

Код МРНТИ 52.47.27:52.47.19

*К.С. Заурбеков, С.А. Заурбеков, Р.К. Мукатов, И.С. Белан

Institute of Metallurgy and Ore Beneficiation – Satbayev University (г. Алматы, Казахстан)

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОВАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

Аннотация. Статья посвящена оценке эффективности применения технологии парогравитационного дренажа (SAGD) на месторождении Каражанбас, которое характеризуется высокой вязкостью нефти, неоднородностью коллектора и сложным геологическим строением. В работе рассмотрены основные этапы внедрения технологии, включая бурение горизонтальных скважин, установку системы подачи пара и масштабирование процесса на более широкую площадь пласта. Приведены результаты моделирования, показывающие влияние термического воздействия пара на увеличение нефтеотдачи. Установлено, что применение SAGD значительно повышает коэффициент извлечения нефти на ранних стадиях разработки, однако на поздних этапах приводит к увеличению обводненности. В статье предложены направления оптимизации технологии с учетом особенностей месторождения Каражанбас.

Ключевые слова: SAGD, Каражанбас, высокая вязкость нефти, термическое воздействие, коэффициент извлечения нефти, обводненность, моделирование, пластовое давление, эффективность разработки.

Каражанбас кен орнында бу-гравитациялық дренаж технологиясын қолдану

Аннотация. Мақала Каражанбас кен орнында паро-гравитациялық дренаж (SAGD) технологиясын қолданудың тиімділігін бағалауға арналған. Бұл кен орны жоғары тұтқырлықтағы мұнаймен, коллектордың біртексіздігімен және күрделі геологиялық құрылымымен сипатталады. Жұмыста технологияны енгізудің негізгі кезеңдері қарастырылған, соның ішінде көлденең ұңғымаларды бұрғылау, бу айдау жүйесін орнату және процесі қабаттың кең аумағына масштабтау. Модельдеу нәтижелері бу әсерінің мұнай қайтарымдылығын арттыруға ықпал ететінін көрсетеді. Зерттеу нәтижесінде SAGD технологиясы кен орнын игерудің бастапқы кезеңдерінде мұнай алу коэффициентін айтарлықтай арттыратыны, алайда кейінгі кезеңдерде қабаттың су басуын ұлғайтатыны анықталды. Мақалада Каражанбас кен орнының ерекшеліктерін ескере отырып, технологияны оңтайландыру бағыттары ұсынылған.

Түйінді сөздер: SAGD, Каражанбас, жоғары тұтқырлық, жылу әсері, мұнай алу коэффициенті, сулану, модельдеу, қабат қысымы, игеру тиімділігі.

Application of steam-assisted gravity drainage technology at the Karazhanbas field

Abstract. The article is devoted to evaluating the effectiveness of applying steam-assisted gravity drainage (SAGD) technology at the Karazhanbas field, which is characterized by high oil viscosity, heterogeneity of the reservoir, and complex geological structure. The study presents the main stages of implementation, including the drilling of horizontal wells, the installation of a steam injection system, and the scaling of operations. Results of reservoir simulation are discussed, showing the impact of thermal steam injection on oil recovery. It was found that SAGD significantly increases the oil recovery factor in the early stages of development, although it also contributes to higher water cut during later phases. The paper outlines recommendations for optimizing the SAGD process based on the specific geological and reservoir conditions of Karazhanbas.

Key words: SAGD, Karazhanbas, high viscosity oil, thermal effect, oil recovery factor, water cut, modeling, reservoir pressure, development efficiency.

Введение

Технология парогравитационного дренажа – способ добычи тяжелой нефти и битума, основанный на применении тепловой энергии пара для уменьшения вязкости нефти и использования силы тяжести для ее стекания в добывающие скважины. Впервые метод был предложен в 1970-х годах доктором Роджером Батлером, инженером компании Imperial Oil¹.

Месторождение Каражанбас в Мангистауской области Казахстана – один из крупнейших объектов по добыче высоковязкой нефти в регионе. Основные характеристики коллектора: минералогический состав представлен низкопроницаемыми песчаниками с высокой неоднородностью. Высокая вязкость нефти достигает нескольких тысяч мПа·с при пластовой температуре, что затрудняет традиционные методы добычи [1]. Состав нефти включает значительное количество парафинов, асфальтенов и смол, что способствует ее загустеванию при понижении температуры. Газонасыщенность – низкое содержание растворенного газа, что в итоге ограничивает возможности применения традиционного газлифтного метода [2].

Ранее на месторождении применялись традиционные методы механизированной добычи, которые включали штанговые глубинные насосы и электроцентробежные насосы, а также циклическое нагнетание пара. Однако эти методы имели ряд ограничений, включая снижение эффективности на поздних стадиях разработки².

Методы исследования

SAGD – это один из самых эффективных методов термической добычи тяжелой нефти. Принцип работы заключается в непрерывной закачке насыщенного пара через горизонтальные нагнетательные скважины, что снижает вязкость нефти и позволяет ей стекать в добывающую скважину под действием гравитации.

После прогрева пар непрерывно закачивается в верхнюю скважину, создавая расширяющуюся паровую камеру в пласте. Тепло от пара снижает вязкость нефти, позволяя ей под действием силы тяжести стекать вниз в нижнюю добывающую скважину, откуда она поднимается на поверхность. Для обеспечения эффективной работы системы важно поддерживать оптимальные параметры давления и температуры пара. Используются автоматизированные системы мониторинга температуры и потока жидкости, что позволяет оперативно реагировать на изменения в пласте и корректировать режимы работы. Верхняя скважина служит для подачи насыщенного пара, а нижняя для сбора разогретой нефти. Нефть под действием силы тяжести стекает вниз в нижнюю добывающую скважину, откуда она поднимается на поверхность. Постепенное снижение давления и температуры пара происходит по мере исчерпания запасов нефти в обрабатываемом участке. После завершения добычи инфраструктура может быть рекультивирована или использована повторно для разработки других участков. Эффективность разработки неоднородных пластов обусловлена

¹Все о нефти: сайт. 2023. URL: <https://vseonefti.ru/upstream/sagd.html> (дата обращения: 28.02.2025).

²KASE: сайт Казахстанской фондовой биржи. 2023. Финансовая отчетность АО «Каражанбасмұнай» за 9 месяцев 2023 года. URL: <https://kase.kz/files/emitters/KARM/karm9.pdf> (дата обращения: 03.03.2025).

равномерным распространением паровой камеры по породе, тем самым обеспечивая более полное извлечение нефти. Рост объемов добычи нефти достигается за счет повышения нефтеотдачи до 50–70% от первоначальных извлекаемых запасов. В долгосрочной перспективе, по сравнению с циклическим паровым воздействием, предлагаемая технология требует меньших энергетических затрат для поддержания давления.

Внедрение SAGD на Каражанбасе может стать большим шагом, который позволит увеличить объемы добычи, снизить затраты при эксплуатации и повысить рентабельность разработки месторождения [3]. SAGD заключается в бурении парных горизонтальных скважин. Верхняя скважина (нагнетательная) служит для подачи насыщенного пара в пласт. Нижняя скважина (добывающая скважина) расположена на 5–10 метров ниже и предназначена для сбора нефти, разжижающейся под воздействием пара, как показано на рис. 1.

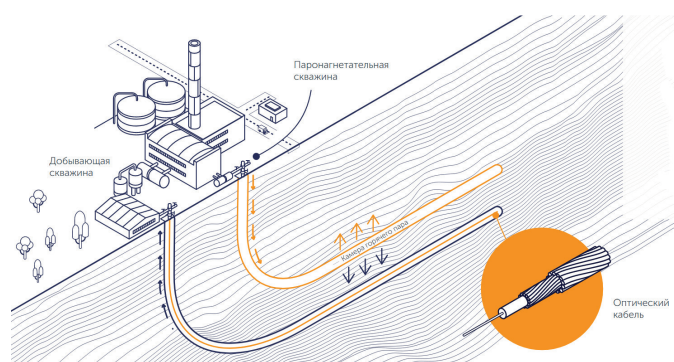


Рис. 1. Схема расположения скважин SAGD.
Сурет 1. SAGD ұңғымаларының орналасу схемасы.
Figure 1. SAGD well placement diagram.

Предварительный нагрев необходим для создания стабильной паровой камеры и эффективного дренажа нефти [4]. Заключительным этапом разработки месторождения является стадия декомпрессии – постепенное снижение пластового давления и переход системы в режим завершения эксплуатации [5]. После исчерпания запасов нефти процесс постепенно сворачивается, а инфраструктура подлежит рекультивации или может быть использована повторно³.

Базовые технологии и требования к энергии различаются в зависимости от местоположения и окружающей среды. Парогенератор производит насыщенный пар под высоким давлением. Горизонтальное бурение – это технология высокоточного наклонно-направленного бурения [6]. Системы термостойкого оборудования: жаропрочные трубы, насосы и датчики. Системы водоподготовки и очистки сточных вод предназначены для очистки и повторного использования воды при производстве пара. Автоматическая система мониторинга контролирует температуру, давле-

ние и расход пара [7]. Производство пара требует большого количества топлива. Среднее соотношение добываемого пара к нефти колеблется в пределах 2–5 баррелей пара на 1 баррель нефти. Высокая стоимость производства пара может быть компенсирована увеличением нефтеотдачи^{4,5}.

Результаты и обсуждения

Актуальность данного исследования заключается в необходимости оптимизации процессов термической обработки пластов, контроля параметров добычи и анализа динамики основных показателей разработки. Успешное внедрение и эксплуатация технологии SAGD требует комплексного подхода к анализу таких важных показателей, как общая добыча нефти (FOPT), пластовое давление (FPR), добыча нефти (FOPR) и содержание воды в продукте (FWCT). Целью данного исследования является проведение детального анализа динамики основных показателей технологического развития с использованием метода SAGD, выявление закономерностей изменения параметров производства и предложение рекомендаций по оптимизации процессов.

Результаты дадут более глубокое понимание процессов, происходящих в пласте при термообработке, и помогут оптимизировать работу системы для увеличения нефтеотдачи и снижения эксплуатационных затрат. Дальнейший анализ планов и параметров разработки позволит не только оценить текущую эффективность используемой технологии, но и выявить возможные пути ее улучшения, что особенно важно для дальнейшей успешной эксплуатации месторождения Каражанбас. Анализ проводился с использованием моделирования в программе FloViz, в ходе которого были получены данные по блочным схемам моделирования, распределению насыщенности нефтью, вязкости нефти и среднему изменению давления.

Мы представляем результаты моделирования распределения нефтяной насыщенности в пласте после воздействия парового дренажа по технологии Steam-Assisted Gravity Drainage. Цветовая шкала показывает диапазон насыщенности нефтью от 0.13286 (синий) до 0.21306 (красный). На изображении видно, что в верхней части пласта насыщенность нефтью выше, в то время как в нижних зонах она значительно снижена. Данное распределение насыщенности объясняется механизмом работы SAGD. В процессе термогравитационного дренажа пар подается в пласт через горизонтальную паронагнетательную скважину, создавая паровую камеру. Под действием высокой температуры нефть разогревается, ее вязкость снижается, и она начинает стекать вниз под воздействием силы тяжести, направляясь в добывающую скважину. В верхней зоне пласта процесс прогрева нефти находится в незавершенной стадии, вследствие чего существенная доля нефти остается в пластовых порах. Паровая камера еще не полностью заменила нефть, что объясняет более высокие значения насыщенности. В средней и нижней частях пласта

³INCAТом 18В Specialty: технол. портал. 2023. Статья «Метод парогравитационного дренажа (SAGD)». URL: <https://incabspecialty.ru/techhub/metod-parogravitacionnogo-drenazha-sagd/> (дата обращения: 28.03.2025).

⁴Метод парогравитационного дренажа (SAGD) (адаптировано). URL: <http://blog.tran.su/shkola/goods/sagd/> (дата обращения: 28.03.2025).

⁵Журнал «Нефтегазовая промышленность»: электрон. журн. 2022. Мақала «Қатты мұнайларды өндіруде SAGD технологиясының тиімділігі». URL: <https://www.ngp-ru.com/sagd-tech> (дата обращения: 28.03.2025).

Эффективность технологии SAGD по сравнению с другими методами

Таблица 1

SAGD технологиясының басқа әдістермен салыстырмалы тиімділігі

Кесте 1

Efficiency of SAGD technology compared to other methods

Table 1

Метод	Принцип работы	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	Затраты	Преимущества	Недостатки
Механизированная добыча (ШГН, ЭЦН)	Использование насосного оборудования для извлечения нефти	10–20%	Низкие капитальные, высокие операционные	Простота эксплуатации	Низкая эффективность для высоковязких нефтей
Циклическое паровое воздействие (CSS, «пар-замачивание»)	Закачка пара и последующий отбор нефти из одной скважины	20–30%	Средние	Быстрый рост добычи в начальной фазе	Снижение эффективности со временем
SAGD	Непрерывная подача пара и гравитационный дренаж нефти	50–70%	Высокие капитальные, средние операционные	Высокая добыча, стабильность процесса	Высокая зависимость от цен на газ и воду

нефть была активно вытеснена в добывающую скважину, что привело к снижению ее насыщенности. В этой области происходит максимальное стекание разогретой нефти, а значительную часть порового пространства заполняет горячая вода, оставшаяся после конденсации пара, как показано на рис. 2.

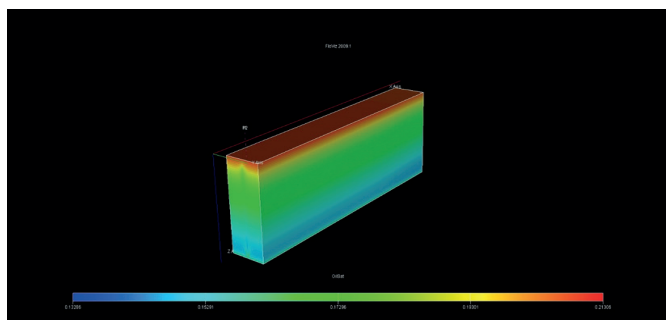


Рис. 2. Распределение насыщенности нефтью в пласте.

Сурет 2. Қабаттағы мұнаймен қанығу таралуы.
Figure 2. Distribution of oil saturation in the reservoir.

Также моделирование показывает результаты распределения пластового давления (PSIA) в резервуаре, подвергнутом воздействию термогравитационного дренажа. Цветовая шкала демонстрирует, что давление изменяется от 477.61 PSIA (синий) до 685.76 PSIA (красный). На изображении видно, что более высокие значения давления сосредоточены в верхней части пласта, тогда как в нижних слоях наблюдается его снижение. Внутри камеры давление повышается, что способствует прогреву нефти и снижению ее вязкости. Под воздействием гравитации нагретая нефть стекает вниз в зону добывающей скважины,

где давление остается более низким из-за непрерывного оттока жидкости, как показано на рис. 3.

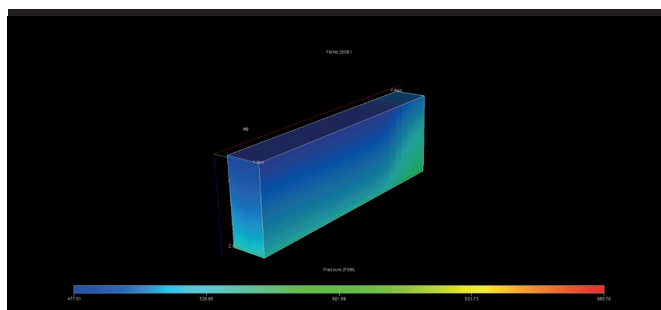


Рис. 3. Распределение пластового давления в резервуаре.

Сурет 3. Қабаттағы қысымның резервуар бойынша таралуы.
Figure 3. Distribution of reservoir pressure in the formation.

Также мы представляем визуализацию распределения вязкости нефти в пласте, полученную в результате численного моделирования процесса SAGD. Цветовая шкала показывает диапазон вязкости от 168.49 сП (синий) до 401.38 сП (красный). Видно, что в верхней части пласта вязкость нефти остается высокой (красные области). В нижних слоях она значительно снижена (синие области). В результате нефть остается более вязкой и сохраняет высокие значения вязкости (красный цвет). Средняя и нижняя части – здесь нефть уже подверглась интенсивному нагреву паром. В этих зонах преобладает жидкая нефть с минимальной вязкостью (синий цвет), что подтверждает успешную работу SAGD, как показано на рис. 4.

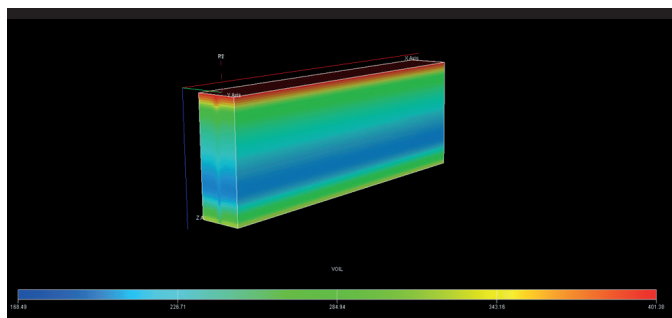


Рис. 4. Распределение вязкости нефти в пласте.
Сурет 4. Қабаттағы мұнай тұтқырлығының таралуы.
Figure 4. Distribution of oil viscosity in the reservoir.

Обсуждение результатов

Анализ динамики потока и совокупной доходности результатов моделирования SAGD в ECLIPSE. FOPT и TIME – совокупная добыча нефти за определенный период, FOPR и TIME – добыча нефти за определенный период. Эти графики позволяют оценить эффективность разработки месторождения, определить критические этапы работ и спрогнозировать поведение месторождения на долгосрочную перспективу. Значение графика совокупной добычи нефти показывает общий объем нефти, добытой за определенный период времени. Обычно кривая имеет S-образную форму, отражающую разные стадии развития. Начальная фаза этой фазы добычи очень короткая, поскольку пар нагревает пласт и подготавливает его к эффективному дренированию. Модель ECLIPSE показывает, что за 15 лет работы совокупная добыча достигла 37 миллионов баррелей нефти, что является высоким показателем для разработки месторождений тяжелой нефти.

Однако если принять во внимание реальный срок эксплуатации скважин, составляющий в среднем 7 лет, то за этот период было добыто 19 миллионов баррелей нефти. Это демонстрирует эффективность разработки SAGD, поскольку более 50% прогнозных запасов могут быть отработаны менее чем в два раза быстрее. График добычи показывает, что максимальная продуктивность достигается в первые 1000 дней, после чего добыча начинает постепенно снижаться. Это означает, что в реальных условиях высокая совокупная добыча может быть достигнута в течение 7 лет, но параметры впрыска пара необходимо будет скорректировать для поддержания эффективности процесса. Снижение расходов и уменьшение FOPR могут быть вызваны истощением дренажных резервов, ухудшением теплового режима или скоплением воды в производственной зоне. Снижение FOPR может указывать на необходимость дополнительной закачки пара, изменения давления или оптимизации скважины, как показано на рис. 5.

Анализ расхода воды и содержания влаги проводился на основе результатов моделирования совокупного производства воды SAGD FVPT и TIME, содержания влаги в продукте FWCT и TIME. На начальном этапе (0–1000 дней) водопродукция очень мала, что является характерной особенностью ПГД на стадии нагрева. По мере распространения паровой камеры и увеличения теплового охвата начинается поступление конденсата пара, что отражается на

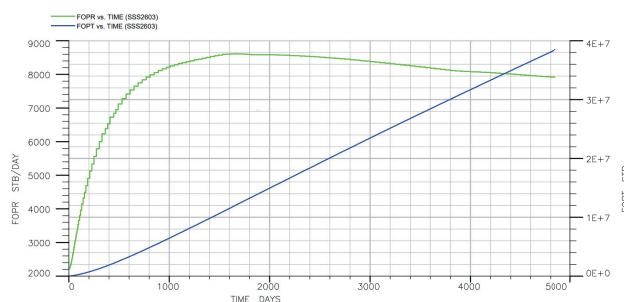


Рис. 5. Динамика совокупной и текущей добычи нефти (FOPT, FOPR).
Сурет 5. Жалпы және ағымдағы мұнай өндірудің динамикасы (FOPT, FOPR).
Figure 5. Dynamics of cumulative and current oil production (FOPT, FOPR).

росте. После 2500–3000 дней (примерно 7–8 лет) добыча воды ускоряется, что может свидетельствовать о частичном прорыве пара в добывающие скважины или увеличении доли термоконденсата. Динамика обводненности в первые годы эксплуатации (0–1500 дней) – обводненность остается низкой, что говорит о преимущественно нефтяной добыче. В дальнейшем (~2000–3000 дней) доля воды начинает увеличиваться, что связано с ростом количества конденсата пара. На поздних стадиях (более 7 лет) FWCT показывает тенденцию к дальнейшему росту, что может свидетельствовать о снижении эффективности дренажа нефти и увеличении водоносного фактора, как показано на рис. 6.

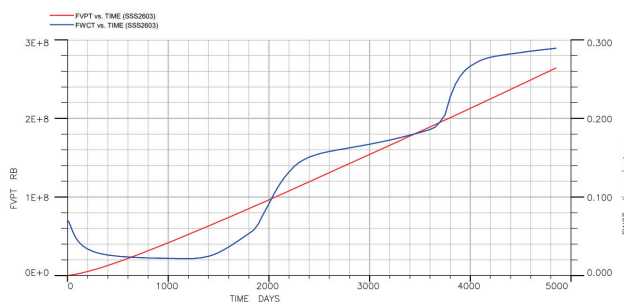


Рис. 6. Динамика водоотдачи и обводненности (FVPT, FWCT).
Сурет 6. Судың алынуы мен суланудың динамикасы (FVPT, FWCT).
Figure 6. Dynamics of water production and water cut (FVPT, FWCT).

Анализ графика давления (FPR vs. TIME). В начале процесса давление в пласте может быть относительно высоким и стабильным. Если начальное давление низкое, это может указывать на уже частично разгазированный пласт или наличие исторического дренирования.

Как только система достигнет стабильной работы, давление может стабилизироваться или слегка упасть по мере стекания жидкости в скважину. Если давление резко падает, это может указывать на недостаток пара или высокую

скорость экстракции. На более позднем этапе разработки давление может упасть, особенно если производство воды и пара неэффективно. Значительное падение давления свидетельствует об истощении паровой камеры, как показано на рис. 7.

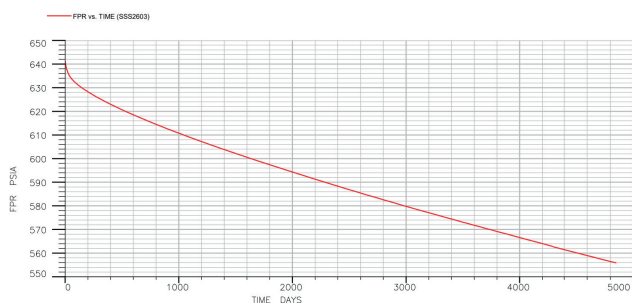


Рис. 7. Изменение пластового давления во времени (FPR).

Сурет 7. Қабат қысымының уақыт бойынша өзгерісі (FPR).

Figure 7. Reservoir pressure variation over time (FPR).

FWPR (дебит добычи воды) в зависимости от времени и FWPT (общая добыча воды на месторождении) полезны при анализе динамики притока воды во время SAGD. Поскольку добыча жидкости все еще мала, начальная фаза графика FWPT начинает расти, хотя и медленно. Наклон графика увеличивается во время фазы активного роста, как только добыча выравнивается. На значительный приток воды указывает высокая скорость роста. График начинает выравниваться на этапе замедления роста, когда приток воды падает. Это положительный признак того, что система теперь работает стабильно. Стабилизация или необычное поведение: на прорыв воды и снижение эффективности SAGD может указывать резкий подъем графика вверх. Обводненность системы снижается, если рост замедляется, и большая часть добываемой жидкости – это нефть, как показано на рис. 8.

Заключение

1. Моделирование в ECLIPSE позволило увидеть, как данный метод будет реализован на месторождении

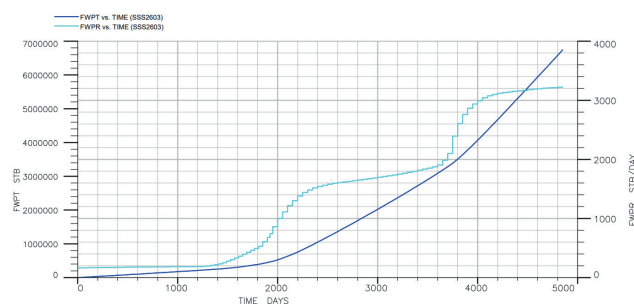


Рис. 8. Динамика общего и мгновенного дебита воды (FWPT, FWPR).

Сурет 8. Жалпы және сәттік су дебитінің динамикасы (FWPT, FWPR).

Figure 8. Dynamics of cumulative and instantaneous water production rate (FWPT, FWPR).

Каражанбас, определить показатели, которые необходимы для вычислений его рентабельности, и экономические показатели.

2. Методом проб ошибок были подобраны оптимальные значение скважин, которые минимизировали бы ущерб с экономической точки зрения.

3. В моделировании и полученных данных мы увидели деятельность пара гравитационного метода в исполнении и его эффективность в дебите, общие объемы добытого флюида.

Исходя из вышеперечисленного, учитывая полученные данные по моделированию, мы имеем данные о дебите, давлении и общих показателях скважины, мы видим эффективность и актуальность применения метода на месторождении Каражанбас, так как оно является одним из основных месторождений Прикаспийской низменности и не утрачивает своей важности.

Благодарность

Данное исследование финансировалось/финансируется Комитетом по науке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № BR24992868).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Применение метода парогравитационного дренажа (PGD) на месторождениях высоковязкой нефти / Шикунан Сауами Г.А. [и др.] // Вестник Евразийской Науки. 2021. Т. 13. № 3. С. 1–12 (на русском языке)
2. Мурзагалиев Р.С. Особенности геологического строения и разработки нефтяного месторождения Каражанбас // Геология нефти и газа. 2003. № 2. С. 27–30 (на русском языке)
3. Адаптация технологии SAGD для условий месторождений Казахстана / Заурбеков К.С. [и др.] // Вестник Казахстанско-Британского технического университета. 2021. Т. 18. № 4. С. 59 (на русском языке)
4. Обоснование применения технологии дифференцированного парогравитационного дренажа (SAGD) в условиях месторождений Западной Сибири / Дуркин С.М. [и др.] // Архив докладов и тезисов. 2017. № 21. С. 121–164 (на русском языке)
5. Nabilou A. Исследование параметров метода парогравитационного дренажа (SAGD) для повышения нефтеотдачи в карбонатных коллекторах с трещинами тяжелой нефти // American Journal of Engineering and Applied Sciences. 2016. № 9 (3). С. 647–658 (на английском языке)

6. Wang Z., Han B., Zou Z. Влияние неоднородности на запуск SAGD и оптимизацию циркуляции пара для глубокого массивного пласта. Тематическое исследование // Конференция и выставка SPE по характеристике и моделированию коллектора, OnePetro: Абу-Даби, ОАЭ, 2017 (на английском языке)
7. Cui G., Liu T., Xie J., Rong G., Yang L.A. (2022). Обзор развития технологии SAGD и потенциал ее возможного применения на тонкослойных залежах сверхтяжелой нефти. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1674987122000354?via%3Dihub> (на английском языке)

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Тұтқырлығы жоғары мұнай кен орындарында бу гравитациялық дренаж (PGD) әдісін қолдану / Шикюана Сауами Г.А. [және т. б.] // Еуразия ғылымының хабаршысы. 2021. Т. 13. № 3. Б. 1–12 (орыс тілінде)
2. Мырзағалиев Р.С. Қаражанбас мұнай кен орнының геологиялық құрылымы мен игерілу ерекшеліктері // Мұнай және газ геологиясы. 2003. № 2. Б. 27–30 (орыс тілінде)
3. Sagd технологиясын Қазақстан кен орындарының жағдайына бейімдеу / Заурбеков К.С. [және т. б.] // Қазақстан-Британ техникалық университетінің хабаршысы. 2021. Т. 18. № 4. Б. 59 (орыс тілінде)
4. Батыс Сібір кен орындары жағдайында сараланған бу-гравитациялық дренаж (SAGD) технологиясын қолдану негіздемесі / Дуркин С.М. [және т. б.] // Баяндамалар мен тезистер мұрағаты. 2017. № 21. Б. 121–164 (орыс тілінде)
5. Nabilou A. Ауыр мұнай жарықтары бар карбонатты коллекторлардағы мұнай шығынын арттыру үшін бу-гравитациялық дренаж әдісінің (SAGD) параметрлерін зерттеу // American Journal of Engineering and Applied Sciences. 2016. № 9 (3). Б. 647–658 (ағылшын тілінде)
6. Wang Z., Han B., Zou Z. SAGD іске қосылуына және терең массивті қабат үшін бу айналымын оңтайландыруға гетерогенділіктің әсері: кейс-стади // SPE резервуарларын сипаттау және модельдеу конференциясы мен көрмесі, OnePetro: Абу-Даби, БАӘ, 2017 ж. (ағылшын тілінде)
7. Cui G., Liu T., Xie J., Rong G., Yang L. (2022). SAGD технологиясының дамуы және оның жұқа қабатты аса ауыр мұнай кен орындарында қолданылу әлеуетіне шолу. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1674987122000354?via%3Dihub> (ағылшын тілінде)

REFERENCES

1. Primeneniye metoda parogravitatsionnogo drenazha (PGD) na mestorozhdeniyakh vysokovязкой нефти [Application of the method of vapor gravity drainage (PGD) in high-viscosity oil fields], Shikuana Sauami G.A. [et al.], Vestnik Evraziyskoy Nauki [Bulletin of Eurasian Science]. 2021. V. 13. No. 3. 1–12 pp. (in Russian)
2. Murzagaliev R.S. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya Karazhanbas [Peculiarities of geologic structure and development of Karazhanbas oil field], Geologiya nefi i gaza [Geology of oil and gas]. 2003. No. 2. 27–30 pp. (in Russian)
3. Adaptatsiya tekhnologii SAGD dlya usloviy mestorozhdeniy Kazakhstana, [Adaptation of SAGD technology for conditions of Kazakhstan oilfields], Zaurbekov K.S. [et al.], Vestnik Kazakhstansko-Britanskogo tekhnicheskogo universiteta [Bulletin of Kazakhstan-British Technical University]. 2021. V. 18. No. 4. 59 p. (in Russian)
4. Obosnovaniye primeneniya tekhnologii differentsirovannogo parogravitatsionnogo drenazha (SAGD) v usloviyakh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri [Justification of differentiated steam-gravity drainage (SAGD) technology application in conditions of Western Siberian fields], Durkin S.M. [et al.], Arkhiv dokladov i tezisov [Archive of reports and theses]. 2017. No. 21. 121–164 pp. (in Russian)
5. Nabilou A. Investigation of parameters of steam-assisted gravity drainage (SAGD) method for enhanced oil recovery in carbonate reservoirs with heavy oil fractures // American Journal of Engineering and Applied Sciences. 2016. No. 9 (3). 647–658 pp. (in English)
6. Wang Z., Han B., Zou Z. Effect of heterogeneity on SAGD triggering and steam circulation optimization for deep massive reservoir: A case study // SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, OnePetro: Abu Dhabi, UAE, 2017 (in English)
7. Cui G., Liu T., Xie J., Rong G., Yang L. (2022) A review of SAGD technology development and its possible application potential on thin-layer super-heavy oil reservoirs <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1674987122000354?via%3Dihub> (in English)

Сведения об авторах:

Заурбеков К.С., доктор философии Ph.D, асоц. профессор кафедры «Нефтяная инженерия», Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), kadmen.95@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7425-7448>

Заурбеков С.А., к. т. н., профессор кафедры «Нефтяная инженерия», Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), s.zaurbekov@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-8025-0824>

Мукатов Р.К., бакалавр 4-го курса кафедры «Нефтяная инженерия», Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), rahadjan2002@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0001-4122-9931>

Белан И.С., бакалавр 4-го курса кафедры «Нефтяная инженерия», Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), ivanbelan6@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0004-7902-9363>

Авторлар туралы мәліметтер:

Заурбеков Қ.С., Ph.D докторы, қауымдастырылған профессор, «Мұнай инженериясы» кафедрасы, Satbayev University (Алматы қ., Қазақстан)

Заурбеков С.А., т. ғ. к., Satbayev University профессоры «Мұнай инженериясы» кафедрасы, Satbayev University (Алматы қ., Қазақстан)

Мұқатов Р.К., Сәтбаев университетінің «Мұнай инженериясы» кафедрасының 4 курс ғылым бакалавры (Алматы қ., Қазақстан)

Белан И.С., Сәтбаев Университеті «Мұнай инженериясы» кафедрасының 4 курс ғылым бакалавры (Алматы қ., Қазақстан)

Information about the authors:

Zaurbekov K.S., Ph.D, associate professor, Department of Petroleum Engineering, Satbayev University (Almaty, Kazakhstan)

Zaurbekov S.A., Candidate of Technical Sciences, Professor of Satbayev University, Department of Petroleum Engineering (Almaty, Kazakhstan)

Mukatov R.K., 4th year bachelor of the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University (Almaty, Kazakhstan)

Belan I.S., 4th year bachelor of the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University (Almaty, Kazakhstan)



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

в рамках
ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА

СИБЭКС SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkases@yandex.ru, www.ses.net.ru

18-19 МАРТА

г. Новый Уренгой
2026

