



ОБЗОР ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОСТОЯННОЙ ЗАКАЧКИ ПАРА В КАЗАХСТАНЕ

Б.М.Мухтанов*, А.А.Бектасов, В.З.Хажитов

Филиал ТОО НИИ ТДБ «Казмұнайгаз» «Каспиймұнайгаз», Атырау, Казахстан

Overview of the Operating Technology for Continuous Steam Injection in Kazakhstan

B.M.Mukhtanov, A.A.Bektasov, V.Z.Khazhitov*

Branch of the LLP SRI PDT «KazMunaiGaz» «Caspimunaigas», Atyrau, Kazakhstan

Abstract

This article presents the results of assessment and prospectivity of high-viscosity oil reserves difficult to recover development technology application by means of thermal formation treatment based on analysis of Kenkiyak field development. The performance analysis of nearby observation wells, temperature and oil saturation cube has been carried out to determine the efficiency of constant steam injection in steam wells. Continuous steam injection results show the efficiency of constant steam injection technology: the zone of the thermal front increases and the oil saturation decreases to the residual level. However, constant steam injection in high viscosity oil areas should be used for a limited time, changing the injection elements for a certain period of time based on the results of reservoir modeling and research.

Keywords:

Improved recovery;
Thermal technology;
Steam;
Steam wells;
Temperature cube;
Oil saturation;
Steam oil ratio.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Термические технологии разработки являются одним из наиболее эффективных методов воздействия на пласт в целях интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. В настоящее время широкое применение нашли различные методы теплового воздействия, основанные на закачке горячей воды, пара или создании внутрипластового очага горения [1-4]. Наилучшим теплоносителем из числа технически возможных к применению является водяной пар. В этой связи повышение эффективности применения данной технологии имеет непосредственное практическое значение.

За последние годы в области разработки нефтяных месторождений с высоковязкими нефтями в Республике Казахстан и за рубежом достигнут определенный прогресс [5, 6]. Одним из достижений для Казахстана является применение технологии тепловых методов, а именно постоянной закачки водяного пара на месторождении «Кенкияк».

Месторождение «Кенкияк» в промышленную разработку вступило в 1966 г. На надсо-

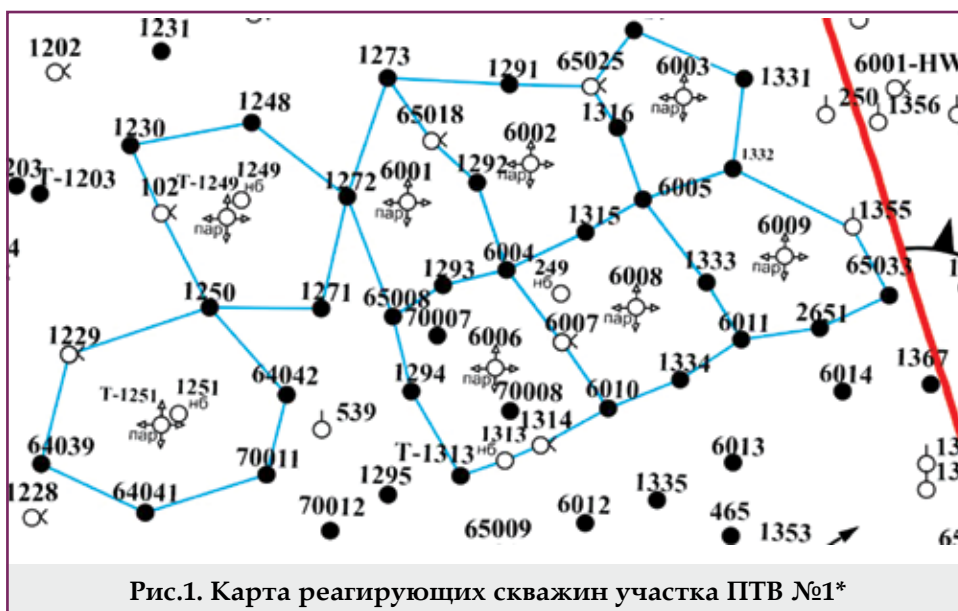
левых неглубоко залегающих (200 м) залежах месторождения «Кенкияк» нагнетание пара для интенсификации нефтедобычи было начато в 1972 г. Начиная с 2001 г. в восточной части месторождения проводились опытно-промышленные работы по постоянной закачке пара (паротепловое воздействие - ПТВ) по девятиточечной площадной системе, а также пароциклическая обработка скважин (ПЦОС), в результате применения которых увеличилась эффективность разработки и отбор нефти [7, 8]. Рост производительности скважин происходит в результате снижения вязкости пластовой нефти и разрушения асфальтосмолистых отложений в призабойной зоне пласта, что способствует снижению фильтрационных сопротивлений в гидродинамической системе.

В настоящее время на месторождении осуществляется постоянная закачка пара на 36 скважинах, все мероприятия выполняются на объекте III (Ю₂-II+Ю₂-III).

Первый участок ПТВ включает в себя восемь нагнетательных скважин №№ 6001, 6002, 6003, 6006, 6008, 6009, Т-1249, Т-1251, все скважины находятся в блоке III. Мероприятия по теплово-

*E-mail: mukhtanov.b@llpcmg.kz

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180300361>



му воздействию на этом участке ведутся с 2003 г.

На дату отчета на участке всего закачано 2284 тыс.т пара. При закачке пара в продуктивные пласты соблюдались следующие условия:

- приемистость одной нагнетательной скважины – 65 т/сут.
- давление на устье – 2.1 МПа;
- температура на устье – 213.3 °С;
- сухость пара – 78%.

Для определения эффективности реализуемой постоянной закачки пара на восьми паронагнетательных скважинах проведен анализ работы близлежащих реагирующих скважин. На рисунке 1 приведена карта расположения реагирующих скважин, на рисунке 2 динамика показателей эксплуатации реагирующих и паронагнетательных скважин. Накопленная добыча нефти по участку составила 757.2 тыс.т, жидкости – 2490.7 тыс.т. В добыче всего перебывало 50 скважин. Дополнительная добыча нефти оценивается в 135.2 тыс.т.

Для наглядности на рисунке 3 представлен профиль куба температур и нефтенасыщенности по линии скважин №№Т-1251, 6006, 6008, 6009 после проведения ПТВ на участке №1 через один год и пять лет. Через пять лет радиус зоны прогрева увеличивается, но нефтенасыщенность снижается и становится близкой к остаточной. Соответственно реагирующие скважины, попадающие в зону нефтенасыщенности, близкой к остаточной, характеризуются как низкодебитные и высокообводненные.

Паронефтяное соотношение составляет 8.9 т/т.

Второй участок ПТВ включает в себя девять нагнетательных скважин №№ 61028, 61040, 61051, 61062, 61026, 61024, 61038, 61050, 61060, которые находятся в блоке I-2.

Постоянная закачка пара на этом участке ведется с июня 2010 г., до этого на данных скважинах осуществлялись ПЦОС и закачка горячей воды.



Рис.2. Динамика показателей эксплуатации реагирующих скважин участка ПТВ №1

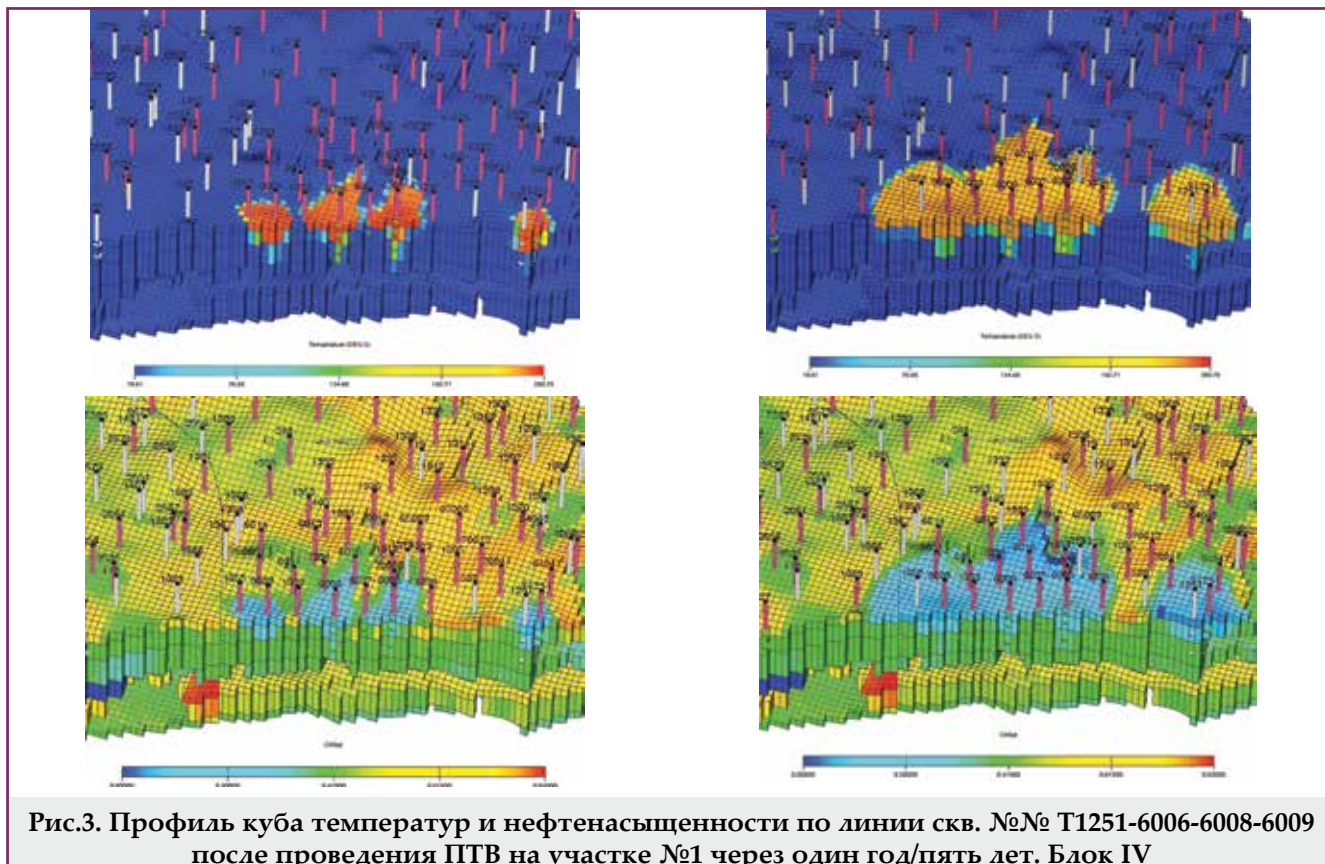


Рис.3. Профиль куба температур и нефтенасыщенности по линии скв. №№ Т1251-6006-6008-6009 после проведения ПТВ на участке №1 через один год/пять лет. Блок IV

При ПТВ соблюдались следующие параметры нагнетания:

- приемистость одной нагнетательной скважины – 60 т/сут;
- давление на устье – 1.8-3.5 МПа;
- сухость пара – 80%;
- температура на устье – 209-297 °С.

Для определения эффективности реализуемой постоянной закачки пара на девяти паронагнетательных скважинах был проведен анализ

работы близлежащих реагирующих скважин. На рисунке 4 приведена карта расположения реагирующих скважин, на рисунке 5 динамика показателей эксплуатации реагирующих и паронагнетательных скважин. Накопленная добыча нефти по участку составила 406.6 тыс.т, жидкости – 1985.5 тыс.т. В добыче всего перебивало 50 скважин. Дополнительная добыча нефти оценивается в 49.9 тыс.т.

Для наглядности на рисунке 6 представлен

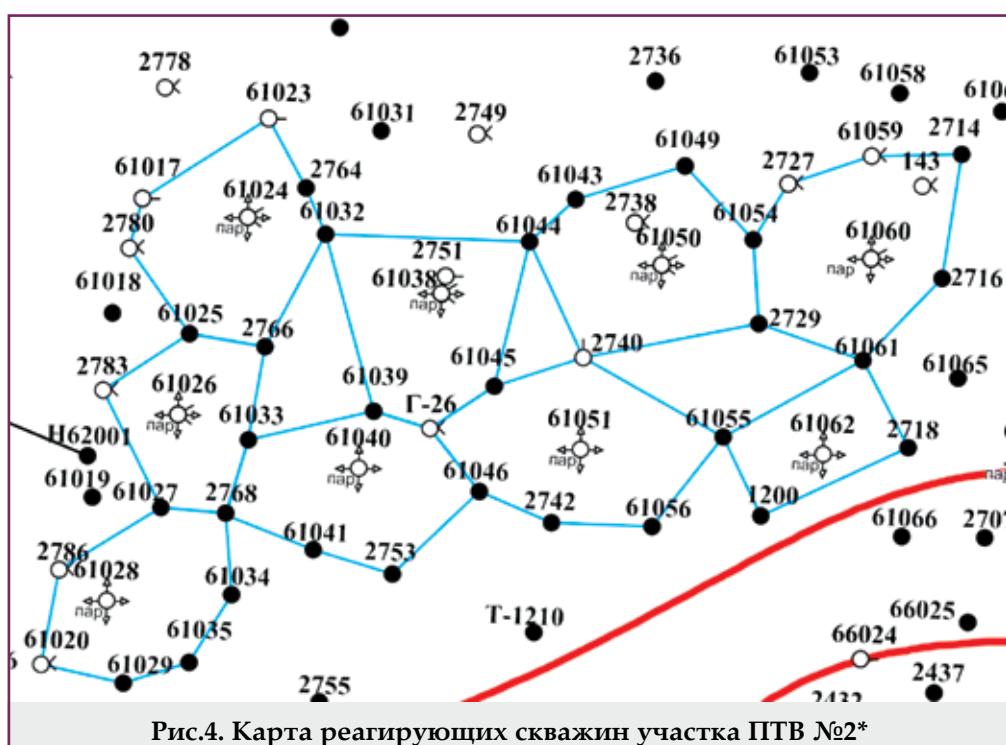


Рис.4. Карта реагирующих скважин участка ПТВ №2*



профиль куба температуры и нефтенасыщенности по линии скважин ПТВ участка №2 №№61002, Т-145, 61094, 61080, Т-144, 61096, 61082, 61070. На участке под ПТВ четыре скважины работают с сентября 2014 г. и одна с апреля. Радиус прогрева относительно скважин, работающих с 2010 г., небольшой. Нефтенасыщенность в районе скважин, закачивающих с 2010 г., приближается к остаточной. Соответственно реагирующие скважины, попадающие в зону нефтенасыщенности, близкой к остаточной, характеризуются как низкодебитные и высокообводненные.

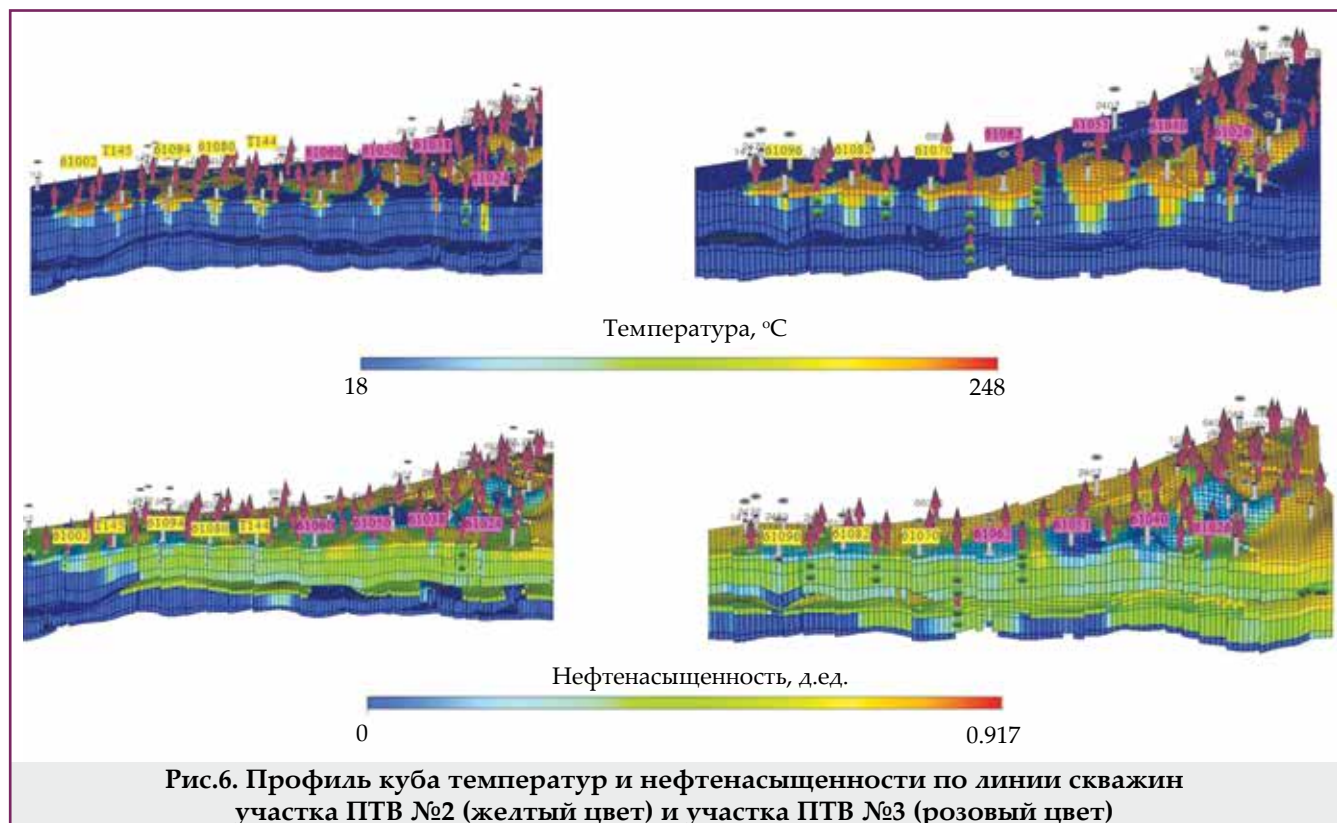
Третий участок ПТВ включает в себя 11 нагнетательных скважин, из них три скважины №№61002, 61096, Т-145 находятся в блоке I-1,

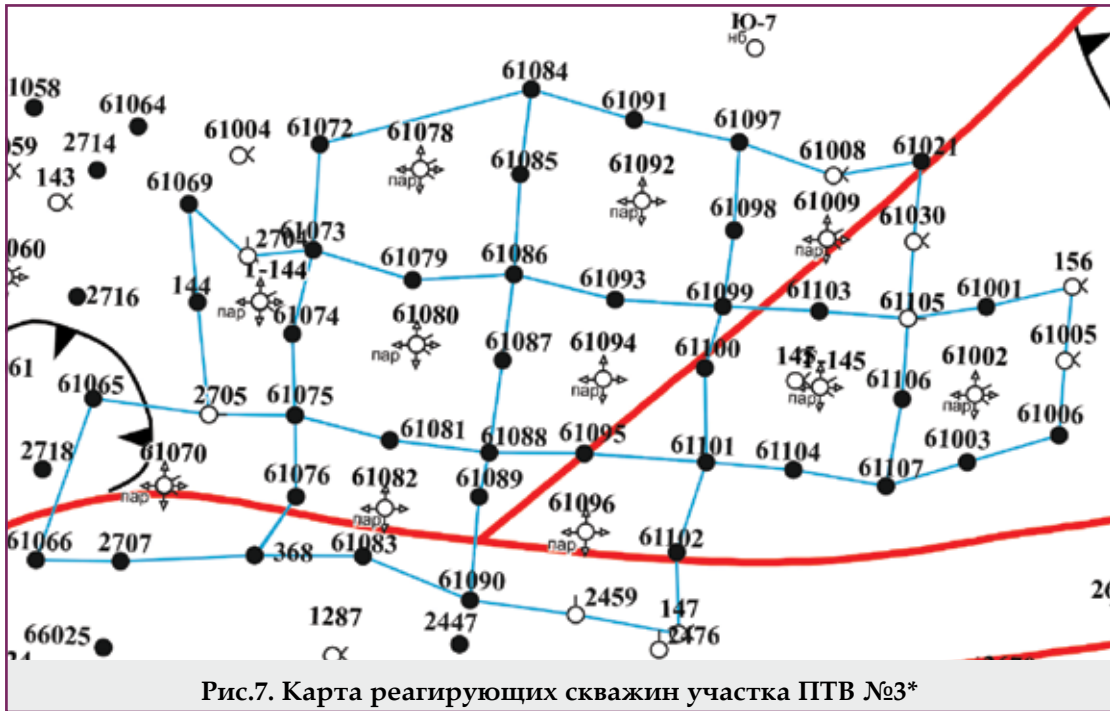
восемь скважин №№61009, 61078, 61082, 61092, 61094, 61070, 61080, Т-144 – блоке I-2.

Постоянная закачка пара на скважинах №№ 61082, 61092, 61094, 61096 началась в мае 2013г, на скважинах № 61002, 61009, 61078, Т-145 в августе 2013 г., на скважинах №№61070, 61080, Т-144 в апреле 2014 г. При закачке были соблюдены следующие параметры нагнетания:

- приемистость одной нагнетательной скважины – 60 т/сут;
- давление на устье – 2.1-3.3 МПа;
- сухость пара – 80%;
- температура на устье – 237-278 °С.

Для определения эффективности реализуемой постоянной закачки пара на восьми паронагнетательных скважинах был проведен анализ





работы близлежащих реагирующих скважин. На рисунке 7 приведена карта расположения реагирующих скважин, на рисунке 8 динамика показателей эксплуатации реагирующих и паронагнетательных скважин. Накопленная добыча нефти по участку составила 388.8 тыс.т, жидкости – 1959.6 тыс.т. В добыче всего перебывало 59 скважин. Дополнительная добыча нефти оценивается в 26.0 тыс.т.

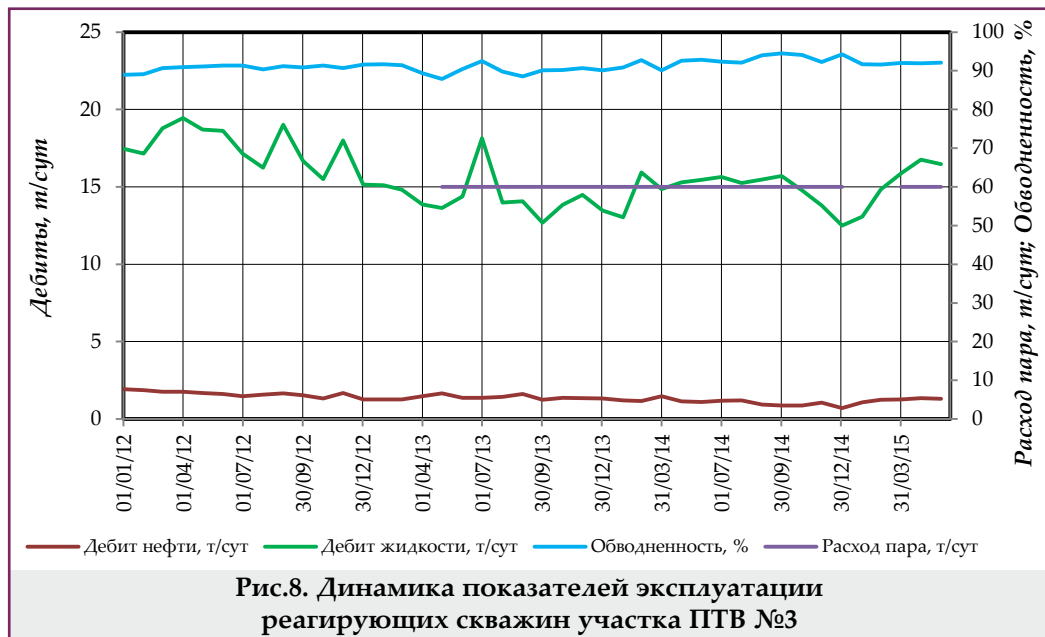
Для наглядности на рисунке 6 представлен профиль куба температуры и нефтенасыщенности по линии скважин ПТВ участка №3 №№61060, 61050, 61038, 61024, 61062, 61051, 61040, 61026. На участке №3 радиус прогрева скважин небольшой, нефтенасыщенность приближается к остаточной. Соответственно реагирующие скважины, попадающие в зону нефтенасыщенности, близкой к остаточной, характеризуются как низкодебитные и высокообводненные.

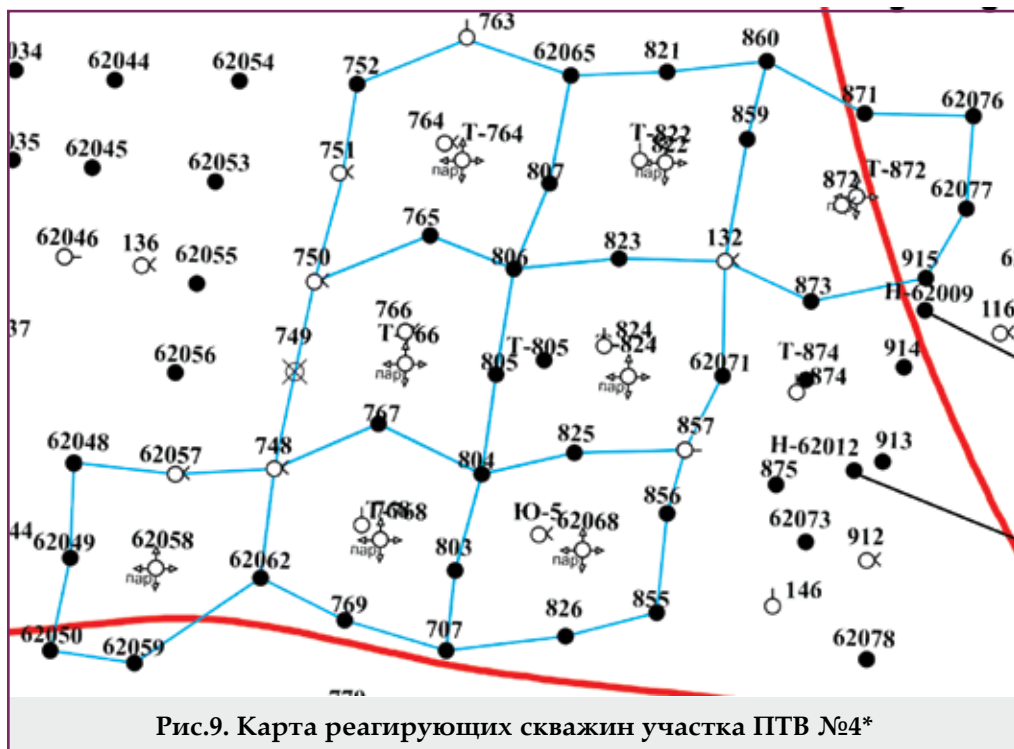
Четвертый участок ПТВ включает в себя восемь нагнетательных скважин №№ 62058, 62068, Т-764, Т-766, Т-768, Т-822, Т-824, Т-872, все скважины находятся в блоке II-1. Мероприятия по тепловому воздействию на этом участке ведутся с 2015 г.

На участке всего закачено 43.7 тыс.т пара. При закачке пара в продуктивные пласты соблюдались следующие условия:

- приемистость одной нагнетательной скважины – 60 т/сут;
- давление на устье – 2.0 МПа;
- температура на устье – 197 °С;
- сухость пара – 80%.

Для определения эффективности реализуемой постоянной закачки пара на восьми паронагнетательных скважинах проведен анализ работы близлежащих реагирующих скважин. На рисунке 9 приведена карта расположения реа-





гирующих скважин, на рисунке 10 динамика показателей эксплуатации реагирующих и паронагнетательных скважин. Накопленная добыча нефти по участку составила 489.2 тыс.т, жидкости – 1087.1 тыс.т. В добыче всего перебывало 54 скважины. Дополнительная добыча нефти оценивается в 0.9 тыс.т.

Для наглядности на рисунке 11 представлен профиль куба температур и нефтенасыщенности по линии скважин №№62068, Т-768, 62058, Т-824, Т-766, Т-872, Т-822, Т-764 после проведения ПТВ на участке №4. Участок ПТВ №4 работает с февраля 2015 г., соответственно радиус зоны прогрева еще не охватил близлежащие скважины. Исходя из этого эффект от мероприятия оценить на данный момент не представляется возможным.

Паронефтяное соотношение составляет 9.1 т/т. Результаты продолжительной закачки в трех

участках указывают на эффективность применения технологии постоянной закачки пара: увеличивается зона теплового фронта и нефтенасыщенность снижается до уровня остаточной. Данный полученный факт по результатам моделирования участков паротеплового воздействия указывает на ограниченность периода постоянной закачки пара в одну зону, то есть чем больше период, тем ниже эффективность технологии. Следует рассмотреть другие элементы для получения дополнительного эффекта.

В итоге всю полученную информацию на базе месторождения «Кенкияк» можно привести к одному, что постоянную закачку пара в зонах с высоковязкой нефтью следует применять ограниченное время, меняя элементы закачки на определенном периоде времени по результатам моделирования пласта и исследовательских работ.

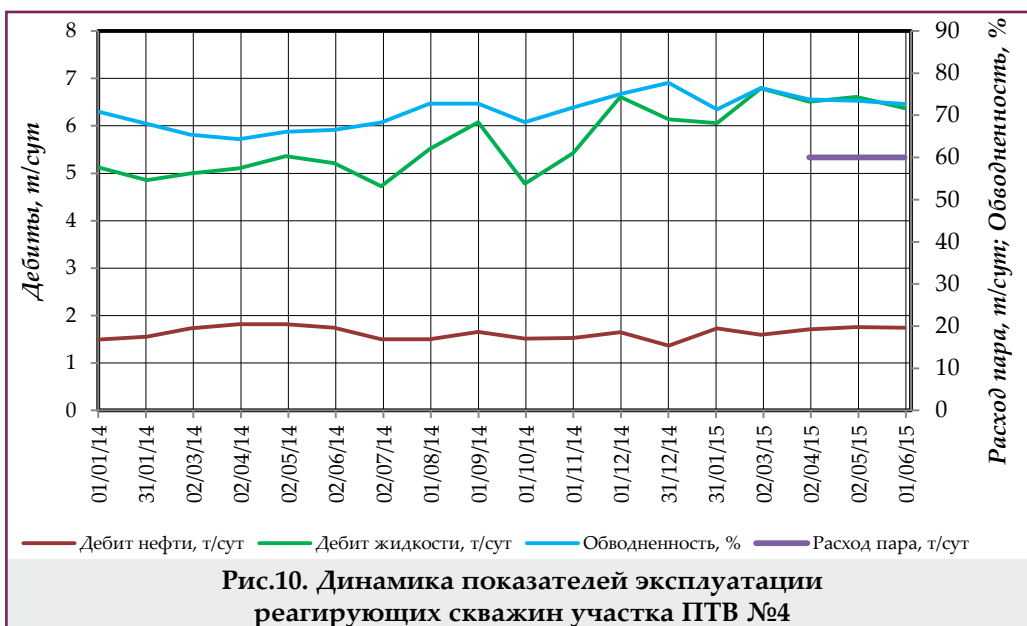
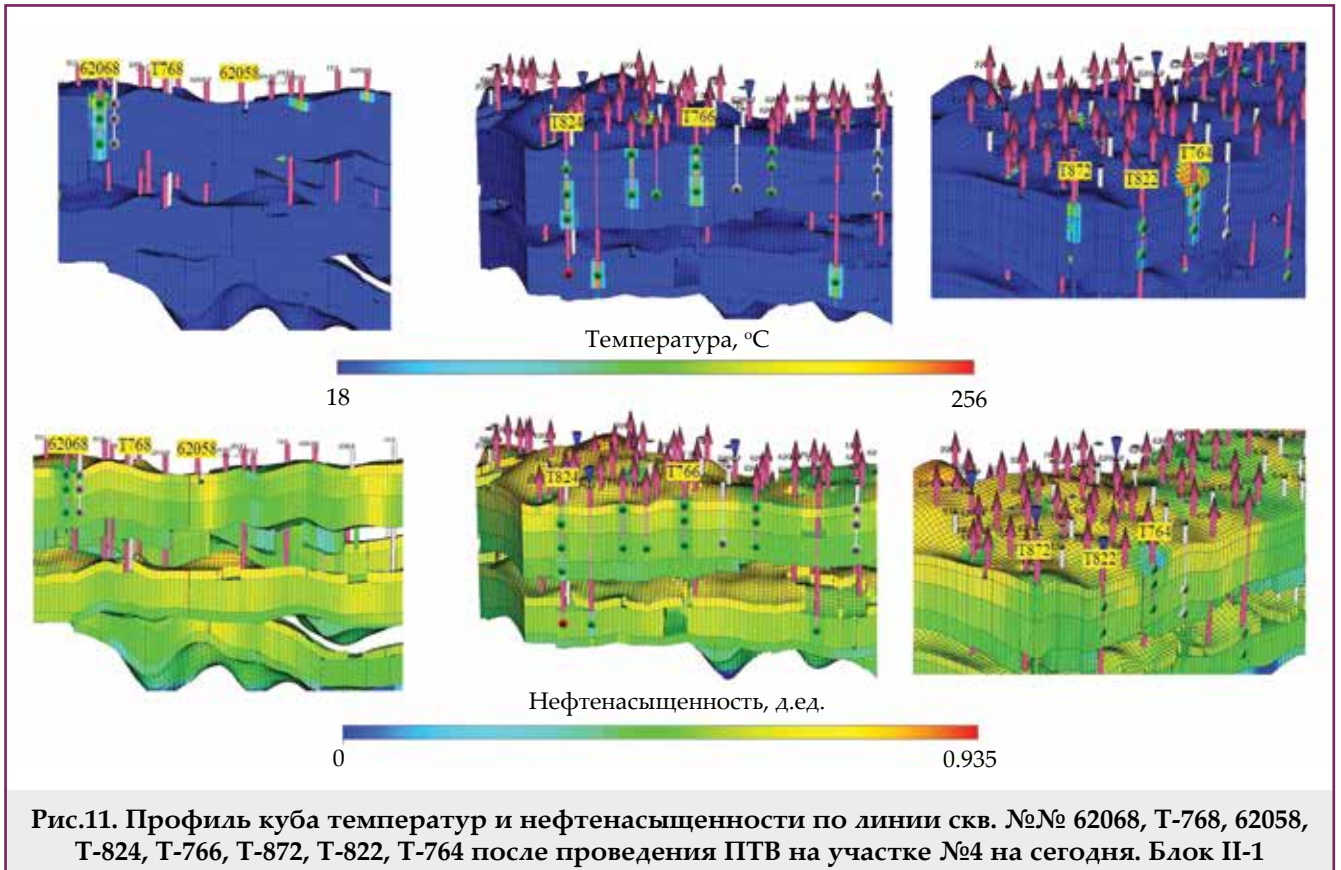



















Рис.10. Динамика показателей эксплуатации реагирующих скважин участка ПТВ №4



*Условные обозначения:

- | | | | |
|---|--|---|--|
|  | - границы зоны замещения Ю ₂ -II |  | - внешний контур нефтеносности Ю ₂ -II |
|  | - тектоническое нарушение Ю ₂ -II |  | - внутренний контур нефтеносности Ю ₂ -II |
|  | - действующие добывающие дающие продукцию |  | - нагнетательные в бездействии |
|  | - действующие добывающие в простое |  | нб - наблюдательные |
|  | - действующие добывающие в охлаждении |  | ВХОД В ПЛАСТ - горизонтальная забой |
|  | ПЦОС - добывающие при ПЦОС |  | - ушедшие на вышележащие объекты |
|  | - добывающие в бездействии |  | - ликвидированные |
|  | пар - действующие паронагнетательные |  | - блоки |
|  | вода - действующие водонагнетательные | | |

Литература

1. Д.Г.Антониади, Н.К.Байбаков, А.Р.Гарушев, В.Г.Ишханов. Термические методы добычи нефти в России и за рубежом. М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
2. В.А.Коротенко, С.И.Грачев, Н.П.Кушакова. О вытеснении высоковязкой нефти теплоносителем // Нефтепромысловое дело. -2015. -№ 7. -С. 5-8.
3. Г.И.Джалалов, М.С.Асланов. Об определении температурного поля в многопластовой нефтяной залежи при нагнетании теплоносителя //SOCAR Proceedings. -2011. -№ 2. -С.35-37.
4. Б.А.Сулейманов, Я.А.Лятифов, Х.М.Ибрагимов, Н.И.Гусейнова. О промысловых испытаниях технологии термополимерного воздействия на опытном участке месторождения «Нефт Дашлары» (Азербайджан) // Булатовские чтения. -2018. -Т.2 -№ 2. -С.174-182.
5. Г.Е.Калешева, В.А.Ольховская. Состояние нефтеносности и перспективы добычи высоковязкой нефти в республике Казахстан //Нефтепромысловое дело. -2015. -№ 5. -С. 5-10.
6. О.М.Гимадиева, А.Е.Абишев, А.М.Курбанбаева. Оценка перехода от закачки пара к закачке подтоварной воды на опытном участке месторождения «Каражанбас» //SOCAR Proceedings. -2016. -№ 4. -С.69-77.
7. Ж.С.Мурзагалиева, А.Д.Сымгалиев, Е.П.Мельникова и др. Уточненный проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкиак. Атырау: ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2012.
8. С.Б.Каирбеков, И.И.Горячкин, А.У.Рамазан, Б.М.Мухтанов. Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки надсолевых залежей месторождения Кенкиак. Атырау: ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», 2014.

References

1. D.G.Antoniadi, N.K.Bajbakov, A.R.Garušev, V.G.Išhanov. Termičeskie metody dobyči nefti v Rossii i za rubežom. M.: VNIIOÈNG, 1995.
2. V.A.Korotenko, S.I.Grachev, N.P.Kushakova. Replacement of high-viscous oil by a heat-transfer agent // Oilfield Engineering. - 2015. -No. 7. -P. 5-8.
3. 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.
4. B.A.Suleimanov, Y.A.Lyatifov, H.M.Ibragimov, N.I.Guseynova. About field testing of technologies using thermoactive polymer compositions on Neft Dashlary offshore field (Azerbaijan) //Readings name of A.I.Bulatov. - 2018. -Vol. 2. -No. 2. -P.174-182.
5. G.E.Kalesheva, V.A.Olkhovskaya. The present state of oil content and prospects for production of high-viscous oil in the Republic of Kazakhstan //Oilfield Engineering. -2015. -No. 5. -P. 5-10.
6. O.M.Gimadiyeva, A.E.Abishev, A.M.Kurbanbayeva. Evaluation of steam injection-to-bottom water injection transition at «Karazhanbas» field //SOCAR Proceedings. -2016. -No. 4. -P.69-77.
7. Ž.S.Murzagaliev, A.D.Symgaliev, E.P.Mel'nikova i dr. Utočnennyj projekt razrabotki nadsoleyh zalezěj mestoroždeniâ Kenkiâk. Atyrau: TOO NII «Kaspijmunajgaz», 2012.
8. S.B.Kairbekov, I.I.Gorâčkin, A.U.Ramazan, B.M.Muhtanov. Avtorskij nadzor za realizaciej utočnennogo proekta razrabotki nadsoleyh zalezěj mestoroždeniâ Kenkiâk. Atyrau: TOO NII «Kaspijmunajgaz», 2014.

Обзор действующей технологии постоянной закачки пара в Казахстане

Б.М.Мухтанов, А.А.Бектасов, В.З.Хажитов
Филиал ТОО НИИ ТДБ «Казмунайгаз»
«Каспиймунайгаз», Атырау, Казахстан

Реферат

В статье представлены результаты оценки и перспективности применения технологии освоения трудно-извлекаемых запасов высоковязкой нефти путем термического воздействия на основе анализа разработки месторождения «Кенкияк». Для определения эффективности реализуемой постоянной закачки пара на паронагнетательных скважинах проведен анализ работы близлежащих реагирующих скважин, профиля куба температур и нефтенасыщенности. Результаты продолжительной закачки пара указывают на эффективность применения технологии постоянной закачки пара: увеличивается зона теплового фронта и нефтенасыщенность снижается до уровня остаточной. Однако постоянную закачку пара в зонах с высоковязкой нефтью следует применять ограниченное время, меняя элементы закачки на определенном периоде времени по результатам моделирования пласта и исследовательских работ.

Ключевые слова: интенсификация добычи; термические технологии; водяной пар; паронагнетательные скважины; профиль куба температур; нефтенасыщенность; паронефтяное соотношение.

Qazaxıstanda qüvvədə olan buxarın daimi vurulması texnologiyasının icmalı

B.M.Muxtanov, A.A.Bektasov, V.Z.Xajitov
«Qazmunayqaz» HQT ETİ MMC-nin
«Kaspiymunayqaz» filialı, Atırau, Qazaxıstan

Xülasə

Bu məqalədə «Kenkiyak» yatağının işlənməsinin təhlili əsasında termik təsir yolu ilə yüksək özlülüklü neftin çətin-çıxarılan ehtiyatlarının mənimsənməsi texnologiyasının tətbiqinin qiymətləndirilməsi və perspektivliliyi nəticələri verilmişdir. Buxarvurucu quyularda həyata keçirilən buxarın daimi vurulmasının effektivliyinin təyini üçün yaxındakı reaksiya verən quyuların işinin, temperaturlar kubunun profilinin və neftdoymumluluğunun təhlili keçirilmişdir. Buxarın davamlı vurulmasının nəticələri buxarın daimi vurulması texnologiyasının tətbiqinin effektivliyini göstərir: istilik frontu zonası böyüyür və neftdoymumluluğu qalıq səviyyəsinə qədər enir. Lakin yüksək özlülüklü neftli zonalarda buxarın daimi vurulmasını layın modelləşdirilməsinin və tədqiqat işlərinin nəticələrinə görə müəyyən vaxt müddətində vurulma elementlərini dəyişdirərək, məhdud vaxt ərzində tətbiq etmək lazımdır.

Açar sözlər: hasilatın intensivləşdirilməsi; termik texnologiyalar; su buxarı; buxarvurucu quyular; temperaturlar kubunun profili; neftdoymumluluğu; buxar-neft nisbəti.