосернистого газа привели к возобновлению добычи нефти в 2016 году, и с тех пор она увеличивается. В то время как добыча нефти ограничена мощностями по переработке сернистого газа на суше, процесс обратной закачки сернистого газа увеличивает нефтеотдачу и минимизирует добычу серы. Кроме того, за 2019 год средняя добыча нефти составила 340 000 баррелей в сутки (около 43 тыс. тонн в сутки и 15,7 млн тонн нефти в год с учетом плотности кашаганской нефти в среднем $804,6 \text{ кг/м}^3$). Это показывает, что добыча нефти продолжает следовать этой тенденции. Также из *таблицы 2* видно, что в 2018 году закачанный газ составил почти 30% добытого газа.

Тем не менее, существует множество проблем, включая необходимость управления огромными объемами сернистого газа, высоким пластовым давлением, ограниченными возможностями для транспортировки нефти и газа и сложными геологическими условиями. Одним из потенциальных рисков является целостность покрышки во время закачки, что может привести к раннему прорыву газа. В этом случае важно понять распределение напряжений в пласте и определить максималь-

Таблица 2 – Добыча нефти, газа и серы на месторождении Кашаган

| Производство углеводородов и серы | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|------|------|------|-------|
| Добыча нефти (устье скважины, млн тонн) | 0 | 960 | 8290 | 13220 |
| Добыча газа (устье скважины, млн м ³) | 0 | 590 | 4800 | 7700 |
| Повторная закачка газа (устье скважины, млн м ³) | 0 | 0 | 320 | 2240 |
| Добыча серы (млн тонн) | 0 | 0 | 109 | 1056 |
| Сера в блочном хранилище, конец года (млн тонн) | 0 | 120 | 1121 | 1409 |

ное забойное давление нагнетания и оптимальные траектории скважины. Кроме того, мониторинг возникновения и развития переломов должен осуществляться на постоянной основе.

Еще одной проблемой являются особые экологические условия на местах. Во-первых, средние температуры колеблются от - 38°C до 45°C, а Северное Каспийское море зимой замерзает на несколько месяцев, что требует судов и сооружений, способных выдерживать ледовые и низкие температуры. Кроме того, уровень Северного Каспия колеблется до 0,5 м в зависимости от сезона, а береговая линия под действием ветра может смещаться на 30 км вглубь суши или на 10 км в море. Наконец, регион Каспийского моря имеет чувствительную экологию, поскольку он является одним из основных мест обитания осетровых и находящихся под угрозой исчезновения каспийских тюленей. Это также среда обитания водных и подводных птиц, являющаяся частью их миграционного пути.

Тенгизское нефтяное месторождение. Тенгиз и Королев эксплуатируются компанией «Tengizchevgoil» на основании концессионного соглашения сроком на 40 лет.

МУН с закачкой смешиваемого газа впервые была опробована на Тенгизе с закачкой малосернистого газа в январе 2007 года. Стратегия закачки газа для этого проекта представлена на *рисунке 3 (а)*. Размер кругов указывает на относительные объемы добычи и закачки по каждой скважине. Первоначальная закачка началась с 4 скважин, как показано большими красными кружками на *рисунке 3 (а)*. Через шесть месяцев была предпринята первая попытка закачки высокосернистого газа; однако из-за технических проблем непрерывная закачка высокосернистого газа была отложена до января 2008 года. В августе 2008 года прорыв газа (определяемый как газовый фактор более 10) произошел в двух близко расположенных скважинах в 100 м от нагнетательной скважины, что вызвало обеспокоенность. Максимальный дебит закачки получен в скважину Т-5646 в серпуховском и визейском интервалах. Башкирский пласт был основным источником добычи и, следовательно, наиболее истощенным интервалом, поэтому большая часть высокосернистого газа закачивалась именно в него. По состоянию на июль 2010 г. шестая часть общей добычи, 6 млн куб. м в сутки, или более 4,3 млрд куб. м была закачана обратно в пласт [13].

Правительственные ограничения на сжигание газа, действующие с 2010 года, и ограниченный рынок элементарной серы дают дополнительный стимул для повторной закачки высокосернистого газа в пласт. Удаленность Казахстана затрудняет экспорт гранулированной и хлопьевидной серы на потенциальные рынки, хотя часть ее продается в Китай, Восточную Европу и Африку. Большая его часть (около 2000–3000 тонн в день) хранится на земле, как показано на *рисунке (б)* [14]. Кон-

центрация H_2S в добываемой жидкости используется как индикатор хода закачки. Закачанный высокосернистый газ имеет более высокую концентрацию H_2S (около 16%-22%), чем исходная нефть (12%). Проект повышения нефтеотдачи был признан успешным на основании низких уровней добычи закачиваемого высокосернистого газа (2% в 2010 г. и 3,5% в 2014 г.), отличного замещения пустот в 110% в 2010 г. и 250% в 2014 г., а также хорошего поддержания пластового давления в 59,7% МПа в 2010 г. и 54 МПа в 2014 г. [15].

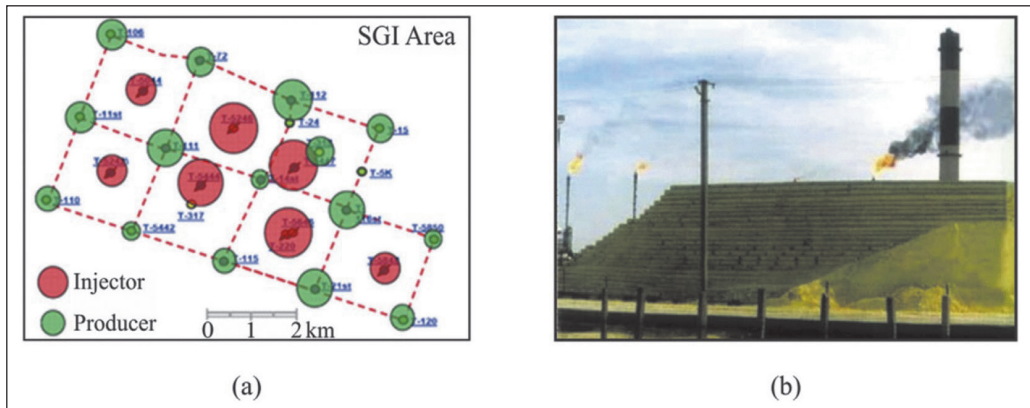


Рисунок 3 – а: Зона закачки сернистого газа (SGI) и Относительные объемы добычи и закачки; б: Хранение серы в Казахстане


Чистая ежедневная добыча ТШО в 2017 году составила 544 000 баррелей сырой нефти, 802 миллиона стандартных кубических футов природного газа и 42 000 баррелей ШФЛУ. Большинство добывающих скважин имеют обводненность менее 1%. Доказанные разрабатываемые запасы страны составляют 1,574 миллиона баррелей, а доказанные неразработанные запасы – 1,924 миллиона баррелей. Завод по закачке высокосернистого газа с проектом второго поколения удвоил предыдущий уровень производства.

Проект будущего роста и управления устьевым давлением скважин, первая нефть которого ожидается в 2023 году, увеличит ежедневную добычу до 520 000 баррелей сырой нефти и расширит закачку высокосернистого газа в пласт.

В настоящее время высокосернистый газ закачивается на центральную платформу, которая больше подходит для закачки высокосернистого газа из-за более высокой средней пористости (8%) и меньшего количества трещин. Скважины на флангах имеют меньшую емкость хранения и среднюю пористость 4%; тем не менее, они имеют более высокие дебиты за счет большего количества естественных трещин. Будущие планы закачки включают закачку в фланги пласта. Секторная модель площадью 15,2% площади месторождения, включающая действующие скважины (Т-6, Т-104, Т-110) и будущие скважины (Т-4838), моделировалась для четырех различных закачивающих агентов: воды, CO_2 , кислый газ и азот. CO_2 имеет низкую критическую температуру (87,8 F) и давление (1070,4 фунта на квадратный дюйм), поэтому в пластовых условиях он ведет себя как жидкость и будет тяжелее, чем тенгизская нефть, создавая гравитационное подтормаживание (низкое отношение

вязкости к гравитации). CO_2 и вода выступают в качестве потенциальных хороших кандидатов для закачки в фланги с коэффициентом замещения пустот, равным 1. К сожалению, CO_2 нерентабелен на Тенгизе. Газообразные закачки будут препятствовать гравитации (низкое отношение вязкости к гравитации) и будут иметь более низкий коэффициент замещения пустот (92-94%) из-за прорыва газа в трещины.

В настоящее время в Казахстане преобладают методы обратной закачки высокосернистого газа. Обратная закачка высокосернистого газа является предпочтительным методом на многих месторождениях из-за высокой производительности H_2S и отсутствия достаточных рынков для продажи серы. Среди всех проектов по закачке сернистого газа проект увеличения нефтеотдачи на Тенгизе считается успешным благодаря низкой добыче сернистого газа, отличному восполнению пустот и достаточному поддержанию пластового давления. С другой стороны, месторождение Кашаган представляет собой очень сложную ситуацию не только с точки зрения эксплуатации, но и с экологической точки зрения, что делает его разработку исключительно сложной. В этой области необходимо провести более конкретные оценки, чтобы гарантировать, что риск осаждения асфальтенов сведен к минимуму в процессе закачки высокосернистого газа.

Другие методы увеличения нефтеотдачи, используемые в больших масштабах, включают различные термические методы, а также пилотный проект по закачке полимера. Термические методы увеличения нефтеотдачи используются на некоторых зрелых месторождениях тяжелой нефти в стране на протяжении десятилетий. Эти проекты позволили эффективно снизить вязкость нефти, добиться желаемого коэффициента подвижности и повысить эффективность вытеснения. Что касается инъекции полимеров, то она применяется с конца 1960-х годов и добилась хороших результатов. В частности, недавний проект в Каламкасе оказался успешным на уровне пилотной разработки, что позволяет предположить, что этот метод может быть распространен на все месторождение. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Akhmetova U.T., Imashev E. Kazakhstan oil: history and development prospects, QazaqstanTarihy. [Electronic resource] – 2017. – URL:Kazakhstan oil: history and development prospects (e-history.kz), (accessed 04.07.2023).
- 2 KazEnergy, The national energy report. [Electronic resource] – 2017. – URL: National_Energy_Report-ENGLISH_03.09.pdf (kazenergy.com), (accessed: 10.09.2023).
- 3 BP, BP statistical review of world energy, 67- edition. [Electronic resource] – 2018. – URL: Full report – BP Statistical Review of World Energy 2018, (accessed: 01.08.2023).
- 4 DemirA.B., BilgesuH., HascakirB. The effect of brine concentration on asphaltene stability. // SPE-181706-MS. -2016. – P. 4-6. <https://doi.org/10.2118/181706-MS>.
- 5 Bedrikovetsky P. Improved waterflooding in reservoirs of highly paraffinic oils //SPE-39083-MS. -1997. P. 2-6.<https://doi.org/10.2118/39083-MS>.
- 6 Basnieva I.K., Zolotukhin A.B., Eremin N.A. Comparative Analysis of Successful Application of EOR in Russia and CIS // SPE-28002-MS. -1994. –P. 2-6. <https://doi.org/10.2118/28002-MS>
- 7 M. Prats. Thermal Recovery. - New York: Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982. –P. 193-197. <https://doi.org/10.2118/39083-MS>

- 8 Akhmetov D.A. Experience analysis and evaluation of the effectiveness of steam injection technology, Seoul, Korea, -2017.
- 9 Abishev A., Tokarev V., Sagyndikov M. Evaluation of in-situ combustion efficiency in Karazhanbas Oilfield, western Kazakhstan // SPE-192553-MS. -2018. –P. 6-8. <https://doi.org/10.2118/192553-MS>
- 10 Lin Qiu. Technology and Practice of stabilizing oil production and controlling water cut in Kalamkas Oilfield in central Asia // China Oil & Gas Journal, 2015. –Vol. 22 (4). –P. 48-54
- 11 Sagyndikov M., Mukhambetov B., OrynbasarY., Nurbulatov A., Aidarbayev S. Evaluation of polymer flooding efficiency at brownfield development stage of giant Kalamkas Oilfield, western Kazakhstan // SPE-192555-MS.-2018. –P. 3-6. <https://doi.org/10.2118/192555-MS>
- 12 R.S.C. Coelho, B. Hascakir. The pore scale Description of carbon dioxide storage into high asphaltene content reservoirs // CMTC-439523- MS. -2015.<https://doi.org/10.7122/439523-MS>
- 13 Darmentayev S., Yessaliyeva A., Azhgliyeva A., Belanger D., Sillivan M., G. King, T. Feyijimi, P. Bateman. Tengiz sour gas injection project // SPE-139851-MS.-2010. P. 8-10, <https://doi.org/10.2118/139851-MS>.
- 14 Urazgaliyeva G., King G.R., Darmentaev S., Tursinbayeva D., Dunger D., Howery R., Zalan T., Lindsell K., Iskakov E., Turymova A., Jenkins S., Walker C., Bateman P., Aitzhanov A. Tengiz sour injection project // SPE-172284-MS. -2014. P. 2-7, <https://doi.org/10.2118/172284-MS>.
- 15 Kamispayev A., Gazizova E., Skopich A., Munbayev T., Neubauer E., Clarke J. Successful application of scale squeeze inhibitor in Tengiz field // SPE-198352-MS. -2019. <https://doi.org/10.2118/198352-MS>.