Г.Ж. Молдабаева, Р.Т. Сулейменова, С.Ж. Абилева, Б.А. Балуанов, Д.К. Елефтериادي
(Satbayev University, г. Алматы, Казахстан)

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЧЕРЕДУЮЩЕЙСЯ ЗАКАЧКИ ПАРА И ВОДЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Gulnaz Zh. Moldabayeva, Raikhan T. Suleimenova, Saule Zh. Abileva,
Bakytzhan A. Baluanov, Dmitriy K. Elefteriadi (Satbayev University,
Almaty, Kazakhstan)

APPLICATION EXPERIENCE OF ALTERNATING STEAM AND WATER INJECTION TECHNOLOGY IN WESTERN KAZAKHSTAN FIELD

Введение

В статье рассматривается технология чередующейся закачки пара и воды для увеличения коэффициента извлечения нефти месторождения Западного Казахстана - Каражанбас.

Цели и задачи

Целью работы является оценка эффективности технологии чередующейся закачки на месторождении Каражанбас.

Результаты

Установлены объективные причины ухудшения эффекта чередующейся закачки западного блока I объекта месторождения Каражанбас.

Рекомендованы мероприятия: проведение геофизических исследований (определение профиля притока) в скважинах 6346, 6379, 6347; увеличение компенсации до 60 %, наряду с этим подбор и применение термостойких составов для выравнивания профиля притока и приемистости с целью избежание прорывов и для повышения коэффициента охвата пласта воздействием.

Background

The article discusses the technology of alternating steam and water injection to increase the oil recovery factor of the Western Kazakhstan field - Karazhanbas.

Aims and Objectives

The purpose of this work is efficiency evaluation of the alternating injection technology at the Karazhanbas field.

Results

The objective reasons for the deterioration of the effect of alternating injection of the western block I of the object of the Karazhanbas field have been established.

Recommended measures: conducting geophysical surveys (determination of the inflow profile) in wells 6346, 6379, 6347; increase in compensation up to 60 %, along with this selection and use of heat-resistant compositions for leveling the inflow profile and injectivity in order to avoid breakthroughs and to increase the sweep efficiency.

Технология чередующейся закачки пара и воды направлена на увеличение коэффициента вытеснения в слабо дренируемых зонах пласта, насыщенного высоковязкой нефтью. Данная технология рассматривалась и как замена традиционного заводнения водой, и как замена закачки пара.

Промежуточные результаты проведенных опытно-промышленных испытаний по применению данной технологии на месторождении Каражанбас оказались неоднозначными. На отдельных участках был получен значительный эффект. Например, на западном участке первого объекта были получены значительные приросты дебитов и дополнительной добычи нефти. В то же время на некоторых участках существенный эффект не наблюдается.

Отмечено, что главным фактором, влияющим на эффективность технологии чередующейся закачки пара и воды, является качество подготовки пара.

The technology of alternating steam and water injection is aimed at increasing the displacement efficiency in poorly drained zones of a reservoir saturated with high-viscosity oil. This technology was considered both as a replacement for traditional water flooding and as a replacement for steam injection.

The intermediate results of the pilot tests carried out on the application of this technology at the Karazhanbas field turned out to be ambiguous. In some areas, a significant effect was obtained. For example, in the western section of the first object, significant increases in production rates and additional oil production were obtained. At the same time, in some areas, a significant effect is not observed.

It is noted that the main factor influencing the efficiency of the technology of alternating steam and water injection is the quality of steam preparation.

Ключевые слова: чередующаяся закачка пара и воды; закачка пара; коэффициент охвата; коэффициент извлекаемости нефти

Key words: alternating steam and water injection; steam injection; sweep rate; oil recovery rate

Чередующая закачка подразумевает циклическую закачку пара и воды в нагнетательную скважину на месторождениях высоковязких нефтей.

Суть данной технологии заключается в том, что во время закачки пара на протяжении 2-4 мес. происходит прогрев пласта, приводящий к снижению вязкости и увеличению мобильности нефти. Далее наступает период закачки воды, во время которого продолжают выработку уже прогретой нефти и подержка пластового давления. [1-3]

Чередующаяся закачка пара и воды позволяет увеличивать коэффициент вытеснения пластовой нефти, а также помогает увеличить коэффициент охвата по вертикали. При закачке пара дренируются верхние пропластки, а при закачке воды, в свою очередь, - нижние пропластки.

В уточнённом проекте 2008 г. на западном участке месторождения Каражанбас была утверждена система разработки, предусматривающая закачку в пласт пара при девятиточечной схеме расположения скважин и расстоянии между скважинами 150 м [4]. Это объясняло высокий утверждённый коэффициент извлечения нефти (КИН) по объектам - 24,6-34,7 %. В дальнейшем в связи с ограничением объёмов выработки пара на месторождении в Дополнении к уточнённому проекту разработки на западном участке 3-х объектов была пересмотрена система воздействия путём замены закачки пара на закачку воды [5]. Схематическое описание процесса приведено на рисунке 1.

В настоящее время по объектам западного участка текущий КИН составляет всего 4,2-7,1 %, отбор от извлекаемых запасов -

13-28 %, при этом средняя обводнённость пластов уже достигла уровня 87-93 %. Оцениваемый потенциальный КИН при существующей системе разработки западного участка составляет по объектам - 7,6-11,7 %, 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 [4].

В качестве метода повышения КИН недропользователем в апреле 2016 г. на 8 ячейках начата чередующаяся закачка (ЧЗ) пара и воды на западном участке I объекта. Далее в мае 2018 г. выполнено расширение ЧЗ на I объекте еще на 4 ячейки (рисунок 2).

Утвержденный для опытно-промышленных испытаний (ОПИ) участок в западной части I объекта включал 53 добывающих и 12 нагнетательных скважин (рисунок 3).

С апреля 2016 г. осуществлялась чередующаяся закачка пара и воды, данную область обслуживали два парогенератора МПГУ-8 и МПГУ-4 производительностью 11 т/ч пара.

В таблице 1 представлены ячейки, обслуживаемые МПГУ-8, периоды ввода ячеек под нагнетание и количество отработанных дней под паром и водой.

Как видно из таблицы 1, текущий период закачки пар - вода составляет 4 мес. пар, 4 мес. вода.

Рисунок 1. Схематическое описание процесса чередующейся закачки пара и воды

Рисунок 2. Участок опытно-промышленных испытаний ЧЗ на западе первого объекта

Рисунок 3. Расположение участка и схема применения технологии чередующейся закачки пара и воды

Таблица 1. Количество и продолжительность циклов закачки пара и воды

Дата	МПУ-4				МПУ-8											
	6367		6327		1086		6325		6329		6365		6392		6394	
	Пар	Вода	Пар	Вода	Пар	Вода	Пар	Вода	Пар	Вода	Пар	Вода	Пар	Вода	Пар	Вода
01.04.2016		30		60	6	14		60	12	27		30		60		30
01.05.2016		31		62	31			62	62			31		62		31
01.06.2016		30		60	30			60	60			30		60		30
01.07.2016		10		37	31			62	62			31		62		31
01.08.2016	29		57		2	23		62	4	46		31		62		31
01.09.2016	30		60			30		60		60		30		60		30
01.10.2016	21		56			31	4	39		62	2	21		62		31
01.11.2016	4	26	7	51	26	4	60		52	5	30			60		30
01.12.2016		31		62	31		62		62		31			62		31
01.01.2017		31		62	31		62		62		31			62		31
01.02.2017	6	22	11	39	20	6	56		44	12	28			56		28
01.03.2017	31		62			31	62			62	31			62		31
01.04.2017	30		60			30	34			60	21			60		26
01.05.2017	23	7	46	15	7			61	11			31		62		27
01.06.2017		30		60	28			60	56			30		60		30
01.07.2017		31		62	31		15	46	62		8	23		62		31
01.08.2017	8	23	16	46	23	5	48	9	46	10	24	5		62		31
01.09.2017	30		47			30		60		60		30		60		30
01.10.2017	28		53			30		60	56			30		60		28
01.11.2017		29	60		30		51	8	56		27	3		60		30
01.12.2017		31	61		31		62		62		31			62		31
01.01.2018		31	61		31		2	59		60	27			62		31
01.02.2018		28	56			27	55		55			28		56		28
01.03.2018		30	54		30		59		58		30			62		31
01.04.2018	30			55	29		54		60		30			60		30
01.05.2018	14	17	17	42	31		1	60		62	30	0	43	15	15	11
01.06.2018		30		60	30		56		60		29	60			30	
01.07.2018		31		62	19		55		62		31	38			19	
01.08.2018	15	15	30	30		30	44	18	29	30	9	22		59		29
01.09.2018	30		56			30		60	60		30			57		30
01.10.2018	28	0	53	1	0	30		62	60	1	14		1	60	0	30
01.11.2018		30		60	28			60		60	22		57		28	
01.12.2018		31		62	31		21	34		62	14		58		31	
01.01.2019		31		62	31			62		62		31	62		31	
01.02.2019	27		55			27	53		55			28		55		25
01.03.2019	31		62			24	33	27	48		14	17	13	46		31
01.04.2019	30		60			8		60	56		30			60		30
01.05.2019		0		0	30			62		0	28		61		30	
01.06.2019		30		59	30			60	59		0	15	60		30	
01.07.2019	31		61			31	53			61	31			51		25
01.08.2019	27		62			30	60			62	30			60		31
01.09.2019		30		60	28			60	60			30	60		30	
01.10.2019		31		62	31			62	62			31	62		31	
01.11.2019		30		58	30			60	56			30	60		27	
01.12.2019		31		62	29			62	62			31	62		31	
01.01.2020	31		62			14	62			28	31			28		14
01.02.2020	29		56			29	48			58	25			58		29
01.03.2020	31		62			31	62			62	31			62		31
01.04.2020	30		60			30	59			60	30			60		30
01.05.2020		31		61	29			59	59			30	59		28	
01.06.2020		30		60	30			60	60			30	60		30	
01.07.2020		31		62	0			62	1			31	1		0	
01.08.2020		31		62	26			62	51			31	51		24	
01.09.2020		28		60	19			60	44			29	41		22	

С 01.06.2019 участок ОПИ обслуживает МПГУ-8, в 4-х скважинах ведется парозакачка (6329, 1086, 6392, 6394), в 4-х скважинах ведется закачка воды (6325, 6365, 6367, 6327), каждые 4 мес. производят смену агента закачки [5].

В рамках мониторинга была изучена динамика технологических показателей по состоянию на 01.10.2020. Как видно из графика (рисунок 4), с апреля 2016 г. наблюдается заметный рост дебита 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 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, прилегающих 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 [4]. В начальных циклах закачки пара по ячейкам прослеживается тенденция снижения доли воды в продукции (до 4 %), что позволяет оптимизировать добычу.

Снижение доли воды в продукции (до 4 %) в первый цикл на участке ЧЗ позволило оптимизировать добычу жидкости. В циклах закачки воды уровень закачиваемого агента по ячейкам практически в 2 раза превышает соответствующий показатель до начала применения технологии (108-120 м³/сут).

Объективными причинами ухудшения эффекта ЧЗ западного блока I объекта месторождения Каражанбас являются:

- расширение участка ЧЗ на четыре ячейки, что привело к перераспределению закачки пара и уменьшению объемов закачки пара на каждую скважину, т.к. производительность парогенератора составляет всего 11 т/ч;

- перемещение в июне 2019 г. МПГУ-4 на участок ЧЗ III объекта, что привело к сокращению объемов закачки пара;

- приостановление закачки пара в ячейки 6363, 6323, 6286, 6288 вследствие нехватки объемов пара.

Рисунок 4. Динамика технологических показателей участка ЧЗ

В настоящее время пластовое давление на участках паротеплового воздействия на 60 % ниже начального.

С энергетической точки зрения увеличение интенсивности паротеплового воздействия (высокие объемы закачки и значения забойных давлений нагнетательных скважин при низком пластовом давлении) обеспечивает снижение тепловых потерь как в стволе нагнетательных скважин, так и в кровле и подошве продуктивных пластов. Одновременно следует отметить, что высокая интенсивность закачки пара при наличии прорывов теплоносителя, напротив, характеризуется низким тепловым КПД и охватом теплового воздействия, а низкие значения пластового давления ограничивают темпы отбора нефти.

Учитывая текущее энергетическое состояние участка ЧЗ, рекомендацией по поддержанию пластового давления на участках закачки пара является повышение уровня внутриконтурной компенсации отборов закачкой с осуществлением контроля пластового давления и температуры в реагирующих скважинах. Увеличить компенсацию до 60 %, наряду с этим рекомендуется подбор и при-

менение термостойких составов для выравнивания профиля притока и приемистости во избежание прорывов и для повышения коэффициента охвата пласта воздействием. Также рекомендуется проведение геофизических исследований (определение профиля притока) в скважинах 6346, 6379, 6347.

Была выполнена оценка технологической эффективности ЧЗ пара и воды на опытном участке на основе характеристики вытеснения - водонефтяного фактора, которая показала хорошую технологическую эффективность ЧЗ относительно базового варианта, дополнительная добыча за 4 года применения составила более 104 тыс. т (рисунок 5).

Сравнительная оценка экономической эффективности разработки участка при чередующейся закачке (пар - вода) с базовым вариантом обычного заводнения определила преимущество варианта с ЧЗ по основным показателям экономической эффективности (таблица 2). Так выручка от реализации продукции, операционная прибыль при ЧЗ превышает в 5,4 раза аналогичные показатели от применения обычного заводнения (рисунок 6).

Рисунок 5. Динамика фактических и прогнозных уровней

Таблица 2. Сравнительная таблица по вариантам

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Варианты	
			Закачка воды - I объект_Запад	ЧЗ - I объект_Запад
1	Рентабельный период		01.04.2016 - 01.09.2020	01.04.2016 - 01.09.2020
2	Добыча нефти	тыс. т	48	140
3	Рентабельный КИН	д.е.	0,000	0,000
4	Выручка от реализации продукции	млн тенге	3 345	9 551
5	Эксплуатационные затраты	млн тенге	2 410	4 464
6	Операционная прибыль (выручка - эксплуатационные затраты)	млн тенге	935	5 088
7	Капитальные вложения	млн тенге	0	0
8	Потоки денежной наличности (выручка - эксплуатационные затраты - капитальные вложения)	млн тенге	935	5 088

Рисунок 6. Динамика накопленной прибыли

Технология ЧЗ на 01.10.2020 показывает высокий технологический эффект относительно постоянной закачки воды, но экономическая эффективность за 2020 г. равна 0 в связи с низкой ценой на нефть.

Выводы

Объективными причинами ухудшения эффекта ЧЗ западного блока I объекта месторождения Каражанбас являются:

- расширение участка ЧЗ на 4 ячейки, что привело к перераспределению закачки пара и уменьшению объемов закачки пара на каждую скважину, т.к. производительность парогенератора составляет всего 11 т/ч;
- перемещение в июне 2019 г. МПГУ-4 на участок ЧЗ III объекта, что привело к сокращению объемов закачки пара;
- приостановление закачки пара в ячейки 6363, 6323, 6286, 6288 вследствие нехватки объемов пара.

Рекомендуются следующие мероприятия:

- проведение геофизических исследований (определение профиля притока) в скважинах 6346, 6379, 6347;
- увеличение компенсации до 60 %, наряду с этим подбор и применение термостойких составов для выравнивания профиля притока и приемисто-

сти с целью избежание прорывов и для повышения коэффициента охвата пласта воздействием.

Технология чередующейся закачки пара и воды направлена на увеличение коэффициента вытеснения в слабо дренируемых зонах пласта, насыщенного высоковязкой нефтью. Данная технология рассматривалась и как замена традиционного заводнения водой, и как замена закачки пара.

Промежуточные результаты проведенных опытно-промышленных испытаний по применению данной технологии на месторождении Каражанбас оказались неоднозначными. На отдельных участках был получен значительный эффект. Например, на западном участке первого объекта были получены значительные приросты дебитов и дополнительной добычи нефти. В то же время на некоторых участках существенный эффект не наблюдается.

Стоит отметить, что главным фактором, влияющим на эффективность технологии чередующейся закачки пара и воды, является качество подготовки пара. А именно такие параметры, как расход, давление и сухость, что в совокупности составляет теплосодержание пара. Потеря качества пара происходит, например, в случае, если пару приходится проделывать длинный путь до забоя нагнетательной скважины.

Список литературы

1. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1987. 246 с.
2. Гиматулин Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1974. 703 с.
3. Киинов Л.К. Разработка месторождений парафинистых и вязких нефтей в западном Казахстане. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. 149 с.
4. Проект «Пробная эксплуатация месторождения Каражанбас Северный». Атырау: ТОО «КазНИГРИ», 2004.
5. Дополнение к Проекту «Пробная эксплуатация месторождения Каражанбас Северный». Атырау: ТОО «КазНИГРИ», 2004.

References

1. Lysenko V.D. *Proektirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdenii* [Oilfield Development Design]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 246 p. [in Russian].
2. Gimatulinov Sh.K. *Spravochnaya kniga po dobyche nefi* [Oil Production Reference Book]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 703 p. [in Russian].
3. Kiinov L.K. *Razrabotka mestorozhdenii parafinistykh i vyazkikh neftei v zapadnom Kazakhstane* [Development of Deposits of Paraffinic and Viscous Oils in Western Kazakhstan]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1996. 149 p. [in Russian].
4. *Proekt «Probnaya ekspluatatsiya mestorozhdeniya Karazhanbas Severnyi»* [Project «Trial Operation of the Karazhanbas Severny Field»]. Atyrau, TOO «KazNIGRI» Publ., 2004. [in Russian].

5. *Dopolnenie k Proektu «Probnaya ekspluatatsiya mestorozhdeniya Karazhanbas Severnyi»* [Addendum to the Project «Trial Operation of the Karazhanbas Severny Field»]. Atyrau, TOO «KazNIGRI» Publ., 2004. [in Russian].

Авторы

• Молдабаева Гульназ Жаксылыковна, д-р техн. наук
Satbayev University
Профессор кафедры «Нефтяная Инженерия»
Казахстан, 050013, г. Алматы,
ул. Сатпаева, 22а
e-mail: moldabayeva@gmail.com

• Сулейменова Райхан Таупиховна
Satbayev University
Докторант кафедры «Нефтяная Инженерия»
Казахстан, 050013, г. Алматы,
ул. Сатпаева, 22а
e-mail: raika_83@mail.ru

• Абилева Сауле Жалгасбайкызы
Satbayev University
Докторант кафедры «Нефтяная Инженерия»
Казахстан, 050013, г. Алматы,
ул. Сатпаева, 22а
e-mail: saulezh007@gmail.com

• Балуанов Бакытжан Айтуарович
Satbayev University
Докторант кафедры «Нефтяная Инженерия»
Казахстан, 050013, г. Алматы,
ул. Сатпаева, 22а
e-mail: baluan101@gmail.com

• Елефтериادي Дмитрий Константинович
Satbayev University
Докторант кафедры «Нефтяная Инженерия»
Казахстан, 050013, г. Алматы,
ул. Сатпаева, 22а
e-mail: dimon636_91@mail.com

The Authors

• Moldabayeva Gulnaz Zh., Doctor of Engineering Sciences
Satbayev University
Professor of Petroleum Engineering Department
22a, Satpayev str., Almaty, 050013, Kazakhstan
e-mail: moldabayeva@gmail.com

• Suleimenova Raikhan T.
Satbayev University
Doctoral Student of Petroleum Engineering Department
22a, Satpayev str., Almaty, 050013, Kazakhstan
e-mail: raika_83@mail.ru

• Abileva Saule Zh.
Satbayev University
Doctoral Student of Petroleum Engineering Department
22a, Satpayev str., Almaty, 050013, Kazakhstan
e-mail: saulezh007@gmail.com

• Baluanov Bakytzhan A.
Satbayev University
Doctoral Student of Petroleum Engineering Department
22a, Satpayev str., Almaty, 050013, Kazakhstan
e-mail: baluan101@gmail.com

• Elefteriadi Dmitriy K.
Satbayev University
Doctoral Student of Petroleum Engineering Department
22a, Satpayev str., Almaty, 050013, Kazakhstan
e-mail: dimon636_91@mail.com