



ОЦЕНКА ПЕРЕХОДА ОТ ЗАКАЧКИ ПАРА К ЗАКАЧКЕ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ НА ОПЫТНОМ УЧАСТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «КАРАЖАНБАС»

О.М.Гимадиева*, А.Е.Абишев, А.М.Курбанбаева

АО «КазНИПИМунайгаз», Актау, Казахстан

Evaluation of Steam Injection-to-Bottom Water injection Transition at «Karazhanbas» Field

O.M.Gimadiyeva, A.E.Abishev, A.M.Kurbanbayeva

«KazNIPIMunayGas» JSC, Aktau, Kazakhstan

Abstract

The article assesses efficiency of pilot testing (PT) in the case of steam injection-to-bottom water injection transition held at «Karazhanbas» field. Indicators analysis was carried out on purpose of forecast in areas where such a transition (steam-water) previously took place. It is found that the selected area in the North block is acceptable technological sub-object from the technological point of view for pilot testing on steam injection-to-bottom water injection transition. Cost-effectiveness for the selected section in the North block was calculated for the 2016-2030 period - for the base option (continued steam injection) and the option with transfer of the site to produced water injection. The results of the study showed that from both the technological and economic points of view steam injection-to-bottom water injection transition is feasible at the site.

Keywords:

Oil-gas field;
Development;
Steam treatment;
Recovery factor.

© 2016 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Газонефтяное месторождение «Каражанбас» было открыто в 1974 г. Пластовая нефть месторождения характеризуется как тяжелая и высоковязкая (464-544 сПз), с низкими значениями давления насыщения (1.1-2.0 МПа) и газосодержания (2.91-6.95 м³/т).

Разработка залежей нефти всех трёх объектов на Западном и Центральном участках месторождения осуществляется с поддержанием пластового давления путём закачки воды на Восточном и Северном участках – путем закачки пара.

Технология паротеплового воздействия (ПТВ) на пласт на северном и восточном участках реализуется около 6-12 лет. В последние годы на данных участках закачки пара наблюдается снижение среднегодовых дебитов нефти, рост обводненности продукции, снижение температуры на забое добывающих скважин, ухудшение энергетического потенциала пластов. Все это свидетельствует о снижении эффективности применения технологии ПТВ вследствие несоблюдения условий приготовления и закачки паротеплового агента - значительным снижением показателя

сухости при его транспортировке от парогенератора к забою скважин. В результате, существенно снижается термодинамический потенциал пласта, ухудшается степень подвижности нефти.

При наблюдаемом снижении эффективности технологии закачки пара расходы на его производство остаются на сегодня достаточно высокими, почти в 10 раз превышают расходы при закачке воды. Это, в свою очередь, негативно отражается на экономических показателях предприятия.

В настоящее время, в условиях сложившейся экономической ситуации на мировом рынке, проблема рентабельной эксплуатации месторождения является одной из первостепенных задач. В связи с этим, существует необходимость поиска альтернативных, менее дорогостоящих технологий и методов извлечения нефти в условиях месторождения.

Учитывая актуальность вопроса оптимизации затрат предприятия, с одной стороны, и минимизацию рисков потери добычи нефти, с другой, в настоящей статье оценивается эффективность опытно-промышленного испытания (ОПИ) в случае перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды на опытном участке месторождения.

На основе геологических и технологических критериев осуществлен выбор участка перехода

*E-mail: Gimadiyeva_oksi@mail.ru
<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20160400300>

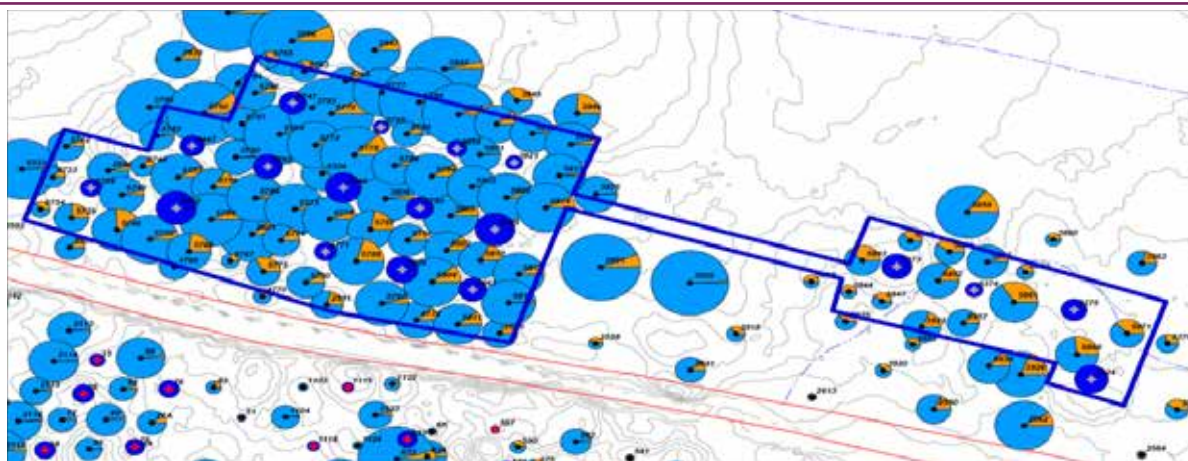


Рис.1. Карта текущих отборов участка на Северном блоке (1 объект)

от закачки пара к закачке воды.

С целью прогноза выполнен анализ показателей разработки на участках, где ранее в 2005 году осуществлялся подобный переход (пар-вода). На основе фактической динамики средних дебитов нефти и воды на 1 скважину всех исторических участков перехода пар-вода, выполнен прогноз уровней добычи нефти и жидкости на выбранном участке на перспективу до 15 лет разработки. По выбранному участку оценена экономическая эффективность от смены технологии, по результатам которой участок рекомендован к реализации перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды.

Выбор участка для оценки перехода на закачку подтоварной воды, его геологическая характеристика и текущее состояние разработки

Выбор опытного участка основывался, во-первых, на геологических критериях (определяющих эффективность осуществления закачки воды), таких как выдержанность толщины пласта, хорошая степень распространения коллектора по площади участка, во-вторых, учиты-

валась сложившаяся на участке сетка скважин: были отклонены варианты с уплотняющими скважинами (с плотностью сетки 106×106 м) во избежание быстрого обводнения в случае перехода на закачку воды, в третьих, принималась во внимание степень изолированности участка от соседних зон ПТВ с целью точного дифференцирования полученного эффекта при закачке воды от эффекта, обусловленного закачкой пара. В связи с вышеизложенным, для возможной реализации ОПИ был выбран участок на северном блоке I объекта разработки, в зоне закачки пара. К данному участку приурочены залежи А1, А2, и Б. Общая толщина по площади меняется в пределах – от 36 до 48 м, эффективная толщина – в более широком диапазоне – 3.6-22.3 м. Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины составляет 9 м (рис.1) [1-4].

В эксплуатацию введен в 2001 году, постоянная закачка пара осуществляется с 2011 года. Участок включает 14 ячеек с девятиточечным площадным размещением скважин (соотношение добывающих и нагнетательных скважин составляет 1:5) и три ячейки с нарушенной гео-

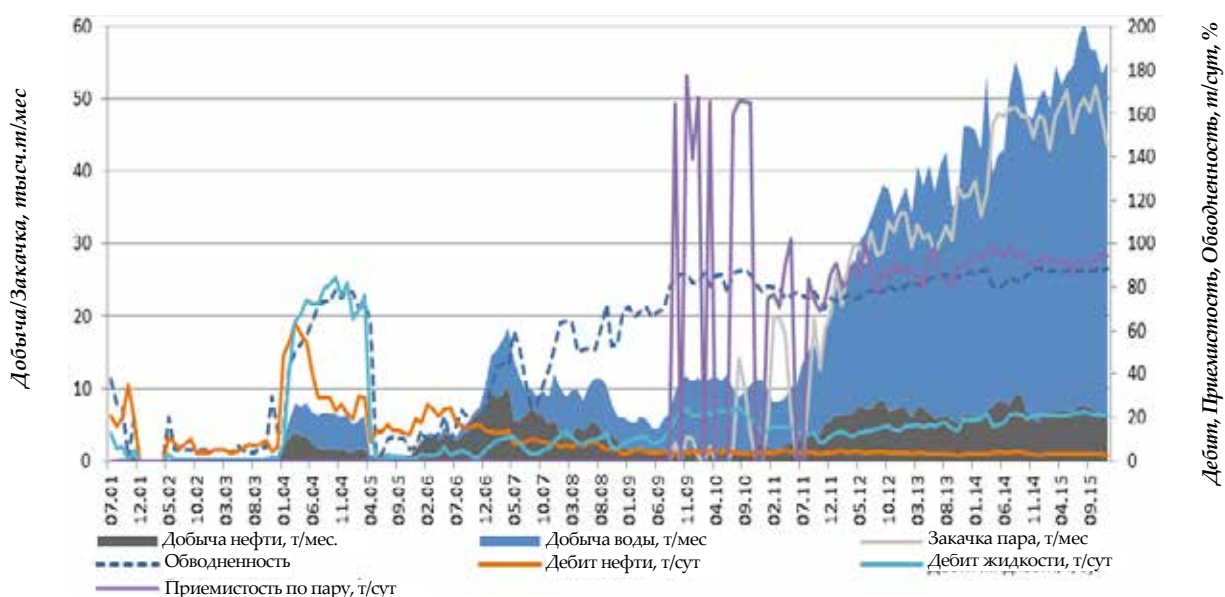


Рис.2. Динамика показателей разработки участка на Северном блоке (1 объект)

метрий сетки. Всего на участке эксплуатируются 84 добывающих и 18 нагнетательных скважин.

Как видно из рисунка 2, пик добычи нефти на участке (131.3 тыс.т) приходится на 2007 г. и обусловлен интенсивным разбуриванием и вводом новых скважин, в дальнейшем наблюдается снижение уровней и последующая их стабилизация на низких отметках (2-3 тыс.т/мес). С 2011 года, в связи с увеличением действующего фонда (за счет ввода новых скважин), наблюдается нарастание объемов добычи нефти, при этом средний дебит нефти на скважину продолжает монотонно снижаться.

Ежегодно объемы закачиваемого агента на участке увеличиваются. Средняя приемистость паронагнетательных скважин в первые годы закачки фиксировалась на уровне 160-168 т/сут, к концу 2010 г. резко снизилась (до уровня 80 т/сут), на конец анализируемого периода стабилизировалась на уровне 85-87 т/сут.

В целом по участку показатель текущей компенсации отбора жидкости закачкой пара оценивается на уровне 14.5%, накопленной - 90.9%. В 12 паронагнетательных скважинах температура на забое варьирует от 56 до 286 °С, показатель сухости пара на забое изменяется от 15% до 69%. В 49 реагирующих добывающих скважинах забойная температура определяется на уровне 27-143 °С.

По участку потенциальный коэффициент извлечения нефти (КИН) равен 21.2%, при утвержденном 24.5%, текущий КИН составляет 13.5%. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составляет 69.7%, при этом пласты данного участка в настоящее время обводнены в среднем на 86%.

Прогноз технологических показателей разработки выбранного участка на основе «исторических» данных перехода пар-вода

Основой для прогноза уровней добычи нефти и воды по выбранному Северному участку перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды послужили «исторические» участки, где ранее, в 2005 г., осуществлялся подобный переход (пар-вода). «Исторические» участки были выделены по

принципу единовременного перевода всех нагнетательных скважин с закачки пара на закачку холодной воды, при этом учитывался размер участка, поскольку, чем масштабнее участок, тем точнее проявление эффекта непосредственно от смены технологии и ниже степень влияния граничных эффектов, связанных с другими технологиями. В результате, для прогноза выбраны три «исторических» участка, соответствующие промыслу ПТВ-3 в центральной части месторождения (рис.3).

По каждому из 3-х «исторических» участков была построена динамика добычи нефти и воды, закачки, дебитов нефти и воды в среднем на 1 скважину за весь период их эксплуатации по месяцам, а также прослежена динамика показателя компенсации, пластового и забойного давления (рис.4-9).

Следует отметить, что в период после перехода на закачку воды значительная часть ремонтов в скважинах была связана с оптимизацией режимов работы насосов. Данные ремонты обеспечили значительный прирост суточной добычи в скважинах - от 30% до 200%. Это стало возможным благодаря повышению пластового давления, повышению забойного давления (динамических уровней) в скважинах «исторических» участков (рис.5,7,9). Повышение пластового давления, в свою очередь, обеспечено ростом показателя компенсации на участках и доведением его до уровня 100% и выше при переходе на закачку воды (рис.4,6,8).

Приведение динамики показателей каждого «исторического» участка к единому времени отчета от момента смены технологии (точка 0) показывает идентичность поведения уровней добычи нефти и воды по всем участкам в равные промежутки времени с момента перехода [5,6]. В результате осреднения показателей 3-х участков получены общие профили дебитов нефти и воды, по которым определены уравнения функциональных зависимостей (рис.10 и 11). Согласно полученным данным, в первые 2 года (24 месяца) при переходе на закачку воды наблюдается рост среднего дебита нефти (максимально на 2 т/сут)

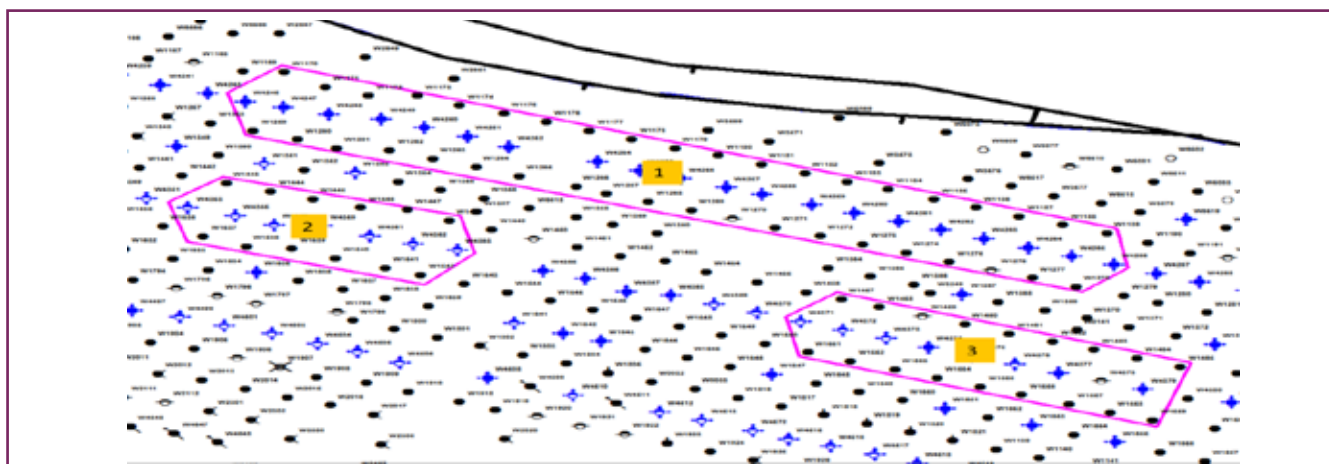


Рис.3. Исторические участки перехода пар-вода (2005 г.) - основа для прогноза уровней добычи по выбранному участку для смены технологии



Рис.4. Динамика основных технологических показателей по «историческому» участку 1

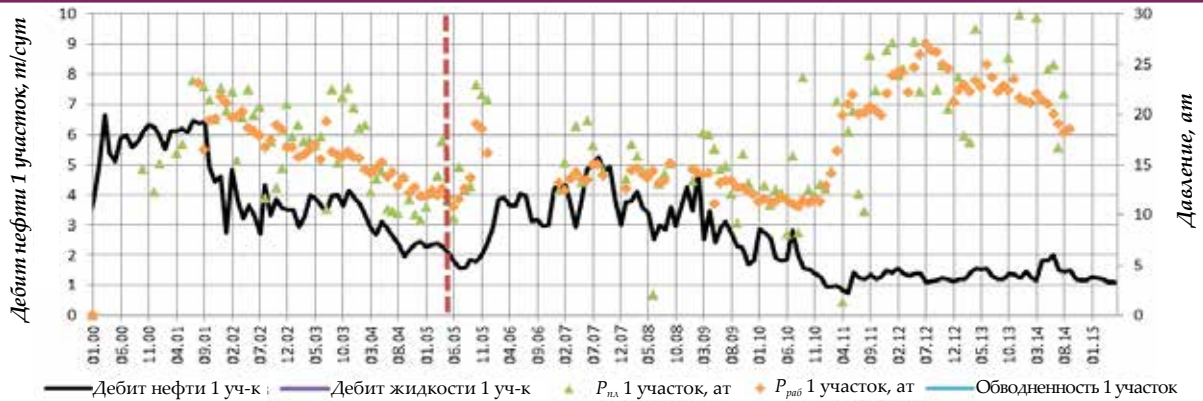


Рис.5. Динамика среднего дебита, пластовых и забойных давлений по участку 1

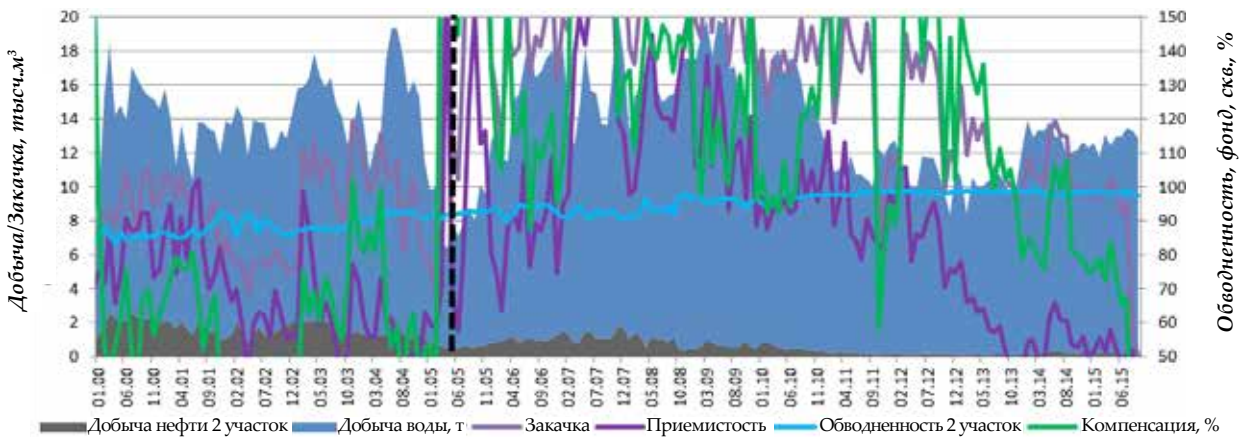


Рис.6. Динамика основных технологических показателей по «историческому» участку 2

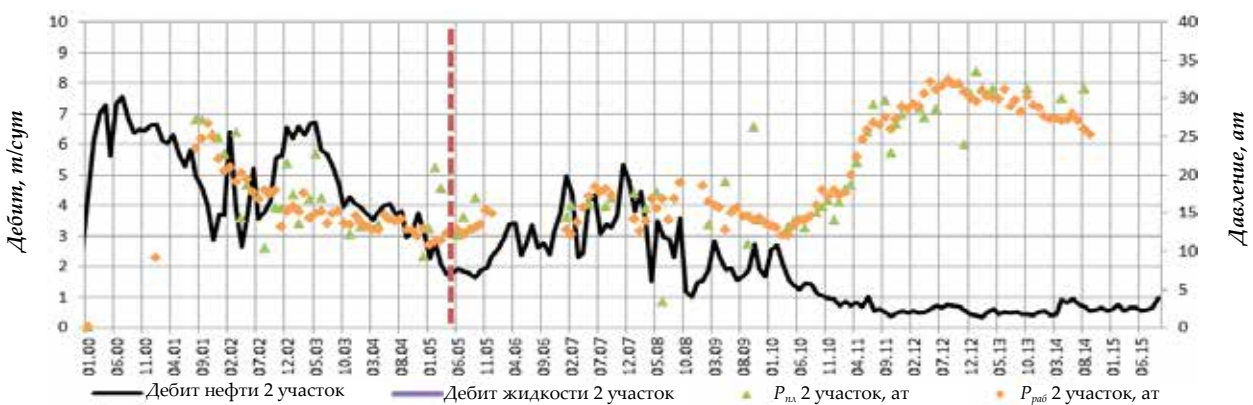


Рис.7. Динамика среднего дебита, пластовых и забойных давлений по участку 2

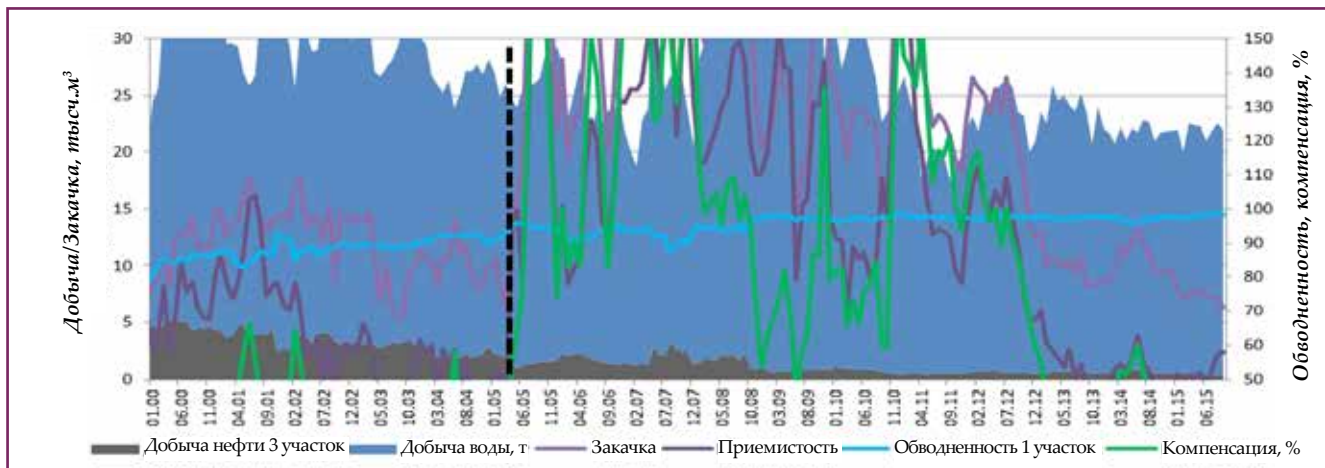


Рис.8. Динамика основных технологических показателей по «историческому» участку 3

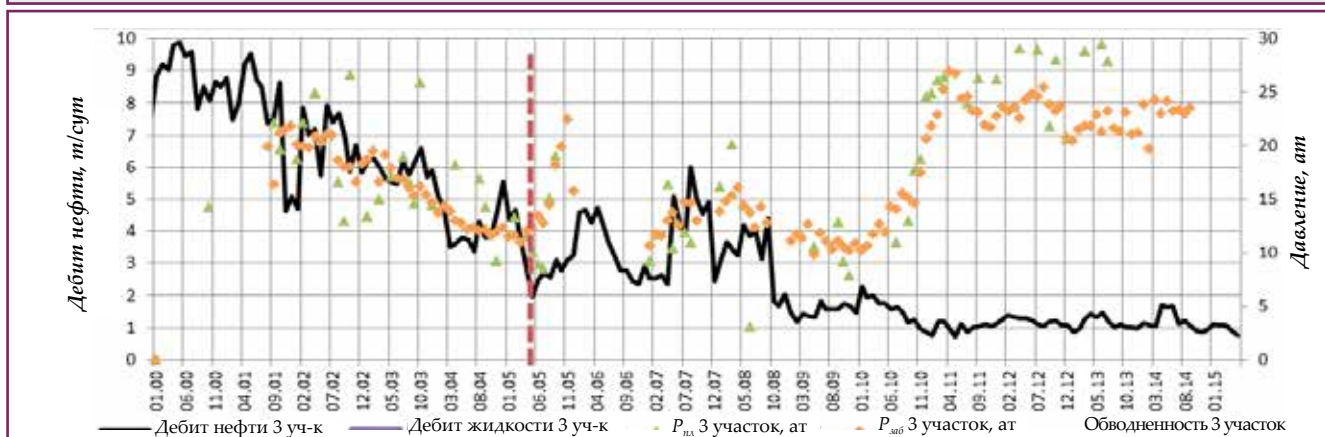


Рис.9. Динамика среднего дебита, пластовых и забойных давлений по участку 3

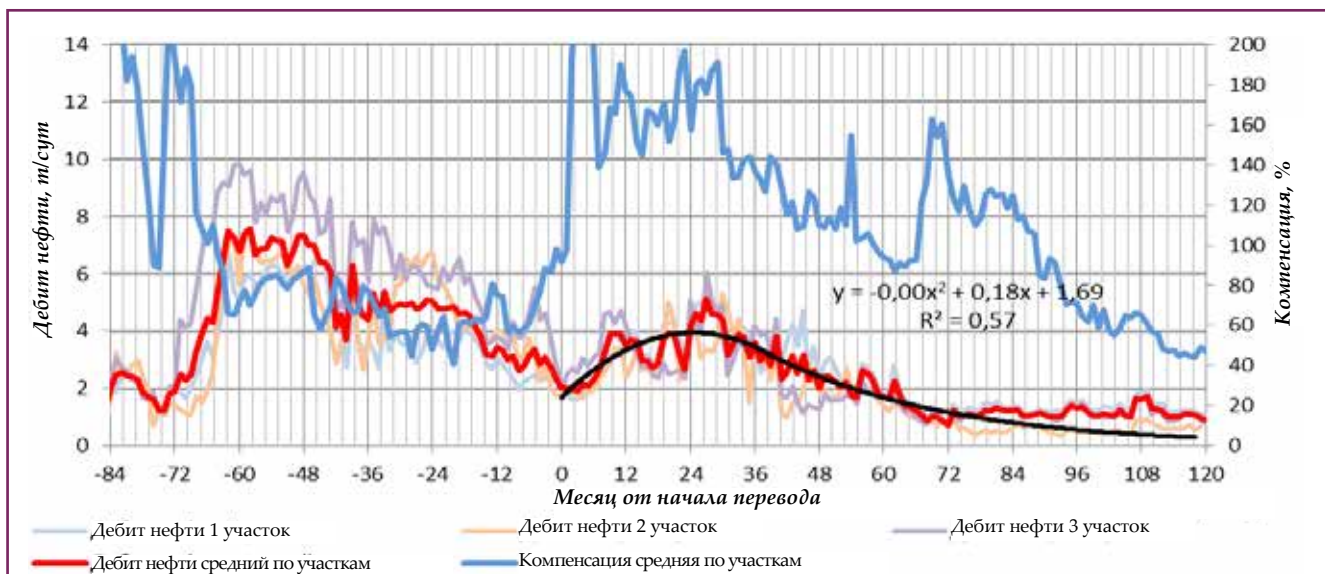
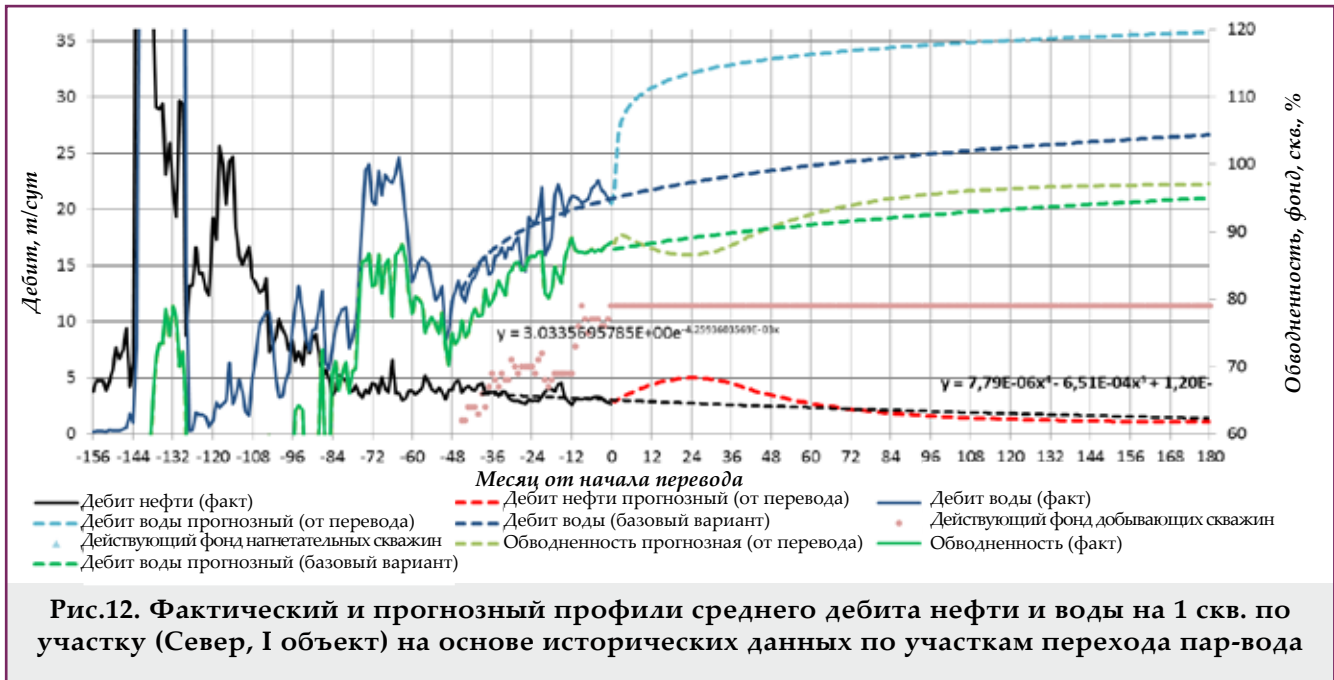
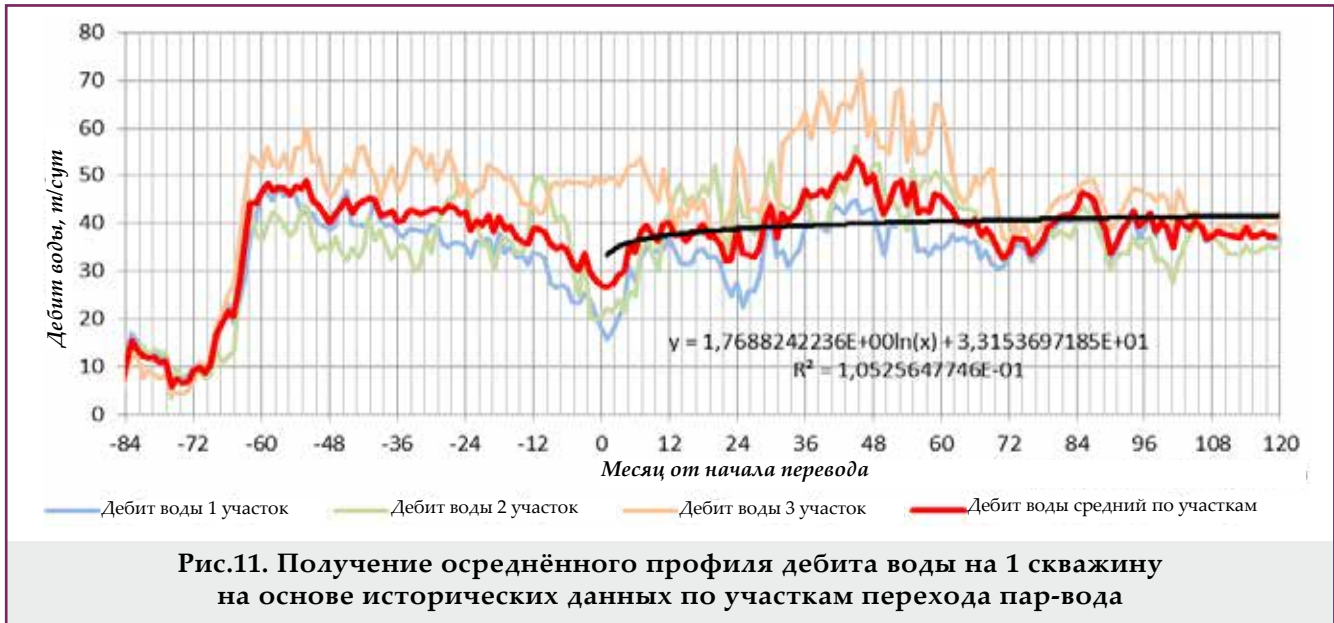


Рис.10. Получение осреднённого профиля дебита нефти на 1 скважину на основе исторических данных по участкам перехода пар-вода

при незначительном увеличении дебита воды (рис.10), в последующие 3-4 года (с 24 по 60-72 месяца от начала перехода) фиксируются интенсивное снижение дебита нефти, с 24 по 48 месяцев - активный рост дебита воды. К концу 5-ого года от начала перехода дебит нефти достигает своей первоначальной отметки (до перехода), последние четыре года прогноза (с 72 по 120 месяцы - с 2011 по 2015 гг.) характеризуются замедлением

темпа падения дебита нефти и нарастанием дебита воды.

Полученные уравнения динамики дебитов нефти и воды были применены для прогноза (по месяцам) соответствующих показателей выбранного участка перехода от закачки пара к закачке воды (рис.12). С учетом сложившейся тенденции определены также профили дебитов нефти и воды для базового варианта (с продолжени-



ем закачки пара). На основе прогноза средних дебитов выполнен расчет ожидаемых объемов добычи нефти, жидкости и процента обводнения продукции (по месяцам), при допущении, что действующий фонд скважин на Северном участке постоянен в течение всего прогнозируемого периода (рис.3).

Таким образом, прогноз на ближайшие 10 лет (2016-2025 гг.) базируется на фактической динамике дебитов «исторических» участков за 10-тилетний период их эксплуатации после смены технологии (2005-2014 гг.), прогноз на следующие 5 лет (2026-2030 гг.) выполнен на основе наметившейся тенденции изменения дебитов «исторических» участков.

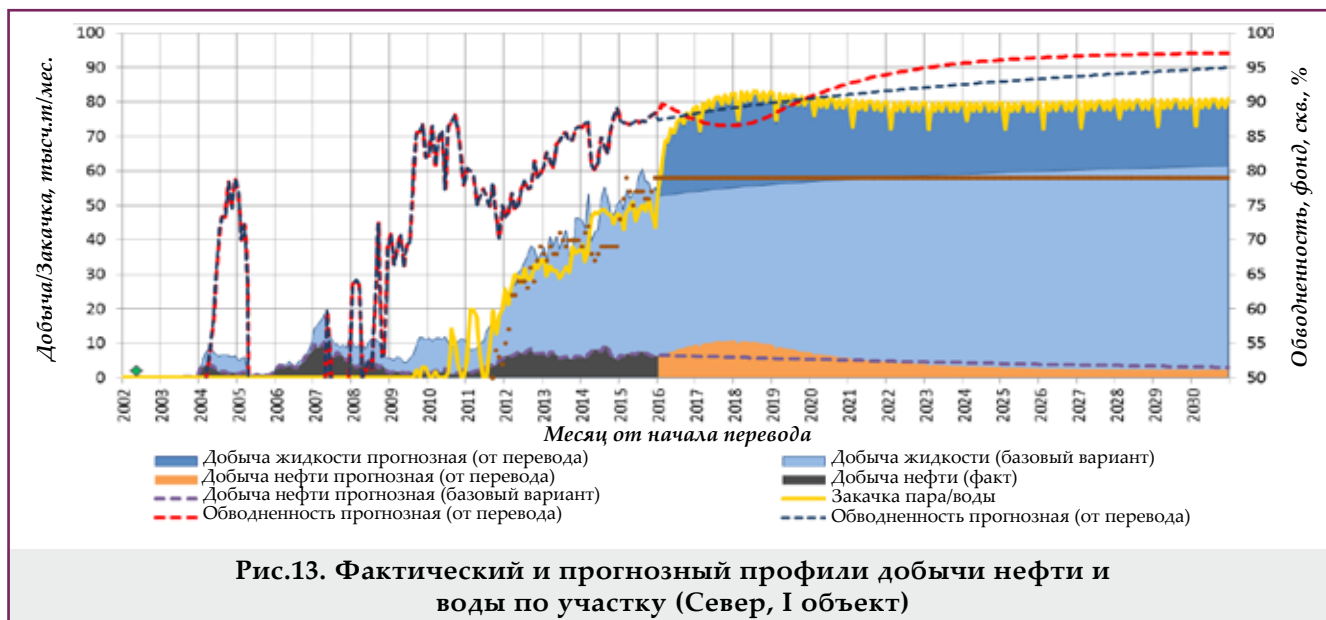
Участок на Северном блоке характеризуется значительным приростом добычи относительно базового варианта в течение первых 6 лет (174.3 тыс.т), к 2030 году по участку получен прирост КИН относительно базового варианта, соответ-

ственно, 32.7% против 31.2% (табл.1).

Следовательно, с технологической точки зрения выбранный участок на Северном блоке является приемлемым технологическим подбъектом для проведения ОПИ по переходу от закачки пара к закачке подтоварной воды. В период реализации ОПИ для достоверной оценки проявления эффекта от смены технологии целесообразным является прекращение расширения закачки пара на остальной части Северного блока.

Оценка экономической эффективности перевода выбранного участка с закачки пара на закачку воды

По выбранному участку на Северном блоке были проведены расчеты экономической эффективности за период 2016-2030 гг. - по базовому варианту (продолжение закачки пара) и варианту с переводом участка на закачку подтоварной воды.



Выполнен сравнительный анализ результатов.

Расчеты показали, что в случае продолжения закачки пара на данном участке предприятие получит доход значительно меньше, чем от перевода на воду. В целом разница в операционной прибыли за расчетный период составит 68.6 млн. долларов (табл.2). Капитальные вложения по переводу с пара на воду окупятся в течение одного года.

По выбранному участку на Северном блоке объем добычи за оцениваемый пери-

од (2016- 2030 гг.) прогнозируется на уровне 905.1 тыс.т. Относительно базового варианта (с закачкой пара) получен значительный прирост добычи нефти (86.1 тыс.т) и соответственно наибольший прирост операционной прибыли – 68.6 млн. долларов. Следовательно, как с технологической, так и с экономической точек зрения целесообразен переход на данном участке от закачки пара к закачке подтоварной воды.

Таблица 1

Сравнение проектных показателей добычи и КИН варианта с переводом под закачку воды и базового варианта по выбранному участку

Годы	Добыча нефти, тыс.т		Добыча жидкости, тыс.т		Фонд. действ. добыв. скв.	КИН		Обводнённость, %	
	Вариант перевода	Базовый вариант	Вариант перевода	Базовый вариант		Вариант перевода	Базовый вариант	Вариант перевода	Базовый вариант
2016	96.1	76.4	840.8	629.8	79	15.6%	15.2%	88.6%	87.9%
2017	123.8	72.4	939.4	642.8	79	18.2%	16.7%	86.8%	88.7%
2018	124.1	68.8	964.1	654.8	79	20.8%	18.2%	87.1%	89.5%
2019	100.6	65.3	956.4	664.7	79	22.9%	19.6%	89.5%	90.2%
2020	78.4	62.3	948.2	675.1	79	24.6%	21.0%	91.7%	90.8%
2021	62.5	59.0	939.2	680.6	79	25.9%	22.2%	93.3%	91.3%
2022	51.6	56.0	936.0	687.2	79	27.0%	23.4%	94.5%	91.8%
2023	44.1	53.3	935.0	693.0	79	27.9%	24.6%	95.3%	92.3%
2024	38.9	50.7	938.1	700.2	79	28.8%	25.7%	95.9%	92.8%
2025	35.1	48.1	936.9	703.1	79	29.5%	26.7%	96.3%	93.2%
2026	32.6	45.7	939.0	707.5	79	30.2%	27.7%	96.5%	93.5%
2027	30.8	43.4	941.4	711.6	79	30.8%	28.6%	96.7%	93.9%
2028	29.6	41.4	946.5	717.4	79	31.5%	29.5%	96.9%	94.2%
2029	28.7	39.2	946.6	719.0	79	32.1%	30.4%	97.0%	94.5%
2030	28.1	37.2	949.3	722.3	79	32.7%	31.2%	97.0%	94.8%

Участок на Северном блоке															
Вариант с переходом на закачку воды															
Итого за 15 лет	1-ый год	2-ой год	3-ий год	4-ый год	5-ый год	6-ой год	7-ой год	8-ой год	9-ый год	10-ый год	11-ый год	12-ый год	13-ый год	14-ый год	15-ый год
	год	год	год	год	год	год	год	год	год	год	год	год	год	год	год
Вариант с переходом на закачку воды															
Добыча нефти, тыс.т	905 100.8	123800	124063	100 619	78400	62531	51649	44073	38911	35130	32576	30797	29641	28698	28098
Добыча жидкости, тыс.т	14056962.1	939423	964101	956 384	948183	939215	936028	935034	938073	936947	938983	941376	946543	946624	949297
Закачка воды, тыс.м ³	14 147 265.9	951775	976479	966 423	956005	945454	941181	939431	941956	940452	942233	944449	949500	949487	952101
Операционная прибыль, тыс. \$	86903.3	10410	10322	12 401	8 468	5674	3 743	4625	3426	4356	4406	4031	3989	3851	4053
Операционная прибыль в расчете на скважину, тыс. \$/1 скв. в год	71.5	129	127	153	105	70	46	57	42	54	54	50	49	48	50
Вариант с продолжением закачки пара (базовый вариант)															
Добыча нефти, тыс.т	819 042.2	72364.1	68758.3	65332.2	62250.2	58983.7	56044.7	53252.1	50739.9	48077.4	45681.8	43405.5	41357.9	39187.7	37235.0
Добыча жидкости, тыс.т	10 308 947.7	642834.6	654757.9	664717.2	675061.2	680624.1	687154.6	692990.8	700170.5	703069.4	707488.3	711580.3	717350.5	718970.2	722340.3
Закачка воды, тыс.м ³	9 351 598.7	585049.1	595456.2	604112.0	613144.8	617858.1	623471.7	628473.5	634709.6	637079.6	640841.4	644319.8	649329.2	650592.0	653449.8
Операционная прибыль, тыс. \$	18 338.4	-345.8	-967.8	1742.1	1053.5	396.9	-214.7	1905.9	1234.4	3 039.3	3399.0	2903.3	2669.2	2177.1	2040.1
Операционная прибыль в расчете на скважину, тыс. \$/1 скв. в год	15.1	-4.3	-11.9	21.5	13.0	4.9	-2.7	23.5	15.2	37.5	42.0	35.8	33.0	26.9	25.2
Отклонение в добыче нефти при переходе от закачки пара к закачке воды, тыс. т	86.1	51.4	55.3	35.3	16.1	3.5	-4.4	-9.2	-11.8	-12.9	-13.1	-12.6	-11.7	-10.5	-9.1
Отклонение в добыче жидкости при переходе от закачки пара к закачке воды, тыс. т	3 748.0	296.6	309.3	291.7	273.1	258.6	248.9	242.0	237.9	233.9	231.5	229.8	229.2	227.7	227.0
Отклонение в операционной прибыли при переходе от закачки пара к закачке воды, млн.\$	68.6	10.8	11.3	10.7	7.4	5.3	4.0	2.7	2.2	1.3	1.0	1.1	1.3	1.7	2.0

Таблица 2

Сравнение экономических показателей по участку базового варианта и варианта с переводом под закачку воды

Участок на Северном блоке

Вариант с переходом на закачку воды

Вариант с продолжением закачки пара (базовый вариант)

Литература

1. А.Б.Карамурзаева. Особенности геологического строения среднеюрских отложений западного блока месторождения «Каражанбас» //SOCAR Proceedings. -2013. -№4. -С.25-32.
2. Г.Д.Антониади, А.Р.Гарушев, В.Г.Ишханов. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар: Советская Кубань, 2000.
3. Г.И.Баренблатт, В.М.Ентов, В.М.Рыжик. Движение жидкостей и газов в природных пласта. М.: Недра, 1984.
4. Н.К.Байбаков, А.Р.Гарушев. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988.
5. В.И.Кудинов. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. М.: Нефть и газ, 1996.
6. Г.И.Джалалов, М.С.Асланов. Об определении температурного поля в многопластовой нефтяной залежи при нагнетании теплоносителя //SOCAR Proceedings. -2011. -№2. -С.35-37.

References

1. A.B.Karamurzayeva. Features of a geological structure of Middle Jurassic deposits of the western bloc of «Karazhanbas» field //SOCAR Proceedings. -2013. -No.4. -P.25-32.
2. G.D.Antoniadi, A.R.Garushev, V.G.Ishhanov. Nastolnaya kniga po termicheskim metodam dobyichi nefi. Krasnodar: Sovetskaya Kuban, 2000.
3. G.I.Barenblatt, V.M.Yentov, V.M.Ryzhik. Fluid and gas movement in natural beds. M.: Nedra 1984.
4. N.K.Baibakov, A.R.Garushev. Thermal methods of oil field development. M.: Nedra, 1988.
5. V.I.Kudinov. Sovershenstvovanie teplovyih metodov razrabotki mestorozhdeniy vyisokovyazkih neftey. M.: Neft i gaz, 1996.
6. G.I.Jalalov, M.S.Aslanov. Concerning the determination of the temperature field in a multilayer oil reservoir using heat source injection //SOCAR Proceedings. -2011. -No.2. -P.35-37.

Оценка перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды на опытном участке месторождения «Каражанбас»

О.М.Гимадиева, А.Е.Абишев, А.М.Курбанбаева
АО «КазНИПИМунайгаз», Актау, Казахстан

Реферат

В статье оценивается эффективность ОПИ в случае перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды на опытном участке месторождения «Каражанбас». С целью прогноза выполнен анализ показателей разработки на участках, где ранее осуществлялся подобный переход (пар-вода). Установлено, что с технологической точки зрения выбранный участок на Северном блоке является приемлемым технологическим подобъектом для проведения ОПИ по переходу от закачки пара к закачке подтоварной воды. По выбранному участку на Северном блоке были проведены расчеты экономической эффективности за период 2016-2030 гг. - по базовому варианту (продолжение закачки пара) и варианту с переводом участка на закачку подтоварной воды. По результатам проведенных исследований выявлено, что как с технологической, так и с экономической точек зрения целесообразен переход на данном участке от закачки пара к закачке подтоварной воды.

Ключевые слова: газонефтяное месторождение, разработка, паротепловое воздействие, коэффициент извлечения нефти.

«Karajanbas yatağının təcrübə sahəsində buxar vurulmasından əmtəə suyunun vurulmasına keçidin qiymətləndirilməsi

О.М.Қимадиева, А.Е.Абишев, А.М.Курбанбаева
«QazNİPİMunayQaz» SC, Aktau, Qazahstan

Xülasə

Məqalədə «Karajanbas» yatağının təcrübə sahəsində buxar vurulmasından əmtəə suyunun vurulmasına keçidin təcrübə-sənaye sınağının (TSS) səmərəliliyi qiymətləndirilir. Proqnoz məqsədi ilə əvvəllər bu kimi keçidlərin (buxar-su) həyata keçirildiyi sahələrə məxsus işləmələrin göstəricilərinin təhlili yerinə yetirilmişdir. Müəyyən edilmişdir ki, texnoloji nöqteyi-nəzərdən Şimal blokunda seçilmiş sahə buxar vurulmasından əmtəə suyunun vurulmasına keçid üçün təcrübə-sənaye sınağının aparılmasına görə münasib texnoloji obyektidir. Şimal blokunda seçilmiş sahə üzrə 2016-2030-cu illəri əhatə edən dövr üçün baza variantı (buxar vurmanın davam etdirilməsi) və sahənin əmtəə suyu vurulmasına keçmə variantına görə iqtisadi səmərəlilik hesablamaları aparılmışdır. Keçirilmiş tədqiqatların nəticələrinə əsasən aşkar edilmişdir ki, həmin sahədə buxar vurulmasından əmtəə suyu vurulmasına keçid istər texnoloji, istərsə də iqtisadi nöqteyi-nəzərdən məqsədəuyğundur.

Açar sözlər: qaz-neft yatağı, işləmə, buxar-istilik təsiri, neftin çıxarılma əmsalı.