



УДК 622.276.652
ГРНТИ 52.47.27
DOI 10.56525/DGZF7972

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ
ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ**

*** КАРАЖАНОВА М. К.**

Каспийский университет технологий
и инжиниринга имени Ш.Есенова
г.Ақтау, Казахстан
E-mail: maral.karazhanova@yu.edu.kz

МАКСОТОВ М.М.

Каспийский университет технологий
и инжиниринга имени Ш. Есенова
г.Ақтау, Казахстан
E-mail: madimkstv@gmail.com

РАДЖАБОВ Д.Э.

Азербайджанский Государственный
Университет Нефти и Промышленности
г. Баку, Азербайджан
E-mail: recebovcahan@gmail.com

***Автор корреспонденции: maral.karazhanova@yu.edu.kz**

Аннотация. Данная статья проводит сравнительный анализ эффективности и будущих возможностей использования термических методов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Использование термических методов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти представляет собой перспективный исследовательский направление в нефтяной промышленности. Сложности добычи нефти на таких месторождениях, связанные с высокой вязкостью нефти, ограниченной проницаемостью пород, и неоднородностью распределения запасов, стимулировали поиск эффективных технологических решений.

В работе рассматриваются различные варианты термических методов, таких как закачка горячей воды, парогравитационное дренирование и пароциклическая обработка скважин и эффективность каждого метода в контексте повышения нефтеотдачи на месторождениях с особыми технологическими и геологическими условиями. Проведенный сравнительный анализ включает в себя плюсы и минусы каждого метода, их влияние на вязкость нефти, улучшение проницаемости породы, а также обеспечение стабильного потока нефти. Основное внимание уделяется оценке эффективности технологии

горизонтальных скважин с пароциклической обработкой скважин представляет собой современный и эффективный метод в области нефтедобычи. Этот подход сочетает в себе преимущества горизонтальных скважин и пароциклической обработки, обеспечивая оптимизированный процесс добычи нефти на различных месторождениях. Технология горизонтальных скважин с пароциклической обработкой скважин представляет собой значимый шаг в развитии нефтедобычи, обеспечивая более эффективные методы и экономические выгоды при разработке месторождений. Её применение может быть особенно полезным на сложных и труднодоступных объектах.

Результаты исследования предоставляют научные и практические выводы относительно применимости и эффективности термических методов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, тепловые методы, коэффициент извлечения нефти, закачка горячей воды, пароциклическая обработка скважин.

Введение. Сокращение запасов традиционной нефти заставляет нефтяные компании уделять все большее внимание труднодоступным источникам, в том числе залежам с высоковязкой нефтью. Эффективные техники и технологии в этой области не только обеспечивают устойчивое снабжение энергией, но также способствуют уменьшению зависимости от традиционных источников, содействуя экономической стабильности и снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Неглубокие месторождения с высоковязкой нефтью представляют собой особый вызов для нефтедобывающих компаний, так как их запасы часто считаются трудноизвлекаемыми. Этот статус обусловлен несколькими ключевыми факторами, которые взаимосвязаны и существенно влияют на эффективность процесса добычи.

Неглубоко залегающие нефтяные залежи в основном сосредоточены в меловых горизонтах, преимущественно в западном регионе страны, вдоль побережья Каспия. Одним представляет собой залежь высоковязкой нефти, состоящую из трех меловых горизонтов. Общий объем нефти в данной залежи составляет 54,5 миллионов тонн, из которых 19,5 миллионов тонн являются извлекаемыми. Основная доля начальных геологических запасов нефти участка (51%) приурочена к нефтяной зоне, на водонефтяную зону приходится 45%, и газонефтяная зона содержит 4% запасов нефти. Согласно имеющемуся распределению по зонам насыщения, из общего объема запасов нефти 49% можно отнести к трудноизвлекаемым, в особенности это относится к объекту I, содержащего высоковязкую нефть. Текущий КИН по участку достигнут на уровне 0,096 при утвержденном 0,358, отбор от НИЗ составил 26,9% при обводненности добываемой продукции 90,1% [1,2].

Высокая вязкость нефти на неглубоких месторождениях представляет собой доминирующий фактор, вносящий сложности в процесс извлечения нефти. Нефть с повышенной вязкостью обладает ограниченной подвижностью и проявляет замедленный поток, что снижает эффективность традиционных методов добычи. Решение этой проблемы требует дополнительных ресурсов и усилий для обеспечения стабильного потока нефти к скважине. Осложнениями также являются проблемы с проницаемостью пласта: высоковязкая нефть может формировать внутри пласта высоковязкие фильтраты, что уменьшает проницаемость горных пород. Этот процесс создает дополнительные трудности в поддержании стабильного потока нефти к скважине. Неоднородность распределения запасов добавляет сложности в решении проблемы. Неглубокие месторождения с высоковязкой нефтью часто характеризуются неоднородностью распределения нефти в пласте, что означает, что часть запасов может оставаться труднодоступной из-за сложных геологических условий и вязкости нефти. Для преодоления этих сложностей, связанных с труднодоступными запасами, часто приходится прибегать к применению термических методов.

Материалы и методы исследования. Термические методы добычи нефти представляют собой важный инструмент для оптимизации извлечения высоковязкой нефти.

Эти методы, включающие применение тепла, направлены на снижение вязкости нефти, улучшение ее подвижности и обеспечение более эффективного извлечения из пласта. Исследования, посвященные данному вопросу, показали, что повышение нефтеотдачи, достигаемое с использованием тепловых методов, обусловлено рядом механизмов, включающих снижение вязкости нефти, термическое расширение породы и флюидов, а также процесс паровой дистилляции нефти [3-6]. Особое внимание к термическим методам обосновано при работе с неглубоко залегающими месторождениями, характеризующимися высоковязкой нефтью. Одной из важнейших характеристик высоковязкой нефти является её низкая подвижность, что затрудняет её перемещение к добывающим скважинам. Важным моментом является также термальное расширение породы под воздействием тепла. Этот процесс увеличивает проницаемость пласта, что способствует улучшению потоков нефти. На неглубоких месторождениях, где геологические условия могут быть более сложными, термическое расширение породы играет ключевую роль в обеспечении стабильной добычи. Поддержание повышенной температуры в пласте также оказывает положительное воздействие на текучесть нефти и снижение её вязкости. Это особенно важно при работе с высоковязкой нефтью, так как поддержание оптимальной температуры способствует улучшению условий её добычи.

Следует отметить, что неглубокие месторождения часто сопровождаются обильными пескопроявлениями, что может создавать сложности при процессах добычи. Термические методы могут минимизировать воздействие пескопроявлений, обеспечивая более эффективную работу скважин и предотвращая возможные проблемы с проницаемостью [7]. Наконец, термические методы могут снижать влияние подошвенной воды, особенно при использовании ПЦОС. Это становится ключевым аспектом в ситуациях, где подошвенная вода может влиять на эффективность добычи нефти.

Как известно, существует несколько технологий тепловых методов воздействия, включая: закачка теплой или горячей воды, площадная закачка пара через нагнетательные скважины, пароциклическая обработка добывающих скважин (ПЦОС), парогравитационное дренирование (ПГД), внутрислоевого горения (ВПГ). Закачка теплой или горячей воды может применяться для снижения вязкости высоковязкой нефти, увеличения её теплового расширения, а также для улучшения макро- и микропроницаемости пласта, обеспечивая более эффективное извлечение углеводородов. Этот метод может использоваться в сочетании с другими технологиями, такими как парогравитационное дренирование (ПГД) или пароциклическая обработка скважин (ПЦОС), для достижения оптимальных результатов в условиях различных месторождений.

Парогравитационное дренирование (ПГД) предполагает использование пара для создания дополнительного давления в зоне добычи, что способствует увеличению потока нефти к скважине. Преимущества метода парогравитационного дренажа включают в себя высокий коэффициент извлечения нефти (КИН) — который при благоприятных условиях достигает 75%; непрерывность процесса добычи нефти; уравновешенный баланс между подачей пара в забойные условия и теплопотерями, что приводит к максимальным объемам извлечения; идеальный суммарный паронефтяной коэффициент, при котором потери ценных компонентов не превышают 10–15%. Однако метод также обладает определенными недостатками. Среди них сложность мониторинга и необходимость непрерывного контроля процесса. Значительная доля затрат на добычу нефти связана с издержками на генерацию пара. Требуется обеспечение значительного объема воды, а также наличие оборудования для подготовки воды с достаточно высокой пропускной способностью. Кроме того, для эффективного применения технологии необходим однородный пласт с относительно большой мощностью [8].

Среди различных термических методов действия на месторождения нефти и газа наиболее широко используются паротепловые методы, такие как пароциклическая обработка скважин и паротепловое воздействие на пласт. Их популярность обусловлена относительной простотой технологического процесса и коротким сроком окупаемости.

Пароциклические обработки скважин (ПЦО) занимают особое место среди термических методов, благодаря их универсальности. ПЦО могут применяться как в сочетании с другими методами термического воздействия, так и как самостоятельный способ разработки участка или месторождения в целом на различных этапах разработки. Большинство проектов по паротепловому воздействию начинается с ПЦО, которые отличаются более быстрым временем окупаемости и более низким паронефтяным отношением по сравнению с паротепловым воздействием на весь пласт. Однако технология пароциклической обработки скважин также сопряжена с рисками: значительные капитальные затраты делают ее неприменимой повсеместно. Дополнительно, высокие расходы на эксплуатацию являются факторами, ограничивающими распространение этой технологии [9].

Геолого-физическое строение продуктивных пластов рассматриваемой залежи представляет собой сложную конфигурацию с различными газонефтяными и водонефтяными зонами. Коллектор характеризуется низким уровнем цементации, что в сочетании с невысоким начальным пластовым давлением и высокой вязкостью нефти в пласте создает сложные условия для извлечения нефти. Присутствие обильных пескопроявлений дополнительно осложняет процессы добычи [10].

Эксплуатация скважин на данном участке свидетельствует о низких темпах отбора нефти и недостаточно высокой степени извлечения нефти из недр. Традиционные методы воздействия оказываются малоэффективными в данной ситуации. Эти факторы в совокупности влияют на общую производительность и эффективность добычи нефти из этого участка месторождения. Исходя из вышесказанного, горизонтальные скважины (ГС) в сочетании с пароциклической обработкой скважин (ПЦОС) становятся перспективной технологией, приносящей значительные преимущества в добыче нефти. Одним из важнейших достижений этой технологии является снижение количества необходимых скважин. Применение горизонтальных скважин с ПЦОС позволяет сократить число скважин в 2-4 раза, что, в свою очередь, приводит к существенному снижению капитальных затрат. Это становится ключевым фактором в стремлении компаний к оптимизации бюджета разработки месторождений. Вторым значимым преимуществом метода является увеличение добычи нефти. Технология ГС с ПЦОС способствует повышению текущей добычи нефти, благодаря эффективному охвату залежи. Горизонтальные скважины предоставляют возможность более полного извлечения ресурсов, увеличивая выработку нефти. Третьим важным аспектом является улучшение нефтеотдачи. За счет увеличения коэффициента охвата технология ГС с ПЦОС повышает эффективность добычи, что существенно влияет на общую нефтеотдачу месторождения. Это делает процесс разработки более экономически привлекательным.

Одним из ключевых достижений метода является возможность разработки сложнопостроенных залежей. Горизонтальные скважины позволяют эффективно проникать в геологически сложные области, которые могут быть труднодоступными для традиционных методов. Это открывает новые перспективы для разработки ранее невыгодных месторождений.

Наконец, технология ГС с ПЦОС успешно преодолевает проблемы с подошвенной или краевой водой. Это становится важным фактором при разработке залежей, подверженных воздействию водных потоков, обеспечивая эффективный контроль над процессом добычи и предотвращая возможные проблемы.

Результаты исследования. Как известно, с энергетической точки зрения ППД закачкой пара - процесс более энергоемкий по сравнению с закачкой воды. При закачке воды необходимое забойное давление создается как давлением воды на устье нагнетательной скважины, так и большим гидростатическим давлением водяного столба в скважине. При закачке пара, плотность которого значительно меньше плотности воды, гидростатическое давление газового столба мало (примерно в 7-15 раз меньше, чем водяного). При закачке пара, вследствие его большой сжимаемости, необходимый объем

нужно предварительно сжать до забойного давления, на что расходуется большое количество энергии. Тогда как при закачке воды, вследствие ее «жесткости», энергия на сжатие практически равна нулю.

На участках двух объектов рассматриваемой залежи предусматривается закачка горячей воды с температурой 50°C (в пласте). Для реализации исследовательского участка, предназначенного для инъекции горячей воды в устье каждой нагнетательной скважины, предполагается установка водонагревательных котлов с целью обеспечения необходимой температуры воды. Применяемые водонагреватели будут функционировать на природном газе. Поставка газа для подпитки водонагревательных котлов осуществляется посредством специально разработанных газопроводов в соответствии с проектом. Проектное давление на устье в период инъекции при добыче высоковязкой нефти оценивается в 8,5 МПа [10].

Добыча нефти с применением бурения ГС ведется на залежах, приуроченных к стратиграфическим объектам, имеющим достаточно высокие значения этажей нефтеносности или толщину продуктивного пласта. Этот параметр является одним из основных критериев выбора участков для размещения ГС при проектировании систем разработки.

Обобщенные критерии выбора участка для бурения ГС:

- минимальные значения эффективной НТ продуктивных пластов не должны быть ниже технических возможностей бурения с использованием существующего оборудования, при этом величина извлекаемых запасов на скважину должна быть не ниже рентабельных.

- выбор направления бурения горизонтальных стволов производится с учетом геолого-промысловых характеристик и истории функционирования соседних скважин.

С учетом всех критериев был выбран участок, на котором будут пробурены 6 горизонтальных скважин (длина 800м). Оценка технологических характеристик горизонтальных скважин (ГС) с пароциклической обработкой скважин (ПЦОС) включает следующие параметры:

- Размещение в разрезе осуществляется вдоль подошвы пласта;
- Длина горизонтальной секции составляет 800 м;
- Оптимальный режим прокачки пара – 14+3+67 (единовременно качается в одну скважину);
- Парогенератор подвергается постоянной нагрузке;
- Мощность парогенератора уменьшается в три раза (по сравнению с парогенератором при одновременной закачке в три скважины);
- Потенциал пароциклической обработки скважин (ПЦОС) реализуется по мере прогрева пласта вокруг скважины;
- Применение технологии ПЦОС при наличии 6–7 технологически пробуренных скважин позволяет удвоить добычу на объекте;

Применение технологии ПЦОС дополнительно способствует увеличению добычи на 30% и стабилизации этого процесса. Для моделирования разработки по технологии ПЦОС модели размещены 6 ГС вдоль подошвы пласта. Температура закачки пара принята 250С, сухость пара 0.5.

Закачка пара по группе скважин с ПЦОС ведётся по 3-м скважинам одновременно, далее простой в течение 1 недели на пропитку и последующий запуск в добычу на ~ 10 недель. Как только парогенератор заканчивает закачку на 3-х скважинах, идёт переключение на закачку по следующим 3 скважинам (Рисунок 1).

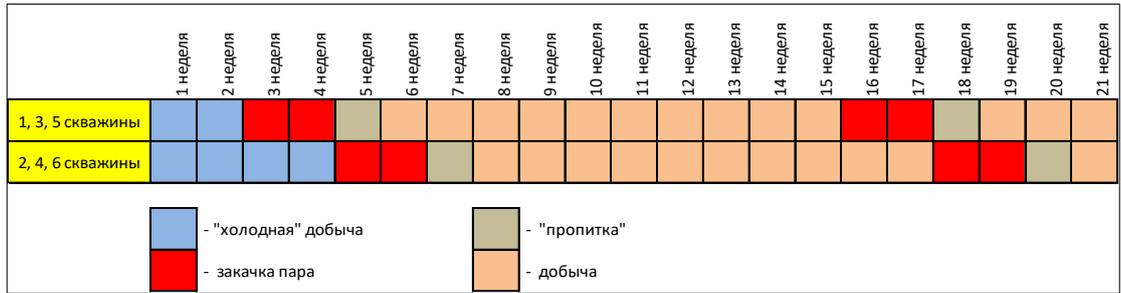


Рис. 1. Схема работы группы ПЦОС

При последующем расчёте оптимального режима работы скважин с ПЦОС необходимо учитывать оптимальную утилизацию парогенератора. Расчёт технологии ПЦОС в текущей модели запускается с рестарта без запуска остального фонда скважин, т.е. на данный момент интерференция скважин не учитывается.

Для оценки потенциала применения технологии ПЦОС текущая ГДМ была дополнена «термальными» свойствами породы и насыщающих флюидов. Контроль скважин с ПЦОС по в период добычи в ГДМ установлен по забойному давлению (10 атм).

При использовании технологии пароциклической обработки скважин (ПЦОС) в горизонтальных скважинах (ГС) наблюдается заметное увеличение стартовых дебитов. В сравнении с дебитами при обычной "холодной добыче", стартовые дебиты по ГС с ПЦОС могут быть выше в 1,5–3 раза (Рисунок 2). Кроме того, разница в накопленной добыче может достигать 20–30%. Эти данные подтверждают эффективность технологии ПЦОС в повышении дебита и общей добычи нефти при использовании горизонтальных скважин.

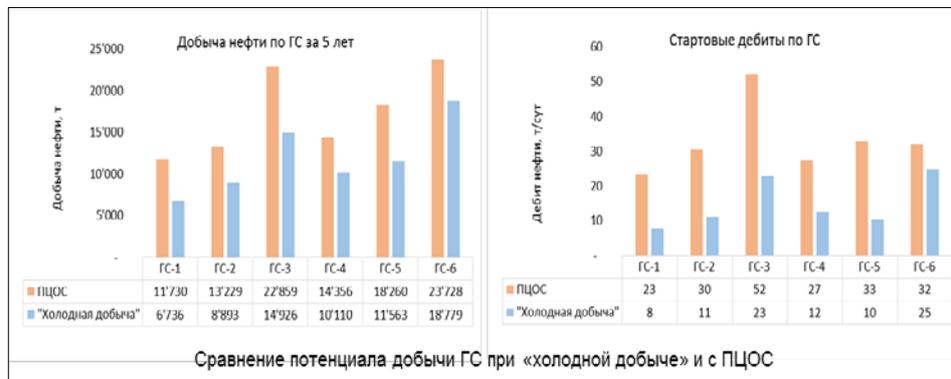


Рис. 2. Сравнение потенциала добычи ГС с ПЦОС и без

Заключение. Закачка горячей воды представляет собой многообещающий метод для улучшения добычи углеводородов, но для достижения оптимальных результатов требуется тщательный научный и инженерный анализ, учитывая как преимущества, так и ограничения данной технологии. Необходимость проведения дополнительных исследований и разработок подчеркивает важность оптимизации и расширения области применения данного метода в нефтяной индустрии.

Использование горизонтальных скважин с пароциклической обработкой скважин (ПЦОС) представляет собой передовой подход, объединяющий в себе экономическую эффективность и повышенную эффективность добычи. Эти особенности делают этот метод привлекательным для внедрения в практику нефтедобычи.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Mukhtar Shakenuly Shaken; Baurzhan Yerikovich Zhiyengaliyev; Altynbek Suleymenuly Mardanov; Adil Sultangaliyevich Dauletov Designing the Thermal Enhanced Oil Recovery as a Key Technology of High Viscosity Oil Production. SPE Annual Caspian Technical Conference. October 5–7, 2021
- [2] М. Шакенулы, Б.Е. Жиенгалиев, М.С. Кустанов, А.К. Гарифов, А.С. Даулетов Оценка применимости пароциклической обработки скважин в меловых горизонтах месторождения Кенбай. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. № 2 (3) 2020.
- [3] R. Varisova. Technologies for the development of high-viscosity oil fields. Journal of Physics Conference Series. December 2022
- [4] А. Н. Иванов; М. М. Велиев; Е. М. Велиев; Л. В. Кулешова; Е. А. Удалова. Особенности разработки месторождений высоковязкой нефти в условиях низкого пластового давления. Нефтяное хозяйство. 2021 (08), стр.50–52.
- [5] G. Efendiyev, M. Karazhanova, D. Akhmetov, I. Piriverdiyev. Evaluating the degree of complexity of tight oil recovery based on the classification. В І С Н И К Київського національного університету імені Тараса Шевченка, 2020
- [6] М. Б. Савчик, Д. В. Ганеева, А.В. Распопов. Повышение эффективности пароциклических обработок скважин верхнепермской залежи усинского месторождения на основе гидродинамической модели. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т.20, №2. С.237–249
- [7] Ye Tao; Jianhua Chen; Jianjun Liu. Application and Practice of Integrated Sand Control Technology in Shallow Heavy Oil Reservoirs in Kazakhstan. SPE Annual Caspian Technical Conference. Nur-Sultan, Kazakhstan. November 15–17, 2022
- [8] Вяткин А.С. Обзор внедрения технологии парогравитационного способа добычи нефти. – Молодой учёный, 2017, №4 (138), стр. 13–15
- [9] Соколюк Л.Н., Филимонова Л. Н. Технология выбора скважин для пароциклической обработки. – Нефтепромысловое дело, 2013, №11, стр. 65–68.
- [10] А. Т. Жолдыбаева, В. В. Шишкин, В.З. Хажитов, А. Б. Ниязбаева, Д.А. Сидоров, А.Т. Курманкулов. Оценка эффективности пароциклической обработки скважин с высоковязкой нефтью на примере гидродинамической модели участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана № 4 (9) 2021.

REFERENCES

- [1] Mukhtar Shakenuly Shaken; Baurzhan Yerikovich Zhiyengaliyev; Altynbek Suleymenuly Mardanov; Adil Sultangaliyevich Dauletov Designing the Thermal Enhanced Oil Recovery as a Key Technology of High Viscosity Oil Production. SPE Annual Caspian Technical Conference. October 5–7, 2021
- [2] M. Shakenuly, B.E. Zhiengaliyev, M.S. Kustanov, A.K. Garifov, A.S. Dauletov Assessment of the applicability of steam-cyclic treatment of wells in the Cretaceous horizons of the Kenbai field. Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan No. 2 (3) 2020. [in Russian]
- [3] R. Varisova. Technologies for the development of high-viscosity oil fields. Journal of Physics Conference Series. December 2022
- [4] A.N. Ivanov, M.M. Veliev E.M. Veliev, L.V. Kuleshova, E.A. Udalova. Specifics of high-viscosity oil fields development under the low reservoir pressure conditions. Oil Industry .2021 (08), P. 50–52.
- [5] G. Efendiyev, M. Karazhanova, D. Akhmetov, I. Piriverdiyev. Evaluating the degree of complexity of tight oil recovery based on the classification. В І С Н И К Київського національного університету імені Тараса Шевченка, 2020
- [6] M.B. Savchik, D.V. Ganeeva, A.V. Raspopov. Improvement of the efficiency of cyclic steam stimulation of wells in the upper Permian deposit of the Usinskoye field based on the hydrodynamic model. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. 2020. Vol.20, no.2. P.237-249 [in Russian]

[7] Ye Tao; Jianhua Chen; Jianjun Liu. Application and Practice of Integrated Sand Control Technology in Shallow Heavy Oil Reservoirs in Kazakhstan. SPE Annual Caspian Technical Conference. Nur-Sultan, Kazakhstan. November 15–17, 2022

[8] Vyatkin A.S. Review of the implementation of steam-gravity technology for oil production. – Young Scientist, 2017, No. 4 (138), pp. 13–15 [in Russian]

[9] Sokolyuk L.N., Filimonova L.N. Technology for selecting wells for steam-cyclic treatment. – Oilfield Business, 2013, No. 11, pp. 65–68. [in Russian]

[10] Zholdybayeva A.T., Shishkin V.V., Khazhitov V.Z., Niyazbayeva A.B., Sidorov D.A., Kurmankulov A.T. Estimation of the efficiency of the cyclic steam simulation with high viscosity oil wells based on the hydrodynamic model of the East Moldabek deposit, Kenbai field. Kazakhstan journal for oil & gas industry. Vol 3, No 4 (2021) [in Russian]

М. К. Каражанова

*Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті
Ақтау қ., Қазақстан.*

М.М.Максотов

*Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті
Ақтау қ., Қазақстан*

Д.Э.Раджабов

*Әзірбайжан мемлекеттік мұнай және өнеркәсіп университеті
Баку қ., Әзірбайжан Республикасы*

ҚИЫН АЛЫНАТЫН МҰНАЙ ҚОРЛАРЫ БАР КЕНОРЫНДАРДА ЖЫЛУЛЫҚ ӘДІСТЕРДІ ҚОЛДАНУДЫҢ САЛЫСТЫРМАЛЫ ТИІМДІЛІГІ ЖӘНЕ БОЛАШАҒЫ

Аңдатпа. Бұл мақалада мұнай қоры өте қиын кен орындарында термиялық әдістерді қолданудың тиімділігі мен болашақ мүмкіндіктеріне салыстырмалы талдау берілген. Мұнай қоры қиын өндірілетін кен орындарында термиялық әдістерді қолдану мұнай өнеркәсібіндегі перспективалық зерттеу бағыты болып табылады. Мұнайдың жоғары тұтқырлығымен, тау жыныстарының өткізгіштігінің шектелуімен, қорлардың біркелкі таралуымен байланысты мұндай кен орындарында мұнай өндірудің қиындықтары тиімді технологиялық шешімдерді іздеуді ынталандырды.

Жұмыста ыстық су айдау, бу-гравитациялық дренаж және ұңғымаларды бұмен циклді өңдеу сияқты термиялық әдістердің әртүрлі нұсқалары және ерекше технологиялық және геологиялық жағдайлары бар кен орындарында мұнай беруді күшейту жағдайында әрбір әдістің тиімділігі талқыланады. Жүргізілген салыстырмалы талдау әрбір әдістің оң және теріс жақтарын, олардың мұнайдың тұтқырлығына, тау жыныстарының өткізгіштігін жақсартуға және тұрақты мұнай ағынын қамтамасыз етуге әсерін қамтиды. Мұнай өндіру саласында заманауи және тиімді әдіс болып табылатын ұңғымаларды бу-циклдік өңдеумен көлденең ұңғыма технологиясының тиімділігін бағалауға басты назар аударылады. Бұл тәсіл әртүрлі кен орындары үшін оңтайландырылған мұнай өндіру процесін қамтамасыз ете отырып, көлденең ұңғымалар мен бу айналымының артықшылықтарын біріктіреді. Бу циклі бар көлденең ұңғыма технологиясы мұнай өндіруді дамытудағы маңызды қадам болып табылады, кен орнын игеруде тиімді әдістер мен экономикалық тиімділік береді. Оны пайдалану әсіресе күрделі және жету қиын нысандарда пайдалы болуы мүмкін.

Зерттеу нәтижелері қорларды қалпына келтіру қиын кен орындарында термиялық әдістерді қолдану мүмкіндігі мен тиімділігіне қатысты ғылыми және практикалық нәтижелер береді.

Кілт сөздер: қиын алынатын қорлар, жоғары тұтқыр мұнай, жылулық әдістер, мұнай беру коэффициенті, ыстық су айдау, ұңғымаларды бұмен циклді өңдеу.

M.K. Karazhanova

*Caspian University of Technology and Engineering named after Sh. Yessenov
Aktau, Kazakhstan*

M.M.Maksotov

*Caspian University of Technology and Engineering named after Sh. Yessenov
Aktau, Kazakhstan*

D.E.Radzhabov

Azerbaijan State Oil and Industry University

COMPARATIVE EFFECTIVENESS AND PROSPECTS FOR THE APPLICATION OF THERMAL METHODS IN FIELDS WITH HARD-TO-RECOVER RESERVES

Abstract. This article provides a comparative analysis of the effectiveness and future possibilities of using thermal methods in fields with hard-to-recover oil reserves. The use of thermal methods in fields with hard-to-recover oil reserves is a promising research area in the oil industry. The difficulties of oil production in such fields, associated with high oil viscosity, limited rock permeability, and heterogeneous distribution of reserves, stimulated the search for effective technological solutions.

The paper discusses various options for thermal methods, such as hot water injection, steam-gravity drainage and steam-cyclic well treatment, and the effectiveness of each method in the context of enhanced oil recovery in fields with special technological and geological conditions. The comparative analysis includes the pros and cons of each method, their effect on oil viscosity, improving rock permeability, and ensuring a stable oil flow. The main attention is paid to assessing the effectiveness of horizontal well technology with steam-cyclic well treatment, which is a modern and effective method in the field of oil production. This approach combines the advantages of horizontal wells and steam cycling, providing an optimized oil production process for a variety of fields. Horizontal well technology with steam cycling represents a significant step in the development of oil production, providing more efficient methods and economic benefits in field development. Its use can be especially useful on complex and hard-to-reach objects.

The study results provide scientific and practical implications regarding the applicability and effectiveness of thermal methods in fields with hard-to-recover reserves.

Keywords: hard-to-recover reserves, high-viscosity oil, thermal methods, oil recovery factor, hot water injection, steam cyclic treatment of wells.