ОПЫТ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ПАРА И ВОДЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

EXPERIENCE OF CYCLIC STEAM AND WATER INJECTION AT KARAZHANBAS FIELD. FEASIBILITY ASPECTS

М. К. Мустафаев

M. K. Mustafayev

ТОО «КазНИПИМунайгаз»,
г. Актау, Республика Казахстан

«Kazakh Scientific-Research
and Design Institute of Oil and Gas»
Limited Liability Partnership,
Aktau, Republic of Kazakhstan

В работе проводится технико-экономическая оценка эффективности опытно-промышленных работ по циклической закачке пара и воды на 6-ти ячейках западного участка месторождения Каражанбас. Оценка проведена на основе сравнения технико-экономических показателей по двум вариантам опытного испытания: первый вариант предполагает применение технологии циклической закачки в пласт пара и воды, второй вариант является прогнозным и предусматривает продолжение закачки воды.

В первой паре задействованных ячеек, где на дату анализа реализованы два цикла закачки пара и один цикл закачки воды, каждый последующий цикл показывает увеличение прироста нефти относительно базового варианта с закачкой холодной воды.

Наблюдаемая положительная динамика добычи нефти в реагирующих скважинах является результатом проявления 2-х процессов, происходящих в пласте в это время — теплового (снижение вязкости нефти, увеличение подвижности, снижение скин-фактора) и динамического (повышение пластового давления, обусловленное значительным ростом компенсации).

Проведенная технико-экономическая оценка по вариантам циклической закачки и закачки воды на Западном участке месторождения Каражанбас позволяет сделать выводы о том, что вариант циклической закачки пара и воды характеризуется более привлекательными технико-экономическими показателями по сравнению с вариантом закачки воды.

The feasibility study of pilot industrial works efficiency of cyclic steam and water injection of 6 cells of the of the Karazhanbas field Western section is carried out. The assessment was carried out on the basis of a comparison of technical and economic indicators for two versions of pilot tests: the first one implies the use of the technology of cyclic steam and water injection into the formation, the second one is predictive and implies the continuation of water injection.

In the first pair of cells involved, where two steam injection cycles and one water injection cycle were implemented at the analysis date, each subsequent cycle shows an increase in oil growth relative to the base version with cold water injection.

The observed positive dynamics of oil production in the reacting wells is the result of the evidence of two processes occurring in the reservoir at this time – thermal (decrease of oil viscosity, increase of mobility, decrease of skin factor) and dynamic (increase of reservoir pressure caused by a significant increase of compensation.)

Feasibility study of cyclic injection and injection of water in the Western section of Karazhanbas oil field allows to conclude that the cyclic steam and water injection is more preferable as compared with the water injection version.

Ключевые слова

добыча нефти,
прирост нефти,
циклическая закачка
пара и воды,
снижение
вязкости нефти,
снижение скин-фактора,
повышение пластового
давления, закачка воды,
паротепловое
воздействие,
влажное
внутрипластовое горение,
опытно-промышленные
работы,
технико-экономическая
оценка

Key words

oil production,
oil growth, cyclic steam
and water injection,
decrease of oil viscosity,
decrease of skin factor,
increase of reservoir
pressure, water injection,
steam-thermal effect,
wet-situ combustion,
pilot industrial works,
feasibility study

Газонефтяное месторождение Каражанбас было открыто в 1974 г. В 1977 г. был сделан подсчёт его запасов нефти и газа [1]. В 1984 г. была составлена и утверждена «Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов» для промышленного освоения технологии и техники паротеплового воздействия (ПТВ) и влажного внутрипластового горения (ВВГ) [2], после чего началось разбуривание месторождения.

На территории месторождения условно выделено 4 участка: Центральный (включает участки ПТВ-2-3 и ВВГ), Западный, Восточный и Северный (III блок) [3].

В данной работе рассмотрена оценка эффективности опытно-промышленных работ по циклической закачке пара и воды на западном участке месторождения Каражанбас.

На западном участке месторождения Каражанбас (1–3 объекты) первоначально утверждалась система разработки, предусматривающая закачку в пласты пара при девятиточечной 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 [2].

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 утвержденного [3]. 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.

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.) за-

действованы 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 ХХ86 и ХХ29, затем скважины были вновь переведены под закачку воды, а объёмы пара переместили в следующие 2 скважины (ХХ67, ХХ27) 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 ячей-

ках (третий цикл) и одновременно в третью пару ячеек — в скважины ХХ25 и ХХ65 (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 мес. осуществляется первый цикл закачки пара. Для выработки пара на данном участке задействованы две мобильные парогенераторные установки (МПУ).

Рисунок 2. Динамика технологических показателей по ячейке скважины ХХ86

Рисунок 3. Динамика технологических показателей по ячейке скважины ХХ29

На рисунках 2–7 приведена динамика технологических показателей по 6-ти ячейкам

(нагнетательные скважины XX25, XX27, XX29, XX65, XX67, XX86).

Рисунок 4. Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX27

Рисунок 5. Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX67

Рисунок 6. Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX25

Рисунок 7. Динамика технологических показателей по ячейке скважины XX65

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 XX29 и XX86 (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 (XX25, XX65), 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 XX86, XX29) произошло некоторое постепен-

ное снижение уровней жидкости относительно периода закачки пара при наблюдаемом снижении динамического столба жидкости в скважинах. По ячейкам скважин XX27 и XX67, напротив, наблюдаются рост пластового давления и повышение объемов добычи жидкости. За период закачки воды уровни добычи нефти по большинству ячеек стабилизировались.

Среднесуточный прирост нефти относительно базового показателя (технология заводнения) в течение цикла закачки воды (2-й цикл) составил по первой паре ячеек (скважины XX29, XX86) порядка 3,5 и 6,1 т/сут, по второй паре (скважины XX27, XX67) — 6,1 и 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 (XX29, XX86), 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.

Следует отметить, что объем закачки пара в каждой паре нагнетательных скважин распределяется неравномерно, а в соотношении 80 т/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 8, 9 представлены объемы добычи нефти по вариантам закачки пара и воды.

Рисунок 8. Динамика объемов добычи нефти при циклической закачке пара и воды

Рисунок 9. Накопленный объем добычи нефти при циклической закачке пара и воды

По повышению устьевой температуры в реагирующих скважинах на 10–15 °С во время цикла закачки пара можно судить о нагреве пласта в данной области и, 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).

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 соответству-

ющей информации за определенный период. Учитывая специфику нефтегазовой отрасли, не рекомендуется делать выводы по эффективности только на базе текущих наблюдений [4, 5].

Исходя из этого, в соответствии с технологическими показателями объемов добычи нефти экономические расчеты осуществлялись за 14 мес. фактической закачки пара и прогнозных показателей при закачке холодной воды за период с 01.04.2016 г. по 01.05.2017 г.

Экономическая эффективность представляет собой максимально возможные результаты при минимуме затрат. Хотя в некоторых случаях под эффективностью понимают также безубыточность деятельности, достигаемую при равенстве предельных выгод и издержек [6]. Рассмотренные варианты отли-

Таблица 1. Основные технико-экономические результаты по вариантам

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Значения показателей по вариантам	
			Вариант 1	Вариант 2
			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. \$	2 292,7	1 453,9
	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. \$	1 169,4	1 219,3
	затраты на подготовку и закачку воды	тыс. \$	57,4	73,1
	затраты на подготовку и закачку пара, из них:	тыс. \$	825,1	—
	затраты на воду	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. \$	2 373,1	1 453,9
9	Выручка от реализации нефти	тыс. \$	4 942,6	2 974,3
10	Операционная прибыль	тыс. \$	2 569,6	1 520,4
11	Чистая приведенная стоимость	тыс. \$	2 431,0	1 466,6

чаются технологическими показателями, величиной капитальных вложений и эксплуатационных затрат и показателями экономической эффективности. Таким образом, доходная и расходная части по вариантам совершенно различны. Так как ключевые показатели экономической эффективности должны соответствовать целям компании [7], при выборе наилучшего из вариантов особое внимание уделено увеличению доходов и оптимизации затрат.

Нередки случаи, когда после проведения интенсификации себестоимость дополнительно добытой нефти становится в разы больше по сравнению с общей себестоимостью по всему предприятию. Именно поэтому сравнение общей себестоимости нефти по предприятию до проведения мероприятия и себестоимости дополнительно добытого объема нефти является необоснованным. Сопоставляя данные показатели, недропользователь может прийти к принятию не совсем верного решения.

По мнению автора, вернее будет оценить эффективность интенсификации через прирост прибыли, получаемой в результате увеличения объемов добычи нефти. Таким образом, сравнивая два варианта расчета — до проведения интенсификации и после его завершения — можно сопоставить прибыль

предприятия. В результате проведенного экономического анализа себестоимость 1 т нефти по варианту с циклической закачкой пара и воды составила 74,0 \$/т, тогда как по варианту с закачкой холодной воды себестоимость больше на 0,16 % и достигла 74,9 \$/т. Данное обстоятельство связано с тем, что по варианту закачки холодной воды объем добычи нефти на 39,4 % меньше, чем по варианту с циклической закачкой пара и воды.

Определение эксплуатационных затрат проведено на основании нормативного метода, в ходе которого был сделан упор на условно-переменные затраты, величина которых меняется в зависимости от динамики изменения объемов добычи нефти (рисунок 10). В расчетах были учтены условно-постоянные затраты, а также все налоги и платежи, входящие в себестоимость продукции и связанные с добычей и реализацией продукции.

Моделирование финансово-экономических показателей на период добычи по месторождению Каражанбас включает доходы от реализации нефти, эксплуатационные расходы и капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта. Экономическая эффективность представлена соотношением доходов и расходов по рассматриваемым двум вариантам (рисунок 11).

Рисунок 10. Структура эксплуатационных затрат при циклической закачке пара и воды

При расчете эксплуатационных затрат были учтены все затраты, включаемые в себестоимость добываемой нефти в зависимости от метода интенсификации. Вариант циклической закачки пара и воды характеризуется большей величиной эксплуатационных затрат, которые на 57,7 % выше, чем по варианту закачки воды. В структуру эксплуатационных затрат по первому варианту вошли затраты на подготовку и закачку воды, также как и по первому варианту. Дополнительно были учтены расходы по подготовке и закачке пара.

Проведенная экономическая оценка по вариантам циклической закачки и закачки воды на западном участке месторождения Каражанбас позволяет сделать выводы о том, что вариант циклической закачки пара и воды ха-

рактеризуется более привлекательными технико-экономическими показателями по сравнению с вариантом закачки воды. Объем добычи нефти по варианту циклической закачки пара и воды составит 31,6 тыс. т против 19,1 тыс. т по варианту закачки воды. Несмотря на наличие эксплуатационных расходов по закачке 147,8 тыс. м³ воды, а также дополнительных расходов по закачке пара объемом 160 тыс. т и капитальных вложений, вариант циклической закачки пара является наиболее эффективным.

Применение технологии циклической закачки пара и воды позволяет увеличить выручку от реализации и операционную прибыль в 1,7 раза и чистую приведенную стоимость при ставке 11,34 % на 65,8 %. Себестоимость добычи нефти по варианту циклической закачки пара и воды составляет 74,0 \$/т, что ниже значения варианта при закачке воды.

Проведенные расчеты показали эффективность применения технологии циклической закачки пара и воды по участку на западном участке месторождения Каражанбас. Достижимый технологический эффект позволяет поддерживать оптимальный уровень добычи нефти, способствующий повышению продуктивности скважин, увеличению нефтеотдачи, а также экономической эффективности мероприятия.

Рисунок 11. Основные экономические показатели по вариантам

Выводы и рекомендации

- Применение с апреля 2016 года технологии чередующейся закачки пара и воды на 6-ти ячейках западного участка показывает за 14 мес. положительную технологическую эф-

фективность, выраженную дополнительным суммарным приростом нефти по всем реагирующим скважинам 6-ти ячеек в объеме 10879 т.

- В первой паре задействованных ячеек, где на дату анализа реализованы два цикла за-

качки пара и один цикл закачки воды, каждый последующий цикл показывает увеличение прироста нефти относительно базового варианта с заводнением.

- Наблюдаемая положительная динамика добычи нефти в реагирующих скважинах является результатом проявления 2-х процессов, происходящих в пласте в это время — теплового (снижение вязкости нефти, увеличение подвижности, раскупоривание пор) и динамического (повышение пластового давления, обусловленное значительным ростом компенсации).

- Сравнительная оценка экономической эффективности текущего варианта разработки

участка (6 ячеек) при чередующейся закачке пар — вода с прогнозным вариантом заводнения определила преимущество варианта чередующейся закачки по основным показателям экономической эффективности.

Таким образом, применение на 6-ти ячейках западного участка технологии чередующейся закачки пара и воды показало наилучший технологический и экономический эффект относительно обычного заводнения, в связи с этим рекомендуется, с целью достижения утвержденного КИН, рассмотреть вариант промышленного применения данной технологии на всем западном участке месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ разработки месторождения Каражанбас: отчет о НИР / АО НИПИнефтегаз. Актау, 2005.
2. Технологическая схема разработки месторождения Каражанбас с применением термических методов / ВНИПИтермнефть. Краснодар, 1984.
3. Анализ разработки месторождения Каражанбас (по состоянию на 01.01.2015 г.): отчет АО «КазНИПИ-мунайгаз» по договору № 15-KGD1-0840 от 08.06.2015 (рег. № 83/15-н). 315 с.
4. Оценка эффективности инвестиционных проектов / Т.А. Агальцова, А.В. Горностаева, Е.А. Зайцева, Н.М. Сухова, О.В. Федоров. Нижегородский гос. техн. ун-т. Н. Новгород, 2002. 70 с.
5. Теплова Т.В. Отраслевые особенности выбора показателей для оценки эффективности деятельности и вклада финансовых решений // Аудит и финансовый анализ. № 3. 2006. С. 84–91.
6. Пиндайк Р., Рабинфельд Д. Микроэкономика: пер. с англ. СПб.: Питер, 2002. 608 с.
7. Буренина И.В., Варакина В.А. Система единых показателей оценки эффективности деятельности вертикально-интегрированных нефтяных компаний // Интернет-журнал «Науковедение». 2014. Вып. 1. URL: <http://naukovedenie.ru> 12EVN114.

REFERENCES

1. *Analiz razrabotki mestorozhdeniya Karazhanbas: otchet o NIR* [Analysis of the Development of the Karazhanbas Field: Report on Scientific Research Work]. Aktau, AO NIPIneftegaz., 2005. [in Russian].

2. *Tekhnologicheskaya skhema razrabotki mestorozhdeniya Karazhanbas s primeneniem termicheskikh metodov* [Technological Scheme of Development of the Karazhanbas Field with the Application of Thermal Methods]. Krasnodar, VNIPtermneft, 1984. [in Russian].
3. *Analiz razrabotki mestorozhdeniya Karazhanbas: otchet* [Analysis of the Development of the Karazhanbas Field as of 01.01.2015: Report]. Aktau, AO «KazNIPImunaigaz», 2015. 315 p. [in Russian]
4. Agal'tsova T.A., Gornostaeva A.V., Zaitseva E.A., Sukhova N.M., Fedorov O.V. *Otsenka effektivnosti investitsionnykh projektov* [Assessment of Efficiency of Investment Projects]. Nizhny Novgorod, NNSTU, 2002. 70 p. [in Russian].
5. Teplova T. V. *Otraslevye osobennosti vybora pokazatelei dlya otsenki effektivnosti deyatel'nosti i vklada finansovykh reshenii* [Industry Characteristics the Selection of Indicators to Assess the Performance and Contribution of Financial Solutions]. *Audit i finansovyi analiz — Audit and financial Analysis*, 2006, No. 3, pp. 84–91. [in Russian].
6. Pindaik P., Rabinfel'd D. *Mikroekonomika: per. s angl.* [Microeconomics: Transl. from Engl.] Saint-Petersburg, Piter Publ., 2002. 608 p. [in Russian].
7. Burenina I.V., Varakina V.A. *Sistema edinykh pokazatelei otsenki effektivnosti deyatel'nosti vertikal'no-integrirovannykh neftyanykh kompanii* [The System of Common Indicators for Evaluating the Performance of Vertically Integrated oil Companies]. *Internet-Zhurnal «Naukovedenie» — Internet-Journal «Naukovedenie»*, 2014, Vol. 1. URL: <http://naukovedenie.ru> 12EVN114. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ ABOUT THE AUTHOR

Мустафаяев М. К., Генеральный директор ТОО «КазНИПИ-мунайгаз», г. Актау, Республика Казахстан
M. K. Mustafayev, General Director of «Kazakh Scientific-Research and Design Institute of Oil and Gas» LLP, Aktau, Republic of Kazakhstan
 e-mail: Mustafaev_M@kaznipi.kz