

УДК 621.18.08
МРНТИ 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>

Получена: 29.03.2024.
Одобрена: 04.03.2025.
Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Алгоритм определения массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин в специализированном программном обеспечении

М.У. Ерлепесов, А.А. Ермеков, С.К. Амиров

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

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Определение массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин является критически важным процессом в эксплуатации, оптимизации и эффективном контроле регулирования его нагнетания. Ввиду того, что современные приборы определения расхода пара, основанные на замере переменного потока двухфазной среды (пар и вода), имея методическую погрешность более 10%, не могут обеспечить необходимую точность и достоверность измерений, возникла потребность в разработке расчётного варианта с применением специализированного программного обеспечения, который позволял бы корректно решить проблему определения степени сухости пара.

Цель. Разработка алгоритма расчёта массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин месторождения К с помощью специализированного программного обеспечения.

Материалы и методы. Двухфазный поток пара и воды в скважинах является сложным процессом, где важно учитывать, как физические свойства среды (температура, давление, вязкость), так и гидравлические характеристики системы (сопротивление трубопроводов, потери давления). Математическая симуляция двухфазного потока «пар – вода» выполнена в специализированном программном комплексе путём построения наземной модели и проведения гидравлических расчётов. Данный специализированный программный комплекс позволил построить математическую модель, учитывающую эти параметры, что обеспечивает высокую точность и надёжность расчётов.

Результаты. Разработан алгоритм расчёта массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин месторождения К на основе модели наземной системы паронагнетания посредством применения специализированного программного комплекса. Симуляция позволяет предсказать и оптимизировать работу паронагнетательных скважин. Путём изменения параметров модели (например, режима добычи, параметров теплоносителя) можно оценить влияние на производительность скважин и эффективность всей системы.

Заключение. На сегодняшний день не представилось возможным подобрать оборудование, позволяющее корректно регистрировать двухфазный поток закачиваемого в скважины паротеплового агента, характерного для условий месторождения К. Разработанный с помощью специализированного программного комплекса алгоритм применим при формировании технических решений с целью повышения эффективности контроля регулирования процессов паронагнетания.

Ключевые слова: пар, массовый расход, сухость, паронагнетательная скважина, гидравлический расчёт паропровода.

Как цитировать:

Ерлепесов М.У., Ермеков А.А., Амиров С.К. Алгоритм определения массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин в специализированном программном обеспечении // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 54–65.
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>.

UDC 621.18.08
CSCSTI 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>

Received: 29.03.2024.

Accepted: 04.03.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Algorithm for determining the mass flow rate and dryness of the thermal agent at the wellhead of steam injection wells in specialized software

Murat U. Yerlepessov, Abay A. Yermekov, Sain K. Amirov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Determining the mass flow rate and dryness of thermal agent at the wellhead of steam injection wells is a critical process in the operation, optimization and effective control of its injection regulation. In view of the fact that modern steam flow rate determination instruments based on measurement of variable flow of two-phase medium (steam and water), having a methodological error of more than 10%, cannot provide the necessary accuracy and reliability of measurements, there was a need to develop a calculation variant with the use of specialized software that would allow to correctly solve the problem of determining the degree of steam dryness.

Aim: Development of an algorithm for calculation of mass flow rate and dryness of thermal agent at the wellhead of steam injection wells of the K field using specialized software.

Materials and methods: Two-phase flow of steam and water in wells is a complex process, where it is important to take into account both physical properties of the medium (temperature, pressure, viscosity) and hydraulic characteristics of the system (resistance of pipelines, pressure losses). Mathematical simulation of two-phase flow “steam – water” was performed in a specialized software package by building a ground model and conducting hydraulic calculations. This specialized software complex allowed to build a mathematical model taking into account these parameters, which provides high accuracy and reliability of calculations.

Results: An algorithm for calculating the mass flow rate and dryness of the thermal agent at the wellhead of steam injection wells of the K field based on the model of the onshore steam injection system through the use of a specialized software package has been developed. Simulation allows predicting and optimizing the operation of steam injection wells. By changing model parameters (e.g., production mode, coolant parameters), the impact on well performance and system efficiency can be evaluated.

Conclusion: To date, it has not been possible to select equipment that allows correct registration of the two-phase flow of steam-heat agent injected into wells, which is typical for the conditions of the K field. The algorithm developed with the help of a specialized software package is applicable in the formation of technical solutions to improve the efficiency of control of steam injection process regulation.

Keywords: steam; mass flow rate; dryness; steam injection well; hydraulic calculation of steam pipeline.

To cite this article:

Yerlepessov MU, Yermekov AA, Amirov SK. Algorithm for determining the mass flow rate and dryness of the thermal agent at the wellhead of steam injection wells in specialized software. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):54–65. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>.

ӨОЖ 621.18.08
ГТАХР 52.47.27

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>

Қабылданды: 29.03.2024.
Мақұлданды: 04.03.2025.
Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Мамандандырылған бағдарламалық қамтамасыз етудегі бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығын және массалық шығынын анықтау алгоритмі

М.У. Ерлепесов, А.А. Еркемов, С.К. Әміров

ҚМГ Инжиниринг «ҚазмұнайгазҒЗЖИ» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығы мен массалық шығынын анықтау оның айдауын реттеуді пайдаланудағы, оңтайландырудағы және тиімді бақылаудағы маңызды процесс болып табылады. Екі фазалы ортаның (бу және су) айнымалы ағынын өлшеуге негізделген бу шығынын анықтайтын заманауи аспаптар 10% – дан астам әдістемелік қателікке ие болғандықтан, қажетті дәлдік пен өлшеулердің дұрыстығын қамтамасыз ете алмайды, бұдың құрғақтық дәрежесін анықтау мәселесін дұрыс шешуге мүмкіндік беретін мамандандырылған бағдарламалық жасақтаманы қолдана отырып, есептеу нұсқасын жасау қажеттілігі туындады.

Мақсаты. Мамандандырылған бағдарламалық қамтамасыз етудің көмегімен К кен орнының бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығы мен массалық шығынын есептеу алгоритмін әзірлеу.

Материалдар мен әдістер. Ұңғымалардағы бу мен судың екі фазалы ағыны күрделі процесс болып табылады, мұнда ортаның физикалық қасиеттерін (температура, қысым, тұтқырлық) және жүйенің гидравликалық сипаттамаларын (құбырлардың кедергісі, қысымның жоғалуы) ескеру қажет. «Бу – су» екі фазалы ағынының математикалық модельдеуі жер үсті моделін құру және гидравликалық есептеулер жүргізу арқылы мамандандырылған бағдарламалық жасақтама кешенінде жүзеге асырылады. Аталған мамандандырылған бағдарламалық жасақтама осы параметрлерді ескеретін математикалық модель құруға мүмкіндік берді, бұл есептеулердің жоғары дәлдігі мен сенімділігін қамтамасыз етеді.

Нәтижелері. Мамандандырылған бағдарламалық кешенді қолдану арқылы жерүсті бу айдау жүйесінің моделі негізінде К кен орнының бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығын және массалық шығынын есептеу алгоритмі әзірленді. Модельдеу бу айдау ұңғымаларының жұмысын болжауға және оңтайландыруға мүмкіндік береді. Модель параметрлерін өзгерту арқылы (мысалы, өндіру режимі, салқындатқыш параметрлері) ұңғымалардың өнімділігі мен бүкіл жүйенің тиімділігіне әсерін бағалауға болады.

Қорытынды. Бүгінгі күні ұңғымаларға айдалатын К кен орнының жағдайына тән бу-жылу агентінің екі фазалы ағынын дұрыс тіркеуге мүмкіндік беретін жабдықты таңдау мүмкін болмады. Мамандандырылған бағдарламалық кешеннің көмегімен жасалған алгоритм бу айдау процестерін реттеуді бақылаудың тиімділігін арттыру мақсатында техникалық шешімдерді қалыптастыруда қолданылады.

Негізгі сөздер: бу, массалық шығын, құрғақтық, бу айдау ұңғымасы, бу құбырын гидравликалық есепте.

Дәйексөз келтіру үшін:

Ерлепесов М.У., Еркемов А.А., Әміров С.К. Мамандандырылған бағдарламалық қамтамасыз етудегі бу айдау ұңғымаларының сағасындағы жылу агентінің құрғақтығын және массалық шығынын анықтау алгоритмі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 54–65 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108736>.

Введение

На месторождении К применяется тепловой метод воздействия на пласт – закачка насыщенного водяного пара. Отличительной особенностью производимого теплового агента является наличие как паробразной, так и жидкой фазы в общем потоке.

С начала реализации технологии паротеплового воздействия и до настоящего времени определение расхода пара в паронагнетательных скважинах (далее – ПНС) проводится расчётным путём: общий объём вырабатываемого паротеплового агента распределяется между ПНС пропорционально показателю проводимости пластов в соответствующих скважинах, что приводит к существенным погрешностям, поскольку не учитываются гидравлические потери в паропроводах, а также изменения, обусловленные постоянным регулированием расходов агента путём штуцирования.

Некорректный учёт закачки пара в ПНС приводит к неправильной оценке технико-экономической эффективности реагирующих ячеек, что в свою очередь снижает эффективность проводимых мероприятий по регулированию парозакачки и затрудняет принятие своевременных решений о целесообразности адресного перехода на альтернативные, менее затратные технологии воздействия.

Для эффективного контроля регулирования парозакачки на месторождении возникла необходимость обеспечения поскважинного учёта расхода пара. На месторождении предпринимались попытки поиска оборудования для замера паротеплового агента в ПНС с проведением соответствующих опытно-промышленных испытаний (далее – ОПИ). Так, с 2020 по 2024 г. проведено несколько этапов ОПИ расходомеров пара разных производителей, однако полученные результаты не соответствовали принятым критериям успешности ОПИ, а также не согласовывались с данными расчёта по тепловому балансу, т.к. транспортируемый для закачки влажный насыщенный пар представляет собой сложную смесь сухого насыщенного пара со взвешенной мелкодисперсной жидкостью, находящейся с паром в термодинамическом и кинетическом равновесии.

Измерение расхода пароводяной системы – весьма затруднительная задача.

Современные приборы определения расхода пара, основанные на замере переменного потока двухфазной среды (пар и вода), имея методическую погрешность более 10%, не могут обеспечить необходимую точность и достоверность измерений в связи с тем, что влажный пар характеризуется пространственной, тепловой изменчивостью и, соответственно, изменением соотношения содержащихся фаз в потоке при транспортировке, т.е. не учитыва-

ются динамические погрешности, связанные с изменением степени сухости пара [1, 2].

Как видно, многомерность задачи контроля потока влажного пара, которая не решается известными средствами контроля, связана со следующими проблемами [3]:

1. Сложность определения степени сухости влажного насыщенного пара в потоке.
2. Плотность пара возрастает по мере роста его влажности, при этом зависимость плотности влажного пара от давления при различной степени сухости неоднозначна.
3. По мере роста влажности пара удельная энтальпия насыщенного пара снижается.
4. Газовая и жидкая фазы влажного насыщенного пара движутся с различной скоростью и занимают переменную эквивалентную площадь поперечного сечения трубопровода.

В связи с вышеуказанными сложностями работа по созданию эффективной системы измерения степени сухости пара в определенном режиме времени имеет крайне актуальный характер, и поиск решения этой задачи до сих пор рассматривается в рамках исследовательских изысканий [4–7].

Таким образом, с учётом того, что на текущий момент однозначного практического решения задачи учёта тепла и массы потоков влажного пара производителями не представлено, возникла необходимость разработки альтернативного варианта, который позволил бы корректно решить проблему определения степени сухости пара расчётным путём.

С целью выполнения математических оценок учёта закачиваемого в пласт пара – подсчёта на устье отдельной ПНС поступающего по паропроводу влажного пара из одного источника – парогенератора (далее – ПГ) – предлагается алгоритм по построению модели симуляции двухфазного потока «пар – вода» в специализированном программном обеспечении (далее – спецПО) [8].

Предлагаемое решение даёт возможность расчёта степени сухости влажного пара, что позволит обеспечить альтернативный вариант достоверного определения массового расхода и сухости влажного пара на устье каждой скважины с целью контроля учёта и обеспечения более точного регулирования процессов паротеплового воздействия.

Материалы и методы

Для оценки учёта закачиваемого в пласт пара предлагается алгоритм по построению математической модели симуляции двухфазного потока «пар – вода» в спецПО.

Подсчёт расхода и сухости пара, поступающего по паропроводу из парогенератора, проводился для устья паронагнетательных скважин 2057, 4930, 4921.

Использованное спецПО является симулятором моделирования сети паропроводов и нагнетательных скважин для закачки пара в пласт.

При определении расхода теплового агента ПНС расхождение отклонения расчётного значения сухости, определенного с помощью спецПО, в сравнении с тепловым балансом варьируется в диапазоне от 1 до 3%, что является допустимым.

Особенности наземной системы парозакачки на месторождении К

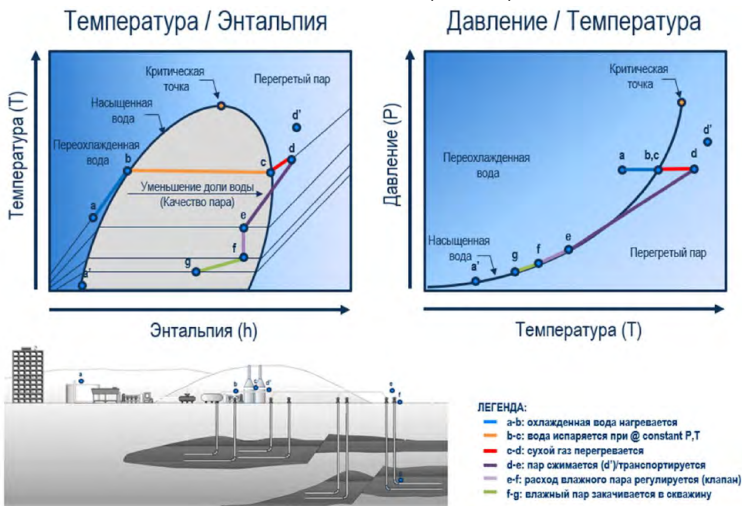
С 2009 г. на месторождении К применяются парогенераторные установки (далее – ПГУ) типа МПГУ (мобильная ПГУ) и СПГУ (стационарная ПГУ) производительностью 11, 18 и 23 т/ч. Номинальные рабочие параметры пара данных установок колеблются в следующих пределах: давление – 6–17,2 МПа, температура – 276–353°С.

Предназначением МПГУ и СПГУ является выработка влажного насыщенного пара для паротеплового воздействия на продуктивные

нефтяные пласты с целью повышения коэффициента извлечения и интенсификации добычи нефти на месторождении. Выработываемый тепловой агент транспортируется на ПНС через паропроводы мобильного и стационарного типа.

Все ПГУ производительностью 11 т/ч (МПГУ-11т) и часть ПГУ производительностью 18 т/ч (СПГУ-18т) подключены к ПНС напрямую через мобильные системы паропроводов, составляя таким образом индивидуальные для данных парогенераторов системы нагнетания с привязкой по 3–5 ПНС. В индивидуальных системах на текущий момент задействовано 5 ед. МПГУ-11 и 13 ед. СПГУ-18, всего подключено 101 ПНС (29% от действующего фонда ПНС).

Основная закачка теплового агента на ПНС производится через единую стационарную систему паропроводов, в которую подключены все 16 ед. ПГУ производительностью 23 т/ч (МПГУ-23т) и 6 ед. СПГУ-18т, всего к данной системе подключено 71% действующего фонда ПНС (248 ед.).



**Рисунок 1. Теоретические основы оценки качества пара [9]
Figure 1. Theoretical basis for steam quality assessment [9]**

Теоретические основы определения качества пара

Определение качества пара связано с фазовыми переходами воды при изменении температуры, давления и энтальпии. На рис. 1 условно представлен путь изменения фаз воды от резервуара до ствола скважины по соотношениям «давление (P) – энтальпия (H)» (далее – PH) и «давление (P) – температура (T)» (далее – PT). За пределами условий кипения при определенном давлении изменение энтальпии воды приводит к изменению температуры (линии a, b). Однако, будучи приведённой к условиям кипения (линии b, c на PH диаграмме), при постоянных давлении и температуре вода потребляет тепло

на постепенное испарение жидкости в пар – нет резкого перехода от одной фазы к другой. Только после завершения фазового перехода энтальпия будет оказывать влияние на повышение температуры (линии c, d). Далее по пути следования пара от источника к стоку с меньшим давлением вода теряет тепло и вновь переходит в двухфазную область (линии d, e, f, g) [9].

Основная цель при закачке пара – доставить в пласт как можно большую долю пара, а не жидкости, или более высокий по качеству пар. Качество пара – это отношение массы доли пара к сумме масс долей пара и жидкости или к общей массе воды в определенном объёме (1).

$$\begin{aligned} \text{Качество пара} &= \frac{m(\text{пар})}{m(\text{пар} + \text{жидкость})} \\ &= \frac{\rho(\text{пар}) * S(\text{пар})}{\rho(\text{пар}) * S(\text{пар}) + \rho(\text{жидкость}) * S(\text{жидкость})} \end{aligned} \tag{1}$$

где m – масса, кг; ρ – плотность, кг/м³; S – насыщенность флюида, м³.

Описание определения расхода и сухости теплового агента на устье ПНС с применением спецПО

Для определения расхода и сухости теплового агента на устье ПНС использовалось спецПО, которое является симулятором по моделированию многофазного потока [10]. Для расчётов использовалась корреляция «Hagedorn & Brown» для вертикального потока и «Beggs&Brill revised» для горизонтального.

Для моделирования закачки пара в спецПО выполняется 3 основных этапа:

1) прописываются соответствующие ключевые слова в Engine keywords диалогового окна HOME – Simulation settings – Advanced:

а) если анализируется только скважина, то прописывается Steam в блоке Single branch keywords. Перегретый пар задается только при данном ключевом слове. Если на устье известно качество пара, то оно указывается через «Inlet Quality» = 0.9, например. Задаваемая пользователем температура в этом случае будет игнорироваться;

б) если анализируется сеть, включая стоки или скважины, то прописывается setup comp = steam

в блоке Network keywords (bottom). Перегретый пар задается только при данном ключевом слове. Если на источнике известно качество пара, то оно указывается через source name = ‘Source’ quality = 0.9, например, где ‘Source’ – имя источника. Задаваемая пользователем температура в таком случае будет игнорироваться;

2) задается чистая вода через модель «Black oil»;

3) если в граничных условиях определяется расход, то он должен быть массовым (mass rate вместо liquid rate).

Индекс продуктивности нагнетательной скважины задается для жидкости. Оценка качества газа после расчётов проводится через параметр «Flowing gas mass fraction» (Массовая доля потока газа) во вкладке «Profile results» (рис. 2). Анализ закачки пара в систему отображается в Отчете на вкладке «Output summary» (рис. 3). Качество пара рассчитывается с использованием отдельного пакета моделирования жидкости ASTEM на основе международных таблиц свойств пара IAPWS-IF97.

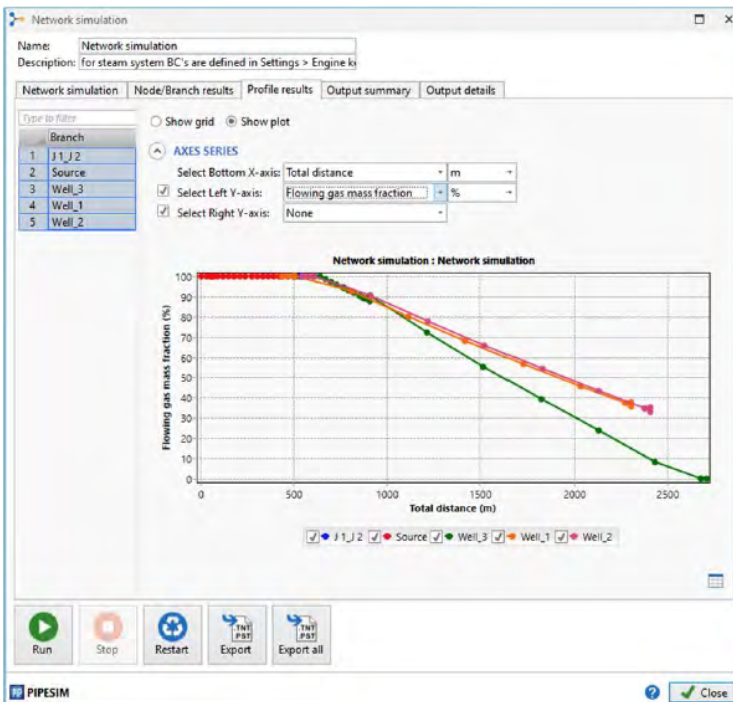


Рисунок 2. Оценка качества газа по параметру «Flowing gas mass fraction»
Figure 2. Gas quality assessment by “Flowing gas mass fraction” parameter

Branch Name	Source	J 1	J 2	Well_1	Well_2	Well_3
Branch No	2	1	3	4	5	
Branch Type	Source	Link	Sink	Sink	Sink	
Boundary condition	Pressure		Pressure	Pressure	Pressure	
Flowing from	Source	J 1	J 1	J 2	J 2	J 2
to	J 1	J 2	Well_1	Well_2	Well_3	
Flow direction	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	
Fluid	Steam	Steam	Steam	Steam	Steam	
Inlet						
Temperature	F	604.93441	600.60992	598.83323	599.85282	601.62665
Pressure	psia	1600.0000	1549.4776	1529.0840	1540.7616	1561.2427
Enthalpy	Btu/lb	1109.3493	892.01038	891.31665	891.71556	892.40443
Mass Flowrate	lb/sec	46.741630	28.722445	13.300285	14.161119	14.561325
Quality	vap frn	.90000000	.50000000	.50000000	.50000000	.50000000
Flowing Liquid	bb1/day	1716.4167	5228.6016	2412.8487	2574.0811	2656.0097
Flowing Gas	cf/min	644.27343	229.14699	107.90278	113.78746	115.05877
Outlet						
Temperature	F	600.23955	600.23912	596.26913	596.26735	596.26735
Pressure	psia	1545.2090	1545.2041	1500.0000	1500.0000	1500.0000
Enthalpy	Btu/lb	1157.2089	889.27204	769.35637	777.02788	768.35690
Mass Flowrate	lb/sec	42.024094	28.722445	13.300285	14.161119	14.561325
Quality	vap frn	.98315219	.49527651	.28302391	.29678892	.28123359
Flowing Liquid	bb1/day	257.58618	5274.1854	3443.0382	3595.4899	3778.8831
Flowing Gas	cf/min	661.54714	227.77841	62.569012	69.859863	68.069186
Mass Loss	lb/sec	4.7175367	0.0000000	0.0000000	0.0000000	0.0000000
Heat Loss	Btu/hr	11599705.	283147.22	5839583.3	5846781.4	6502667.1

Рисунок 3. Отчет по закачке пара на вкладке Output summary
Figure 3. Steam injection report on the Output summary tab

Адаптация сети паропроводов

Для адаптации сети паропроводов в ПО может использоваться несколько функций.

Во-первых, стоит отметить менеджеры данных, такие как HOME – Flowline manager и HOME – Simulation settings – Heat transfer (опция «Use local», работа с переменной «U value multiplier»). Во-вторых, внимания заслуживает подход по автоматизированному нахождению диаметра устьевого штуцера при заданном ограничении на расход. Для запуска оптимизационного расчёта выполняется следующее:

- 1) необходимо деактивировать все штуцеры перед нагнетательными скважинами (рис. 4);
- 2) взамен установить штуцеры в объектах скважин на уровне устья с диаметром больше диаметра НКТ (рис. 5);
- 3) устанавливаются ограничения по массовому расходу для требуемых скважин в Network simulation на вкладке «Rate constraints». Для данных скважин указываемым граничным условием для расчёта будет давление;
- 4) установив все граничные условия, запускается Network simulation на расчёт.

Подобранные диаметры штуцеров показаны на вкладке Output summary (рис. 6).

В-третьих, если наблюдаются проблемы сходимости расчёта [11], и по нему есть расчётные данные, можно визуализировать векторы на карте GIS map. На вкладке «FORMAT» активируется «Results gradients» и выбирается анализируемый параметр, например, «Pressure gradient» (рис. 7). По разбросу значений можно идентифицировать проблемный участок.

Условия и допущения при выполнении расчётов

На погрешности результатов могут повлиять следующие факторы:

- солеотложения в змеевике парогенератора, а также в паропроводах;
- корректность замеренного устьевого давления, температуры и диаметра применяемого штуцера;
- разное состояние участков паропровода и, как следствие, различная шероховатость, а также внутренний условный проход. При расчёте используются средний показатель шероховатости и нормативное значение условного прохода.

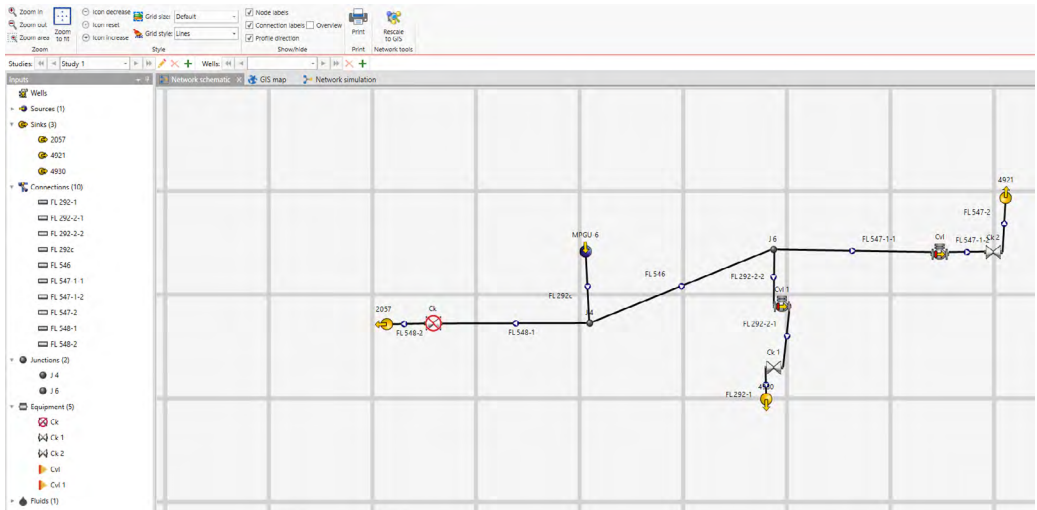


Рисунок 4. Деактивация объекта Choke в Network schematic
Figure 4. Deactivation of Choke object in Network schematic

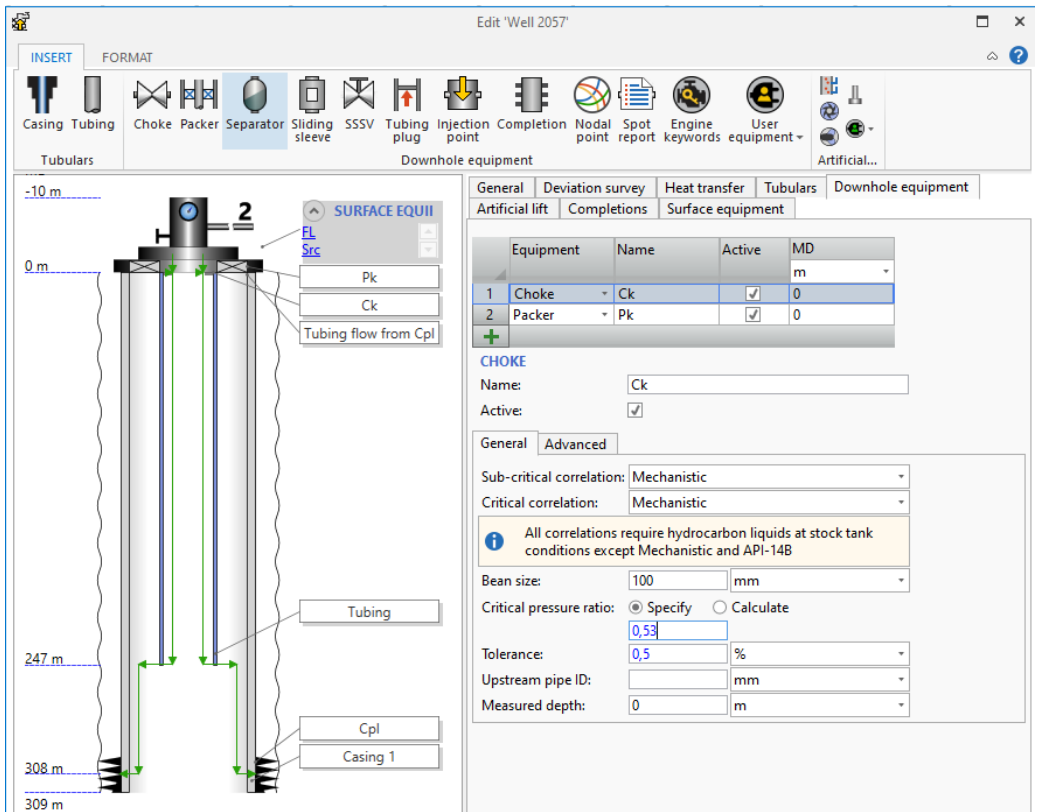


Рисунок 5. Установка устьевого штуцера на вкладке Downhole equipment
Figure 5. Installation of the wellhead choke on the Downhole equipment tab

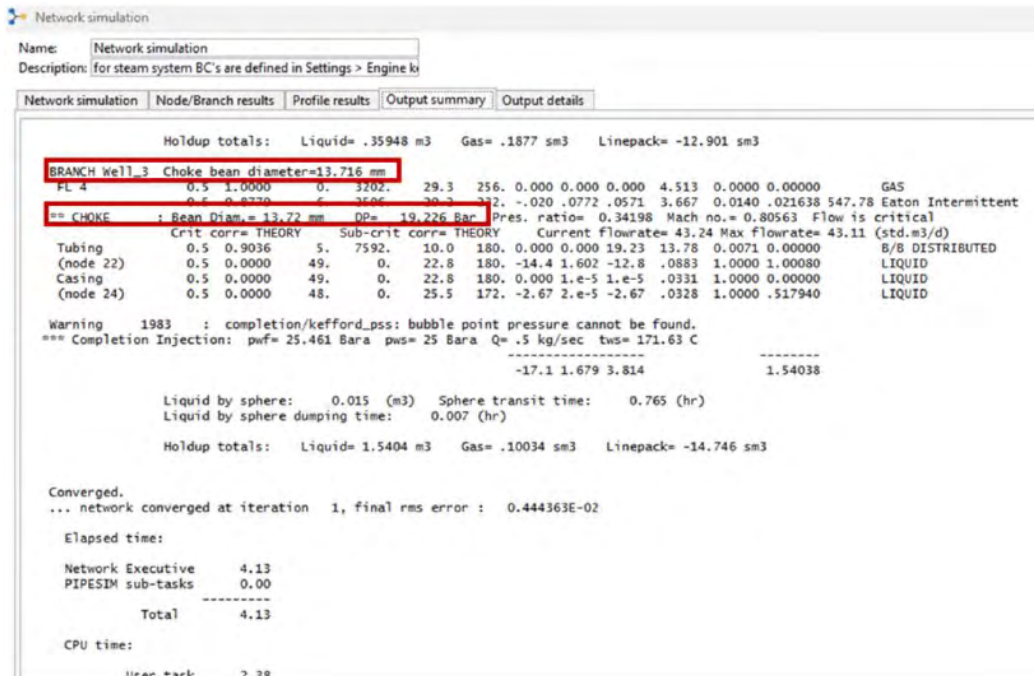


Рисунок 6. Вывод оптимального диаметра штуцера в отчет на вкладке Output summary
 Figure 6. Output of the optimum choke diameter in the report on the Output summary tab

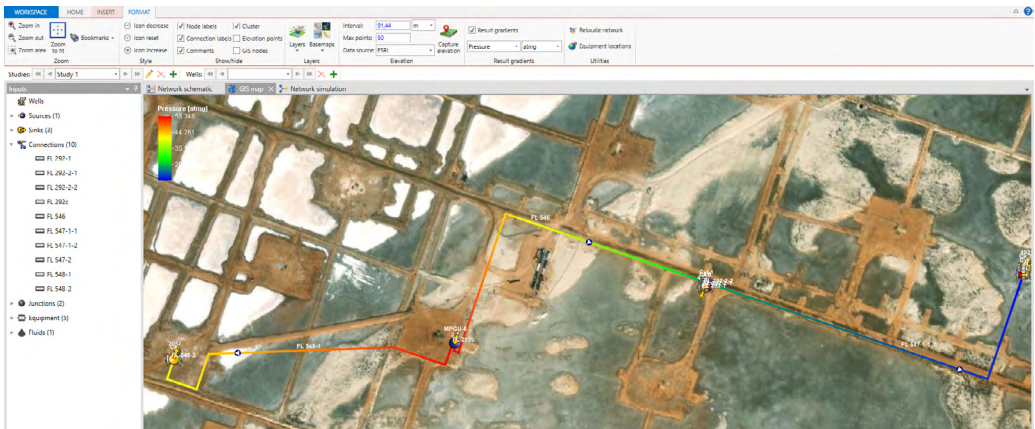


Рисунок 7. Результаты расчётов по градиенту давления в GIS map
 Figure 7. Calculation results of the pressure gradient on the GIS map

Результаты гидравлических расчётов в ПО

В табл. 1 приведены сравнительные показатели промысловых данных с результатами гидравлических расчётов в спецПО и сухости, рассчитанной по тепловому балансу.

Как видно из приведенной таблицы, сухость пара на выходе парогенератора по результатам гидравлических расчётов в спецПО составила 33%, что является сопоставимым с данными теплового баланса (34%), в то время как по промысловым данным сухость пара (71%) значительно превышает эти значения. Таким образом, результаты расчёта согласно

разработанному алгоритму в спецПО позволяют оценить текущий объём закачки пара на устье ПНС.

Обсуждение

Определение массового расхода и сухости теплового агента на устье паронагнетательных скважин представляет собой ключевую задачу для оценки теплопроизводительности и тепловой эффективности применяемых парогенераторов. В данной научной статье рассматривается разработка и реализация алгоритма для достоверного определения указанных параметров с использованием спецПО.

Таблица 1. Сравнительные показатели промысловых данных с результатами гидравлических расчётов в спецПО и тепловым балансом
Table 1. Comparative indicators of field data with the results of hydraulic calculations in specialized software and thermal balance

№ скв. Well No.	Диаметр штуцера, мм Choke diameter, mm	Q, т/сут Q, t/day	Устьевое давление, атм Wellhead pressure, atm	Устьевая температура, °C Wellhead temperature, °C	Давление на выходе ПГ, атм Gas separator outlet pressure, atm	Температура на выходе котла, °C Boiler outlet temperature, °C
Промысловые данные / Field data						
2057	18	76	19	202	48	263
4930	16	179	16	208		
4921	-	12	19,5	213		

*продолжение таблицы
table (cont'd)*

№ скв.	Q, т/сут Q, t/day	Устьевое давление, атм Wellhead pressure, atm	Устьевая температура, °C Wellhead temperature, °C	Сухость пара на устье, % Steam dryness at wellhead, %	Энтальпия флюида на устье, кДж/кг Fluid enthalpy at wellhead, kJ/kg	Сухость пара на выходе ПГ, % Steam dryness at gas separator outlet, %		
						промысл. данные field data	ПО Software	по тепловому балансу according to the heat balance
Специализированное ПО / Specialized software								
2057	126	19	202	40	1670	71	33	34
4930	79	16	208	41	1671			
4921	60	19,5	213	37	1622			

Целью данного исследования было создание методики, которая позволит недропользователю оперативно и точно определять массовой расход теплоносителя и его сухость на устье паронагнетательных скважин. Разработанный алгоритм основывается на комплексном подходе к анализу данных, включающем математическое моделирование тепловых процессов, адаптацию к изменяющимся условиям эксплуатации и учёт технических особенностей конкретного оборудования.

Одним из значимых результатов исследования является точность и устойчивость алгоритма в различных условиях эксплуатации скважин. Это достигается благодаря использованию современных методов обработки данных и алгоритмов в спецПО, позволяющих компенсировать возможные факторы неопределённости, такие как изменения температуры и давления теплового агента.

Дальнейшее развитие исследования может включать расширение функциональных возможностей программного обеспечения, применение современных датчиков и приборов для повышения точности измерений, а также интеграцию с системами мониторинга и управления для автоматизации процессов поддержания оптимальных параметров работы скважин.

Однако следует отметить, что реализация алгоритма требует соблюдения ряда технических и организационных мероприятий

для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации системы парозакачки. Важным аспектом также является обучение персонала и регулярное обновление методик на основе накопленного опыта и новых технологических решений.

Таким образом, разработанный в рамках исследования алгоритм представляет собой значимый шаг в направлении совершенствования поскважинного учёта расхода пара и обеспечения эффективного контроля и возможности регулирования закачки пара в различных условиях эксплуатации паронагнетательных скважин.

Для сравнения полученных результатов с моделью следует продолжить ОПИ для стационарных парогенераторных установок с учётом количества скважин на единицу ПГУ, протяженности выкидных линий, точности замера давления, температуры и других факторов.

Заключение

1. На сегодняшний день не представилось возможным подобрать оборудование, позволяющее корректно регистрировать двухфазный поток закачиваемого в скважины паротеплового агента, характерного для условий месторождения К.

2. С целью повышения точности учёта разработан алгоритм расчёта объёма закачки на устье ПНС с помощью специализированного ПО.

3. Разработанный алгоритм в спецПО позволяет оценить текущий объём закачки пара на устье ПНС и одобрен недропользователем

для применения на месторождении в целях учёта массового расхода пара по скважинам.

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.

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: Ерлепесов М.У. – разработка основ и контроль за ходом проведения исследования; Ермаков А.А. – общая редакция рукописи статьи; Амиров С.К. – систематизация и обработка данных исследования.

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: Murat U. Yerlepessov – development of the fundamentals and control over the research process, performing the calculation part in specialized software, analysis, and subsequent interpretation of research data; Abay A. Yermekov – general editing of the article manuscript; Sain K. Amirov – systematization and processing of the research data.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абаринов Е.Г., Сарело К.С. Методические погрешности измерения энергии влажного пара теплосчётчиками на сухой насыщенный пар // Измерительная техника. 2002. №3.
2. kep-products.ru [интернет]. Kessler-Ellis Products Co. Inc. : Принципы измерений расхода пара. Справочная информация. Измерение расхода пара [дата обращения 25.12.2023]. Доступ по ссылке: <https://kep-products.ru/meriem-rashod-para/500-podhodi-k-izmerenija-rashoda-para.html>.
3. Сычев Г. Измерение расхода влажного пара // Спираскоп. 2012. №2. С. 6–8.
4. metronic.ru [интернет] Метроник: Система измерения сухости пара [дата обращения 12.11.2023]. Режим доступа: <http://www.metronic.ru/stat/st012.html>.
5. Коваленко А.В. Математическая модель двухфазного течения влажного пара в паропроводах // Учёт энергоносителей. 2011. Режим доступа: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2424. Дата обращения: 25.12.2023.
6. Романов А.Е., Цаплин С.В., Большев С.А., Попков В.И. Математическая модель тепломассопереноса в паронагнетательной скважине // Нефть и газ. 2013. №4.
7. Khasani I., Harijoko A., Dwikorianto T., Patangke S. Development of measurement method of steam-water two-phase flow system using single frequency waves // Proceedings of 35th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University; 2010 Feb 1–3; Stanford University, Stanford, USA. Available from: <https://es.stanford.edu/ERE/pdf/IGASstandard/SGW/2010/khasani.pdf>.
8. Садыков А.Ф. Симулятор многофазного потока PIPESIM – полный набор рабочих процессов для моделирования производственных операций // Нефть. Газ. Новации. 2019. №12. С. 36–40.
9. digital.slb.ru [интернет]. Schlumberger: Руководство пользователя PIPESIM. Version 2020.1 [дата обращения 26.12.2023]. Доступ по ссылке: https://digital.slb.ru/products/pipesim/pipesim_2020_1/.
10. Ермаков А.А., Баспаева А.Т., Амиров С.К. Применение моделирования для оптимизации системы нефтесбора месторождения N // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Том 5, №1. С. 94–102. doi: [10.54859/kjogi108599](https://doi.org/10.54859/kjogi108599).
11. Закинов С.Т., Ермаков А.А., Нуршаханова Л.К., Айджанова Ш.С. Вопросы сходимости гидродинамических моделей систем поддержания пластового давления // Технологии нефти и газа. 2021. №4. С. 32–36. doi: [10.32935/1815-2600-2021-135-4-32-35](https://doi.org/10.32935/1815-2600-2021-135-4-32-35).

REFERENCES

1. Abarinov YG, Sarelo KS. Metodicheskiye pogreshnosti izmereniya energii vlazhnogo para teploschetchikami na sukhoy nasyschennyy par. *Izmeritel'naya tekhnika*. 2002;3. (In Russ).
2. kep-products.ru [Internet]. Kessler-Ellis Products Co. Inc. : Principles of steam flow measurement. Background information. Measurement of steam flow [cited 2023 Dec 25]. Available from: <https://kep-products.ru/meriem-rashod-para/500-podhodi-k-izmerenija-rashoda-para.html>. (In Russ).

3. Sychev G. Izmereniye raskhoda vlazhnogo para. *Spiraskop*. 2012;2:6–8. (In Russ).
4. metronic.ru [Internet]. Metronic: Sistema izmereniya sukhosti para [cited 2013 Dec 12]. Available from: <http://www.metronic.ru/stat/st012.html>. (In Russ).
5. Kovalenko AV. Matematicheskaya model dvuhfaznogo techeniya vlazhnogo para v paroprovodah. *Uchyot energonositeley*. 2011. Available from: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2424. (In Russ).
6. Romanov AY, Tsaplin SV, Bolychev SA, Popkov VI. Matematicheskaya model' teplomassoperenosa v paronagnetatel'noj skvazhine. *Oil & Gas*. 2013;4. (In Russ).
7. Khasani I, Harijoko A, Dwikorianto T, Patangke S. Development of measurement method of steam-water two-phase flow system using single frequency waves. Proceedings of 35th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University; 2010 Feb 1–3; Stanford University, Stanford, USA. Available from: <https://es.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2010/khasani.pdf>.
8. Sadykov AF. Multiphase Flow Simulator PIPESIM – a complete set of workflows for modeling production operations. *Oil. Gas. Innovations*. 2019;12:36–40. (In Russ).
9. digital.slb.ru [Internet]. Schlumberger: PIPESIM User's Guide. Version 2020.1 [cited 2023 Dec 26]. Available from: https://digital.slb.ru/products/pipesim/pipesim_2020_1/. (In Russ).
10. Yermekov AA, Baspayeva AT, Amirov SK. Application of simulation to optimize the oil-gathering system of the “N” oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2023;5(1):94–102. doi: [10.54859/kjogi108599](https://doi.org/10.54859/kjogi108599). (In Russ).
11. Zakenov ST, Yermekov AA, Nurshakhanova LK, Aijanova SS. Convergence Issues of Hydrodynamic Models of Reservoir Pressure Maintenance Systems. *Oil and Gas Technologies*. 2021;4:32–36. doi: [10.32935/1815-2600-2021-135-4-32-35](https://doi.org/10.32935/1815-2600-2021-135-4-32-35). (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Ерлепесов Мурат Усенович

ORCID [0009-0007-8581-2786](https://orcid.org/0009-0007-8581-2786)

e-mail: m.yerlepessov@kmge.kz.

Ермеков Абай Алматаевич

ORCID [0009-0003-2130-2489](https://orcid.org/0009-0003-2130-2489)

e-mail: a.yermekov@kmge.kz.

***Амиров Саин Кубейсинович**

ORCID [0009-0005-7771-5535](https://orcid.org/0009-0005-7771-5535)

e-mail: s.amirov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Murat U. Yerlepessov

ORCID [0009-0007-8581-2786](https://orcid.org/0009-0007-8581-2786)

e-mail: m.yerlepessov@kmge.kz.

Abay A. Yermekov

ORCID [0009-0003-2130-2489](https://orcid.org/0009-0003-2130-2489)

e-mail: a.yermekov@kmge.kz.

***Sain K. Amirov**

ORCID [0009-0005-7771-5535](https://orcid.org/0009-0005-7771-5535)

e-mail: s.amirov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author