

УДК 622.276.42

**С.М. Купцов<sup>1</sup>**, e-mail: kuptsov\_sm@mail.ru; **Н.Б. Абдурахманов<sup>2</sup>**, e-mail: n\_abdirakhmanov@kbm.kz;  
**Ш.С. Пангереева<sup>2</sup>**, e-mail: S\_Pangereyeva@kbm.kz; **М.Ю. Кильянов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

<sup>2</sup> АО «Каражанбасмунай» (Актау, Республика Казахстан).

## Применение метода оценки эффективности нагнетания насыщенного водяного пара в нефтяной пласт на примере месторождения Каражанбас

В статье рассмотрен вопрос эффективности закачки водяного пара в целях повышения нефтеотдачи на месторождении Каражанбас (Республика Казахстан). Предложены методики определения потерь теплоты в начале нагнетания, оценки параметров пара при непрерывной закачке, а также энергетической оценки процесса нагнетания пара при работе наземных парогенераторов. В качестве критериев оценки выделены такие показатели, как удельный расход топлива, текущая и предельная кратность нагнетания горячего флюида.

Отмечено, что на месторождении Каражанбас непрерывная закачка водяного пара применяется в течение ряда лет. Установлено, что данная технология является эффективной, однако весьма затратной, поскольку из-за потерь теплоты при транспортировке водяного пара по стволу скважины, уменьшения степени сухости пара, поступления на забой нагнетательной скважины насыщенного пара низкого качества, что обусловлено в т. ч. некачественной тепловой изоляцией труб, большая часть добываемого природного газа расходуется именно на осуществление воздействия, т. е. совокупные затраты на воду и выработку пара несоизмеримы со стоимостью добытой нефти. Приведены расчетные формулы для оценки энергетической эффективности нагнетания насыщенного пара в нефтяной пласт. Представлены номограммы, отражающие потери теплоты по глубине паронагнетательной скважины в зависимости от времени закачки пара, эквивалентного коэффициента теплопроводности системы «скважина – горная порода» и перепада между температурами насыщенного пара и горной породы, а также степени сухости пара в скважине. Установлено, что по значениям теплоты парообразования и степени сухости пара на забое скважины предельная кратность нагнетания влажного насыщенного пара на месторождении Каражанбас изменяется от 11 до 25.

**Ключевые слова:** водяной пар, степень сухости, паронагнетательная скважина, теплота, температура, потери теплоты, коэффициент теплопроводности, горная порода.

.....

**S.M. Kuptsov<sup>1</sup>**, e-mail: kuptsov\_sm@mail.ru; **N.B. Abdurakhmanov<sup>2</sup>**, e-mail: n\_abdirakhmanov@kbm.kz;  
**Sh.S. Pangereyeva<sup>2</sup>**, e-mail: S\_Pangereyeva@kbm.kz; **M.Yu. Kil'yanov<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education «Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)» (Moscow, Russia).

<sup>2</sup> Karazhanbasmunai JSC (Aktau, the Republic of Kazakhstan).

## Application of the Technique for Performance Evaluation of Saturated Steam Flooding by the Example of the Karazhanbas Field

The article analyses efficiency of steam flooding to enhance oil recovery in the Karazhanbas field (Republic of Kazakhstan). The techniques are proposed to estimate heat losses at the injection start, steam parameter estimation under continuous flooding, as well as energy consumption estimate of the flooding when land steam generators are in operation. The article distinguishes such parameters as specific fuel consumption, current and limit hot-fluid injection multiplicity. Continuous steam flooding is pointed out to have been applied in the Karazhanbas field for a number of years. It has been proved that though efficiently applied the technology is highly expensive since due to heat losses in moving of steam along the borehole, a decrease in steam quality, the arrival of low-quality saturated steam at the injection

well bottom that also results from poor heat insulation of pipes, it is the stimulation process that consumes a growing share of natural gas produced, i.e. total water and steam generation costs are incommensurable with the price of oil produced. Design formulas are given to evaluate energy efficiency of the saturated steam oil reservoir flooding. The article presents nomograms reflecting depth-wise heat losses in the steam injection well depending on steam flooding time, the equivalent coefficient of the system "well – rock", saturated steam – rock thermal gradient, as well as steam quality level in the well. It has been found out that basing on the heat of vaporization and bottomhole steam quality values the limit injection multiplicity of saturated steam in the Karazhanbas field ranges from 11 to 25.

**Keywords:** water vapor, degree of dryness, steam injection, heat, temperature, heat loss, thermal conductivity coefficient, rock.

В мировой практике широко применяются термические способы воздействия на пласт в целях повышения нефтеотдачи. Они являются весьма эффективными, однако практика показывает, что при их использовании значительное количество дополнительно добываемой нефти или эквивалентного количества другого топлива расходуется непосредственно на осуществление воздействия, в связи с чем возникает необходимость оценки получаемого эффекта. Автором статьи проведен анализ эффективности и целесообразности применения технологии термического воздействия на пласт на примере месторождения Каражанбас (п-ов Бузачи, Мангистауская обл., Республика Казахстан), введенного в разработку в 1980 г.

#### ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ТЕПЛОТЫ И ПАРАМЕТРОВ ПАРА

Горячим флюидом, с помощью которого оказывается воздействие на пласт на месторождении Каражанбас, является насыщенный водяной пар, непрерывная закачка которого осуществляется на месторождении в течение ряда лет.

На рис. 1 представлена условная схема паронагнетательной скважины. Подобная конструкция скважин используется на месторождении Каражанбас, однако, по данным АО «Каражанбасмунай», в большинстве скважин отсутствует пакер.

Водяной пар, безусловно, является высокоэффективным теплоносителем, к тому же при частичной конденсации пара в неглубоких скважинах его температура практически не меняется, что является положительным моментом при закачке в пласт теплоносителя с высокой температурой. В то же время использование водяного пара требует усложнения конструкции скважин, поскольку в целях избежания значительных перепадов температуры на цементном камне необходимо проведение тепловой изоляции насосно-компрессорных труб.

Температуру насыщенного пара можно сохранить неизменной, если потери теплоты не будут превышать теплоту конденсации  $r$  фазового перехода. Если же температура пара вдоль ствола скважины за время закачки  $\tau$ , ч, не изменяется, потери теплоты  $Q$ , кВт, в скважине при нагнетании влажного

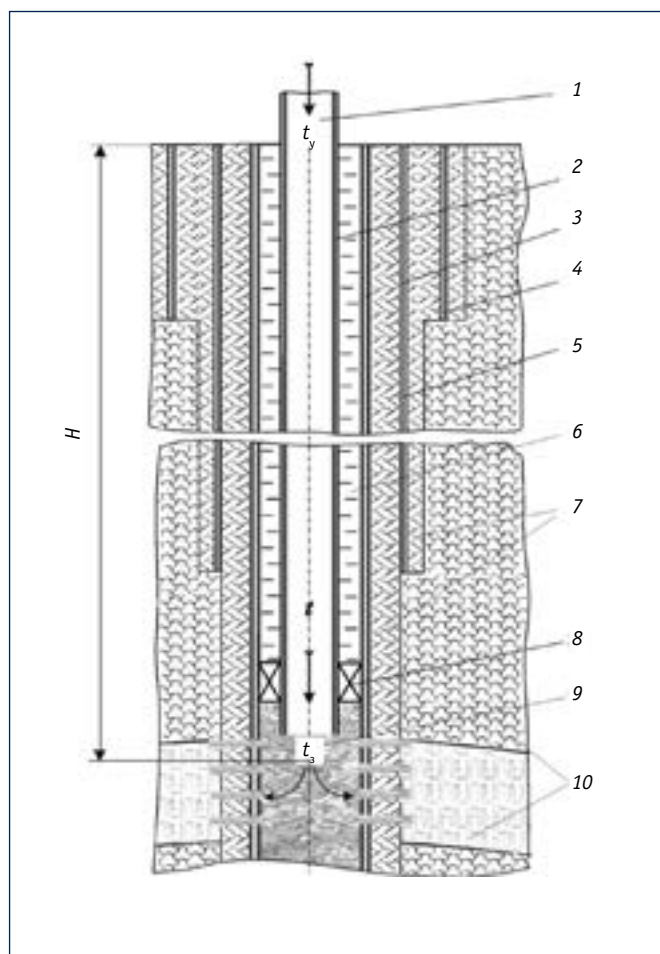


Рис. 1. Условная схема паронагнетательной скважины: 1 – устье; 2 – колонна насосно-компрессорных труб; 3 – обсадная колонна; 4 – кондуктор; 5 – направление; 6 – межтрубное пространство; 7 – цементный камень; 8 – пакер; 9 – забой; 10 – горная порода,  $H$  – глубина скважины, м;  $t_y$ ,  $t_s$  – температура на устье и забой скважины соответственно, °С

Fig. 1. Schematic diagram of a steam injection well: 1 – mouth; 2 – column of tubing; 3 – casing; 4 – conductor; 5 – direction; 6 – pipe space; 7 – cement stone; 8 – packer; 9 – face; 10 – rock,  $H$  – well depth, m;  $t_y$ ,  $t_s$  – wellhead and bottom-hole temperature, °С

Ссылка для цитирования (for citation):

Купцов С.М., Абдурахманов Н.Б., Пангереева Ш.С., Кильянов М.Ю. Применение метода оценки эффективности нагнетания насыщенного водяного пара в нефтяной пласт на примере месторождения Каражанбас // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 5. С. 12–16.

Kuptsov S.M., Abdurakhmanov N.B., Pangereyeva Sh.S., Kil'yanov M.Yu. Application of the Technique for Performance Evaluation of Saturated Steam Flooding by the Example of the Karazhanbas Field. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;5:12–16. (In Russ.)

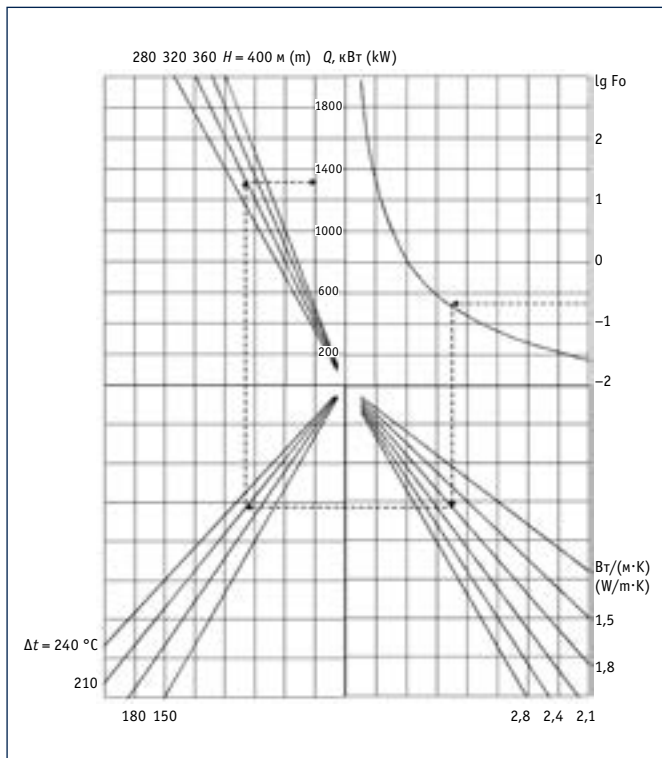


Рис. 2. Номограмма оценки потерь теплоты  $Q$  по глубине паронагнетательной скважины  $H$  в зависимости от времени закачки пара, входящего в число  $Fo$ , эквивалентного коэффициента теплопроводности системы «скважина – горная порода»  $\lambda_{экв}$  и перепада между температурой насыщенного пара  $t_s$  и температурой горной породы  $t_{гн}$

Fig. 2. The nomogram reflecting depth-wise heat losses  $Q$  in the steam injection well  $H$  depending on steam flooding time, included in  $Fo$  number, the equivalent coefficient of the system “well – rock”  $\lambda_{экв}$ , and the difference between saturated steam temperature  $t_s$  and rock temperature  $t_{гн}$

или сухого насыщенного пара определяются на основании решения задачи нестационарного охлаждения полого неограниченного цилиндра [1, 2]:

$$Q = 2\pi \cdot \lambda_{экв} \cdot H \cdot u \cdot (t_s - t_{гн}), \quad (1)$$

где  $\lambda_{экв}$  – эквивалентный коэффициент теплопроводности системы «скважина – порода», Вт/(м·К);  $H$  – глубина скважины, м;  $u$  – скорость потока, м/с;  $t_s$  и  $t_{гн}$  – температура насыщенного пара и горной породы соответственно, °С. Эквивалентный коэффициент теплопроводности системы рассчитывается по формуле:

$$\lambda_{экв} = \frac{\ln \frac{d_{цк} + 2\delta_{гн}}{d_{нкт}^B}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\lambda_{гн}} \cdot \ln \frac{d_{цк} + 2\delta_{гн}}{d_{цк}}}, \quad (2)$$

где  $\lambda_i$  – коэффициент теплопроводности элементов крепи скважины (колонны насосно-компрессорных, обсадных труб), Вт/(м·К);  $d_i$  и  $d_{i+1}$  – внутренний и наружный диаметры крепи

скважины, м, причем  $d_1 = d_{нкт}^B$  где  $d_{нкт}^B$  – внутренний диаметр насосно-компрессорной трубы, м;  $d_{цк}$  – диаметр цементного камня, м;  $\delta_{гн} = 2\sqrt{\alpha_{гн} \cdot \tau_{гн}}$  – толщина прогрева горной породы за время прогрева горной породы  $\tau_{гн}$ , ч, в зависимости от коэффициента температуропроводности породы  $\alpha_{гн}$ , м<sup>2</sup>/ч. Скорость потока рассчитывается по системе уравнений:

$$u = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{\pi \cdot Fo}} + 0,5 - 0,25 \sqrt{\frac{Fo}{\pi}} + 0,125Fo, & Fo \leq 2 \\ 2 \left[ \frac{1}{\ln 4Fo - 2j} - \frac{j}{(\ln 4Fo - 2j)^2} \right], & Fo > 2, \end{cases} \quad (3)$$

где  $Fo = 4\alpha_{экв} \cdot \tau / (d_{нкт}^B)^2$  – число Фурье;  $\alpha_{экв}$  – эквивалентный коэффициент температуропроводности системы «скважина – порода», м<sup>2</sup>/ч, рассчитываемый по эквивалентным значениям теплопроводности, теплоемкости и плотности системы «скважина – порода».

На рис. 2 представлена номограмма, построенная для предварительной оценки потерь теплоты в скважине  $Q$  на основании соотношений (1) – (3).

Стоит отметить, что данные номограммы отражают нестационарный период распространения температуры породы вокруг скважины, который обычно завершается через 7–10 сут с момента начала закачки пара. В начале закачки пара в скважину в течение 3–5 мин потери теплоты  $Q$  в окружающую породу составят около 1350 кВт. В случае непрерывной закачки пара в течение более 10 сут потери теплоты и параметры насыщенного пара следует рассчитывать согласно [3], как для стационарного процесса теплопередачи от пара в окружающие горные породы:

$$Q = k \cdot \pi \cdot d_{нкт}^B \cdot H \cdot (t_s - t_{гн}), \quad (4)$$

причем коэффициент теплопередачи от нагнетаемого пара в окружающие породы  $k$ , Вт/м<sup>2</sup>·К, следует рассчитывать по формуле:

$$k = \frac{1}{\frac{d_{нкт}^B}{2\lambda_{эф}} \cdot \ln \frac{d_{ок}^B}{d_{нкт}^B} + \frac{d_{нкт}^B}{2\lambda_{цк}} \cdot \ln \frac{d_{цк}}{d_{ок}^B} + \frac{d_{нкт}^B}{2\lambda_{гн}} \cdot \ln \frac{d_{гн}}{d_{цк}}}, \quad (5)$$

где  $d_{нкт}^H$  – наружный диаметр насосно-компрессорной трубы, м;  $d_{ок}^H$  и  $d_{ок}^B$  – наружный и внутренний диаметры обсадной колонны, м;  $d_{гн}$  и  $d_{цк}$  – диаметры невозмущенной горной породы и цементного камня соответственно, м;  $\lambda_{гн}$  и  $\lambda_{цк}$  – коэффициенты теплопроводности окружающих горных пород и цементного камня соответственно, Вт/(м·К);  $\lambda_{эф}$  – эффективный коэффициент теплопроводности флюида в межтрубном пространстве между колоннами насосно-компрессорных и обсадных труб, Вт/(м·К), рассчитываемый как:

$$\lambda_{эф} = \varepsilon_k \cdot \lambda + \lambda_{л}, \quad (6)$$

учитывающий передачу тепла теплопроводностью  $\lambda$ , Вт/(м·К), конвекцией  $\varepsilon_k$  и излучением  $\lambda_{л}$ , Вт/(м·°С).

Значение коэффициента теплопередачи  $k$  (5) зависит от радиуса прогрева породы. Зная продолжительность закачки пара, можно найти зависимость коэффициента теплопередачи от времени для подобных конструкций паронагнетательных скважин.

Степень сухости пара на забое скважины можно также оценить из баланса теплоты:

$$x = x_y - \frac{Q}{G \cdot r}, \quad (7)$$

где  $x_y$  – степень сухости пара на устье скважины;  $G$  – массовый расход флюида, кг/с;  $r$  – теплота парообразования, Дж/кг. Для предварительной оценки степени сухости пара по глубине и на забое скважины на основании соотношений (4), (5) и (7) с учетом зависимости скрытой теплоты парообразования от давления построена оценочная номограмма (рис. 3).

Если в течение года в скважину в отсутствие пакера непрерывно осуществляется закачка пара, режим теплообмена между паром и окружающими горными породами будет явно квазистационарным [2, 3] и потери теплоты можно определить по формуле (4), причем значениями термических сопротивлений всей конструкции скважины можно пренебречь. Тогда:

$$k = \frac{1}{\frac{d_{\text{нкт}}^B}{2\lambda_{\text{гн}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{гн}}}{d_{\text{цк}}}} = \frac{1}{\frac{0,062}{2 \cdot 1,89} \cdot \ln \frac{0,245 + 4\sqrt{8,86 \cdot 10^{-7} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}}{0,245}} = 13,6 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}. \quad (8)$$

При этом

$$Q \approx 13,6 \cdot \pi \cdot 0,062 \cdot 301 \cdot \left( 206,6 - \frac{11+26}{2} \right) \approx 150,4 \text{ кВт},$$

где  $8,86 \cdot 10^{-7}$  – коэффициент температуропроводности горных пород, м<sup>2</sup>/ч; 11 и 26 °С – среднегодовая температура воздуха и пласта месторождения Каражанбас.

При закачке пара в скважину с расходом 2 т/ч в течение года при давлении на устье  $P_y = 1,8$  МПа и  $x_y = 0,57$ , по данным АО «Каражанбасмунай», потери теплоты оцениваются на уровне 150,4 кВт. На уровне верхней перфорации степень сухости ожидается равной приблизительно  $x_3 \approx 0,43$ .

Как видно из данных АО «Каражанбасмунай», суммарные потери теплоты оцениваются в

$$Q = q \cdot G = 366,48 \cdot \frac{2 \cdot 10^3}{3600} = 203,6 \text{ кВт}, \quad (9)$$

а степень сухости составляет около 0,38.

Данные номограмм (рис. 2 и 3) свидетельствуют о том, что в течение первого часа закачки пара на забое скважины будет только горячая вода.

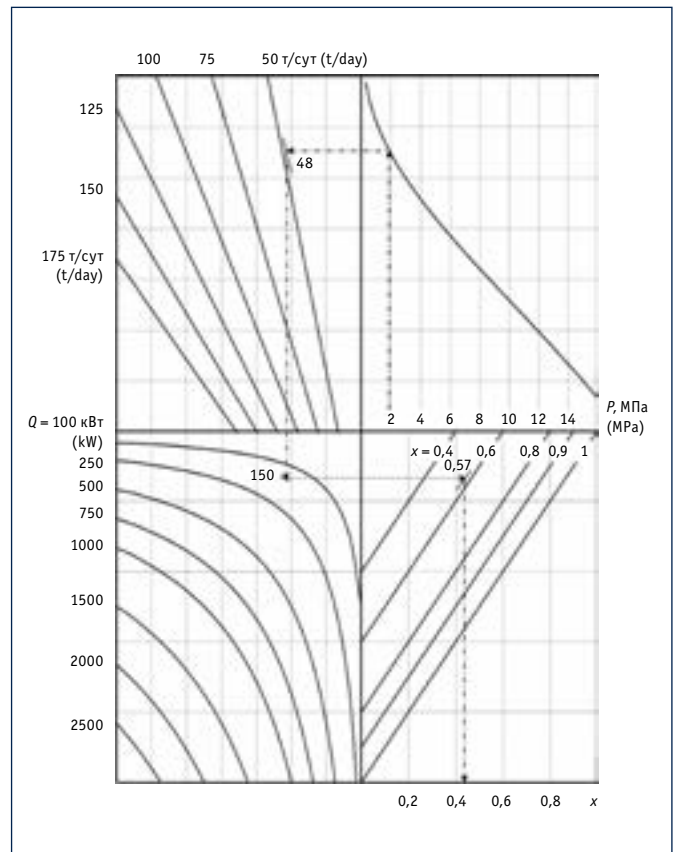


Рис. 3. Номограмма оценки степени сухости пара в скважине

Fig. 3. Nomogram to determining the degree of steam dryness in the well

В то же время данные о степени сухости и потерях теплоты, собранные АО «Каражанбасмунай», не учитывают время закачки пара.

#### ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

В качестве критериев оценки, опуская технико-экономические показатели теплового воздействия на пласт, можно выделить удельный расход топлива, текущую и предельную кратность нагнетания горячего флюида [4].

Удельный расход топлива  $G_t \cdot Q_{\text{н,т}}^p$  представляет собой соотношение тепловых эквивалентов топлива, расходуемого на осуществление воздействия, и дополнительно добываемой нефти

$$b_Q = \frac{G_t \cdot Q_{\text{н,т}}^p}{\Delta G_n \cdot Q_{\text{н,н}}^p} \text{ при } Q_{\text{н,т}}^p = Q_{\text{н,н}}^p \cdot b_Q = \frac{G_t}{\Delta G_n}, \quad (10)$$

где  $G_t$  – массовый расход топлива (для Каражанбаса это газ) за период воздействия, кг/с;  $Q_{\text{н,т}}^p$  – теплота сгорания топлива, Дж/кг;  $\Delta G_n$  – масса дополнительно добытой нефти за тот же период воздействия, т;  $Q_{\text{н,н}}^p$  – теплота сгорания дополнительно добытой нефти, Дж/кг;  $b_Q$  – удельный расход топлива, кг/Дж. По текущему значению удельного расхода топлива можно оценивать эффективность процесса закачки пара во времени. Текущая (фактическая или расчетная) кратность нагнетания рабочего тела – это отношение массы подаваемого пара  $G_{\text{н,с,т}}$  к массе дополнительно добытой нефти:

$$m = \frac{G_{нс}}{\Delta G_n} \quad (11)$$

Предельная кратность нагнетания рабочего тела – это кратность, при которой вся дополнительно добываемая нефть (в тепловом эквиваленте) расходуется на осуществление воздействия ( $b_Q = 1$ ). Тогда удельный расход топлива может быть определен через соотношение кратностей нагнетания теплоносителей – текущей и предельной:

$$b_Q = \frac{m}{m_{ex}} \quad (12)$$

Предельная кратность подачи пара от наземного парогенератора в нефтяные пласты определяется по уравнению:

$$m_{ex} = \frac{Q_{ч,н}^p \cdot \eta_{нпр} \cdot \eta_{ну}}{\Delta h_{нпр} \cdot \eta_{ну} + w_o \cdot \eta_{нпр}} \quad (13)$$

где  $\eta_{нпр}$ ,  $\eta_{ну}$  – коэффициенты полезного действия наземного парогенератора и насосной установки соответственно, %;  $\Delta h_{нпр}$  – изменение энтальпии при получении пара в наземном парогенераторе;  $w_o$  – удельная потенциальная работа подачи питательной воды в наземный парогенератор.

Согласно расчетам, значения предельной кратности нагнетания насыщенного пара при давлении до 5,0 МПа на месторождении Каражанбас изменяются с 11 до 25 в зависимости от степени сухости вырабатываемого пара.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, применение технологии закачки водяного пара в целях повышения нефтеотдачи на месторождении Каражанбас – очень затратный процесс, несмотря на посто-



янное уменьшение потерь теплоты в скажине. Помимо потерь теплоты в распределительных газопроводах и снижения степени сухости пара наблюдается также низкое качество пара на забое нагнетательной скважины, обусловленное некачественной тепловой изоляцией труб. В итоге значительные объемы добытого природного газа расходуются на получение пара, что в совокупности с затратами на воду снижает эффективность и обоснованность применения данной технологии воздействия на пласт. В ряде работ, к примеру в [5], уже было отмечено, что авторами проекта разработки месторождения Каражанбас были завышены эффективность стационарной закачки пара и, соответственно, конечная нефтеотдача пластов и объем извлекаемых запасов. Поэтому на сегодняшний день на месторождении помимо термического воздействия на пласт активно применяется метод «холодной» добычи высоковязкой нефти с выносом песка и суффозия слабоцементированного коллектора [6].

## Литература:

1. Шотиди К.Х., Купцов С.М. Номограммы для определения потерь тепла в паронагнетательной скважине // Нефтяное хозяйство. 1988. № 11. С. 30-31.
2. Купцов С.М. Температурный режим скважины: метод. пособие. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 111 с.
3. Калинин А.Ф., Купцов С.М., Лопатин А.С., Шотиди К.Х. Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности: учебник для вузов. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. 264 с.
4. Романов Б.А. Показатели энергетической эффективности термических способов воздействия на пласт // Термодинамическое обеспечение энерготехнологических задач нефтяной и газовой промышленности / Под ред. Б.П. Поршакова. М.: Нефть и газ, 1999. С. 96-105.
5. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений: теория и практика. М.: Недра, 1996. 367 с.
6. Кабдушев А.А. О применении технологии «холодной» добычи нефти с выносом песка на месторождении тяжелой нефти «Каражанбас» // Научная мысль информационного века. Технические науки: сб. материалов международной науч.-практ. конф. [Электронный источник]. Режим доступа: [http://www.rusnauka.com/8\\_NMIV\\_2013/Tecnic/3\\_131400.doc.htm](http://www.rusnauka.com/8_NMIV_2013/Tecnic/3_131400.doc.htm) (дата обращения: 30.04.2019).

## References:

1. Shotidi K.Kh., Kuptsov S.M. Nomograms for Determining the Heat Loss in a Steam Injection Well. *Neftyanoye khozyaistvo [Oil industry]*. 1988;11:30-31. (In Russ.)
2. Kuptsov S.M. Temperature Regime of the Well: a methodological guide. Moscow: Publishing center of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas; 2012. (In Russ.)
3. Kalinin A.F., Kuptsov S.M., Lopatin A.S., Shotidi K.Kh. Thermodynamics and Heat Transfer in Technological Processes of the Oil and Gas Industry: a textbook for universities. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University); 2016. (In Russ.)
4. Romanov B.A. Indicators of Energy Efficiency of Thermal Methods of Influence on the Reservoir. In: *Thermodynamic Support of Energy Technological Problems of the Oil and Gas Industry*. Ed. by B.P. Porshakov. Moscow: Neft i gas [Oil and Gas]; 1999:96-105. (In Russ.)
5. Lysenko V.D. Oil Fields Development: Theory and Practice. Moscow: Nedra; 1996. (In Russ.)
6. Kabdushev A.A. On the Application of Cold Heavy Oil Production with Sand at the Heavy Oil Field Karazhanbas. In: *Scientific Idea of the Media Age. Engineering Science: proceedings of the international research to practice conference*. Weblog. Available from: [http://www.rusnauka.com/8\\_NMIV\\_2013/Tecnic/3\\_131400.doc.htm](http://www.rusnauka.com/8_NMIV_2013/Tecnic/3_131400.doc.htm) [Accessed 30th April 2019]. (In Russ.)