

УДК 622.276.652

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН В МЕЛОВЫХ ГОРИЗОНТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБАЙ

**М. Шакенулы, Б.Е. Жиенгалиев,
М.С. Кустанов, А.К. Гарифов, А.С. Даулетов**

В связи с сокращением запасов легкой нефти нефтяные компании все больше внимания уделяют трудноизвлекаемым запасам, в частности, залежам с высоковязкой нефтью. Неглубоко залегающие нефтяные залежи в основном сосредоточены в меловых горизонтах, в западном регионе страны, вдоль побережья Каспия. Одной из них является залежь с высоковязкой нефтью, состоящая из 3 меловых горизонтов участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай, где сконцентрировано 54,5 млн т нефти, из которых 19,5 млн т являются извлекаемыми. Текущая выработка запасов составляет 5% от начальных извлекаемых запасов, а утверждённый проектный коэффициент извлечения нефти предполагает полномасштабное применение термических методов увеличения нефтеотдачи. Целью данной работы является подбор наиболее подходящего метода термического воздействия и оценка перспективы внедрения с расчётом экономической целесообразности. С учетом геологических особенностей залежи пароциклическая обработка скважин была выбрана как оптимальный метод увеличения нефтеотдачи. По результатам расчетов на гидродинамической модели стартовые дебиты с применением технологии пароциклической обработки добывающих скважин в 2–3 раза выше по сравнению с дебитами при «холодной добыче»: разность по накопленной добыче за 5 лет составляет 20–30%.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, разработка нефтяных месторождений, повышение нефтеотдачи пластов, тепловые методы воздействия, закачка пара, пароциклическая обработка скважин.

Ситуация на мировом нефтяном рынке последние полгода напоминает слова бывшего министра нефти Саудовской Аравии Ахмеда Заки Ямани: «Каменный век закончился не потому, что закончились камни, и также нефтяной век закончится не потому, что закончится нефть» [1]. Тем не менее для Казахстана, экспортирующего около 80% произведенной нефти, что составляет 2/3 доходов от экспорта и формирует почти 3/4 ВВП, нефтяная промышленность остаётся бесменным драйвером национальной экономики [2]. Однако нельзя не согласиться с выражением, ставшим часто употребляемым в последнее десятилетие: «Эпоха легкой нефти подходит к концу». Начинается эпоха тяжелой нефти (как по плотности, так и по степени сложности ее разработки). Это дает дополнительный импульс АО «Эмбаунайгаз» для внедрения новых техник и технологий извлечения высоковязких нефтей, запасы которых составляют 37% от всех запасов недропользователя. Основная доля запасов высоковязкой нефти, ориентировочно 36%, сконцентрирована на участке Молдабек Восточный месторождения Кенбай.

Участок Молдабек Восточный месторождения Кенбай вступил в разработку в 1999 г. В разработке находится 10 продуктивных пластов, 3 из которых приурочены

к меловым отложениям, 7 – к юрским. Все пласты объединены в 7 объектов разработки. Основная добыча по месторождению обеспечивается объектами по юрским отложениям (рис. 1). На начало текущего года добыча по чисто меловым отложениям составляет ~14% от всей добычи, при этом действующий фонд добывающих скважин по мелу (I и II объекты) составляет ~43%. Разработка меловых горизонтов осложнена из-за высокой вязкости нефти: её среднее значение по горизонтам превышает 200 сП.

Текущая выработка запасов по мелу очень низкая, извлечение при текущей схеме разработки, вероятнее всего, не превышает 5% от начальных извлекаемых запасов, при этом именно меловые отложения обладают максимальными геологическими и извлекаемыми запасами (рис. 2). Утверждённый проектный коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) объекта I составляет 38% и предполагает полномасштабное применение термальных методов разработки.

Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при применении тепловых методов являются: снижение вязкости нефти, термическое расширение породы и флюидов, а также паровая дистилляция нефти (испарение нефти в зоне высокой

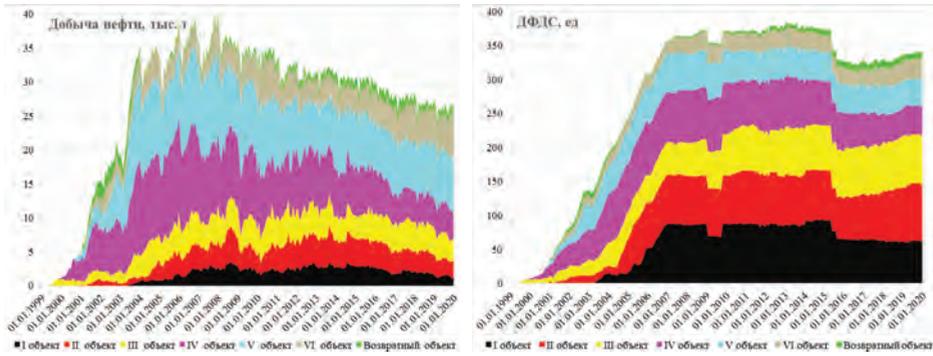


Рисунок 1. Добыча нефти и действующий фонд добывающих скважин по объектам



Рисунок 2. Начальные геологические запасы, текущий и прогнозируемый КИН, доля невовлечённых запасов по объектам

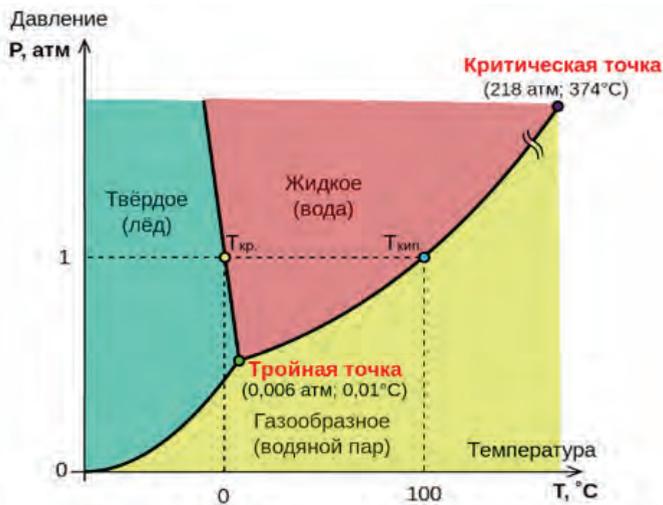


Рисунок 3. Фазовая диаграмма воды [4]

температуры с последующей конденсацией в зоне пониженной температуры). Существуют следующие технологии тепловых методов воздействия:

- закачка теплой или горячей воды;
- площадная закачка пара через нагнетательные скважины;
- пароциклическая обработка добывающих скважин (далее – ПЦОС);
- парогравитационное дренирование (далее – ПГД);
- внутрипластовое горение (далее – ВПГ).

На сегодняшний день наилучшими теплоносителями являются вода и пар. При этом теплосодержание пара на единицу массы выше, чем у воды, при одной и той же температуре. С повышением давления температура парообразования увеличивается (рис. 3), что в свою очередь приводит к росту теплопотерь в системе, и это повышает требования к наземному и подземному оборудованию и, соответственно, увеличивает его стоимость. В этой связи технико-экономическая эффективность применения технологии закачки пара снижается с ростом глубины залегания пласта. Необходимо также отметить, что приемистость скважин по пару несколько выше, чем при закачке воды из-за вязкости и трения [3].

Существует и другой метод теплового воздействия, при котором тепло генерируется непосредственно в пласте за счёт экзотермических окислительных реакций между частью пластовой нефти и кислородом в закачиваемом воздухе. Суть технологии ВПГ заключается в создании и продвижении фронта горения внутри пласта посредством постоянной закачки воздуха. Данная технология позволяет обеспечить огромную тепловую энергию, при этом часть нефти в пласте расходуется в качестве топлива [5].

В настоящее время наибольшее распространение в мировой практике получили технологии, основанные на нагнетании пара: ПГД, практическое применение которого распространено в месторождениях Атабаска, Колд Лейк Орион (Канада), Ориноко Велт (Венесуэла), Ашальчинское (Россия), и ПЦОС, применяемая в месторождениях Керн Ривер, Сан Андро и Вайг Вольф (США), Альберта (Канада), Усинское (Россия). Технология ПЦОС также успешно применяется при разработке казахстанских месторождений с высоковязкими нефтями (Кенкияк, Кумсай) и природного битума (Мортук) [6].

Технология ПГД предусматривает бурение 2 горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой. Скважины бурятся в выдержанных по толщине нефтенасыщенных пластах вдоль подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина бурится выше на 5 м и используется для непрерывной закачки пара в пласть. Закачиваемый пар из-за разницы плотностей движется вверх, создавая увеличивающуюся в размере высокотемпературную зону. В условиях контакта горячей зоны пара и холодной нефти непрерывно происходит теплообмен, в результате которого происходит нагрев и испарение нефти. При нагреве нефти происходит снижение вязкости и, как следствие, увеличение подвижности.

Разогретая нефть становится более мобильной и под действием силы тяжести стекает вниз к добывающей скважине. При этом за счет кондуктивного переноса тепла разогревается зона пласта между нагнетательной и добывающей скважиной, тем самым обеспечивая гидродинамическую связь между скважинами [7]. Основным критерием эффективного применения данной технологии является выдержанность продуктивного пласта по вертикали для формирования паровой камеры над нагнетательной скважиной и обеспечения гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами. Многолетний зарубежный опыт по применению данной технологии указывает на ее целесообразность при наличии выдержанных толщин продуктивного пласта не менее 10 м.

На рассматриваемом месторождении продуктивные толщи мела представлены пластами М-I, М-II и М-III. *Горизонт М-I* (I объект) состоит из 3 продуктивных пластов (А, Б, В) со своими самостоятельными флюидальными контактами. Наиболее выдержанными по площади и разрезу являются пласты А и Б, нижний пласт В на большей части площади замещен глинистыми и плотными породами. К *продуктивному пласту М-I-A* приурочена газонефтяная залежь пластово-сводового типа, где основную долю по вертикали составляет газовая шапка. Продуктивный пласт *М-I-B* осложнен газовой шапкой в восточной части месторождения, наиболее выдержанные толщины прослеживаются в II блоке пласта (западное крыло месторождения). К горизонту М-II (II объект) приурочены нефтяные залежи пластово-сводового типа, литологически и тектонически экранированные. Основные выдержанные зоны

прослеживаются в I блоке. Стоит также отметить, что на юго-западной части I блока данного горизонта применяется технология полимерного заводнения. *Горизонт М-III* состоит из нескольких тонких пропластков и прослеживается достаточно хорошо по всей площади, разрабатывается совместно с горизонтом Ю-I в составе III объекта.

Учитывая геологические особенности строения залежи, наиболее подходящими для технологии ПГД являются горизонт М-II и продуктивный пласт М-I-Б. По продуктивному пласту М-I-Б основные выдержанные зоны прослеживаются во II блоке. Встречаются отдельные зоны с мощностями более 10 м, которые по соседним скважинам не прослеживаются. В горизонте М-II мощные продуктивные пласты разделены выдержанными по разрезу плотными слоями, а в некоторых скважинах глинистым пережимом. Встречаются также отдельные зоны, где толщина пропластков превышает 10 м, однако по соседним скважинам однородность пласта не прослеживается. Таким образом, по результатам тщательного анализа выявлено, что на участке Молдабек Восточный месторождения Кенбай не имеется перспективных залежей для применения технологии ПГД, т.к. отсутствуют выдержанные по толщине продуктивные пласты (более 10 м), отвечающие требованиям применимости данной технологии. В связи с чем было решено рассмотреть варианты применения технологии пароциклического воздействия с применением горизонтальных скважин (далее – ГС).

По технологии ПЦОС ствол добывающей скважины используется для поочередной закачки пара и добычи. Процесс технологии заключается в последовательной реализации 3 этапов (операций):

- закачка пара;
- пропитка;
- добыча.

На первом этапе в добывающую скважину в течение определенного периода времени закачивается пар в пласт. Далее скважина останавливается на пропитку. Во время этого этапа происходит завершение миграции пара в кровельную часть пласта с формированием паровой камеры, конденсацией пара в призабойной зоне пласта с передачей тепла пластовым флюидам, в результате которого происходит нагрев нефти и снижение вязкости. Так же, как и при реализации ПГД, происходит «стекание» разогретой нефти в подошвенную зону пласта, где происходит отбор нефти на этапе добычи. Определенное влияние на

добычу оказывают капиллярные силы, значимость которых увеличивается при снижении вязкости нефти. После определенного времени скважина запускается, и добыча возобновляется. В процессе эксплуатации по мере остывания прогретой зоны пласта дебит скважины снижается. Весь этот процесс составляет один цикл, и он повторяется до предельного рентабельного дебита [8, 9].

Эффективность от цикла к циклу постепенно снижается по мере выработки запасов в непосредственной близости к стволу скважины и росту площади контакта паровой камеры с перекрывающими породами (увеличение теплопотерь через кровлю пласта). При снижении эффективности, как правило, происходит корректировка режима работы скважины (изменение длительности циклов) или модификация технологии (добавление различных газов в пар). Немаловажное значение для экономической эффективности проектов ПЦОС является оптимизация работы парогенераторных установок [10].

Основным минусом технологий, связанных с закачкой пара, является необходимость наличия источника пресной воды, поскольку парогенераторы, как газовые, так и дизельные, чувствительны к качеству используемой воды. Использование подтоварной воды, которая применяется в системе поддержания пластового давления, невозможно. Требуется источник пресных вод – обычно используются водозаборные скважины – и следует обеспечить полную подготовку воды до необходимого качества.

Для принятия решения по внедрению данного метода повышения нефтеотдачи на участке Молдабек Восточный требуется провести оценку его технико-экономической целесообразности.

Работу по проведению оценки решено провести 2 этапа:

- Этап I. Экспресс-оценка технико-экономической эффективности ПЦОС на участке Молдабек Восточный. Задачей данного этапа является предварительная оценка возможных дебитов по технологии ПЦОС с горизонтальными скважинами, оценка качества и наличия данных для моделирования процесса.

- Этап II. Технико-экономическая оценка внедрения ПЦОС на участке Молдабек Восточный. Задачей II этапа является проведение технико-экономической оценки эффективности технологии с учётом оптимизации работы скважин ПЦОС, интерференции скважин ПЦОС с действующим фондом скважин на базе актуали-

зированной геологической и гидродинамической моделей с учетом ограничений оборудования (парогенераторов).

Для решения задач I этапа группой специалистов ТОО «КМГ Инжиниринг» была инициирована работа по моделированию пароциклической обработки скважин в проектных горизонтальных скважинах на действующей геолого-гидродинамической модели месторождения. В качестве отправной точки принята гидродинамическая модель (далее – ГДМ), построенная по состоянию на сентябрь 2018 г. Для проведения расчётов по технологии ПЦОС проделана следующая работа:

- экспертиза ключевых моментов (инициализация, модель PVT, качество адаптации) по ГДМ от 2018 г.;

- корректировка проблемных моментов;
- адаптация ГДМ (рис. 4–5);
- дополнение ГДМ «термальными» свойствами породы и насыщающих её флюидов;
- предварительная оценка основных параметров добычи для ГС при «холодной добыче» и с применением ПЦОС.

Для построения зависимости вязкости нефти от температуры (рис. 7) использованы данные лабораторных исследований по зависимости вязкости рекомбинированных проб нефти участка Молдабек Восточный от температуры по объектам I (скв. 2542 и 1100) и II (скв. 1166 и 1233) меловых горизонтов (рис. 6).

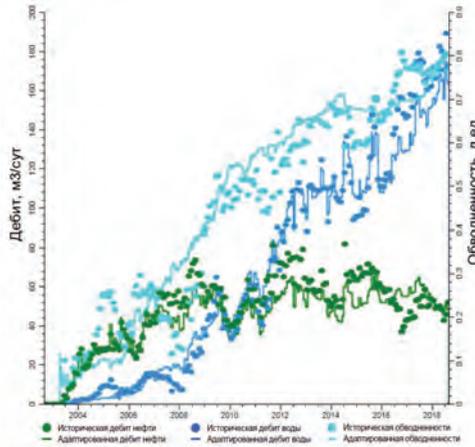


Рисунок 4. Интегральная адаптация по блоку

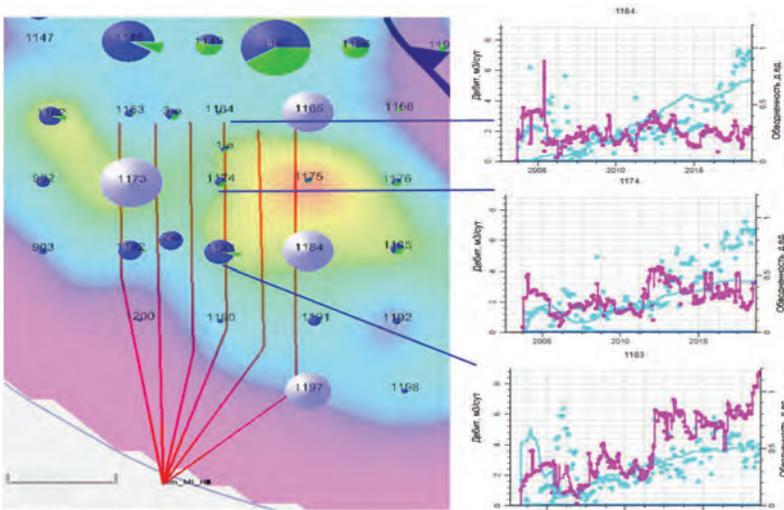


Рисунок 5. Инициализация краевых скважин

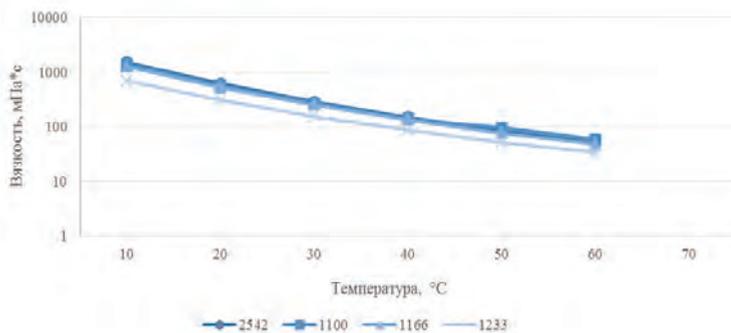


Рисунок 6. Результаты исследований зависимости вязкости нефти от температуры

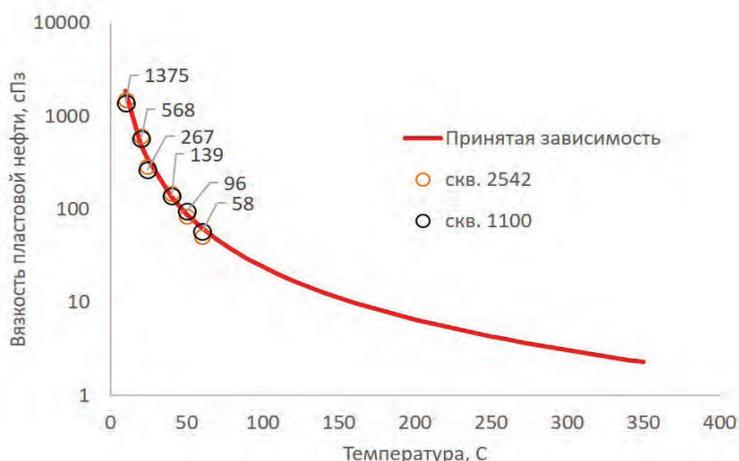


Рисунок 7. Принятая зависимость вязкости от температуры

Теплопроводность насыщенной породы рассчитана, исходя из свойств стандартных веществ (табл. 1).

Теплоёмкость породы принята равной теплоёмкости кварца (1400 кДж/м³/К), без зависимости от температуры. Зависимости теплоёмкостей насыщающих породу флюидов от температуры приняты по справочным данным для сырой нефти, воды и метана.

Теплоёмкость и теплопередача вышележащих и нижележащих пород (для учёта теплопотерь через кровлю и подошву) приняты равными свойствам глины с водосодержанием равным 30%.

Снижение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой при увеличении температуры принято согласно результатам экспериментов по вытеснению (по 3 образцам керна) при повышении температуры (рис. 8.)

Таблица 1. Расчёт теплопроводности насыщенной породы

Вещество	Доля, объемная	Теплопроводность, кДж/м/день/К	
		Теплопроводность вещества	Теплопроводность компонента породы, средневзвешенная по объему
кварц	0,7	15,55	10,886
вода	0,15	51,13	7,670
нефть	0,15	12,96	1,944
		20 500 кДж/м/день/К	



Рисунок 8. Влияние температуры на коэффициент вытеснения

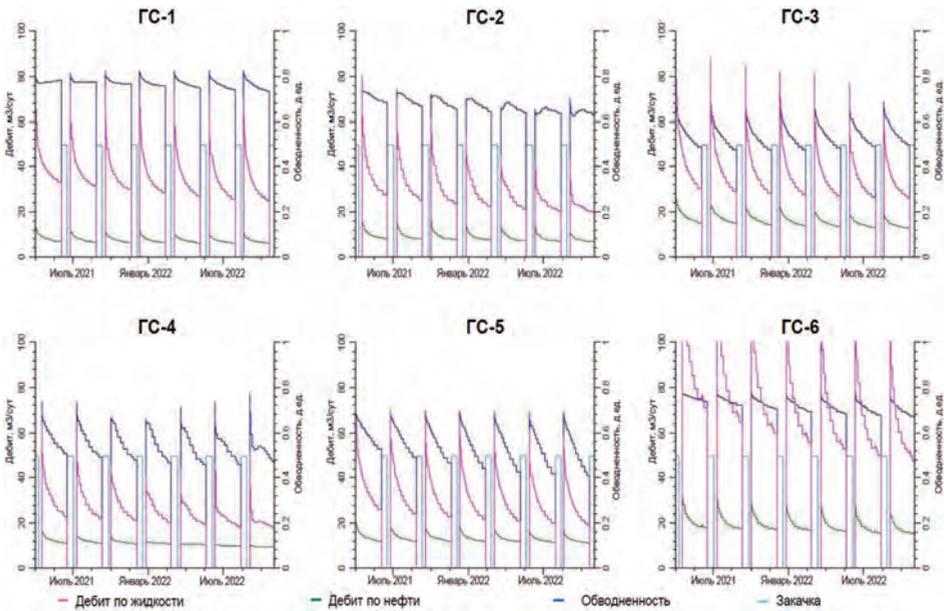


Рисунок 9. Предварительный прогноз добычи по скважинам с ПЦОС

Для моделирования разработки по технологии ПЦОС в ГДМ размещены 6 ГС вдоль подошвы пласта (рис. 5). Температура закачки пара принята 250°C, сухость пара – 0,5. Закачка пара по группе скважин с ПЦОС принята по 3 скважинам одновременно в течение 2 недель, далее – простой в течение 1 недели на пропитку с последующим запуском в добычу на ~10 недель. Как только парогенератор заканчивает закачку на первых 3 скважинах, идёт переключение на закачку следующей тройки скважин. На следующем, уточняющем II этапе проекта планируется расчёт оптимального режима работы скважин с ПЦОС с учётом правильного планирования работы парогенераторов.

Согласно проведённой оценке применение горизонтальных скважин позволяет получить дебиты (5–15 т/сут) в несколько раз выше, чем по вертикальным скважинам действующего фонда (<1 т/сут). Применение технологии ПЦОС позволяет дополнительно реализовать потенциал горизонтальных скважин.

Стартовые дебиты по ГС с применением технологии ПЦОС (рис. 10) выше в 1,5–3 раза по сравнению с дебитами при «холодной добыче», разность по накопленной добыче составляет 20–30% (рис. 11). При последующем учёте интерференции от действующего фонда (II этап) динамика обводнения по варианту «холодной добычи» будет менее оптимистичной.

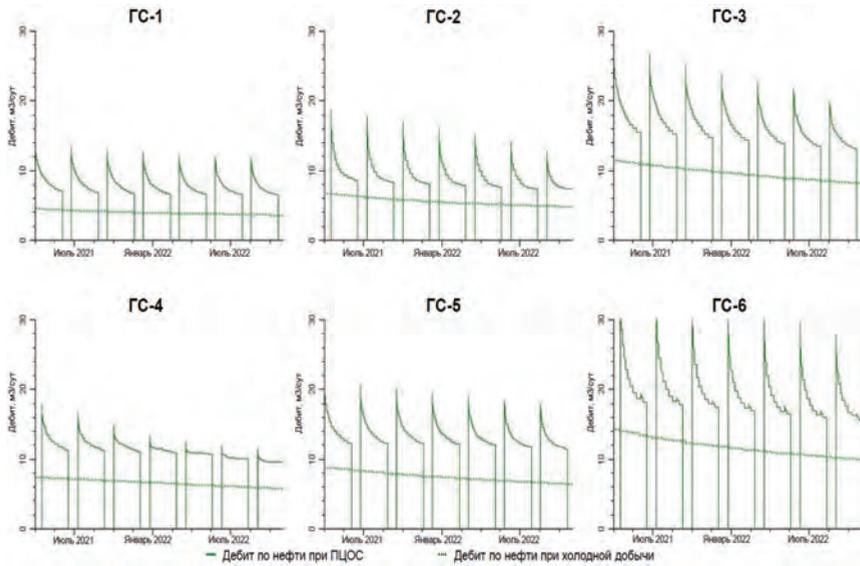


Рисунок 10. Динамика дебитов по ГС с ПЦОС и при «холодной добыче»

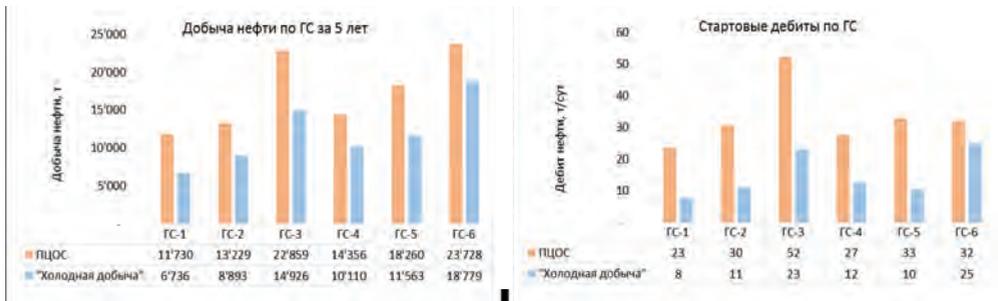


Рисунок 11. Сравнение потенциала добычи ГС при «холодной добыче» и с ПЦОС

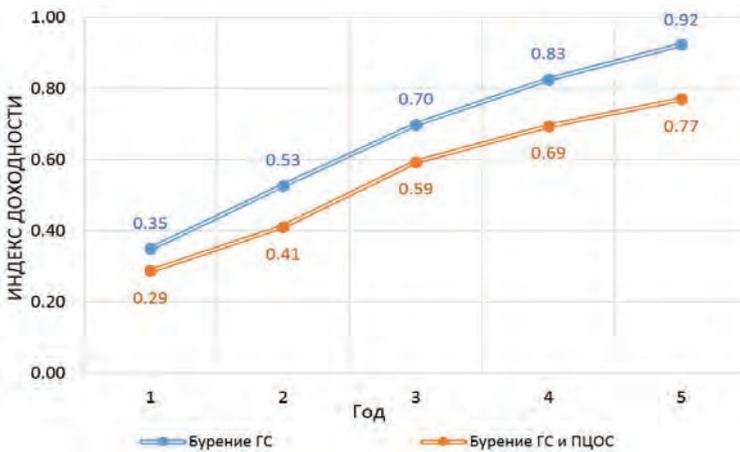


Рисунок 12. Сравнение экономических показателей

Для расчета экономической эффективности внедрения технологии ПЦОС использованы предполагаемые затраты на реализацию проекта (бурение горизонтальных скважин, закуп парогенераторной установки, обустройство и другие). Индекс доходности проекта за 5 лет (рис. 12) в сравнении с «холодной добычей» (капитальные затраты только на бурение 6 горизонтальных скважин) составляют 0,77 и 0,92 д. ед. соответственно. Необходимо подчеркнуть, что оценка носит предварительный характер.

Ввиду положительного технологического эффекта проведение II этапа исследований необходимо при уточнении текущей технологической оценки проекта,

который экономически целесообразен либо при снижении капитальных затрат на 34%, либо при улучшении технологической эффективности на 21%.

На II этапе планируется проведение серии уточняющих расчетов и анализов: корректировка модели PVT по результатам исследований глубинных проб нефти 2019 г., проведение дополнительных расчетов на композиционной модели для учёта эффекта дистилляции (в данной оценке использовалась опция Black oil Thermal), учёт интерференции от работы действующего фонда, подбор оптимальной схемы работы скважин по технологии ПЦОС и оптимизации экономических показателей.

Список использованной литературы

1. Фаган М. Шейх Ямани предсказывает падение цен, когда наступит эпоха нефти. – материалы сайта www.telegraph.co.uk, 25.06.2000 г.
2. Смирнов С. Куда уходит нефть Казахстана – материалы сайта «Ритм Евразии», www.ritm Eurasia.org, 19.11.2019 г.
3. Малюков В.П., Алибеков М.Э. Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана. – Вестник Российского университета дружбы народов, 2015, № 3, стр. 102–110.
4. Всемирная онлайн энциклопедия «Википедия», «Тройная точка воды», www.wikipedia.org.
5. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Учебное пособие. – Ухтинский государственный технический университет, Ухта, 2014 г., стр. 73–75.
6. Бабашева М.Н., Нурбаев С.Т., Каирбеков С.Б., Мухтанов Б.М. Эффективность применения тепловых методов: действующие проекты и перспективы. – Нефть и Газ, 2015, №6 (90), стр. 95–108.
7. Вяткин А.С. Обзор внедрения технологии парогравитационного способа добычи нефти. – Молодой учёный, 2017, №4 (138), стр. 13–15.
8. Соколюк Л.Н., Филимонова Л.Н. Технология выбора скважин для пароциклической обработки. – Нефтепромышленное дело, 2013, №11, стр. 65–68.
9. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта – Материалы сайта www.petros.ru.
10. Кувшинов И.В., Кувшинов В.А., Алтунина Л.К. Анализ применения химических композиций совместно с пароциклическими обработками скважин. – SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2018, 15–17 October, Moscow, Russia, стр. 1-9 (SPE-191490-18RPTC-RU).

КЕНБАЙ КЕН ОРНЫНЫҢ БОР ҚАБАТЫН ИГЕРУДЕ ЦИКЛДІ БУМЕН ӘСЕР ЕТУ ТЕХНОЛОГИЯСЫНЫҢ ЖАРАМДЫЛЫҒЫН БАҒАЛАУ

**М.Шакенұлы, Б.Е. Жиенгалиев, М.С. Кустанов,
А.К. Гарифов, А.С. Даулетов**

Әлемде жеңіл алынатын мұнай қорларының азайуына байланысты мұнай компаниялары өндірілуі қиын, тұтқырлығы жоғары мұнай қорларына көңіл бөле бастады. Еліміздің батыс өңірінде, Каспий теңізі жағалауын бойлай таяз орналасқан мұнай кеніштері негізінен бор қабаттарында орналасқан. Осындай тұтқырлығы жоғары үш бор қабатынан тұратын мұнай кеніші Кенбай кен орнына тиесілі Шығыс Молдабек участкісінің еншісінде. Оның жалпы қоры 54,5 млн т, ал алынатын бөлігі 19,5 млн т. Бүгінгі күні ол запастың тек 5 % өндірілген және өндірудің жобада көрсетілген коэффициентіне қол жеткізу үшін мұнай өндірудің теримикалық әдісін кең көлемде

пайдалану қарастырылған. Бұл жұмыстың негізгі мақсаты термикалық жолмен әсер етудің ұтымды әдісін табу және оны енгізудің экономикалық тұрғыдан тиімді перспективасын анықтау. Бүмен әсер етудің циклді технологиясы кеніштің геологиялық ерекшеліктеріне сәйкес мұнайбергіштігін арттырудың ең ұтымды әдісі екендігі дәлелденді. Гидродинамикалық моделге сүйене отырып жасалынған есептеулер бүмен әсер етудің циклді технологиясын пайдаланғанда бастапқы дебиттің «салқын технологияға» қарағанда 2–3 жоғары болатынын көрсетті, ал 5 жылдағы өндірілген жалпы өнімнің айырымы 20–30% құрады.

Түйінді сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, мұнай кен орындарын игеру, қабаттың мұнайбергіштігін арттыру, жылумен әсер ету әдістері, бу айдау, ұңғыманы циклді бүмен өңдеу.

EVALUATION OF THE APPLICABILITY OF CYCLIC STEAM STIMULATION METHOD AT CRETACEOUS DEPOSITS OF KENBAI FIELD

M.Shakenuly, B.Y. Zhiyengaliyev, M.S. Kustanov,
A.K. Garifov, A. S. Dauletov

Due to reducing volumes of light oil reserves, oil companies are increasingly focusing on hard-to-recover reserves, in particular, deposits with high-viscosity oil. Shallow-lying oil deposits are mainly concentrated in the Cretaceous horizons, in the western region of the country, along the Caspian coast. One of them is a highly viscous oil reservoir, consisting of 3 Cretaceous horizons of the Moldabek Vostochny section of Kenbai field, where 54.5 million tons of oil are concentrated, of which 19.5 million tons are recoverable. The current produced reserves makes up 5% of the initial recoverable reserves, and the approved design oil recovery factor implies the full-scale application of thermal oil recovery enhancement methods. The aim of this work is to select the most suitable method of thermal impact and assess the prospects for implementation with the calculation of economic feasibility. Taking into account the geological features of the reservoir, the cyclic treatment of the wells was chosen as the optimal method for increasing oil recovery. According to the results of calculations on the hydrodynamic model, the starting production rates using the technology of steam-cyclic treatment of producing wells are 2–3 times higher than the production rates for “cold production”: the difference in accumulated production over 5 years will be 20–30%.

Key words: high-viscosity oil, oil field development, enhanced oil recovery, thermal methods of EOR, steam injection, cyclic steam stimulation.

Информация об авторах

Шакен Мухтар Шакенулы – магистр нефтепромыслового дела, ведущий инженер департамента интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи, shaken.m@llpcmg.kz.

Жиенгалиев Бауржан Ерикович – магистр экономики и бизнеса, директор департамента интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи, zhiyengaliyev.b@llpcmg.kz.

Кустанов Мейрамбек Сергеевич – магистр техники и технологии, заместитель директора департамента бюджетирования и экономического анализа, kustanov.m@llpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Гарифов Айдар Камилевич – консультант по разработке, a.garifov@niikmg.kz.

DeGolyer & MacNaughton, филиал в Республике Казахстан, г. Нур-Султан

Даулетов Адил Султангалиевич – горный инженер, заместитель директора департамента геологии и разработки, a.dauletov@emg.kmger.kz.

АО «Эмбамунайгаз», г. Атырау, Казахстан