

УДК 622.276; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-5.04>

<https://orcid.org/0000-0003-4284-9048>

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

<https://orcid.org/0000-0003-2769-0497>

<https://orcid.org/0009-0008-0179-9682>

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ПАРА И ВОДЫ НА ЗАПАДНОМ УЧАСТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС



Г.Е. КАЛШЕВА,
ст. преподаватель,
kalesheva-gulmira_29_69
@mail.ru



К.А. ИХСАНОВ,
кандидат технических наук,
Ikhsanov_k@mail.ru



Б.А. БИЛАШЕВ,
кандидат технических наук,
bilashev@mail.ru



Т.Н. УТЕЕВА,
магистр технических наук,
uteevatoigan@inbox.ru

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

Рассматривается один из основных методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождении с тяжелой нефтью, т.е. тепловой метод воздействия на пласты с помощью нагнетания горячего теплоносителя. Метод теплового воздействия на пласт является как перспективным методом увеличения нефтеотдачи пластов и как едва ли не единственным способом добычи высоковязких нефтей и битумов.

Применение тепловых методов закачки пара и воды на пласт способствует росту эксплуатации нефтяных залежей и снижения потерь гидравлической энергии при фильтрации в призабойной зоне пласта, что и используется на данный момент на месторождении.

Применение традиционных технологий при добыче высоковязких нефтей и природных битумов приводит к низкому извлечению и потере ценных сопутствующих компонентов флюида, что ощутимо снижает рентабельность разработки и наносит вред окружающей среде. В связи с этим необходимо разработать научно-обоснованный подход к проведению разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов, который бы учитывал их специфику и оптимальный режим работы скважин при добыче высоковязкой нефти.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Месторождение, залежь, пласт, нефтеотдача, закачка пара и воды, эффективность, интенсификация, промышленные исследования.

ҚАРАЖАНБАС КЕН ОРНЫНЫҢ БАТЫС УЧАСКЕСІНДЕ БУ МЕН СУДЫ ЦИКЛДІК АЙДАУДЫҢ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

Г.Е. КАЛШЕВА, аға оқытушы, kalesheva-gulmira_29_69@mail.ru
К.А. ИХСАНОВ, техника ғылымдарының кандидаты, Ikhsanov_k@mail.ru
Б.А. БИЛАШЕВ, техника ғылымдарының кандидаты, bilashev@mail.ru
Т.Н. УТЕЕВА, техника ғылымдарының магистрі, uteevatoigan@inbox.ru

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

Бұл мақалада ауыр мұнайлы кен орнындағы қабаттардың мұнай бергіштігін арттырудың негізгі әдістерінің бірі, яғни ыстық жылутасымалдағышты айдау арқылы қабаттарға әсер етудің жылулық әдісі қарастырылады. Қабатқа жылу әсер ету әдісі қабаттардың мұнай өндірісін арттырудың перспективалық әдісі ретінде және тұтқырлығы жоғары мұнайлар мен битумдарды өндірудің жалғыз әдісі ретінде қарастырылады.

Бу мен суды қабатқа айдаудың жылу әдістерін қолдану мұнай кен орындарын пайдаланудың өсуіне және қазіргі уақытта кен орнында қолданылатын қабаттың төменгі бөлігінде сүзу кезінде гидравликалық энергия шығынын азайтуға ықпал етеді.

Тұтқырлығы жоғары мұнайлар мен табиғи битумдарды өндіруде дәстүрлі технологияларды қолдану сұйықтықтың құнды ілесіе компоненттерінің аз өндірілуіне және жоғалуына әкеледі, бұл игеру рентабельділігін айтарлықтай төмендетеді және қоршаған ортаға зиян келтіреді. Осыған байланысты тұтқырлығы жоғары мұнай мен табиғи битумдардың кен орындарын игеруге ғылыми негізделген тәсілді әзірлеу қажет, бұл олардың ерекшелігін және тұтқырлығы жоғары мұнай өндіру кезінде ұңғымалардың оңтайлы жұмыс режимін ескереді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Кен орны, өнім қабаты, мұнай бергіштік, бу мен суды айдау, тиімділік, қарқындылық, кәсіптік зерттеулер.

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF CYCLIC STEAM AND WATER INJECTION IN THE WESTERN SECTION OF THE KARAZHANBAS FIELD

G.E. KALESHEVA, Senior lecturer, Kalesheva-gulmira_29_69@mail.ru
 K.A. IKHSANOV, Candidate of Technical Sciences, Ikhsanov_k@mail.ru
 B.A. BILASHEV, Candidate of Technical Sciences, bilashev@mail.ru
 T.N. UTEEVA, Master of Technical Sciences, uteevatoigan@inbox.ru

WEST KAZAKHSTAN UNIVERSITY OF INNOVATION AND TECHNOLOGY,
 Republic of Kazakhstan, 090001 Uralsk N.Nazarbayev ave. 208

This article discusses one of the main methods of increasing oil recovery in a heavy oil field, i.e. the thermal method of acting on formations by pumping a hot coolant. The method of thermal impact on the formation is both a promising method of increasing oil recovery and as almost the only way to extract high-viscosity oils and bitumen.

The use of thermal methods of steam and water injection into the reservoir contributes to the growth of oil deposits exploitation and reduction of hydraulic energy losses during filtration in the bottom-hole zone of the reservoir, which is currently used at the field.

The use of traditional technologies in the extraction of high-viscosity oils and natural bitumen leads to low extraction and loss of valuable accompanying fluid components, which significantly reduces the profitability of development and harms the environment. In this regard, it is necessary to develop a scientifically sound approach to the development of deposits of high-viscosity oils and natural bitumen, which would take into account their specifics and the optimal mode of operation of wells in the production of high-viscosity oil.

KEYWORDS: *Field, deposit, formation, oil recovery, steam and water injection, efficiency, intensification, field research.*

Введение. Большие запасы высоковязких нефтей усиливают интерес к их разработке, особенно при неуклонном снижении доли легкодоступной нефти. Низкая экономическая рентабельность, высокие технологические риски, отсутствие специализированного оборудования для воздействия на пласт и системы транспортирования препятствуют масштабному освоению таких объектов. При разработке пластов, сложенных в основном известняками и доломитами, осложняющими факторами, помимо свойств нефти, являются геологофизические свойства самого коллектора. Вязкость нефти в продуктивных пластах зачастую достигает значений 1000 мПа·с и более, в результате чего применение традиционных методов теплового воздействия оказывается малоэффективным [1,2]. По этой причине разработка новых эффективных методов воздействия на данные залежи является особо актуальной задачей.

На западном участке месторождения Каражанбас (1-3 объекты) первоначально утверждалась система разработки, предусматривающая закачку в пласты пара при девяти точечной схеме расположения скважин и расстоянии между скважинами 150 м. Этим объясняется относительно высокое значение утвержденного КИН участка, составляющее по объектам 24,6-34,7%. В дальнейшем, в связи с ограничением объёмов выработки пара на месторождении, была пересмотрена система разработки данного участка и применена технология «традиционного» вытеснения путем заводнения.

На сегодня по объектам западного участка текущий КИН составляет всего 4,0-6,5%, отбор от извлекаемых запасов – 12-25%, при этом средняя обводненность

пластов уже достигла уровня 85-93%. Оцениваемый потенциальный КИН при существующей системе разработки западного участка составляет по объектам 6,1-10,4%, что значительно ниже утверждённого. В связи с этим в настоящее время остро стоит вопрос о необходимости применения в данной части месторождения эффективных методов и технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов.

Материалы и методы исследования. В данной работе в качестве метода повышения нефтеотдачи пластов рассматриваются два варианта:

- первый вариант предполагает применение технологии циклической закачки в пласт пара и воды;
- второй вариант предусматривает применение заводнения.

С апреля 2016 года на западном участке 1 объекта осуществляется циклическая закачка пара и воды в 6 нагнетательных скважинах (рисунок 1), при этом в каждом цикле закачки пара (продолжительностью около 3 мес.) задействованы по 2 нагнетательные скважины прилегающих ячеек, а в соседней паре ячеек в соответствующий период осуществлялась закачка воды. Так, с 25 апреля по 2 августа 2016 г. закачка пара производилась в скважины XX86 и XX29, затем скважины были вновь переведены под закачку воды, а объёмы пара переместили в следующие 2 скважины (XX67, XX27) соседних ячеек, где суточная закачка составила в среднем 186 и 80 т/сут соответственно. Далее в течение 3 мес. нагнетание пара вновь производилось в первых 2-х ячейках (третий цикл) и одновременно в третью пару ячеек – в скважины XX25 и XX65 (180 и 86 т/сут). Таким образом, на сегодня в первой паре нагнетательных скважин выполнено 2 цикла закачки пара и один цикл закачки воды, во второй паре проведены один цикл закачки пара и один цикл закачки воды, в третьей паре скважин в течение 2 месяцев осуществляется первый цикл закачки пара. Для выработки пара на данном участке задействованы две мобильные парогенераторные установки (МПГУ) [3,4].

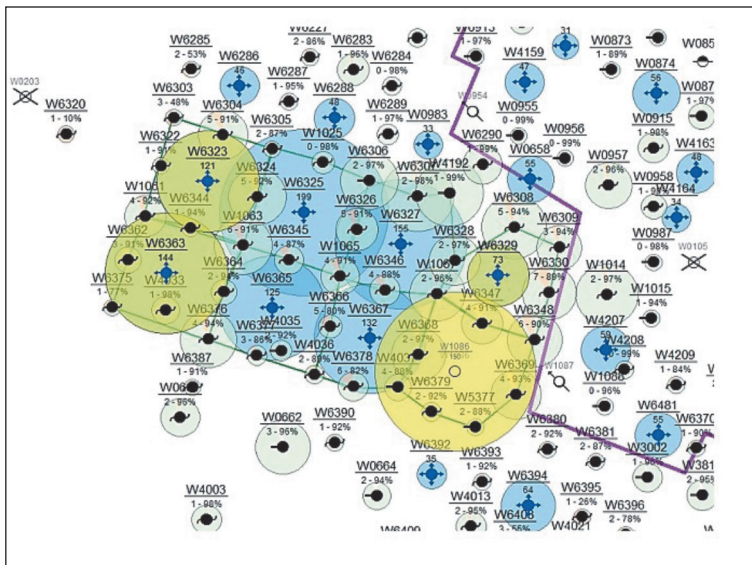


Рисунок 1 – Расположение участка применения технологии с чередованием закачки пара и воды

На рисунках 2-4 приведена динамика технологических показателей по 6-ти ячейкам (нагнетательные скважины ХХ29, ХХ65, ХХ86).

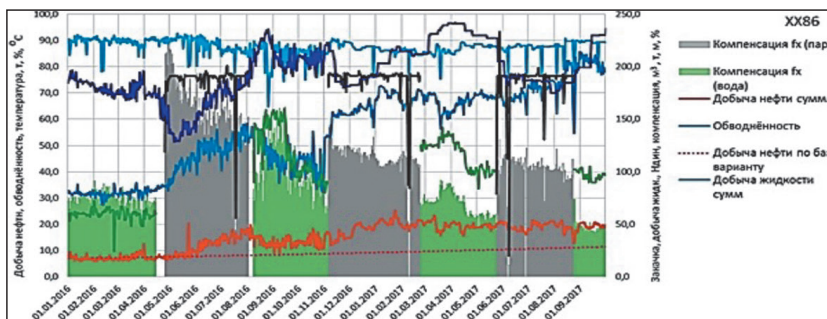


Рисунок 2 – Динамика технологических показателей по ячейке скважины ХХ86

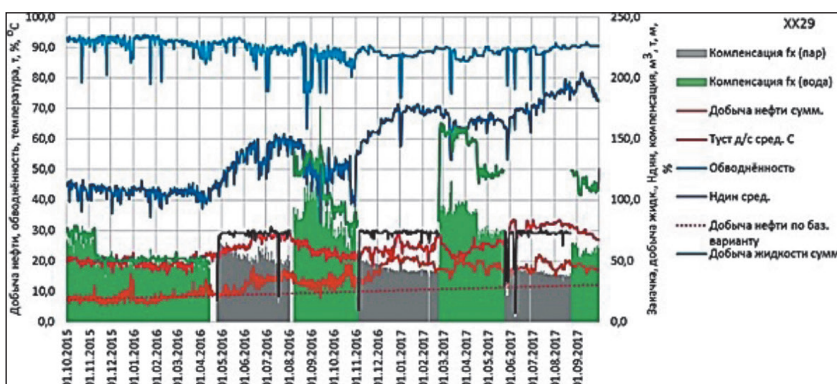


Рисунок 3 – Динамика технологических показателей по ячейке скважины ХХ29

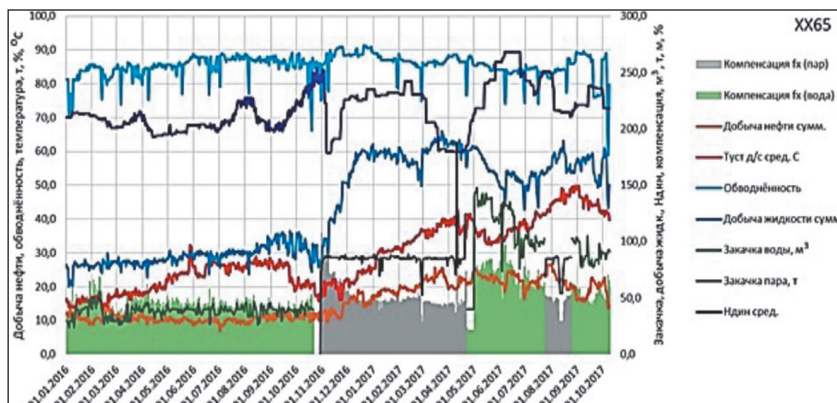


Рисунок 4 – Динамика технологических показателей по ячейке скважины ХХ65

Как видно из графиков, в циклах закачки пара по каждой реагирующей ячейке наблюдается заметный рост добычи нефти и жидкости относительно показателей до испытания. Так, среднесуточный прирост нефти за первый цикл закачки пара относительно базового показателя (постоянной закачки воды) изменяется по 6-ти

ячейкам в интервале 2,6-7,9 т/сут, во второй цикл закачки пара по ячейкам скважин ХХ29 и ХХ86 (где данный цикл осуществлялся) составляет 5,8-6,9 т/сут относительно показателя за 1 цикл. Независимо от сезонных колебаний в течение циклов закачки пара отмечается повышение температуры на устье добывающих скважин в соответствующих ячейках, кроме того, реакция температуры в сторону повышения заметна также в соседних, примыкающих ячейках за счет граничных эффектов. Динамический уровень столба жидкости в скважинах на начальном этапе цикла закачки пара заметно снижается, однако далее фиксируется его постоянное повышение практически по всем ячейкам. В циклах закачки пара по ячейкам прослеживается тенденция снижения доли воды в продукции (до 4%), за исключением третьей пары ячеек (ХХ65), в которых обводненность возросла соответственно на 2-6 %.

В циклах закачки воды уровень закачиваемого агента по ячейкам практически в 2 раза превышает соответствующий показатель до начала применения технологии (108-120 м³/сут). В данный период по 2-м ячейкам (скважины ХХ86, ХХ29) произошло некоторое постепенное снижение уровней жидкости относительно периода закачки пара при наблюдаемом снижении динамического столба жидкости в скважинах. Среднесуточный прирост нефти относительно базового показателя (технология заводнения) в течение цикла закачки воды (2-й цикл) составил по первой паре ячеек (скважины ХХ29, ХХ86) порядка 3,5 и 6,1 т/сут, по второй паре (скважина ХХ65) - 9,8 т/сут соответственно. Доля воды снизилась в первой паре ячеек на 3,5-5,7%, во второй паре произошло увеличение на 2,3-2,9 %. На этапе второго цикла закачки пара (3-й цикл), который на момент анализа осуществлялся только в первой паре скважин (ХХ29, ХХ86), наблюдался постоянный рост уровня добычи нефти, дополнительная добыча составила 4,9-5,7 т/сут, что превышает прирост второго цикла, обводненность выросла на 1,6% и 2,3% соответственно [5].

Результаты и обсуждение. Следует отметить, что объем закачки пара в каждой паре нагнетательных скважин распределяется неравномерно, а в соотношении 80т/сут на одну и 180 т/сут на другую, подобное соотношение закачки определяет соответствующие коэффициенты компенсации для пары ячеек около 50% по одной и 120-130% по другой.

На *рисунках 5,6* представлены объемы добычи нефти по вариантам закачки пара и воды.

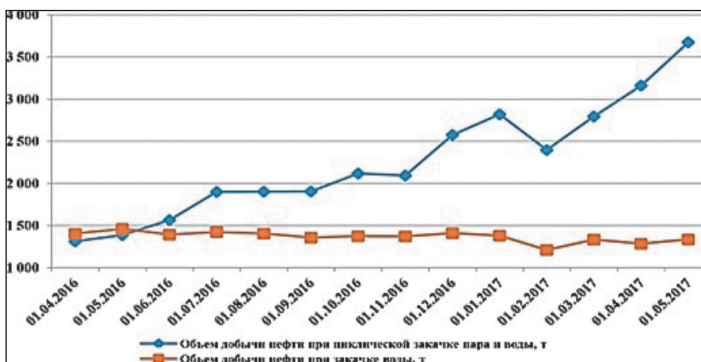


Рисунок 5 – Динамика объемов добычи нефти прициклической закачке пара и воды

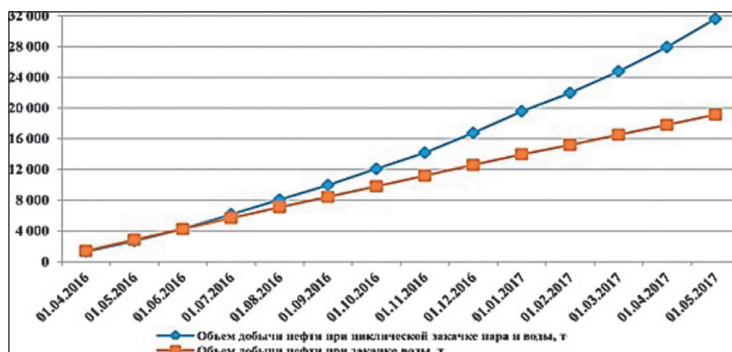


Рисунок 6 – Накопленный объем добычи нефти при циклической закачке пара и воды

По повышению устьевой температуры реагирующих скважинах на 10–15°C во время цикла закачки пара можно судить о нагреве пласта в данной области, следовательно, говорить о тепловой составляющей наблюдаемого прироста добычи. За 14 мес. Применения технологии циклической закачки суммарный прирост по всем реагирующим скважинам 6-ти ячеек составил 10879 т. Экономическую оценку провели на основе сравнения технико-экономических показателей по двум вариантам (таблица 1).

Таблица 1 – Основные технико-экономические результаты по вариантам

№п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Значения показателей по вариантам	
			Вариант1	Вариант2
			Циклическая закачка пара и воды	Прогнозная закачка воды
1	Объем добычи нефти	тыс.т	31,6	19,1
2	Объем добычи жидкости	тыс.т	478,6	329,6
3	Объем закачки пара	тыс.т	160,0	—
4	Объем закачки воды	тыс.м ³	147,8	188,2
5	Капитальные вложения	тыс.\$	80,4	—
6	Всего эксплуатационных затрат, из них:	тыс.\$	2292,7	1453,9
	затраты, зависящие от объема добычи нефти	тыс.\$	53,5	32,4
	затраты, зависящие от объема добычи жидкости	тыс.\$	187,3	129,0
	затраты, зависящие от количества скважин	тыс.\$	1169,4	1219,3
	Затраты на подготовку и закачку воды	тыс.\$	57,4	73,1
7	Затраты на подготовку и закачку пара, из них:	тыс.\$	825,1	—
	Затраты на аводу	тыс.\$	282,1	—
	Затраты на газ	тыс.\$	457,0	—
	Затраты на электроэнергию	тыс.\$	79,6	—
	Затраты на химикаты	тыс.\$	6,5	—
8	Общие затраты на осуществление мероприятия	тыс.\$	2373,1	1453,9
9	Выручка от реализации нефти	тыс.\$	4942,6	2974,3
10	Операционная прибыль	тыс.\$	2569,6	1520,4
11	Чистая приведенная стоимость	тыс.\$	2431,0	1466,6

Определение уровня экономической эффективности инвестиций, вложенных в разработку месторождения, проводилось с учетом технико-технологических особенностей и экономических условий реализации проекта. Как и полагается по методике, оценка эффективности базировалась на соответствующей информации за определенный период. Экономическая эффективность представляет собой максимально возможные результаты при минимуме затрат.

Оценка эффективности интенсификации через прирост прибыли, получаемой в результате увеличения объемов добычи нефти. Таким образом, сравнивая два варианта расчета – допроведения интенсификации и после его завершения – можно сопоставить прибыль.

Оптимизация параметров нагнетания пара: с учетом потери теплоты в процессе нагнетания пара, физических условий пластов и стратегии освоения месторождения, скорость нагнетания пара, степень сухости пара на забое скважины, отношение добычи и нагнетания в место проектирования объема добыча нефти, может быть регулировано на данной основе для разных пластов [6].

Комплексный контроль и регулировка: необходимо систематично и всесторонне выполнить контроль и регулировку систем в скважинах для органического сочетания паровой пропитки с нагнетанием пара.

а) Усилить динамическое наблюдение, включая наблюдение за перемещением переднего фронта пара, продольным профилем приемистости нагнетенного пара, температурой на устье производственных скважин и т.д., что служит руководством и основанием для комплексной регулировки и контроля скважин;

б) Для производственных скважин, расположенных в направлении плохой проницаемости, необходимо производить подходящую паровую пропитку для ведения направления движения пара, вместе с этим в данном направлении производственных скважин может подходящим образом повысить объем добычи жидкости и снизить давление на забое скважины, что полезно для равномерного продвижения пара в пластах и задерживания времени одностороннего опережения;

в) Для нагнетательных скважин с повышенным давлением нагнетания или плохой способностью приемистости пара допускается принимать во внимание повторное нагнетание через некоторое время после обратного потока или проведение подходящей паровой пропитки с последующим нагнетанием пара в скважину;

г) Для зоны с плохой соединяемостью или наличием сброса и отделения необходимо выполнить производство путем паровой пропитки;

д) Температура добытой жидкости: когда температура добытой жидкости превышает 70°C , необходимо начать контролирование объема добычи жидкости; когда температура добытой жидкости составляет выше 100°C , необходимо остановить эксплуатацию скважины;

Улучшение и усовершенствование комплектных технологических колонн труб: в настоящее время колонны труб для нагнетания пара обладают серьезной скрытой опасностью, к тому же причиняют серьезный вред цементному кольцу. Рекомендуем применить безопасные и долгосрочные пакеры-пробки, специально предназначены для нагнетания пара, и выполнить оптимизацию проектирования колонн труб для нагнетания пара [7,8].

Температура добытой жидкости превышает 100°C , при этом объем добычи нефти становится все меньше и меньше, с 70 t/d снижен до 1.47 t/d (рисунк 7,8). Между нагнетательными и эксплуатационными скважинами образованы каналы перетока пара, давление на забое скважины уже достигло 3.5 МПа, что серьезно оказывает влияние на волны и объем пара, к тому же зона, расположенная ближе к скважине, продолжительно находится под высоким давлением, и поэтому состояние производства на данной скважине будет трудно восстановлено.

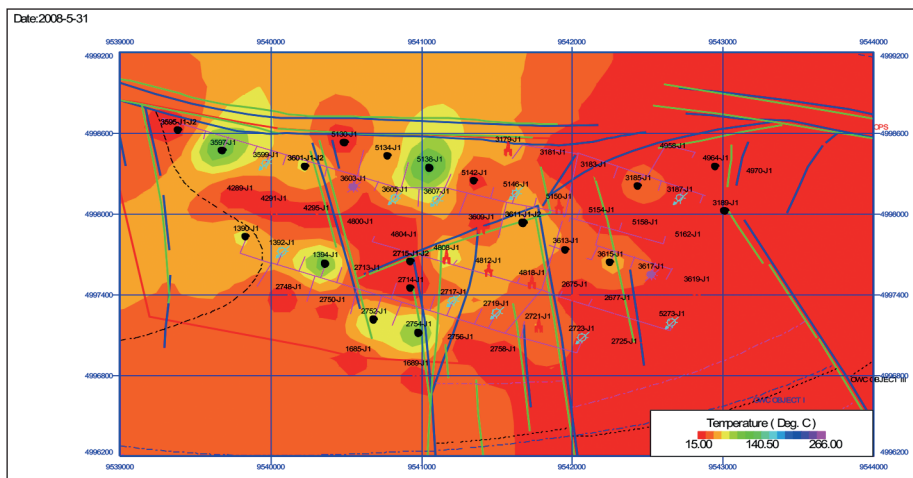


Рисунок 7 – Распределение температуры добытой жидкости на устье скважины, расположенные в Восточном районе месторождения Каражанбас и в которые нагнетается пар

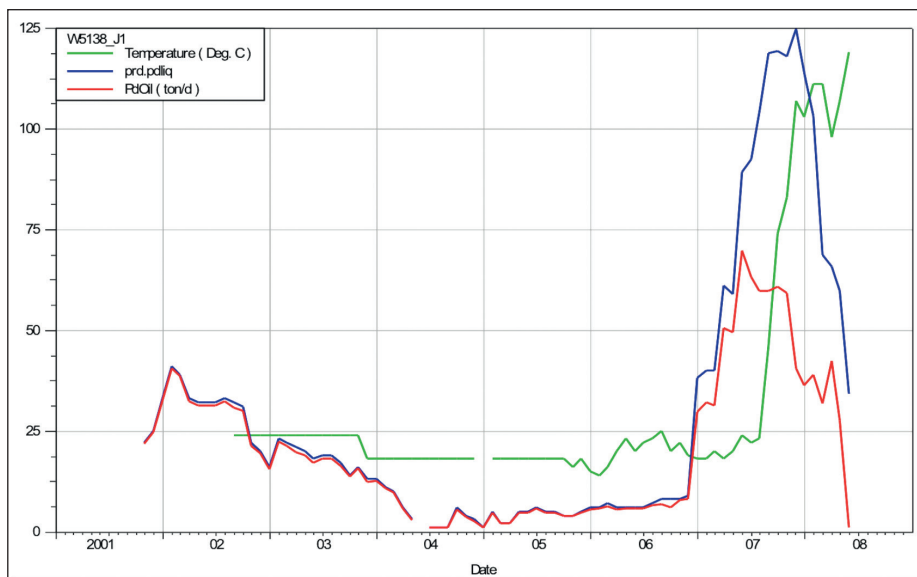


Рисунок 8 – Кривая производства на скважине 5138, расположенной в восточном районе месторождения Каражанбас и в которую нагнетается пар

Заключение и выводы. В целом можно сделать вывод, что существующая система разработки не является достаточно эффективной по следующим причинам:

- Закачка ведется не на всех участках и не во все пласты, где ведется разработка;
- Заводнение, организованное через ряды нагнетательных скважин, между которыми находятся три ряда добывающих скважин, неэффективно, так как средние ряды слабо реагируют на закачку (за исключением прорыва нагнетаемых вод);
- Не изучен охват воздействием по мощности.

Отмечаются прорывы нагнетаемого агента в добывающие скважины, при которых нагнетаемый агент не совершает никакой полезной работы как по вытеснению нефти, так и по влиянию на энергетическое состояние залежи.

Указанные недостатки снижают эффективность разработки как технологической, так и экономической. Реализация заводнения на новой территории месторождения без учета опыта разработки старой территории может привести к низкому КИН, добыче огромного количества высокообводненной продукции и соответственно к снижению рентабельности разработки.

В связи с отмеченными недостатками нами предложены рекомендации по улучшению системы разработки:


- необходима оценка экономической эффективности продолжения эксплуатации высокообводненных скважин. В случае отсутствия экономического эффекта от эксплуатации данных скважин целесообразно перевести их в фонд бездействующих и в последующем принять решение по изоляции водопритока, переводу на вышележащий объект или изменению назначения скважины, например, переводу под нагнетание и другие;

- обследование технического состояния скважин (добывающих и нагнетательных) на предмет их технического состояния (целостность колонны, качество цементации) в случае неудовлетворительного состояния - проведение ремонтно-изоляционных работ;

- для определения интервала обводнения - вследствие невозможности определения интервалов обводнения по ГИС – необходимо провести исследования скважин на приток последовательно изолируя нижние продуктивные пласты, начиная с верхних (при совместном вскрытии нескольких пластов, например, А+Б+В+Г+Д, первоначально изолировать пласты Б+В+Г+Д и исследовать А, затем изолировать В+Г+Д и исследовать А+Б и т.д.). Вероятно, в пределах одного продуктивного пласта определить интервал обводнения нереально и возможно бесполезно, так как работы по изоляции высоко обводнённого поропласта будут неэффективны;

- целесообразно разукрупнить объекты разработки в одной скважине. Рекомендуется эксплуатацию пластов проводить как правило отдельно. Совместно лишь при условии незначительных различий по коллекторским свойствам (например, в скважине перфорированы пласты Г и Д, пласт Г со средней проницаемостью 200 мД, а пласт Д с проницаемостью 30 мД - пласт Д вероятно не работает). Возможно, при таких условиях более эффективно произвести изоляцию одного пласта и бурение скважины дублера для эксплуатации другого пласта или бурения скважины в междурядье;

- целесообразно провести работы по закачке индикаторов для определения направления движения закачиваемых вод и изучения добывающих скважин, охваченных влиянием заводнения.

Для вовлечения в разработку дополнительных запасов нефти необходимо изменить гидродинамический режим фильтрации. Решить эту задачу можно с помощью методов регулирования заводнением: изменение направления фильтрационных потоков, то есть перевод под закачку части добывающих скважин или бурение новых скважин и остановка ранее действующих нагнетательных скважин; перевод под закачку добывающих скважин, где перфорирован только один пласт, и есть подозрения на прорыв нагнетаемой воды и продолжение закачки агента в существующие нагнетательные скважины (т.е. использование промытого канала в качестве «горизонтальной скважины»). 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Черкасова Е.И., Сафиуллин И.И. Особенности добычи высоковязкой нефти // Вестник технологического университета. – 2015. – Т.18. – №6. – С. 105-108. [Cherkasova E.I., Safiullin I.I. Osobennosti dobychi vysokovyazkoj nefi // Vestnik tekhnologicheskogo universiteta. – 2015. – T.18. – №6. – С. 105-108.]
- 2 Нвизуг-Би Лейи Ключерт, Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2018/1/2018-1-168-188> [Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Analiz metodov razrabotki mestorozhdenij vysokovyazkih neftej i prirodnyh bitumov // Otrasleyve nauchnye i prikladnye issledovaniya: Nauki o zemle.]
- 3 Гатауллин Р.Н. Особенности применения тепловых методов при разработке месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Международный научно-исследовательский журнал. – 2018. – № 10 (76) . <https://research-journal.org> [Gataullin R.N. Osobennosti primeneniya teplovyh metodov pri razrabotke mestorozhdenij vysokovyazkih neftej i prirodnyh bitumov // Mezhdunarodnyj nauchno-issledovatel'skij zhurnal. – 2018. – № 10 (76)]
- 4 Высоковязкая нефть - новые технологии разработки. <https://neftegaz.ru> [Vysokovyazkaya nef' - novye tekhnologii razrabotki]
- 5 Билашев Б.А., Ихсанов К.А., Калешева Г.Е., Джамбаев О.У. Сравнительный анализ физико-химических свойств месторождении Западного Казахстана // Вестник КБТУ. -2020. - Том 17.-№ 3. – С. 9-12. [Bilashhev B.A., Ihsanov K.A., Kalesheva G.E., Dzhambaev O.U. Sravnitel'nyj analiz fiziko-himicheskikh svojstv mestorozhdenii Zapadnogo Kazahstana // Vestnik KBTU. -2020. - Tom 17.-№ 3. – S. 9-12.]
- 6 Калешева Г.Е., Бектурган А.Т. Анализ эффективности разработки месторождение Узень // Вестник ЗКИТУ. - 2023.- №4 (28). – С. 183-188. [Bilashhev B.A., Ihsanov K.A., Kalesheva G.E., Dzhambaev O.U. Sravnitel'nyj analiz fiziko-himicheskikh svojstv mestorozhdenii Zapadnogo Kazahstana // Vestnik KBTU. -2020. - Tom 17.-№ 3. – S. 9-12.]
- 7 Исатаев А.И., Ихсанов К.А. Қабаттың мұнайбергiштiгiн және ұңғыманың түп маңының өткiзгiштiгiн талдау // Интернаука. -2022. - №43(266). – Часть 5. – С. 35-38. [Isataev A.I., Ihsanov K.A. Қабаттың мұнайбергiштiгiн және ұңғыманың түп маңының өткiзгiштiгiн талдау // Internauka. -2022. - №43(266). – CHast' 5. – S. 35-38]
- 8 Чурикова Л.А., Ахметжан С.З., Калешева Г.Е., Полозов М.Б. Эффективность технологии внутрипластового горения на месторождении Каражанбас // Нефть и газ. -2023. - 1(133). - С.68-80. [CHurikova L.A., Ahmetzhan S.Z., Kalesheva G.E., Polozov M.B. Effektivnost' tekhnologii vnutriplastovogo gorenija na mestorozhdenii Karazhanbas // Neft' i gaz. -2023. - 1(133). - S.68-80.]
- 9 Ихсанов К.А., Калешева Г.Е., Утеева Т.Н. Өзен кен орнын игеру тиімділігін талдау // Нефть и газ.- 2024.- 2 (140).- С.190-198. [Ihsanov K.A., Kalesheva G.E., Uteeva T.N. Özen ken ornyn igeru tiimdiligin taldau // Neft' i gaz.- 2024.- 2 (140). - S.190-198]