УДК 622

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕХОДА НА ТЕХНОЛОГИЮ ЧЕРЕДОВАНИЯ ЗАКАЧКИ ПАРА И ВОДЫ НА ОДНОМ ИЗ УЧАСТКОВ В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАЖАНБАС

–––––––

PERFORMANCE EVALUATION OF WATER-ALTERNATING-STEAM INJECTION TECHNOLOGY IMPLEMENTATION ON ONE OF THE WESTERN REGIONS OF KARAZHANBAS OILFIELD

Гимадиева Оксана Мансуровна
управляющий директор
по разработке месторождений АО «КБМ»,
Филиал ТОО «НИИ ТДБ «Казмунайгаз»
«КазНИПИМунайгаз» в г. Актау
Gimadieva_O@kaznipi.kz

Аннотация. Пласты западного участка месторождения Каражанбас отличаются низкой выработанностьюзапасов высоковязкой нефти в условиях значительного обводнения. Потенциально-возможный коэффициент извлечения нефти при применяемой технологии закачки холодной воды оценивается на низком уровне, значительно ниже утвержденного показателя. Следовательно, необходимым является применение на данном участке более эффективных технологий повышения КИН и интенсификации добычи. Одной из подобных технологий является применяемая в течение 3-х последних лет на опытном участке (12 ячеек) в западной части 1 объекта технология чередования закачки пара и воды (ЧЗПВ). В статье описывается опыт применения данной технологии, полученные результаты по реагирующим ячейкам, сопоставление их в динамике по циклам. Выполнен расчет прироста добычи нефти от применения технологии на 12 ячейках относительно базового варианта «холодного» заводнения, проведено сравнение экономических показателей по базовому варианту и варианту ЧЗПВ, сделаны соответствующие выводы.

Ключевые слова: технология, чередующая закачка пара и воды (ЧЗПВ), технология «холодного» заводнения, продолжительность цикла, коэффициент извлечения нефти, выработка запасов, технико-экономические показатели эффективности.

Himadieva Oksana Mansurovna
Managing Director
for the development of the KBM fields,
Branch of the Scientific Research Institute
of Mining Technologies and Drilling
«KazMunaiGas» «KazNIPIMunaiGas»,
Aktau, Kazakhstan
Gimadieva_O@kaznipi.kz

Annotation. Stratum of the western part if the Karazhanbasfield are distinguished by low depletion if high viscosity oil reserves in conditions of significant watering. The potential oil recovery factor for the applied technology of pumping cold water is estimated at a low level, significantly lower than the approved index. Consequently, it is necessary to use more effective technologies for increasing the recovery factor and intensifying production at this site. One of these technologies is used for the last 3 years at the experimental site (12 cells) in the western part of the first object, the technology of alternating the injection of steam and water. The article describes the experience of using this technology, the results obtained for reacting cells, and their comparison over cycles. The calculation of the increase in oil production from the use of technology on 12 cells relative to the base case of «cold» flooding was carried out, the economic indicators were compared according to the base case and the alternation for steam and water injection case, and appropriate conclusions were made.

Keywords: technology, alternating injection of steam and water, technology of «cold» flooding, cycle time, oil recovery factor, development of reserves, technical and economic performance indicators.

На западном участке первого объекта месторождения Каражанбас с 2013 года реализуется запроектированная система воздействия на пласт путем закачки холодной воды (30–40 °С) при девятиточечной схеме расположения скважин и расстоянии между скважинами 150 м. Текущий КИН участка составил 4,2 % при утвержденном – 31,9 %, оцениваемый потенциальный коэффициент нефтеизвлечения при текущей технологии значительно ниже утвержденного. Отбор от извлекаемых запасов не превышает 30 % в условиях высокого обводнения пластов (в среднем 92 %). Закачка воды на участке началась уже по достижению обводненности продукции, превышающей 90 %. (рис. 1). Это можно объяснить присутствием подошвенной воды в разрезе нижнего второго объекта разработки и тонкостью глинистых перемычек между объектами, благодаря чему подошвенная вода могла подняться к верхнему объекту при заколонныхперетоках в скважинах.

В связи свышеизложенным, особо актуальным является опробование в данной части месторождения эффективных методов и технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов. Одной из подобных технологий для ОПИ выбрана технология чередующейся закачки пара и воды (ЧЗПВ), испытание которой на данном участке осуществляется с 2016 года.

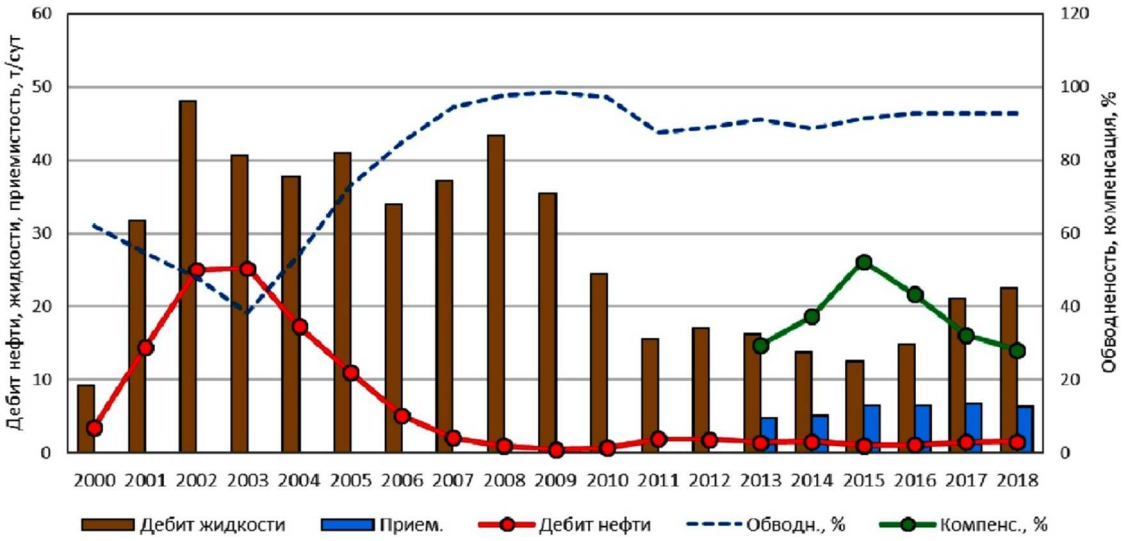

Рисунок 1 – Динамика основных технологических показателей разработки 1 объекта Западногоучастка

Смысл ЧЗПВ заключается в циклическом попеременном вводе в пласт теплоносителя и холодной воды, формировании волнового теплового фронта в определенных пропорциях с созданием в пласте «эффективной температуры», обеспечивающей увеличение подвижности нефти, и последующем продавливании данного нефтяного фронта порцией закачиваемой воды к забою добывающих скважин. Таким образом, данная технология основана на совместном проявлении 2-х эффектов – динамического и теплового, которые в совокупности обеспечиваютсущественный прирост нефти.

ЧЗПВ является энергосберегающей технологией, что достигается за счет ограничения объема вводимого в пласт теплоносителя, поскольку в периоды нагнетания импульсов холодной воды парогенераторные установки используются для теплового воздействия на других элементах залежи, что позволяет интенсифицировать охват пласта тепловым воздействием.

Первоначально (с 2016 г.) технология ЧЗПВ испытывалась на участке из 8-ми ячеек, который обслуживался двумя парогенераторами МПГУ-8 и МПГУ-4, производительностью 11 т/час пара каждый. Первоначальная схема чередования агентов представлена на рисунке 2.

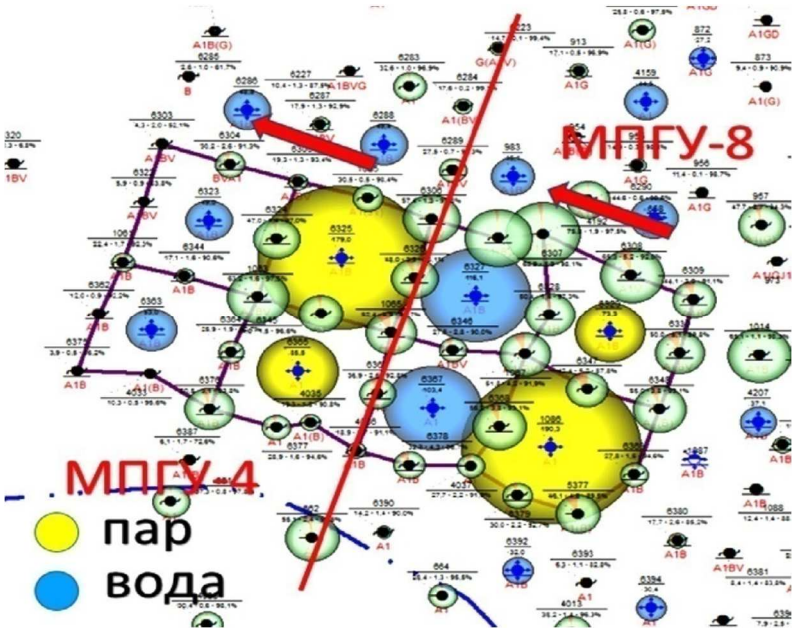

Рисунок 2 – Первоначальная схема чередования агентов при ЧЗПВ

С мая 2018 г. участок ЧЗПВ был расширендо 12 ячеек, в связи с чем схема чередования была изменена (рис. 3). На текущий момент закачка пара осуществляется в скважины 6392, 6394, 1086, 6286, 6288, 6325, в остальные 6 скважин участка закачивается холодная вода.

В таблице 1 схематично показана продолжительность циклов закачки пара и воды (синий цвет – вода, коричневый – пар), отражены такждата начала применения технологии и количество выполненных циклов по каждой группе ячеек.

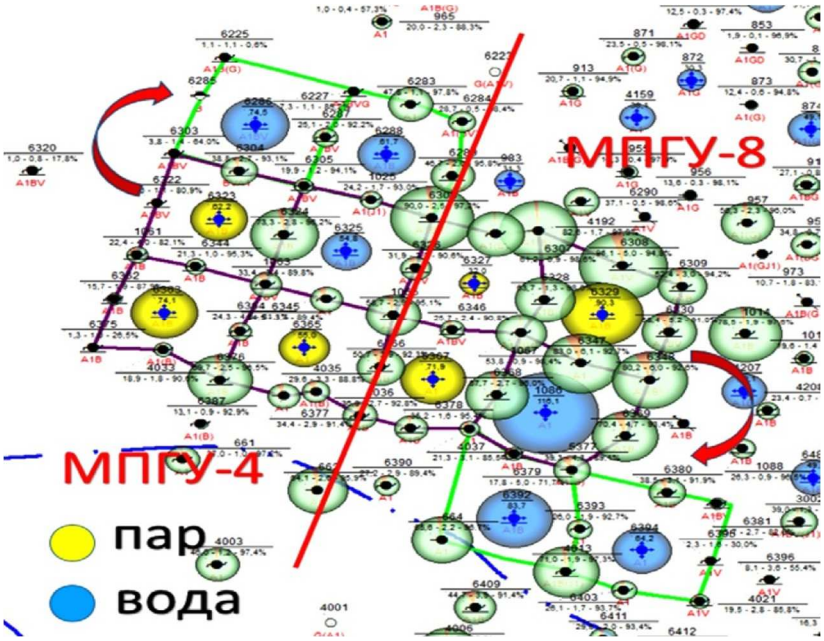

Рисунок 3 – Текущая схема чередования агентов при ЧЗПВ

Таблица 1 – Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды

дата	МПГУ-8												МПГУ-4											
	W6392		W6394		W6329		W1086		W6327		W6367		W6325		W6365		W6323		W6363		W6286		W6288	
	вода	пар	вода	пар	вода	пар	вода	пар	вода	пар	вода	пар	вода	пар	вода	пар	вода	пар	вода	пар	вода	пар	вода	пар
01.01.2016	31		31		31		31		31		31		31		31		31		31		31		24	
01.02.2016	29		29		29		29		29		29		29		29		29		29		29		29	
01.03.2016	31		31		31		31		31		31		31		31		31		31		31		31	
01.04.2016	30		30		14	6	14	6	30		30		30		30		30		30		30		30	
01.05.2016	31		31			31		31	31		31		31		31		31		31		31		31	
01.06.2016	30		30			30		30	30		30		30		30		30		30		30		30	
01.07.2016	31		31			31		31	19		10		31		31		31		31		31		31	
01.08.2016	31		31		23	2	23	2		29		29	31		31		31		31		31		31	
01.09.2016	30		30		30		30			30		30	30		30		30		30		30		30	
01.10.2016	31		31		31		31			28		21	20	2	21	2	31		31		31		31	
01.11.2016	30		30		2	26	4	26	25	4	26	4		30		30	30		30		30		30	
01.12.2016	31		31			31		31	31		31			31		31	31		31		31		31	
01.01.2017	31		31			31		31	31		31			31		31	31		31		31		31	
01.02.2017	28		28		6	22	6	20	20	6	22	6		28		28	28		28		28		28	
01.03.2017	31		31		31		31			31		31		31		31	31		31		31		31	
01.04.2017	30		26		30		30			30		30		17		21	16	10	18	9	30		30	
01.05.2017	31		27			5		7	7	23	7	23	31		31			31		31	31		31	
01.06.2017	30		30			28		28	30		30		30		30			30		30	30		30	
01.07.2017	31		31			31		31	31		31		23	8	23	8	8	21	8	21	31		31	
01.08.2017	31		31		5	23	5	23	23	8	23	8	5	24	5	24	24	7	24	7	31		31	
01.09.2017	30		30		30		30			24		30	30		30			27		28	20		30	
01.10.2017	30		28			28	30			27		28	30		30			31		31	31		30	
01.11.2017	30		30			28		30		30	29		4	25	3	27		30	26	3	30		30	
01.12.2017	31		31			31		31		31	31			31		31		31	31		31		31	
01.01.2018	31		31		30			31		30	31		29	1		27		31	31		31		31	
01.02.2018	28		28			28	27			28	28			28	28			27	28		28		28	
01.03.2018	31		31			29		30		27	30			29		30		31	30		31		31	
01.04.2018	30		30			30		29	28			30		27		30	30			27	30		30	
01.05.2018	8	21	11	15	31			31	21	9	17	14	30	0,3	0,3	30	0,3	27,5	0,3	30	25	0,3	25	3
01.06.2018		30		30	30			30	30		30			28	29		29		29			30		30
01.07.2018		19		19	31			19	31		31			27	31		31		31			27		27
01.08.2018	30		29		15	15	30		15	15	15	15	9	22,0	22,0	9	22,0	8,5	22,0	9	9	22,0	9	22
01.09.2018	28		30			30	30			28		30	30			30		30		30	30		30	

Как видно из таблицы 1, по первичным 4-м ячейкам начальные периоды закачки пара и воды выдерживались в среднем по 3 месяца, в последующие циклы продолжительность закачки пара была увеличена, закачки воды – уменьшена. В следующих 4-х переведенных ячейках период закачки пара превалировал над периодом закачки воды. По новым 4-м ячейкам продолжительность цикла – 3 месяца сохраняется. Данные эксперименты по продолжительности циклов обусловлены поиском оптимальных условий. В циклах закачки воды уровень закачиваемого агента по ячейкам практически в 2 раза превысил соответствующий показатель до начала применения технологии (108–120 м³/сут.). Распределение суточного объема закачки пара между скважинами определялось расчетным путем

через показатель K·h, исходя из общей производительности обслуживаемых парогенераторов. При первоначальной схеме он составлял 180–190 т/сут. в одну из скважин и 80–90 т/сут – в другую. После расширения участка при сохранении общего объема пара производительность закачки на скважину несколько снизилась (суточная закачка составила в среднем от 30 до 110 т/сут.).

На рисунках 4–7 в качестве примера показана динамика технологических показателей по нескольким ячейкам участка ЧЗПВ.

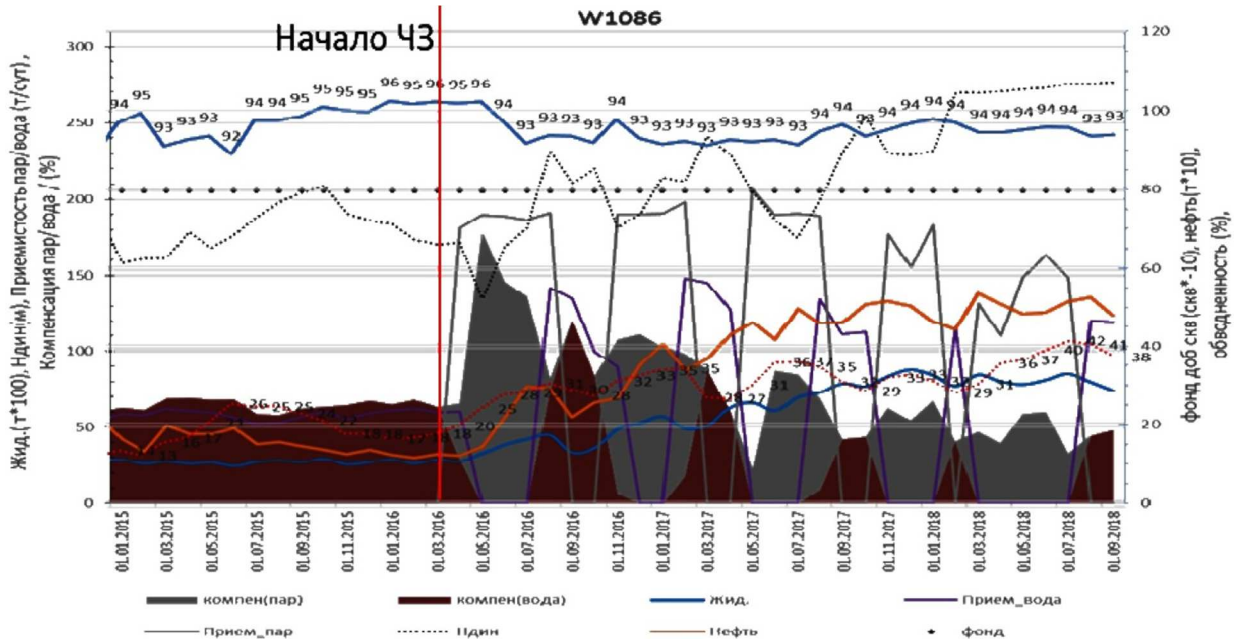

Рисунок 4 – Динамика технологических показателей по ячейке скв. 1086

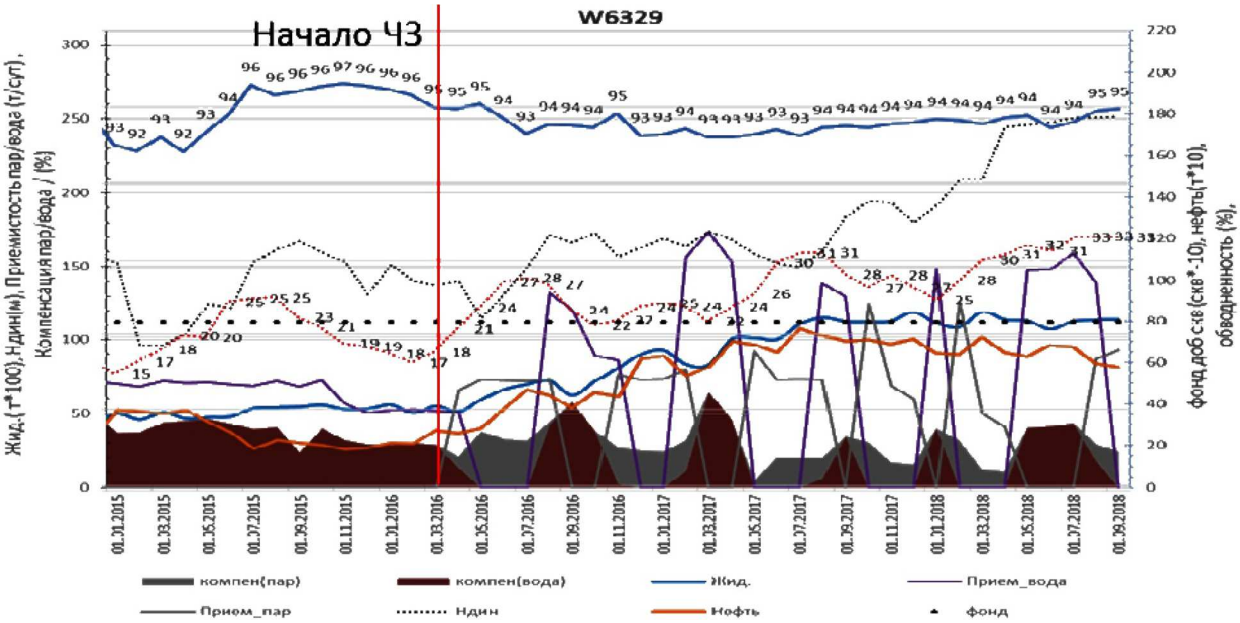

Рисунок 5 – Динамика технологических показателей по ячейке скв. 6329

Видно, что в циклах закачки пара по каждой реагирующей ячейке наблюдается заметный рост добычи нефти и жидкости относительно показателей до испытания. Так, среднесуточный прирост нефти по ячейке за первый цикл закачки пара относительно базового показателя (постоянной закачки воды) изменяется по ячейкам в интервале 0,4–1,3 т/сут. 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 скважин. Динамический уровень столба жидкости в скважинах на начальном этапе цикла закачки пара заметно повышается, однако далее фиксируется его постоянное снижение практически по всем ячейкам.

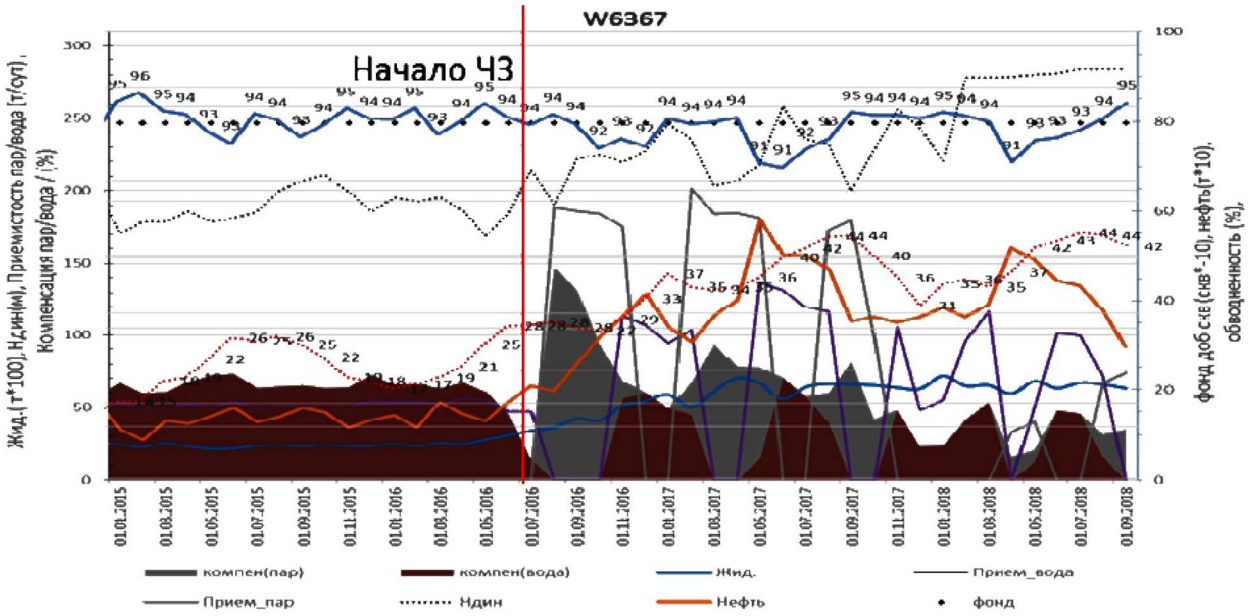

Рисунок 6 – Динамика технологических показателей по ячейке скв. 6367

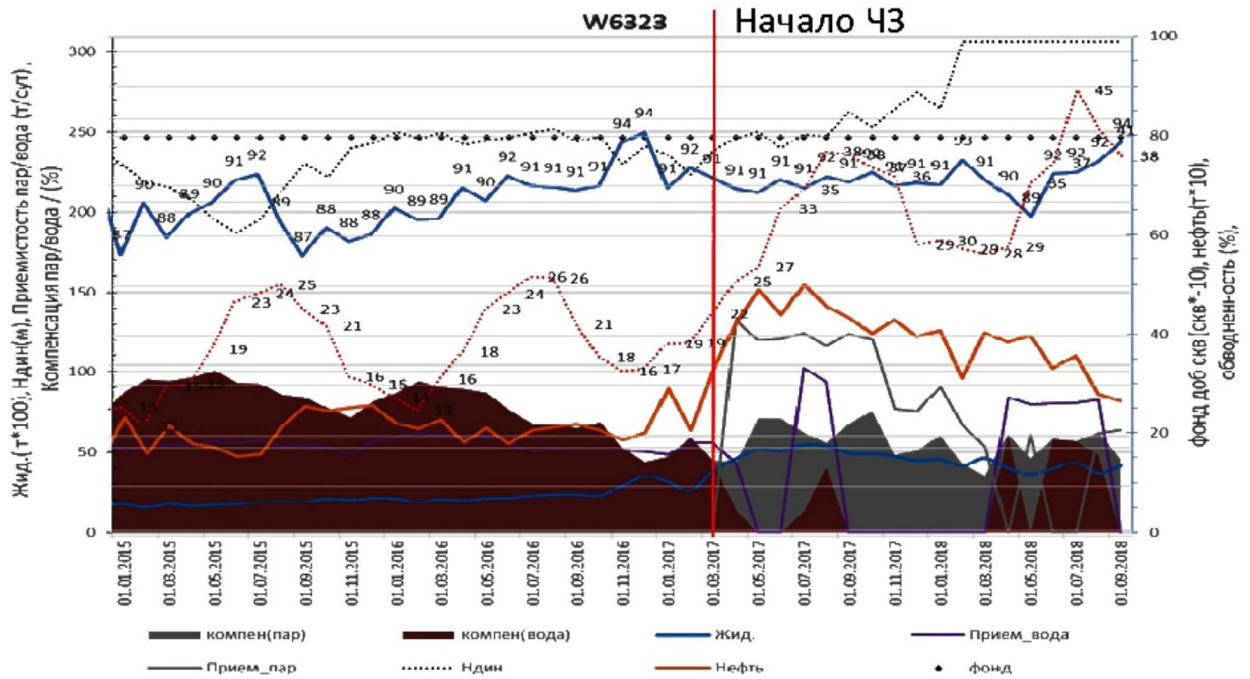

Рисунок 7 – Динамика технологических показателей по ячейке скв. 6323

В начальных циклах закачки пара по ячейкам прослеживается тенденция снижения доли воды в продукции (до 4 %), что позволило оптимизировать режим работы скважин и увеличить добычу жидкости, а, следовательно, получить дополнительный приток нефти.

На данный момент по 8-ми ячейкам (скв. 6325, 6327, 6329, 6365, 6367, 1086, 6363, 6323) наблюдается постепенное снижение уровней добычи жидкости, а также снижение динамического столба жидкости в скважинах до предельного уровня, который считается безопасным для ГНО (50 м над насосом), что обусловлено снижением объема закачки пара (вследствие расширения участка ЧЗПВ) и низкой компенсации в течение периода испытания технологии. Показатель компенсации на дату анализа в период закачки пара изменяется по ячейкам от 11 % до 56 %, в период закачки воды – от 31 % до 156 %. По более поздним переведенным на ЧЗПВ ячейкам (скв. 6392, 6394, 6286, 6288) наблюдается повышение объемов добычи жидкости, но объем добычи нефти остался на прежнем уровне, т.к. пласт еще не прогрет (температура на забое 25–26 °С).

По повышению устьевой температуры в 8-ми реагирующих скважинах (6329, 6327, 6367, 6365, 6363, 6323, 1086, 6325) на 10–40 °С можно судить о нагреве пласта в данной области и, следовательно, говорить о тепловой составляющей наблюдаемого прироста добычи.

На рисунках 8–10 для сопоставления приведена динамика средних приростов дебита нефти по циклам с приведением к единому времени отсчета от начала применения технологии ЧЗПВ. На рисунке 8 показаны данные по ячейкам, переведенным на данную технологию на начальном этапе (2016 год), на рисунке 9 – данные по ячейкам, переведенным в 2017 году и на рисунке 10 – по ячейкам 2018 года.

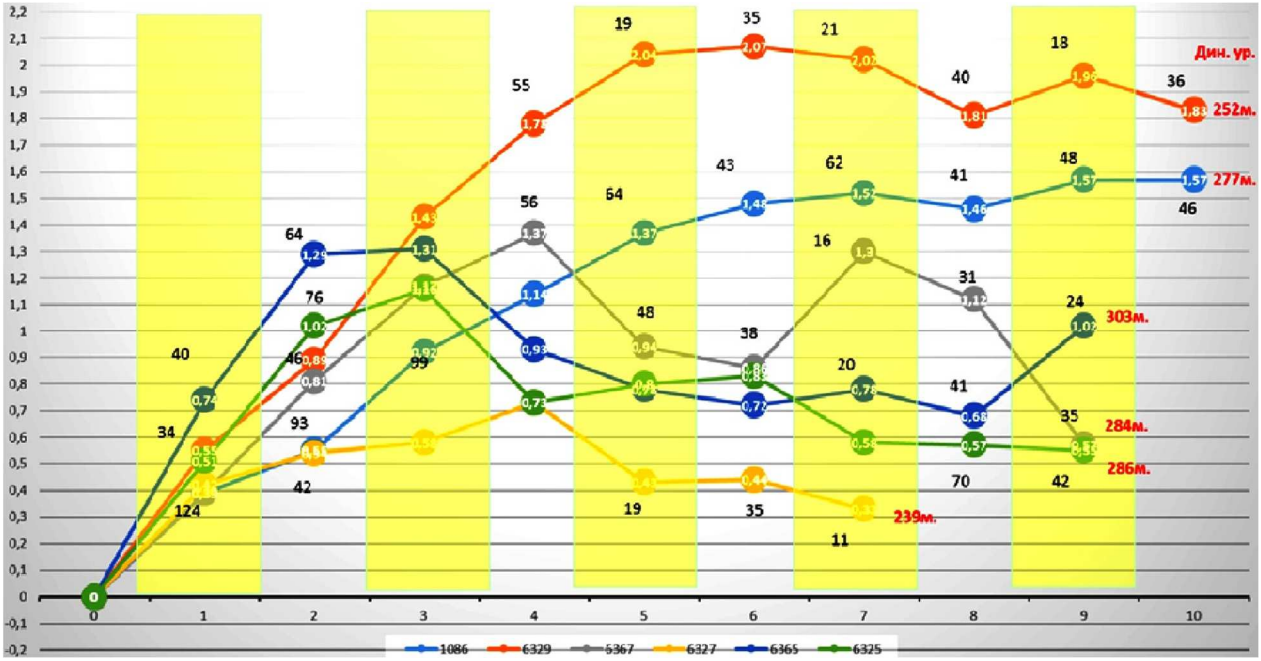

Рисунок 8 – Динамика средних приростов дебита нефти по ячейкам в циклы закачки пара и воды (начало ЧЗПВ в 2016 году)

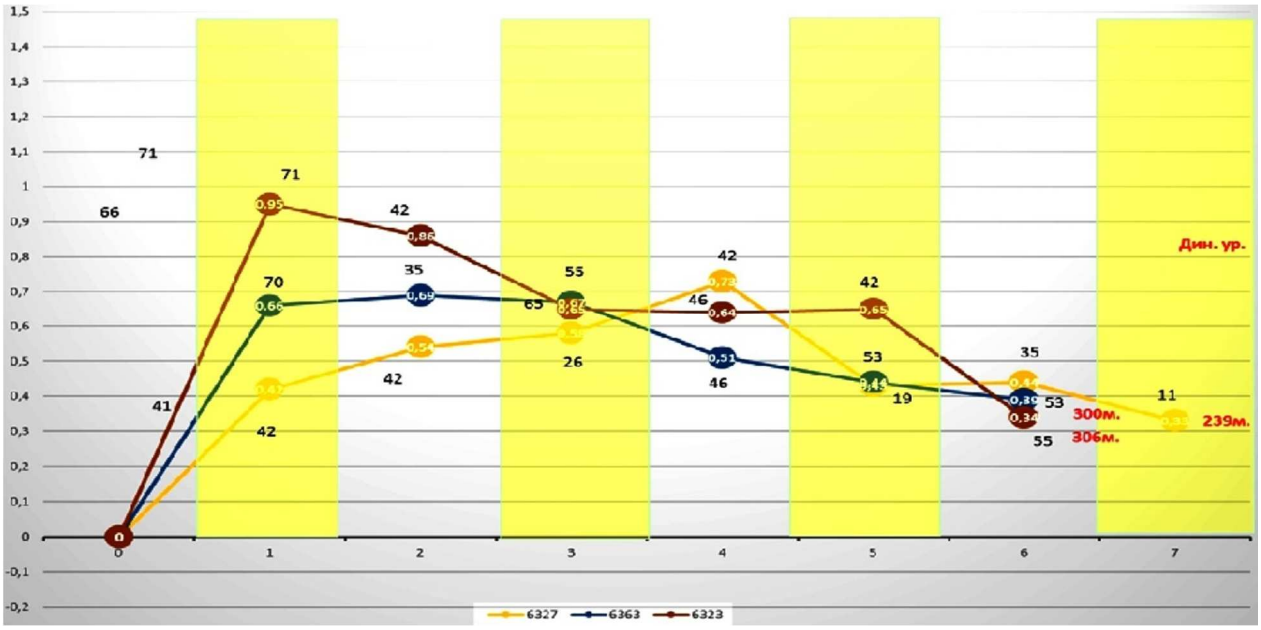

Рисунок 9 – Динамика средних приростов дебита нефти по ячейкам в циклы закачки пара и воды (начало ЧЗПВ в 2017 году)

Анализ динамики средних приростов дебита нефти по циклам показал наибольшую эффективность по первым 2-м ячейкам (скв. 1086 и 6329) с продолжительным нарастающим эффектом от цикла к циклу, что соответствует периоду закачки пара по 3 месяца с объемом закачки – 120–160 т/сут. Период закачки воды варьирует от 1 до 3-х месяцев, объем закачки воды не превышает 100–120 % объема пара.

Для следующих 6-ти ячеек (скв. 6325, 6327, 6365, 6367, 6363, 6323) максимальный эффект проявляется на 1–2-ом цикле закачки пара и воды с последующим угасанием, что объясняется изменением периодов и объемов закачки в процессе эксперимента.

Для 4-х более поздних ячеек (скв. 6392, 6394, 6286, 6288) оценить приросты дебита нефти между циклами не представляется возможным, т.к. данные ячейки принадлежат участку расширения, где первый цикл закачки (пар-вода) еще не завершён (рис. 10).

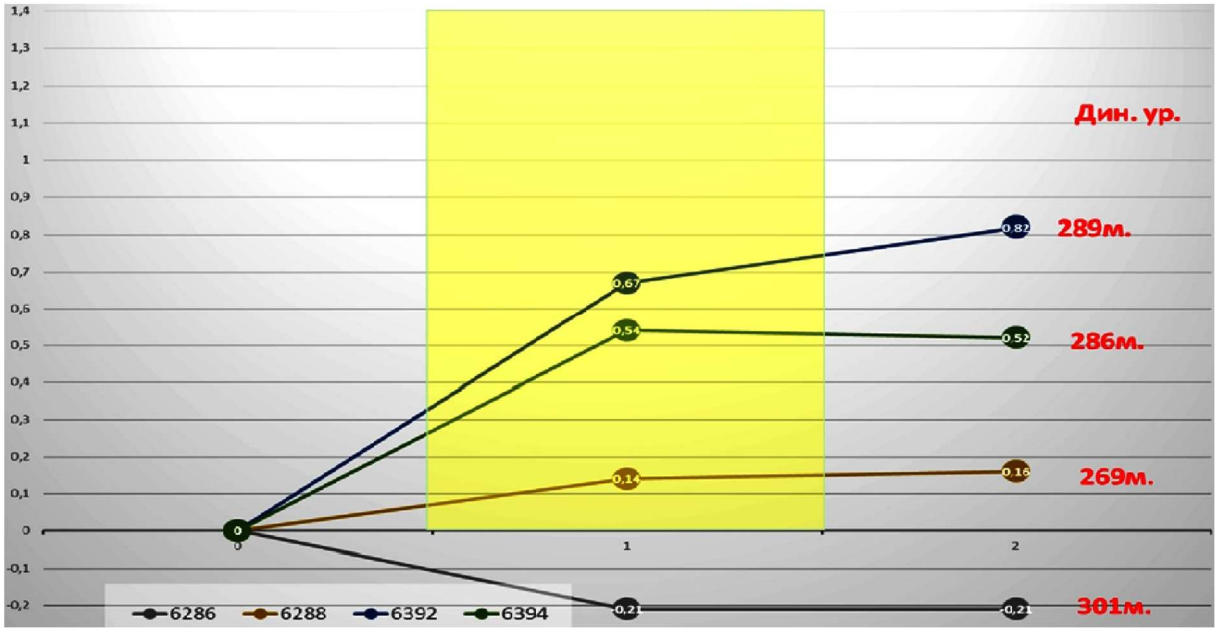

Рисунок 10 – Динамика средних приростов дебита нефти по ячейкам в циклы закачки пара и воды (начало ЧЗПВ в 2018 году)

В данной работе была также выполнена оценка фактического прироста нефти по участку от применения технологии ЧЗПВ (рис. 11) относительно базового варианта (закачка холодной воды), которая показала хорошую технологическую эффективность ЧЗПВпо сравнению с вариантом заводнения. Дополнительнаядобыча за три года применения составила более 55 тыс. т, прирост текущего КИН – 12,7 %.

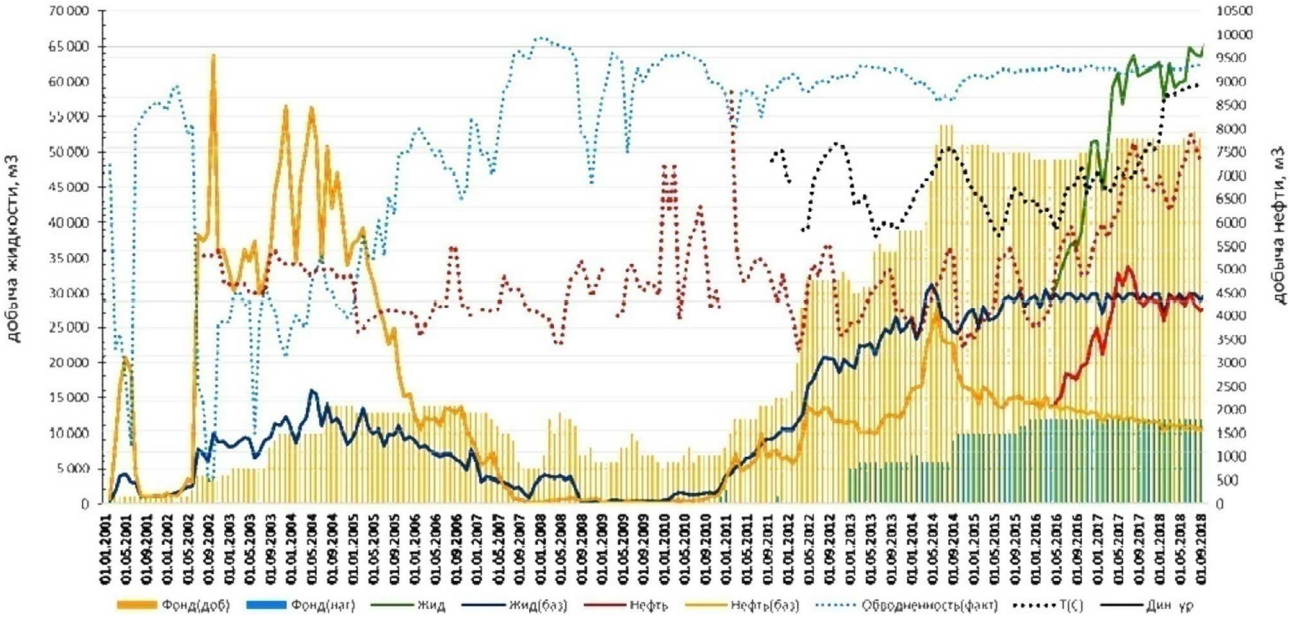

Рисунок 11 – Динамика добычи нефти по месяцам:
факт – ЧЗПВ, прогноз – закачка холодной воды

Сравнительная оценка экономической эффективности применения технологии ЧЗПВ в целом по участку (12 ячеек) с базовым вариантом «холодного» заводнения определила преимущество варианта с ЧЗПВ по основным показателям экономической эффективности. Так выручка от реализации продукции, операционная прибыль, чистая приведенная стоимость (ставка 11,34 %) при ЧЗПВ превышают соответственно в 1,68 раз, 1,8 раз и в 1,75 раз аналогичные показатели от применения обычного заводнения (табл. 2).

Таблица 2 – Экономические показатели вариантов ЧЗПВ и закачки холодной воды

№ п/п	Наименование показателей	Факт – чередующаяся закачка пара и воды	Прогноз – закачка воды
1	Объем добычи нефти, тонн	97 774	58 357
2	Объем добычи жидкости, тонн	1 455 080	840 123
3	Объем закачки пара, тонн	355 241	–
4	Объем закачки воды, м³	441 723	476 000
5	Капитальные вложения, тыс. тенге	27 723	–
6	Эксплуатационные затраты, тыс. тенге	2 097 521	1 372 401
	Затраты, зависящие от объема добычи нефти, тыс. тенге	55 930	11 178
	Затраты, зависящие от объема добычи жидкости, тыс. тенге	192 290	44 508
	Затраты, зависящие от количества скважин, тыс. тенге	1 156 608	420 669
	Затраты на подготовку и закачку воды, тыс. тенге	59 191	25 223
	Затраты на подготовку и закачку пара, тыс. тенге	622 502	–
	– затраты на воду для производства и закачки пара	214 391	–
	– затраты на газ для производства и закачки пара	352 361	–
	– затраты на электроэнергию для производства и закачки пара	61 794	–
	– затраты на соль техническую для производства и закачки пара	4 955	–
7	Общие затраты (капитальные вложения и эксплуатационные затраты), тыс. тенге	2 125 244	1 372 401
8	Выручка от реализации нефти, тыс. тенге	5 383 127	3 195 861
9	Операционная прибыль, тыс. тенге	3 285 606	1 823 459
10	Чистая приведенная стоимость при ставке дисконтирования 11,34 %, тыс. тенге	2 891 791	1 652 061

Выводы

1. Технология ЧЗПВ на опытном участке оказалась эффективным методом повышения КИН, доп. добыча за три года применения составила более 55 тыс. т, прирост текущего КИН достиг более 12 %.

2. Анализ динамики показал наибольшую эффективность по первым 2-м ячейкам с продолжительным нарастающим эффектом по циклам, для других ячеек максимальный эффект проявляется в основном на 1–2-ом цикле закачки пара и воды с последующим угасанием.

3. Сравнительная оценка экономической эффективности применения технологии ЧЗПВ в целом по опытному участку (12 ячеек) с вариантом «холодного» заводнения определила преимущество варианта ЧЗПВ по основным показателям экономической эффективности: выручка от реализации продукции, операционная прибыль, чистая приведенная стоимость (ставка 11,34 %) при ЧЗПВ превышают соответственно в 1,68 раз, 1,8 раз и в 1,75 раз аналогичные показатели от применения обычного заводнения.

4. Таким образом, подводя итог проделанной работы, мы видим, что наилучший технико-экономический эффект по опытному участку на Западном блоке месторождения Каражанбас (1 объект) получен при переходе от «холодного» заводнения на чередование закачки пара и воды (ЧЗПВ), поэтому данную технологию можно рекомендовать к дальнейшему применению и расширению в аналогичных условиях.

Литература:

1. Анализ разработки месторождения Каражанбас : Отчет. – Актау : ТОО «КазНИПИмунайгаз». – 2017.
2. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М. : Энергия, 1980.
3. Термические методы добычи нефти в России и за рубежом / Н.К. Байбаков [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1995.
4. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / под общей редакцией В.Ю. Филановского, Э.Э. Шпильрайна. – М. : Недра, 1988.

References:

1. Karazhanbas Field Development Analysis : Report. – Aktau : KazNIPImunaigas LLP. – 2017.
2. Rivkin S.L., Alexandrov A.A. Thermophysical properties of water and water vapor. – M. : Nedra, 1980.
3. Thermal methods of oil production in Russia and abroad / N.K. Baibakov [et al.]. – M. : VNIOENG, 1995.
4. Bourget J., Surio P., Kombarnu M. Thermal methods of enhanced oil recovery / under the general editorship of V.Y. Filanovsky, E.E. Shpilrain. – M. : Nedra, 1988.