



УДК 622

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ С БУРЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ЗАЛЕЖАХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

DESIGN OF STEAM-CYCLING TECHNOLOGY WITH DRILLING OF HORIZONTAL WELLS AT HIGH-GRADE OIL RESERVOIRS

Шакен Мухтар Шакенулы

магистр нефтепромыслового дела,
ведущий инженер службы интенсификации добычи нефти и
повышения нефтеотдачи пластов,
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
shaken.m@lpcmg.kz

Жиенгалиев Бауржан Ерикович

магистр экономики и бизнеса,
руководитель службы интенсификации добычи нефти и
повышения нефтеотдачи пластов,
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
zhiyengaliyev.b@lpcmg.kz

Испанбетов Тимур Канатулы

магистр по проектному менеджменту,
ведущий инженер службы интенсификации добычи нефти и
повышения нефтеотдачи пластов,
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
ispanbetov.t@lpcmg.kz

Асанов Карим Балхашевич

бакалавр нефтегазового дела,
эксперт службы интенсификации добычи нефти и
повышения нефтеотдачи пластов,
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
asanov.k@lpcmg.kz

Аннотация. В связи с сокращением запасов легкой нефти нефтяные компании все больше внимания уделяют трудно-извлекаемым 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. 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 %.

Shaken Mukhtar Shakenuly

Master of Oilfield Engineering,
Leading Engineer of the Service of Oil
Production Intensification and
Enhanced Oil Recovery,
Atyrau Branch of Kmg Engineering LLP
shaken.m@lpcmg.kz

Zhiengaliev Baurzhan Yerikovich

Master of Economics and Business,
Head of Oil Production Intensification and
Head of the Service of Oil Production
Intensification and Oil Recovery Enhancement,
Atyrau branch of KMG Engineering LLP
zhiyengaliyev.b@lpcmg.kz

Ispanbetov Timur Kanatuly

Master's Degree in Project Management,
Leading Engineer, Department of
Oil Production Stimulation and
Enhanced Oil Recovery,
Atyrau Branch of KMG Engineering LLP
ispanbetov.t@lpcmg.kz

Asanov Karim Balkhashevich

Bachelor of Oil and Gas,
Expert of the Service of Oil Production
Stimulation and Oil Production Intensification
and Enhanced Oil Recovery,
Atyrau Branch of KMG Engineering LLP
asanov.k@lpcmg.kz

Annotation. Due to the decline in light oil reserves, oil companies are increasingly focusing on hard-to-recover reserves, particularly high-viscosity oil reservoirs. Shallow oil reservoirs are mainly concentrated in the Cretaceous Horizons, in the western region of the country, along the Caspian coast. One of them is a high-viscosity oil reservoir, consisting of 3 Cretaceous horizons. The current reserve depletion is 5 % of the initial recoverable reserves, and the approved design oil recovery factor suggests full-scale application of thermal methods to increase oil recovery. The purpose of this work is to select the most suitable method of thermal influence and assess the prospects of implementation with the calculation of economic feasibility. Given the geological characteristics of the reservoir, steam-cyclic treatment of wells was selected as the best method to enhance oil recovery. The results of the calculations on the hydrodynamic model show the starting production rates with the technology of steam-cycle treatment of the producing wells are 2–3 times higher in comparison with the rates of «cold production»: the difference in the cumulative production for 5 years is 20–30 %.



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

Keywords: high-viscosity oil, oil field development, enhanced oil recovery, thermal stimulation methods, steam injection, parocyclic well treatment, horizontal well.

Текущая ситуация на мировом нефтяном рынке 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 нефтяным компаниям для внедрения новых техник и технологий извлечения высоковязких нефтей.

Ключевым способом повышения нефтеотдачи пластов в залежах с высоковязкой нефтью являются термические методы. Основными механизмами воздействия при применении тепловых методов являются: снижение вязкости нефти, термическое расширение породы и флюидов, а также паровая дистилляция нефти (испарение нефти в зоне высокой температуры с последующей конденсацией в зоне пониженной температуры).

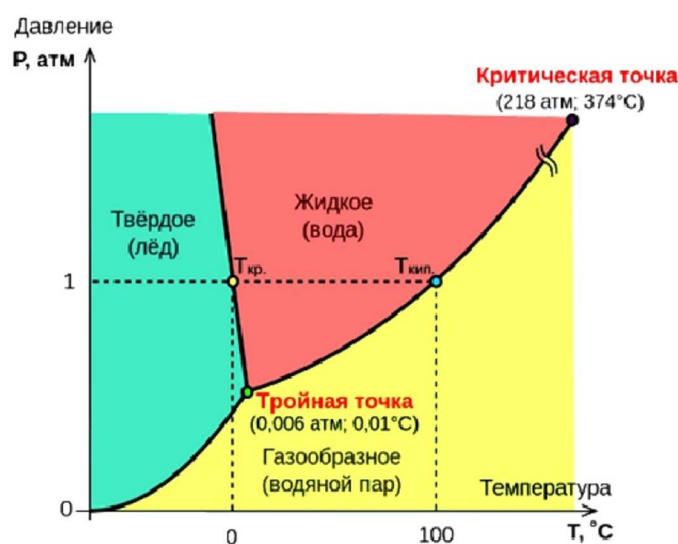


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма воды [3]

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);
- внутрислоевого 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. 1), что в свою очередь приводит к росту теплотеперь 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 [4].

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 место-



рождениях 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 двух 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 пласт. 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 3-мя продуктивными горизонтами. Горизонт М-I состоит из 3 продуктивных пластов (1, 2, 3) со своими самостоятельными флюидальными контактами. Наиболее выдержанными по площади и разрезу являются пласты 1 и 2, нижний пласт 3 наибольшей части площади замещен глинистыми и плотными породами. К продуктивному пласту М-I-1 приурочена газонефтяная залежь пластово-сводового типа, где основную долю по вертикали составляет газовая шапка. Продуктивный пласт М-I-2 осложнен газовой шапкой в восточной части месторождения, наиболее выдержанные толщины прослеживаются в II блоке пласта (западное крыло месторождения). К горизонту М-II 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.

Учитывая геологические особенности строения залежи, наиболее подходящими для технологии ПГД являются горизонт М-II и продуктивный пласт М-I-2. По продуктивному пласту М-I-2 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 месторождение не имеются 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 месторождении требуется провести оценку его технико-экономической целесообразности.

Работу по проведению оценки решено провести 3 этапа:

– Этап I. Экспресс-оценка технологической эффективности ПЦОС. Задачей данного этапа является предварительная оценка возможных дебитов по технологии ПЦОС с горизонтальными скважинами на действующей модели ГДМ, оценка качества и наличия данных для моделирования процесса.

– Этап II. Технико-экономическая оценка применения ПЦОС. Задачей II этапа является дополнение ГДМ «термальными» свойствами породы и насыщающих её флюидов, проведение технико-экономической оценки эффективности технологии с учётом интерференции скважин ПЦОС с действующим фондом скважин на базе актуализированной геологической и гидродинамической моделей с учетом ограничений оборудования (парогенераторов).

– Этап III. Задачей данного этапа является оптимизация проекта для принятия окончательного решения, и включает в себя следующие пункты: пересмотр количества скважин и размещение по залежи, оптимизация длины горизонтальных стволов и капитальных, эксплуатационных затрат.

Для решения задач I этапа группой специалистов была инициирована работа по моделированию пароциклической обработки скважин в проектных горизонтальных скважинах на действующей геолого-гидродинамической модели месторождения. Для проведения расчётов по технологии ПЦОС проделана следующая работа:

- экспертиза ключевых моментов (инициализация, модель PVT, качество адаптации) по ГДМ;
- корректировка проблемных моментов;
- адаптация ГДМ (рис. 2–3);
- 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. 5) использованы данные лабораторных исследований по зависимости вязкости рекомбинированных проб нефти от температуры по объектам I (скв. 2542 и 1100) и II (скв. 1166 и 1233) меловых горизонтов (рис. 4).

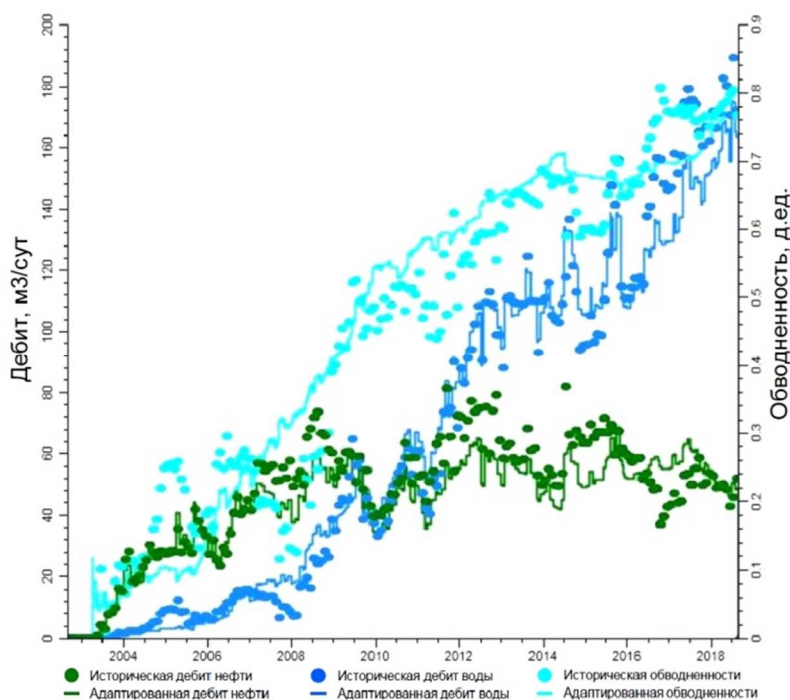


Рисунок 2 – Интегральная адаптация по блоку

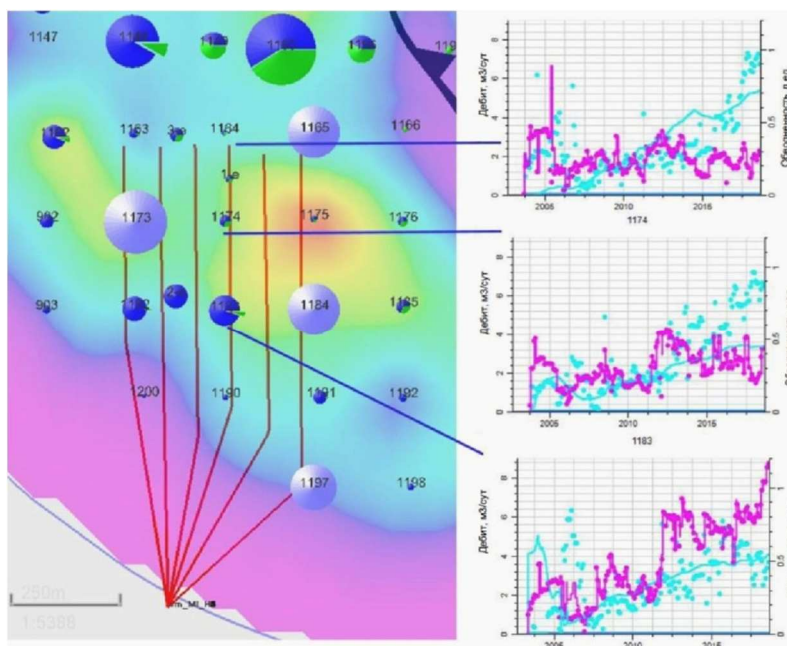


Рисунок 3 – Инициализация краевых скважин

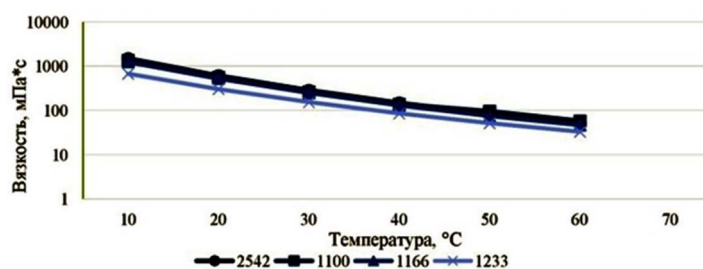


Рисунок 4 – Результаты исследований зависимости вязкости нефти от температуры

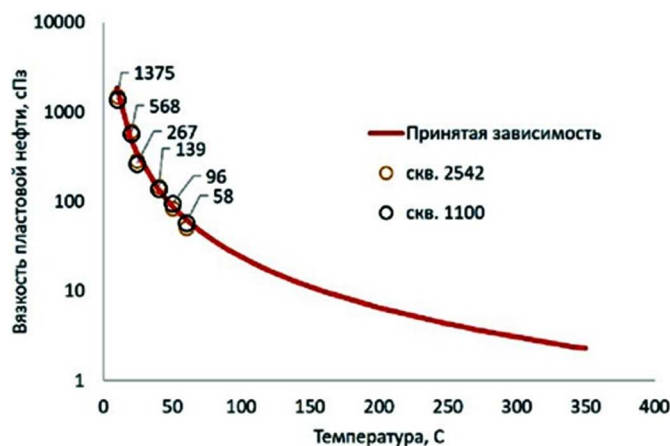


Рисунок 5 – Принятая зависимость вязкости от температуры

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

Теплоёмкость породы принята равной теплоёмкости кварца ($1400 \text{ кДж} / \text{м}^3 / \text{К}$), без зависимости от температуры. Зависимости теплоёмкостей насыщающих пород флюидов от температуры приняты по справочным данным для сырой нефти, воды и метана.

Теплоёмкость и теплопередача вышележащих и нижележащих пород (для учёта теплотерь 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. 6.)



Таблица 1 – Расчёт теплопроводности насыщенной породы

Вещество	Доля, объемная	Теплопроводность, кДж / м / день / К	
		Теплопроводность вещества	Теплопроводность компонента породы, средне-взвешенная 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	

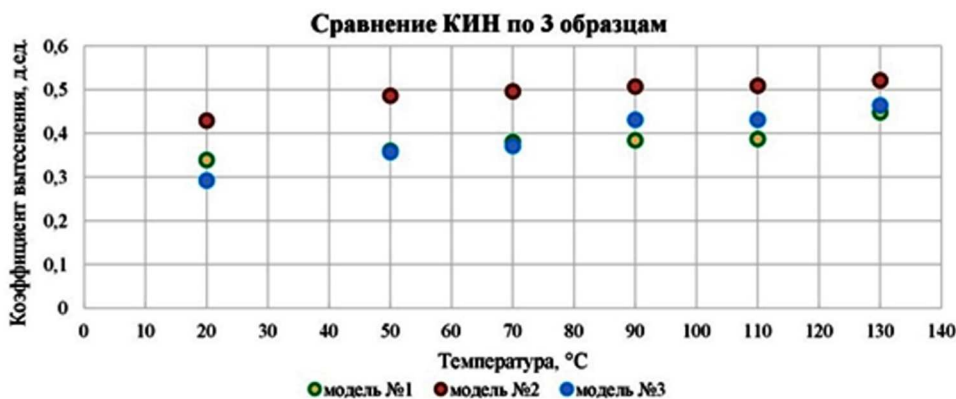


Рисунок 6 – Влияние температуры на коэффициент вытеснения

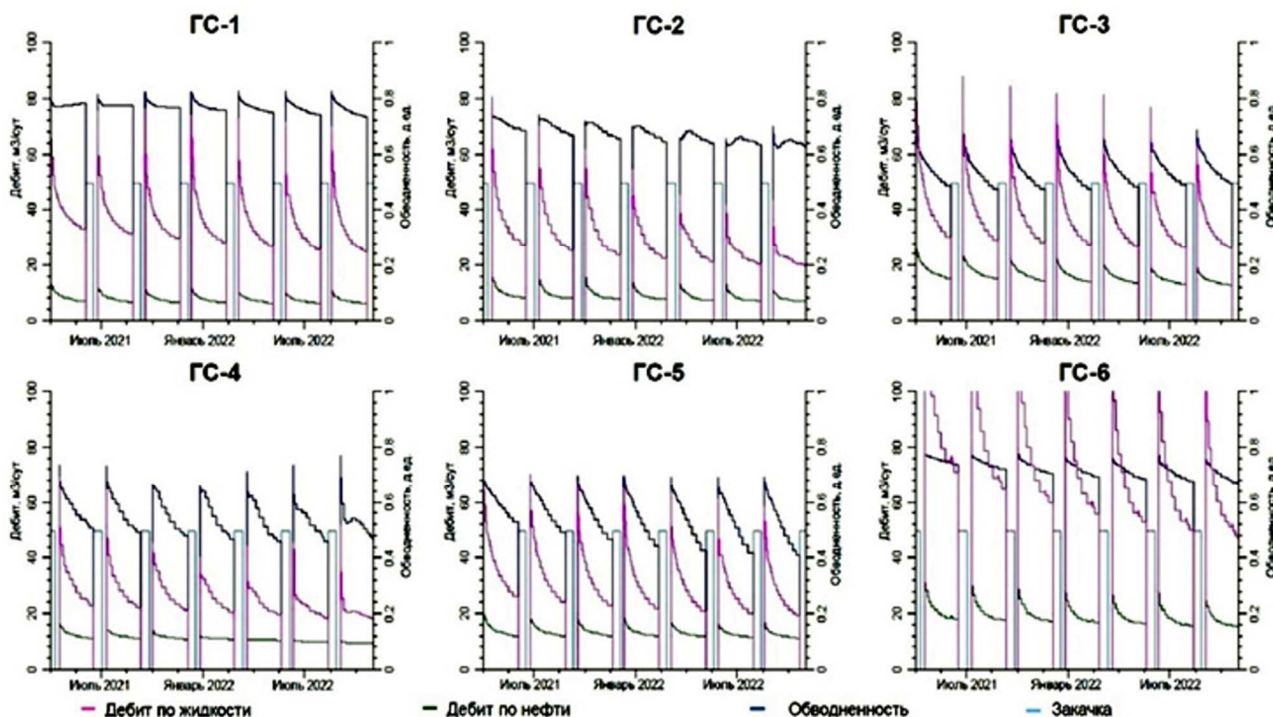


Рисунок 7 – Предварительный прогноз добычи по скважинам с ПЦОС

Для моделирования разработки по технологии ПЦОС в ГДМ размещены 6 ГС вдоль подошвы пласта (рис. 3). Температура закачки пара принята 250 °С, 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 (рис. 7). 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. 8) выше в 1,5–3 раза по сравнению с дебитами при «холодной добыче», разность по накопленной добыче составляет 20–30 % (рис. 9). При последующем учёте интерференции от действующего фонда (II этап) динамика обводнения по варианту «холодной добычи» будет менее оптимистичной.

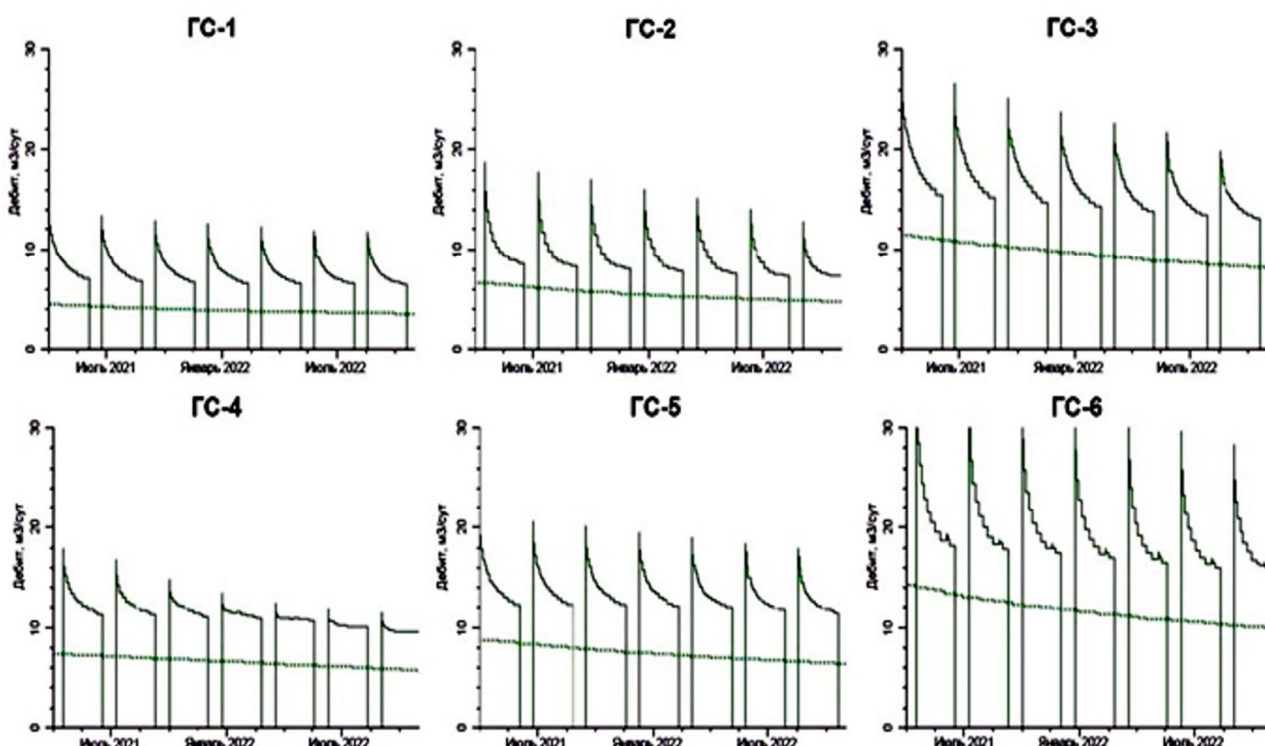


Рисунок 8 – Динамика дебитов по ГС с ПЦОС и при «холодной добыче»

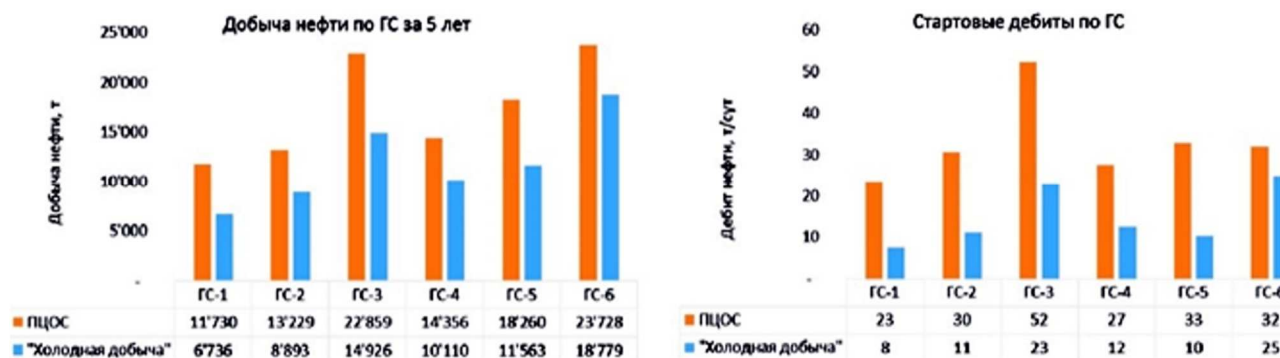


Рисунок 9 – Сравнение потенциала добычи ГС при «холодной добыче» и с ПЦОС

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. 10) 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 расчётов и анализов: корректировка модели по результатам исследований глубинных проб нефти, проведение дополнительных расчётов 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 с учётом правильного планирования работы парогенераторов и оптимизации экономических показателей.

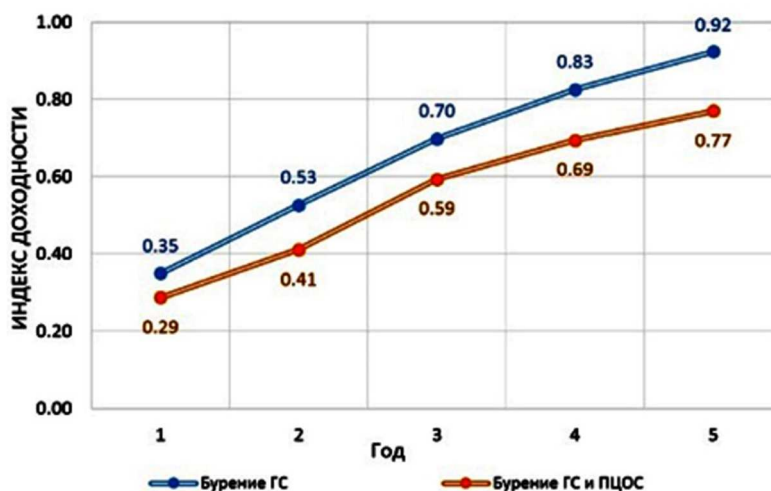


Рисунок 10 – Сравнение экономических показателей

Литература:

1. Фаган М. Шейх Ямани предсказывает падение цен, когда наступит эпоха нефти // Материалы сайта. – URL : www.telegraph.co.uk (25.06.2000 г.)
2. Смирнов С. Куда уходит нефть Казахстана // Материалы сайта «Ритм Евразии». – URL : www.ritm Eurasia.org (19.11.2019 г.)
3. Всемирная онлайн энциклопедия «Википедия» // «Тройная точка воды». – URL : www.wikipedia.org
4. 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. – С. 102–110.
5. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Учебное пособие // Ухтинский государственный технический университет. – Ухта, 2014. – С. 73–75.
6. Эффективность применения тепловых методов: действующие проекты и перспективы / М.Н. Бабашева [и др.] // Нефть и Газ. – 2015. – № 6 (90). – С. 95–108.
7. Вяткин А.С. Обзор внедрения технологии парогравитационного способа добычи нефти // Молодой учёный. – 2017. – № 4 (138). – С. 13–15.
8. Соколюк Л.Н., Филимонова Л.Н. Технология выбора скважин для пароциклической обработки // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 11. – С. 65–68.
9. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта // Материалы сайта. – URL : 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. – М., 2018, 15–17 October. – С. 1–9 (SPE-191490-18RPTC-RU).

References:

1. Fagan M. Sheikh Yamani predicts a fall in prices when the age of oil comes // Web site materials. – URL : www.telegraph.co.uk (25.06.2000).
2. Smirnov S. Where Kazakhstan's oil goes // Proceedings of the site «Rhythm of Eurasia». – URL : www.ritm Eurasia.org (19.11.2019).
3. World online encyclopedia «Wikipedia» // Triple Water Point. – URL : www.wikipedia.org
4. Malyukov V.P., Alibekov M.E. Innovative technologies for intensification of oil production from non-uniform formations in the fields of ultra-viscous oils of Tatarstan // Bulletin of Peoples' Friendship University of Russia. – 2015. – № 3. – P. 102–110.
5. Ruzin L.M., Moroziuk O.A. Methods of enhanced oil recovery. Textbook // Ukhtha State Technical University. – Ukhtha, 2014. – P. 73–75.
6. Effectiveness of thermal methods application: current projects and prospects / M.N. Babasheva [et al.] // Oil and Gas. – 2015. – № 6 (90). – P. 95–108.
7. Vyatkin A.S. Review of the introduction of the steam-gravity method of oil production // Young Scientist. – 2017. – № 4 (138). – P. 13–15.
8. Sokolyuk L.N., Filimonova L.N. The technology of selecting wells for steam-cycle treatment // Oilfield Business. – 2013. – № 11. – P. 65–68.
9. Review of modern methods of enhanced oil recovery // Materials of the site. – URL : www.petros.ru.
10. Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Altunina L.K. Analysis of application of chemical compositions together with steam-cycling well treatments // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – М., 2018, 15–17 October. – P. 1–9 (SPE-191490-18RPTC-RU).