

УДК 574.46
МРНТИ 44.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>

Получена: 20.12.2022.

Одобрена: 12.09.2023.

Опубликована: 30.09.2023.

Оригинальное исследование

Влияние качества пара на коэффициент извлечения нефти месторождения Каражанбас

Ж.С. Айдарбаев, Д.Х. Хасанов

Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Закачка пара в качестве теплового агента позволяет снизить вязкость нефти и значения отношений подвижностей, что увеличивает коэффициенты вытеснения и охвата, и в конечном итоге позволяет существенно повысить коэффициенты извлечения нефти. Данное утверждение послужило обоснованием для определения влияния энтальпии пара на коэффициент извлечения нефти, а также в целях достоверного определения расхода сжигаемого газа, вследствие чего будет производиться реконструкция существующего газопровода, расчет необходимого количества пресной воды и распространение парозакачки в целом на месторождении Каражанбас.

Цель. Цель статьи заключается в рассмотрении влияния качества пара, производимого на парогенераторных установках месторождения Каражанбас, на коэффициент извлечения нефти. Основным параметром, определяющим качество пара, является сухость, при расчёте которой использовались фактические значения котла (давление, температура, расход газа), исследования дымовых газов на специальном приборе, а также проведённые лабораторные исследования для определения теплотворной способности сжигаемого газа.

Материалы и методы. В данной работе использовались материалы геолого-гидродинамического моделирования, результаты исследований дымовых газов котлов и тепловой баланс.

Результаты. Расчёт показал низкое качество производимого пара, что отрицательно влияет на коэффициент извлечения нефти.

Заключение. Проведённые оценочные работы по определению оптимального значения параметров насыщенного пара (сухость пара, температура с точки зрения эффективности разработки) показали, что чем больше температура и сухость пара на устье и забое нагнетательной скважины, тем выше коэффициент извлечения нефти на месторождении Каражанбас.

Ключевые слова: насыщенный пар, сухость пара, парогенераторная установка, энтальпия, низшая теплота сгорания, коэффициент извлечения нефти.

Как цитировать:

Айдарбаев Ж.С., Хасанов Д.Х. Влияние качества пара на коэффициент извлечения нефти месторождения Каражанбас // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №3. С. 48–58. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>.

UDC 574.46
CSCSTI 44.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>

Received: 20.12.2022.

Accepted: 12.09.2023.

Published: 30.09.2023.

Original article

Effect of steam quality on the oil recovery factor of the Karazhanbas field

I Zhanibek A. Aydarbayev, Dauren Kh. Khassanov

KazNIPImunaygas, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The injection of the thermal agent as "steam" reduces the viscosity of the oil and the mobility ratio, which increases the displacement and coverage factor, and ultimately significantly increases the oil recovery factor. This statement was the basis for determining the effect of steam enthalpy on the oil recovery factor, as well as for reliably determining the flow rate of flared gas, as a result of which the existing gas pipeline will be reconstructed, the required amount of fresh water will be calculated, and the distribution of steam pumping in the entire Karazhanbas field.

Aim: The purpose of the article is to consider the influence of the quality of steam produced at the steam generator units of the Karazhanbas field on the oil recovery factor. The main parameter that determines the quality of steam is dryness, which was calculated using the actual values of the boiler (pressure, temperature, gas flow), flue gas tests on a special device, as well as laboratory tests to determine the heat value of the combusted gas.

Materials and methods: This work used materials from GHM (geological and hydrodynamic modeling), results of studies of boiler flue gases and heat balance.

Results: The calculation showed a low quality of the produced steam, which negatively affects the recovery factor.

Conclusion: Evaluation to determine the optimal value of saturated steam parameters (steam dryness, temperature in terms of development efficiency) showed that the higher the temperature and dryness of steam at the wellhead and bottom hole of the injection well, the higher the oil recovery factor at the Karazhanbas field.

Keywords: *saturated steam, steam dryness, steam generator unit, enthalpy, net heat value, oil recovery factor.*

To cite this article:

Aydarbayev ZA, Khassanov DK. Effect of steam quality on the oil recovery factor of the Karazhanbas field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(3):48–58. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>.

ӨОЖ 574.46
ГТАХР 44.01.05

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>

Қабылданды: 20.12.2022.

Мақұлданды: 12.09.2023.

Жарияланды: 30.09.2023.

Түпұнса зерттеу

Қаражанбас кен орнындағы мұнай өндіру коэффициентіне бу сапасының әсері

Ж.С. Айдарбаев, Д.Х. Хасанов

ҚМГ Инжиниринг «ҚазФЗЖИмұнайгаз» Филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жылу агентін «бу» ретінде айдау мұнайдың тұтқырлығын және қозғалыс қатынастарының мәнін төмендетуге мүмкіндік береді, бұл ығыстыру және қамту коэффициентін ұлғайтады және ақырында мұнайды өндіру коэффициентін айтарлықтай арттыруға мүмкіндік береді. Бұл тұжырым бу энтальпиясының мұнай шығару коэффициентіне әсерін айқындау үшін, сондай-ақ жағылатын газдың шығынын анықтау мақсатында негіздеме болды, соның салдарынан қолданыстағы газ құбырын қайта жаңарту, тұщы судың қажетті мөлшерін есептеу және тұтастай алғанда Қаражанбас кен орнында бу айдауды тарату үшін жүргізіледі.

Мақсаты. Мақаланың мақсаты Қаражанбас кен орнының бу генераторлық қондырғыларында өндірілетін бу сапасының мұнай өндіру коэффициентіне әсерін қарастыру болып табылады. Бұдың сапасын анықтайтын негізгі параметр құрғақтық болып табылады, оны есептеу кезінде қазандықтың нақты мөндері (қысым, температура, газ шығыны), арнайы құрылғыдағы түтін газдарын зерттеу, сондай-ақ жанатын газдың калориялық құндылығын анықтау үшін зертханалық зерттеулер жүргізілді.

Материалдар мен тәсілдер. Бұл жұмыста геологиялық-гидродинамикалық модельдеу материалдары, қазандықтардың түтінді газдарын зерттеу нәтижелері және жылу балансы пайдаланылды.

Нәтижелері. Есептеу өндірілген бұдың сапасының төмендігін көрсетті, бұл мұнай өндіру коэффициентіне теріс әсер етеді.

Қорытынды. Қаныққан бу параметрлерінің оңтайлы мәнін анықтау бойынша жүргізілген бағалау жұмыстары (бұдың құрғақтығы, игеру тиімділігі тұрғысынан температура) айдау ұңғымасының сағасы мен кенжарындағы бұдың температурасы мен құрғақтығы неғұрлым көп болса, Қаражанбас кен орнында мұнай алу коэффициенті соғұрлым жоғары болатынын көрсетті.

Негізгі сөздер: қаныққан бу, құрғақ бу, бу генераторы, энтальпия, төмен жану жылуы, мұнай өндіру коэффициенті.

Дәйексөз келтіру үшін :

Айдарбаев Ж.С., Хасанов Д.Х. Қаражанбас кен орнындағы мұнай өндіру коэффициентіне бу сапасының әсері // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №3, 48–58 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108630>.

Введение

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи (далее – МУН) являются наиболее эффективными методами воздействия на залежи высоковязкой нефти. Их применение обусловлено способностью нефтяного пласта накапливать и передавать тепловую энергию, а эффективность связана с характером изменения его температурного поля. То, каким образом будет меняться поле, во многом определяется характеристикой теплоносителя (насыщенный пар). Насыщенный пар – это пар, находящийся в динамическом равновесии с водой при температуре, равной температуре воды [1]. Основными параметрами, характеризующими насыщенный пар как теплоноситель, являются расход, давление и сухость.

Одним из серьезных упущений является отсутствие в проектных документах на разработку месторождения Каражанбас требований к качеству закачиваемого пара (показателя теплосодержания: сухости, температуры и давления на устье и забое паронагнетательных скважин). В целом закачка пара на месторождении осуществляется произвольным способом, без утвержденных количественных и качественных проектных показателей.

Определение параметров теплосодержания на забое скважины и прогнозирование их изменения в процессе фильтрации по пласту необходимо для оценки эффективности паротеплового воздействия. Однако прежде чем передать насыщенный пар в пласт, его необходимо доставить на забой скважины от парогенератора. В процессе движения по паропроводу и скважине изменяется как давление, так и сухость пара, поэтому начальное значение сухости на выходе из парогенератора имеет очень большое значение.

В качестве теплоносителя используется насыщенный пар, вырабатываемый на парогенераторных установках (далее – ПГУ). Номинальные параметры насыщенного пара (по паспортным данным):

- мобильная парогенераторная установка (далее – МПГУ) – 11,2 т/ч, рабочее давление $P_{раб} = 17,2$ МПа, рабочая температура $T_{раб} = 353^{\circ}\text{C} - 5$ ед.;
- стационарная парогенераторная установка (далее – СПГУ) – 18 т/ч, $P_{раб} = 12$ МПа, $T_{раб} = 325^{\circ}\text{C} - 14$ ед.; $P_{раб} = 17,2$ МПа, $T_{раб} = 353^{\circ}\text{C} - 5$ ед.;
- МПГУ – 23 т/ч, $P_{раб} = 10,5$ МПа, $T_{раб} = 315^{\circ}\text{C} - 4$ ед.; $P_{раб} = 6$ МПа, $T_{раб} = 276^{\circ}\text{C} - 8$ ед.

$$Q_{эфф} = Q_{вод} + Q_{пар} = Q_{пар} * (h_{пар} - h_{пит}) + Q_{вод} * (h_{вод} - h_{пит}) \quad (2)$$

где $Q_{пар}$ и $Q_{вод}$ – расход насыщенного пара и воды, кг/ч; $h_{пар}$, $h_{пит}$ и $h_{вод}$ – энтальпия насыщенного пара со степенью сухости,

Основное количество ПГУ располагается на восточном участке месторождения Каражанбас, на котором применяется паротепловое воздействие на пласт, некоторые располагаются на северном участке месторождения. Помимо того, что ПГУ подают пар на отдельные скважины, часть из них подключены к стационарным паропроводам.

Расчет сухости пара, производимого на ПГУ

Термин «влажность пара», противоположный сухости пара, многими трактуется по-разному. Если большинство рассматривают влажность насыщенного пара как наличие воды в паре в виде взвешенных мельчайших частиц, то другие считают, что к этому надо добавить донный конденсат (насыщенную воду). Важно отметить, что оба утверждения верны, и всё зависит от того какие процессы и состояния водяного пара мы рассматриваем.

Для определения влажности пара было предложено очень много приборов, основанных на механическом отделении воды, на перегреве пара путем его мятья (дросселирования) или путем нагревания электрическим током и т.п.

Все эти методы прямого и косвенного измерения влажности требуют наличия специального лабораторного оборудования и квалифицированного персонала, но можно использовать штатные измерительные приборы на котле и с их помощью провести расчёты.

Согласно закону сохранения энергии, между приходом и расходом теплоты в котле существует равенство (1):

$$\eta = \frac{Q_{эфф}}{Q_{общ}} * 100\% \quad (1)$$

где $Q_{эфф}$ – эффективно использованное тепло; $Q_{общ}$ – общий расход тепла, выделенного при сжигании топлива.

Эффективно использованной теплотой $Q_{эфф}$ считается теплота, отобранная из котла с паром. Для котлов с одновременным отбором насыщенной воды и насыщенного пара $Q_{эфф}$ состоит из суммы полезной теплоты, отобранной из котла с насыщенным водой $Q_{вод}$, и полезной теплоты, отобранной из котла с насыщенным паром ($Q_{пар}$) (2):

энтальпия питательной воды (при 20°C) и насыщенной воды, кДж/кг.

В свою очередь $Q_{\text{общ}}$ рассчитывается по следующей формуле (3):

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} \quad (3)$$

где $Q_{\text{мон}}$ – расход топлива, $\text{м}^3/\text{ч}$; $\text{HHV}_{\text{мон}}$ – низшая теплота сгорания топлива.

Низшая теплота сгорания ($\text{HHV}_{\text{мон}}$) – это количество тепла, которое выделяется при сжигании единицы топлива до продуктов полного сжигания при условии, что вода, содержащаяся в продуктах сгорания, находится в виде пара, охлаждённого до 20°C [2].

$$\eta = \frac{Q_{\text{эфф}}}{Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}}} = \frac{Q_{\text{пар}} * (h_{\text{пар}} - h_{\text{пит}}) + Q_{\text{воды}} * (h_{\text{воды}} - h_{\text{пит}})}{Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}}} \quad (5)$$

Учитывая формулу (5), уравнение теплового баланса можно записать

$$\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} = Q_{\text{пар}} * (h_{\text{пар}} - h_{\text{пит}}) + Q_{\text{воды}} * (h_{\text{воды}} - h_{\text{пит}}) \quad (6)$$

Если принять во внимание, что мы не знаем количество пара и воды на выходе из котла, но знаем равенства (7–8), то формулу (8) можно объединить с формулой (6), вследствие чего получим следующую формулу (9):

$$Q_{\text{пара}} = \frac{\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} - Q_{\text{пит}} * (h_{\text{вод}} - h_{\text{пит}})}{h_{\text{пар}} - h_{\text{вод}}} \quad (9)$$

Как известно, общая энтальпия пара равна сумме энтальпии питательной воды

и энтальпии парообразования (10):

$$h_{\text{пар}} = h_{\text{пит}} + h_{\text{парообр}} \quad (10)$$

Итоговая формула определения количества пара, которая образуется при нагреве, будет выглядеть следующим образом:

$$Q_{\text{пара}} = \frac{\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} - Q_{\text{пит}} * (h_{\text{вод}} - h_{\text{пит}})}{h_{\text{парообр}} + h_{\text{пит}} - h_{\text{вод}}} \quad (11)$$

Определив количество пара на выходе и зная количество питательной воды на входе, легко узнать количество насыщенной воды (воды, доведенной до состояния

Эффективность использования тепловой энергии топлива, сгораемого в топке, характеризуется КПД котла (η) [3].

Коэффициент полезного действия (далее – КПД, η) котла можно определить, как отношение эффективно использованной теплоты к теплоте сгорания топлива (4):

$$\eta = \frac{Q_{\text{эфф}}}{Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}}} \quad (4)$$

Выразив эффективно использованную теплоту через паропроизводительность котла, получим выражение для КПД (5):

в следующем виде:

$$Q_{\text{пит}} = Q_{\text{пар}} + Q_{\text{вод}} \quad (7)$$

$$Q_{\text{воды}} = Q_{\text{пит}} - Q_{\text{пар}} \quad (8)$$

кипения), а также можно определить сухость пара. Формула расчета сухости по тепловому балансу следующая (12):

$$\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}} = (X * h_{\text{парообр}} + h_{\text{вод}} - h_{\text{пит}}) * Q_{\text{пит}} \quad (12)$$

где X – сухость пара.

Учитывая формулу (12), сухость пара можно определить следующим образом (13):

$$X = \frac{\left(\frac{\eta * Q_{\text{топ}} * \text{HHV}_{\text{топ}}}{Q_{\text{пит}}} \right) - (h_{\text{вод}} - h_{\text{пит}})}{h_{\text{парообр}}} \quad (13)$$

Определение параметров, необходимых для расчета сухости пара

Производство пара в паровом котле, как любой другой процесс трансформации энергии, сопровождается неизбежными потерями тепла.

КПД котла является необходимым параметром при расчёте сухости пара, которая варьируется в зависимости от текущей нагрузки и режима горелки, поэтому были проведены исследования уходящих (дымовых) газов по трём ПГУ разной производительности (МПГУ 23 т-10, СПГУ 18 т-10, МПГУ 11 т-5). В результате значение сухости пара по всем трём ПГУ будет максимально приближено к фактическому, а при расчёте сухости пара других ПГУ будут использованы те же значения КПД, соответствующие по производительности.

Исследование дымовых газов выполнено на приборе Testo 330-2 LL (Германия). Результаты исследования представлены в табл. 1.

На месторождении Каражанбас сжигаемый газ – это природный газ с месторождения Каламкас, смешиваемый с попутным нефтяным газом. Ввиду особенности сжигаемого топлива, а также учитывая, что на каждом ПГУ эти свойства различны, отобраны пробы газа непосредственно на установке для определения теплотворной способности по всем МПГУ и СПГУ. Результаты исследования представлены на рис. 1.

В расчётах в основном пользуются нижней теплотой сгорания топлива по причине высокой, по сравнению с температурой конденсации водяных паров, температуры уходящих газов в топливопитающих устройствах.

Таблицы насыщенного водяного пара – необходимый инструмент, который используется для определения зависимости температуры насыщенного пара от парового давления или, наоборот, давления от тем-

Таблица 1. Результаты исследований дымовых газов
Table 1. Results of flue gas studies

Наименование Name	МПГУ 23 т-10 MSGP 23 t-10	СПГУ 18т-10 SSGP 18 t-10	МПГУ 11т-5 MSGP 11 t-5
Расход газа, м ³ /ч / Gas flow rate, m ³ /h	1476	700	740
Температура дымовых газов, °С / Flue gas temperature, °С	128,8	237,4	212,2
CO ₂ , %	9,97	11,84	8,16
O ₂ , %	3,4	0,1	6,6
CO, ppm	0	1916	10
КПД установки, % / Installation efficiency, %	90,7	84	85
Температура атмос- феры, °С / Atmospheric temperature, °С	15,7	17,7	18,9
Тяга, мбар / Traction, mbar	1,50	0,53	0,54
NO, ppm	52	46	47
КПД котла, % / Boiler efficiency, %	91	79	83
Потери с дымовыми газами, % / Losses with flue gases, %	4,5	10	5,5

пературы насыщенного пара. Кроме этих параметров, таблицы обычно включают и другие показатели, такие как удельная энтальпия и удельный объём.

Данные таблицы насыщенного водяного пара всегда отображают информацию о конкретной точке насыщения, известной как точка кипения. Это точка, в которой вода (жидкость) и пар (газ) могут сосуществовать при одинаковых температуре и давлении. Поскольку вода может быть и в жидком, и в газообразном состоянии, нам будут необходимы две подборки данных: данные о насыщенной воде (жидкости) и о насыщенном паре (газе). Значения энтальпии, которые будут использованы при расчёте сухости пара,

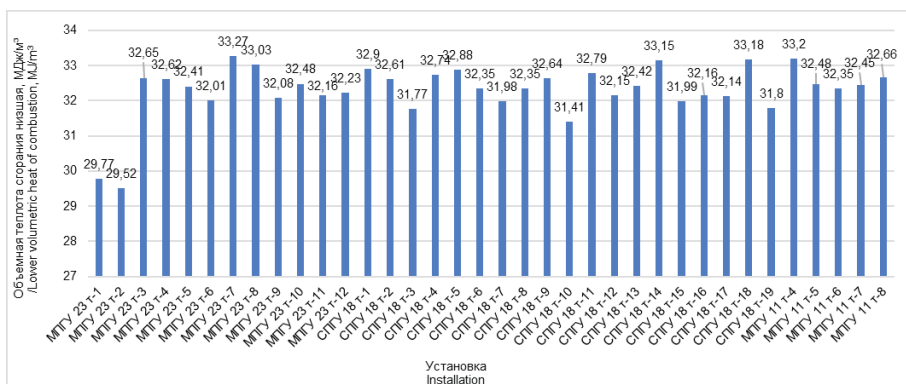


Рисунок 1. Теплотворная способность сжигаемого газа
Figure 1. Heating value of flared gas

– это табличные значения, определенные по давлению и температуре в котле.

Расчёт сухости пара по данным котла, лабораторным исследованиям и справочным данным представлен в табл. 2.

Значения сухости пара варьируются в широких диапазонах, и установки сильно отличаются друг от друга расходами питательной воды и сжигаемого газа. На некоторых установках сухость пара равна

$$h_{1\text{вод}} + h_{1\text{пар}} * X = h_{2\text{вод}} + h_{2\text{пар}} * X_2 + W_{\text{паропр}} + W_{\text{тр}} \quad (14)$$

где $h_{1\text{вод}}$ – энтальпия воды нагретой до состояния кипения на выходе из котла; $h_{1\text{пар}}$ – энтальпия пара на выходе из котла; $h_{2\text{вод}}$ – энтальпия воды нагретой до состояния кипения на устье скважины; $h_{2\text{пар}}$ – энтальпия пара на устье скважины; X_1 – сухость пара на выходе из котла; X_2 – сухость пара на устье скважины; $W_{\text{паропр}}$ – теплопотери в паропроводе; $W_{\text{тр}}$ – потери на трение паропровода.

В левой части уравнения представлена энтальпия пара на выходе из парогенератора, в правой части энтальпия пара на устье ПНС. Как видно из уравнения сохранения энергии, основное влияние на сухость пара на устье скважины оказывают теплопотери в паропроводе и потери на трение паропровода, а это в свою очередь зависит от таких параметров как:

- тип трубы и её шероховатость;
- создаваемые возмущения в трубопроводе (смена диаметра, наличие штуцера, задвижки, тройники, отводы);
- окружающая среда (температура и скорость ветра);
- режим течения теплоносителя (ламинарный или турбулентный);
- тип изоляции или её отсутствие;
- длина паропровода и его диаметр;
- режим закачки (массовый расход пара);
- параметры парогенератора (давление, температура, сухость);
- пластовое давление.

В связи с вышеизложенным на текущем этапе на основе геолого-гидродинамического моделирования (далее – ГГДМ) проведены оценочные работы по определению оптимального значения параметров насыщенного пара на забое: сухости пара, температуры с точки зрения эффективности разработки, т.е. степени выработки запасов.

Для проведения оценочных работ были подобраны 2 участка на Северном (СПГУ-3 и СПГУ-6) и Восточном участках (СПГУ-1, СПГУ-11 и СПГУ-2) с учетом следующих критериев: пластовое давление (Рпл), средние фильтрационно-емкостые

0% (СПГУ 18 т-15, СПГУ 18 т-18): установка не производит насыщенный пар, а по сути производит горячую воду. Максимальное значение сухости составляет 64,8% на МПГУ 23 т-6.

Процесс передачи тепла от парогенератора к устью и забое паронагнетательной скважины рассчитывается по закону сохранения энергии, где в соответствующем уравнении (14):

свойства, остаточные извлекаемые запасы сформированность сетки скважин.

По выбранным участкам построены секторные геолого-гидродинамические модели в программном продукте tNavigator с использованием композиционного ядра (e300) с включенной термальной опцией (thermal), т.к. на данных участках ранее проводились паротепловые обработки скважин (далее – ПТОС), а в настоящее время закачивается пар.

После проведения адаптации ГГДМ были рассчитаны основные технологические показатели разработки на долгосрочную перспективу (до 2035 г.) при разных температурах закачиваемого пара на забое ПНС (выбраны интервалы значений, зарегистрированные на участках парозакачки Северного блока), для выбранных значений температуры рассмотрено несколько значений сухости пара – от 10% до 90%, с шагом 20%.

По участку моделирования в пределах Северного блока были рассмотрены 6 вариантов с различной температурой закачиваемого пара на забое нагнетательных скважин (180°C; 200°C; 220°C; 240°C; 260°C; 280°C), для каждого из которых использованы следующие значения сухости пара на забое ПНС: 10%, 30%, 40%, 50%, 70%, 90%.

На рис. 2 и 3 представлены прогнозные показатели КИН при разных сухостях и температурах к концу расчетного периода (2035 г.). Как видно из графиков, значение конечного КИН повышается с увеличением сухости при заданной температуре. Наиболее высокий КИН – 60,3–60,6% – по Северному участку к 2035 г. достигается при сухости 90% и при температурах 240°C, 260°C и 280°C.

При этом по данным вариантам к концу эффективного периода (2035 г.) КИН превышает значение утвержденного параметра по Северному блоку (24,6%).

Исходя из существующего потенциала парогенераторов по сухости вырабатываемого пара (70–80% на выходе), с учётом потерь при транспортировке по системе паропроводов и по стволу скважин, а также учитывая тот факт, что более половины фонда участка ра-

Таблица 2. Значения сухости пара по ПГУ
Table 2. Steam dryness values for SGU

Установка Installation	Данные котла Boiler data			КПД, % Efficiency, %	Лабораторные исследования: темплотворная способность газа, МДж/м ³ Laboratory tests: gas heating value, MJ/m ³	Справочные данные, кДж/кг Reference data, kJ/kg			Сухость пара, % Steam dryness, %
	Рпар, МПа P _{steam} , MPa	Тпар, °С T _{steam} , °C	Qвод, т/ч Q _{water} , t/h			Qгаз, м ³ /ч Q _{gas} , m ³ /h	скрытая теплота парообразования hidden heat of vaporization	энтальпия воды water enthalpy	
МПГУ 11 Т-4 / MSGP 11 t-4	3,9	248,8	11,2	83	33,2	1721,5	1079,9	83,9	26,1
МПГУ 11 Т-5 / MSGP 11 t-5	3,4	240,9	11,0	83	32,48	1761,1	1041,8	83,9	23,1
МПГУ 11 Т-6 / MSGP 11 t-6	4,4	256,3	11,0	83	32,35	1682,0	1116,5	83,9	28,2
МПГУ 11 Т-7 / MSGP 11 t-7	3,8	247,0	11,0	83	32,45	1730,7	1071,1	83,9	15,4
МПГУ 11 Т-8 / MSGP 11 t-8	5,3	268,0	11,0	83	32,66	1616,4	1174,9	83,9	5,2
СПГУ 18 Т-1 / SSGP 18 t-1	4,3	255,1	14,3	79	32,9	1688,5	1110,6	83,9	37,8
СПГУ 18 Т-2 / SSGP 18 t-2	5,1	265,5	14,1	79	32,61	1630,8	1162,3	83,9	47,5
СПГУ 18 Т-3 / SSGP 18 t-3	3,5	242,1	15,8	79	31,77	1755,3	1047,6	83,9	19,5
СПГУ 18 Т-4 / SSGP 18 t-4	3,8	247,0	15,3	79	32,74	1730,7	1071,1	83,9	8,3
СПГУ 18 Т-5 / SSGP 18 t-5	3,2	237,7	15,9	79	32,88	1776,7	1026,6	83,9	20,2
СПГУ 18 Т-6 / SSGP 18 t-6	4,3	255,3	13,9	79	32,89	1687,4	1111,6	83,9	34,5
СПГУ 18 Т-7 / SSGP 18 t-7	3,8	246,7	14,6	79	33,07	1732,2	1069,7	83,9	36,0
СПГУ 18 Т-8 / SSGP 18 t-8	4,1	252,7	15,7	79	32,35	1701,2	1098,9	83,9	22,3
СПГУ 18 Т-9 / SSGP 18 t-9	4,2	253,6	15,4	79	32,64	1696,5	1103,3	83,9	30,6
СПГУ 18 Т-10 / SSGP 18 t-10	5,6	271,2	14,5	79	31,41	1597,5	1191,2	83,9	5,6
СПГУ 18 Т-11 / SSGP 18 t-11	4,1	251,8	15,8	79	32,79	1706,0	1094,5	83,9	14,5
СПГУ 18 Т-12 / SSGP 18 t-12	4,4	256,3	15,2	79	32,15	1682,0	1116,5	83,9	12,4
СПГУ 18 Т-13 / SSGP 18 t-13	3,7	246,1	15,9	79	32,42	1735,3	1066,8	83,9	21,5
СПГУ 18 Т-14 / SSGP 18 t-14	3,7	245,8	15,4	79	33,15	1736,8	1065,4	83,9	16,4
СПГУ 18 Т-15 / SSGP 18 t-15	5,4	268,5	14,2	79	31,99	1613,4	1177,5	83,9	0,0
СПГУ 18 Т-16 / SSGP 18 t-16	4,5	257,5	16,0	79	32,16	1675,5	1122,4	83,9	24,5
СПГУ 18 Т-17 / SSGP 18 t-17	4,4	256,2	15,7	79	32,14	1682,6	1116,0	83,9	36,0
СПГУ 18 Т-18 / SSGP 18 t-18	7,2	288,6	15,9	79	33,18	1486,4	1282,3	83,9	0,0
СПГУ 18 Т-19 / SSGP 18 t-19	4,3	255,7	15,7	79	31,8	1685,3	1113,6	83,9	28,2
МПГУ 23 Т-1 / MSGP 23 t-1	5,9	275,0	20,6	91	29,77	1574,4	1210,7	83,9	47,9
МПГУ 23 Т-2 / MSGP 23 t-2	6,0	275,6	22,6	91	29,52	1570,8	1213,8	83,9	35,8
МПГУ 23 Т-3 / MSGP 23 t-3	6,5	280,6	20,2	91	32,65	1539,3	1236,8	83,9	48,2
МПГУ 23 Т-4 / MSGP 23 t-4	6,6	281,6	20,2	91	32,62	1532,9	1245,1	83,9	50,9
МПГУ 23 Т-5 / MSGP 23 t-5	4,8	260,9	23,3	91	32,41	1656,8	1139,3	83,9	54,9
МПГУ 23 Т-6 / MSGP 23 t-6	4,6	258,6	23,0	91	32,01	1669,5	1127,9	83,9	64,8
МПГУ 23 Т-7 / MSGP 23 t-7	4,4	255,6	23,2	91	33,27	1685,8	1113,1	83,9	50,8
МПГУ 23 Т-8 / MSGP 23 t-8	4,2	253,8	22,8	91	33,03	1695,4	1104,2	83,9	57,6
МПГУ 23 Т-9 / MSGP 23 t-9	4,4	256,3	22,8	91	32,08	1682,0	1116,5	83,9	55,8
МПГУ 23 Т-10 / MSGP 23 t-10	4,4	255,9	23,3	91	32,48	1684,2	1114,6	83,9	53,4
МПГУ 23 Т-11 / MSGP 23 t-11	5,1	265,0	23,0	91	32,16	1633,7	1159,8	83,9	41,4
МПГУ 23 Т-12 / MSGP 23 t-12	5,1	265,0	23,1	91	32,23	1633,7	1159,8	83,9	49,1

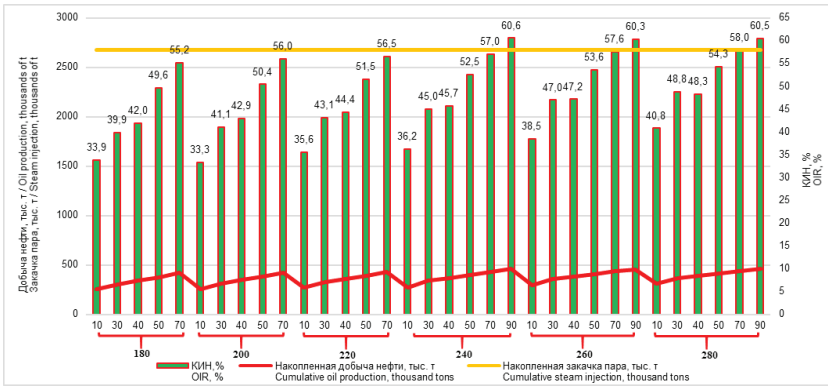


Рисунок 2. Прогнозные технологические показатели Северного блока по температуре
 Figure 2. Forecast technological indicators of the Northern block by temperature

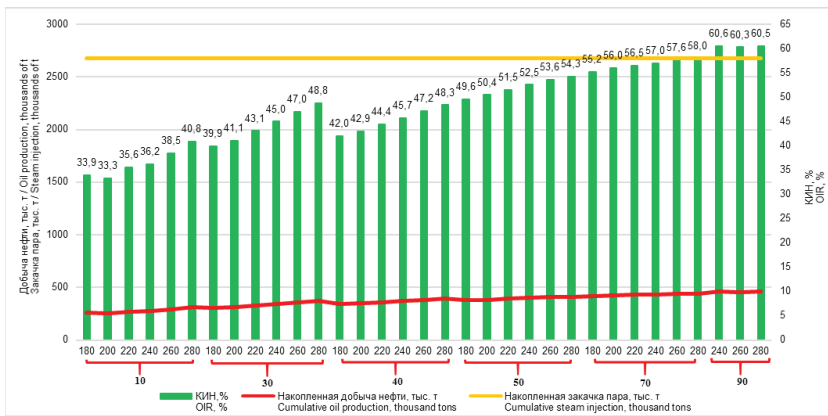


Рисунок 3. Прогнозные технологические показатели Северного блока по сухости пара
 Figure 3. North Block forecast process parameters by steam dryness

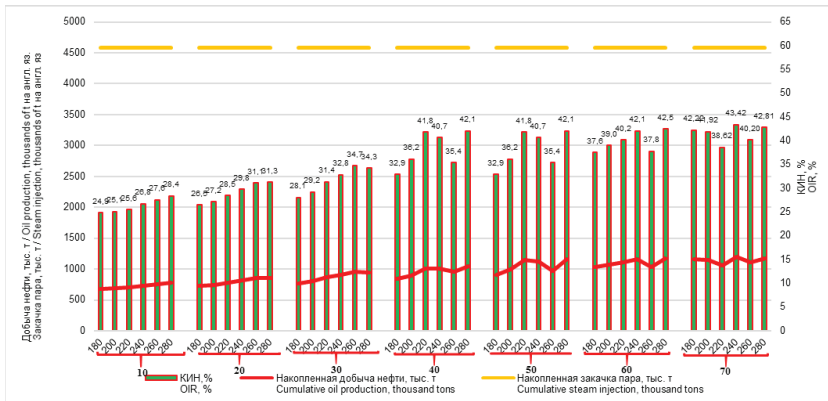


Рисунок 4. Прогнозные технологические показатели Восточного блока по температуре
 Figure 4. East Block forecast process parameters by temperature

ботает с температурой на забое более 220°C, необходимо для данного участка обеспечить сухость на забое не менее 30%, температуру не ниже 180°C.

По участку моделирования в пределах Восточного блока были также рассмотрены 6 вариантов с температурой закачиваемого пара на забое нагнетательных скважин

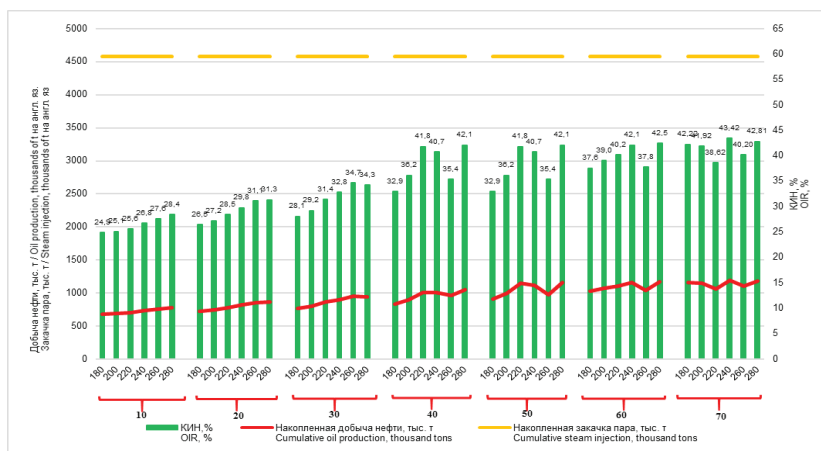


Рисунок 5. Прогнозные технологические показатели Восточного блока по сухости пара
Figure 5. East Block forecast process parameters by steam dryness

(180°C; 200°C; 220°C; 240°C; 260°C; 280°C), для каждого из которых использованы следующие значения сухости пара на забое ПНС: 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%.

На рис. 4 и 5 представлены прогнозные показатели КИН при разных сухостях и температурах к концу расчетного периода (2035 г.). Аналогично Северному участку, значение КИН за оценочный период на Восточном участке тем выше, чем выше температура и сухость закачиваемого пара. Согласно расчётам, максимальный достигаемый КИН Восточного участка в диапазоне температур 180–280°C составил 38,6–42,8% при сухости пара 70%.

Таким образом, исходя из существующего потенциала парогенераторов на Восточном участке по сухости вырабатываемого пара (54–75% на выходе), с учётом текущих потерь при транспортировке по системе паропроводов и по стволу скважин, а также учитывая тот факт, что более половины фонда 6 блока Восточного участка I объекта работает с температурой на забое более 200°C, необходимо для Восточного участка обеспечить сухость на забое не менее 40%, температуру – не ниже 180°C. При данных параметрах агента технология обеспечит выработку запасов всего Восточного участка в соответствии с проектными показателями.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Выводы

Тепловые методы воздействия на пласт являются наиболее эффективными методами в условиях месторождения Каражанбас.

Проведенные на базе ГГДМ оценочные работы по определению оптимального значения параметров насыщенного пара (сухость, температура с точки зрения эффективности разработки) показали, что чем больше температура и сухость пара, тем выше КИН, но более 80% фонда парогенераторных установок не достигают даже 50% сухости производимого пара.

На сегодняшний день сухость пара по МПГУ-11 т в среднем составляет 19,6%, СПГУ-18 т – 22%, МПГУ-23 т – 51%.

По результатам проведенного анализа и исследования, необходимо для Северного участка обеспечить сухость на забое не менее 30%, температуру не ниже 180°C; для Восточного участка – сухость на забое не менее 40%, температуру не ниже 180°C.

Учитывая вышеизложенное, требуется повысить сухость вырабатываемого пара из ПГУ на максимально возможное значение (согласно паспортным значениям, 80%) путём увеличения расхода сжигаемого газа по установкам или же уменьшить подачу питательной воды при тех же расходах газа.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Айдарбаев Ж.С. –

концепция работы, сбор, анализ, интерпретация данных, написание, Хасанов Д.Х. – контроль за выполнением работы, написание и редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception

of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Zhanibek A. Aydarbayev – conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data, drafting; Dauren Kh. Khassanov – supervising of the work, drafting and editing of the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев Г.Н. Общая теплотехника. Москва : Высшая школа, 1980. 67 с.
2. Крутов В.И. Расчет горения газообразного топлива. Методические указания к курсу «Теплотехника». Алматы : Минвуз Казахской ССР, 1983. 32 с.
3. Болдырев О.Н. Судовые энергетические установки. Часть 2. Котлотурбинные энергетические установки. Северодвинск : СЕВМАШВТУЗ, 2004. 187 с.
4. Бурже Ж., Комбарну М., Сурио П. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Москва : Недра, 1989. 422 с.
5. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар : Советская Кубань, 2000. 464 с.
6. Муслимов Р.Х., Мусин М.М., Мусин К.М. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана. Казань : Новое Знание, 2000. 226 с.
7. ТОО «М-Техсервис». Отчеты о результатах исследования профиля приемистости пара в паронагнетательных сважинах месторождения Каражанбас.
8. Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям. Москва : Энергоатомиздат, 1985. 232 с.

REFERENCES

1. Alekseev GN. *Obshchaya teplotekhnika*. Moscow: Vysshaya shkola; 1980. 67 p. (In Russ).
2. Krutov VI. *Rashchet gorenija gazoobraznogo topliva*. Metodicheskie ukazaniya k kursu «Teplotekhnika». Almaty: Minvuz Kazahskoy SSR; 1983. 32 p. (In Russ).
3. Boldyrev ON. *Sudovye energeticheskiye ustanovki. Part II. Kotloturbinnye energeticheskiye ustanovki*. Severodvinsk: SEVMASHVTUZ; 2004. 187 p. (In Russ).
4. Bourget J, Surio P, Combarnu M. *Thermal Methods of Enhanced Oil Recovery*. Moscow: Nedra; 1989. 422 p.
5. Antoniad DG, Garushev AR, Ishkhanov VG. *Nastol'naya kniga po termicheskim metodam dobychi nefti*. Krasnodar: Sovetskaya Kuban'; 2000. 464 p. (In Russ).
6. Muslimov RH, Musin MM, Musin KM. *Opyt primeneniya teplovykh metodov razrabotki mestorozhdeniyakh Tatarstana*. Kazan: Novoe Znanie; 2000. 226 p. (In Russ).
7. ТОО «М-Техсервис». Отчеты о результатах исследования профиля приемистости пара в паронагнетательных сважинах месторождения Каражанбас.
8. Safonov AP. *Sbornik zadach po teplofikacii i teplovyim setyam*. Moscow: Energoatomizdat; 1985. 232 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

*Айдарбаев Жанибек Султангалиевич

e-mail: z.aidarbaev@kmge.kz.

Хасанов Дәурен Хасанұлы

e-mail: d.khassanov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

*Zhanibek A. Aydarbayev

e-mail: z.aidarbaev@kmge.kz.

Dauren Kh. Khassanov

e-mail: d.khassanov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author