

Қабатты көпстадиялы гидравликалық жаруды өткізу тәжірибесі көрсеткендей операциядан кейін ұңғыны пайдалану кезінде судың келуін қысқарту үшін порттардың біреуін жабу керек. Алайда қарапайым шарлы технологияға қолданатын муфта дизайндарына байланысты жабу мүмкін емес. Сонымен қатар операцияны қайта өткізу қажеттілігі туындауы мүмкін және бұл жағдайда муфталар басқарылатын болуы керек. Ұңғыларды аяқтауға арналған жабдықтарды жасаумен айналысатын жетекші шетелдік фирмаларда мұндай жабдықтар бірнеше жылдан бері қолданылып келеді.

Шетелдік тәжірибеде, әсіресе АҚШ-та интенсификациялау кезінде өткізгіштігі төмен өнімді қабаттардың бастапқы параметрлерінің төмендеуін бағалау тәсілдері дамуда. Интенсификацияның гидравликалық жару әдісінің нәтижелері операция кезінде қабаттың жыныс өткізгіштігіне кері әсер етпеу мақсатында жұмысшы сұйықтарды дұрыс тандауды қажет екенін көрсетті. Өнімді қабаттың бастапқы параметрлерінің өзгеруі пайдалану кезіндегі максималды дебитке жететін уақытқа кері әсерін тигізеді.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. <http://www.ngv.ru/ngv-technology/statja-osvoenie-novykh-tekhnologiy-mgrp.html>
2. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа.

РЕЗЮМЕ

Гидравлический разрыв пласта на сегодняшний день является одним из самых эффективных способов, который позволяет в разы увеличить коэффициент извлечения запасов, а также более эффективно и рентабельно эксплуатировать скважину на самой поздней стадии её разработки. Многие компании очень активно используют данную технологию.

RESUME

Today hydraulic fracturing is one of the most effective ways which allows to increase many times coefficient of extraction of stocks and also is more effective and profitable to operate the well at the latest stage of its development. Many companies use very actively this technology

УДК 622.276.4

М.Х.Онаев, кандидат технических наук, доцент

А.С.Балахметов, магистрант

А.С.Амангельдин, студент

А.Усейн, студент

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана,
г. Уральск

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА ПРИ СБОРЕ И ПОДГОТОВКЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Аннотация

На основе обзора литературных источников сделан анализ и выбор оптимального варианта сбора и подготовки скважинной продукции.. Депарафинизация позволяет интенсифицировать текущую добычу углеводородного сырья, увеличивать степень извлечения углеводородов.

Ключевые слова: скважина; дебит; парафиноотложения, депарафинизация; углеводородоотдача; пласт; тепловые методы

Существуют различные способы борьбы с отложениями парафина на стенках труб в действующих скважинах и внутринефтепроводных трубопроводах: - расплавление парафина путем нагревания; -растворение парафина различными растворителями; - механическое удаление парафина со стенок труб с помощью скребков. Каждый из этих способов имеет свои недостатки; их применение связано с необходимостью дополнительных затрат труда и использования различных механизмов. Поэтому все указанные способы имеют второстепенное, подчиненное значение. Главное в решении проблемы борьбы с парафиноотложениями — профилактические мероприятия, направленные на предупреждение осаждения парафина на стенках насосно-компрессорных труб.

Парафинизация и застывание нефти и водонефтяной эмульсии в выкидных трубопроводах существенно осложняют работу скважин, особенно в холодный период года. На месторождении предотвращение застывания нефти и нефтяной эмульсии в выкидных трубопроводах, особенно в холодный период года, решалась путем применения выкидных трубопроводов с тепловой изоляцией и устьевого подогрева. Однако, тепловая изоляция, несмотря на ее достаточную эффективность, была реализована на ограниченном фонде скважин.

В качестве устьевых подогревателей использовались печи, работающие на попутном газе. С увеличением обводненности содержание попутного газа в продукции скважин снизилось и работа устьевых подогревателей, особенно в самый ответственный холодный период года, оказалась ненадежной.

Актуальным с точки зрения ускорения процесса добычи и подготовки без потери нефти является необходимость подогрева для повышения эффективности процессов разделения скважинной продукции. Предлагается решение проблемы подготовки нефти тепловыми методами с ограничением процессов сжигания топлива для его подогрева за счет использования низкопотенциального природного тепла скважинной продукции, которое трансформируют в тепловых насосах в источник подогрева нефти более высокого потенциала.

При современных тенденциях энергопотребления по оценкам специалистов, запасы органического топлива (газ, нефть, уголь и т.д.) могут быть исчерпаны через 25-30 лет. Поэтому важным направлением развития энергетики является использование возобновляемых источников энергии (энергия солнца, ветра, биомассы, приливов, волн, течений, геотермальных источников и др.) и вторичных энергоресурсов (тепловые сбросы энергетики, промышленности, коммунального хозяйства и др.), как правило, имеющих низкий температурный потенциал и нестабильную плотность энергии.

Применение тепловых насосов (ТН), в том числе парокомпрессионного типа, позволяет повысить температурный потенциал возобновляемых и вторичных энергоресурсов до необходимого температурного уровня, в частности -для систем теплоснабжения.

Использование парокомпрессионных тепловых насосов в энергетике в настоящее время активно обсуждается на основании опыта их использования во многих странах.

Период 1972-2005 гг. - возрождение интереса к использованию тепловых насосов, увеличение количества работ по теплонасосным технологиям во всем мире в связи с напряженностью топливно-энергетического баланса в наиболее развитых капиталистических странах.

В литературе отмечается, что частичная смена системы теплоснабжения с централизованного на автономное может сэкономить до 25-35 % топливных ресурсов. Использование теплонасосных установок позволяет при затрате мощности в 1 кВт получить на выходе для теплоснабжения 4-7 кВт теплоты. Применение таких установок

за рубежом становится нормой и позволяет ежегодно сокращать до 10% потребление топливных ресурсов. По прогнозам Международного энергетического комитета, тепловая мощность тепловых насосов, используемых для отопления и горячего водоснабжения, к 2020 г. в развитых странах составит около 75 % [12]. Применение ТНУ позволит также снизить влияние энергетики на окружающую среду.

Массовое производство и использование тепловых насосов в настоящее время осуществляется в США, Японии, ФРГ, Франции, Швеции, Дании, Австрии, Канаде и других странах. В мире выпуском ТН занимаются около 60 крупных фирм, таких как MITSUBISHI, FUJITSU, McQUAY, LG, YNHVU, MHPUL, MHPUE, RHOSS, BLUEBOX, AEROBLUE, YORK, CARRIER, Вестингауз, Дженерэл электрик и др.

По данным на 1997 год из 90 млн. тепловых насосов, установленных в мире [1], только около 5 % установок смонтировано в Европе, 63% - в Японии, где ТНУ в основном обеспечивают отопление жилого фонда. В Соединенных Штатах насчитывается 13,5 млн. установок, а развивающийся китайский рынок достиг уровня 10 млн. систем [2]. Данные о количестве ТНУ в Европе приведены в таблице 1.

Таблица 1- Количество тепловых насосов в Европе (по состоянию на 2016 г.)

Страна	В жилых зданиях	Торгово-административные здания	Промышленные здания
Австрия	133 100	4 300	—
Франция	53 000	61 000	675
ФРГ	363 120	5 300	300
Греция	570 840	266 220	—
Италия	800 000	20 000	—
Голландия	2 856	136	159
Норвегия	13 500	6 400	726
Испания	802 000	411 000	7 390
Швеция	250 000	—	-
Швейцария	39 500	3 400	—
Великобритания	13 900	414 060	600

Самая мощная в мире геотермальная теплонасосная система (около 10 МВт) расположена в США в г. Луисвилль (Louisville), штат Кентукки и используется для тепло- и холодоснабжения гостинично - офисного комплекса.

Самое большое в мире число скважин грунтовой воды используется в системе тепло- и холодоснабжения «RichardStocktonCollege» в США, штат Нью-Джерси. Вертикальные грунтовые теплообменники этого колледжа располагаются в 400 скважинах глубиной 130 м.

В Европе наибольшее число скважин (154 скважины глубиной 70 м) используются в системе тепло- и холодоснабжения центрального офиса Германской службы [30].

Большинство теплонасосных систем теплоснабжения основаны на ТН с низкой и средней тепловой мощностью от нескольких киловатт до нескольких сотен киловатт и ориентированы на автономных потребителей. Используются также теплонасосные станции, преимущественно расположенные в западной Европе тепловой мощностью от нескольких мегаватт до нескольких сотен мегаватт. Преимущества технологий теплоснабжения, использующих нетрадиционные источники энергии, по сравнению с их традиционными аналогами связаны не только со значительными сокращениями затрат энергии в системах жизнеобеспечения зданий и сооружений, но и с их

экологической чистотой, а также с новыми возможностями в области повышения степени автономности и мобильности систем жизнеобеспечения.

Ниже представлены примеры использования тепловых насосов в системах теплоснабжения и схемы теплонасосных установок с целью установления наиболее общих принципов и особенностей.

С 2002 г. в г. Чебоксары введён в эксплуатацию теплонасосный пункт для низкотемпературного отопления ($46 - 65\text{ }^{\circ}\text{C}$), вентиляции, горячего водоснабжения комплекса «школа - больница» на базе двух тепловых насосов НТВ - 360 с винтовыми компрессорами и одного теплового насоса НТП -150 с поршневым компрессором (рисунок 1).

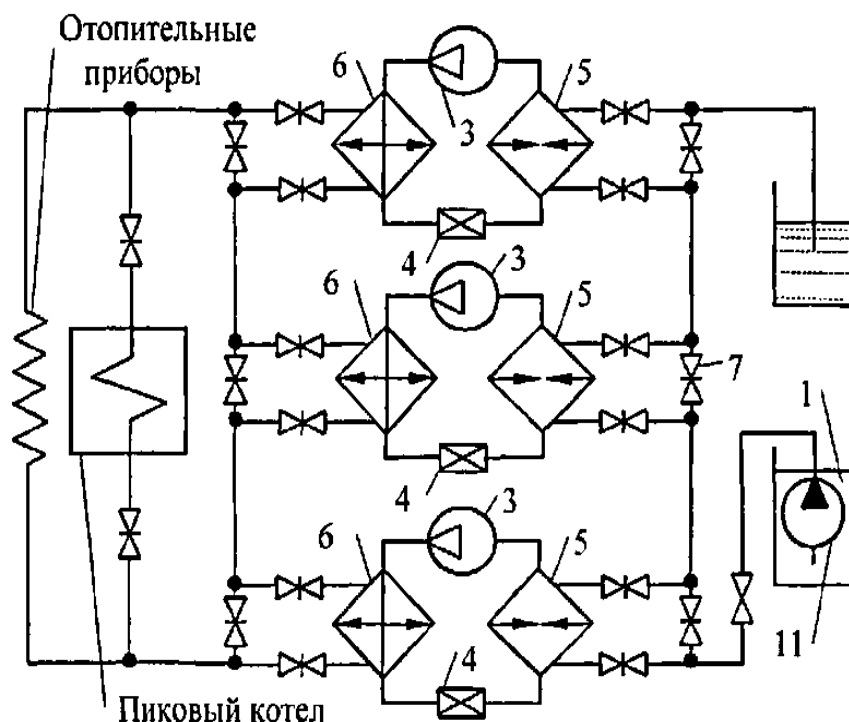


Рисунок 1. Схема теплонасосного теплоснабжения комплекса
(1 - скважина артезианской воды; 2 - циркуляционный насос; 3 - компрессор теплового насоса; 4 - дроссель-вентиль; 5 - испаритель; 6 - конденсатор; 7 - задвижка; 11 - погружной насос)

Общая тепловая мощность ТН составляет 950 кВт, рабочее вещество С - 10. Источник низкопотенциальной теплоты –скважинная вода ($7-8\text{ }^{\circ}\text{C}$) с глубиной залегания 35 - 40 м. Емкость бака - аккумулятора системы ГВС 25 м³. При температуре окружающего воздуха ниже минус $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ включается пиковый котел, тепловая мощность которого составляет 26 % от максимальной тепловой мощности потребителя с учетом среднечасовой нагрузки системы ГВС. Средний коэффициент преобразования энергии теплонасосной системы с октября по март составил 2,3. Расчетный срок окупаемости 3-4 года [2].

Из рассмотренных схем наиболее приемлемым для обеспечения теплом систему сбора и подготовки скважинной продукции является схема теплоснабжения (рисунок 1) и схема теплонасосной установки для подогрева скважинной продукции после предварительного сброса пластовой воды (рисунок 2).

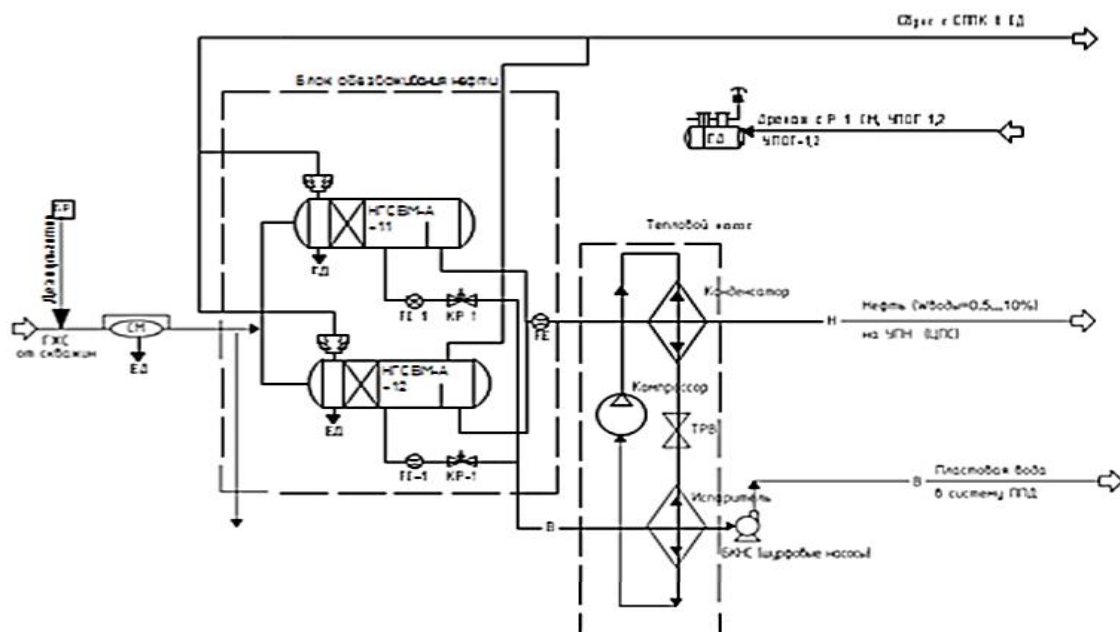


Рисунок 2. Схема теплонасосной установки для подогрева скважинной продукции после предварительного сброса пластовой воды

Для подогрева скважинной продукции внутрипромыслового транспорта предлагается использовать наиболее экономичные и экологически безопасные установки для нагрева нефти – теплонасосные установки использующие в качестве источников низкопотенциальной энергии тепло отделенной на установках предварительного сброса пластовой воды.

В нефтеотстойном участке происходит разделение водонефтяной эмульсии на нефть, воду и газ под действием гравитационных сил. Разделение происходит на границе «жидкость-газ», по толщине нефтеотстойного участка и на границе раздела «нефть-вода». Согласно проведенным лабораторным исследованиями время пребывания жидкости в сепараторе-водоотделителе должно составлять не менее 30 мин.

Далее частично обезвоженная дегазированная нефтяная эмульсия по отводящим трубопроводам подается на УПН для подготовки до требуемой группы качества.

Вода из нижней точки водоотстойного участка сепаратора-водоотделителя поступает в трубопровод отвода воды при рабочем давлении 1,6 МПа и далее на глубокую водоподготовку и дегазацию в отстойник воды ОВК (8) типа ОВК-100/1,6 (отстойник воды вместимостью 100 м³ с давлением 1,6 МПа), который позволяет достигнуть на выходе концентрации нефтепродуктов до 40 мг/л, КВЧ до 40 мг/л и обеспечить дегазацию воды.

Газ из ОВК отводится по газовой линии на свечу рассеивания.

Из отстойника пластовая вода перекачивается в систему поддержания пластового давления (ППД) посредством высоконапорной насосной установки (ВНПВ) (12) под давлением 10 МПа. В зависимости от уровня воды в ОВК посредством частотно-регулируемого привода (ЧРП) (11) осуществляется изменение производительности насосов ВНПВ.

Отвод нефти из гидрофобного слоя отстойника ОВК производится в дренажную ёмкость ДЕ (14) вместимостью 8 м³. Откачка нефти из ДЕ производится, по мере заполнения, насосом в нефтегазопровод, идущий от сепаратора-водоотделителя.

Пластовая вода с УПСВ-установки предварительного сброса воды поступает в теплообменник-испаритель теплового насоса и используется в качестве

низкопотенциального источника энергии (холодного теплоносителя) для работы теплового насоса. Температура пластовой воды колеблется в пределах 10-50 градусов, в зависимости от времени года и погодных условий. Поэтому для стабильной работы теплового насоса необходимо регулировать входные параметры или корректировать выходные параметры используя электронные системы поддержания температурных и пьезометрических показателей установки.

Отработанная в тепловом насосе вода направляется далее в УПВ системы поддержания пластового давления, и выходные параметры воды не имеют существенного значения для работы установки.

Теплонасосная установка хорошо вписывается в технологическую схему УПСВ в обвязку линий сброса нефти и воды, где буферные емкости нефти заменяются на теплообменники-конденсаторы, а вместо буферных емкостей воды устанавливаются теплообменники-испарители.

Оборудование теплонасосной установки монтируется в укрытиях блочного исполнения с хорошей теплоизоляцией.

Основным термодинамическим и экономическим параметром, как следует из рисунков 3 и 4, является действительный коэффициент преобразования энергии в тепловом насосе μ_d . Он в основном зависит от разности температур рабочего вещества в ТН разности температур горячего и холодного теплоносителей (рисунок 3), т.е. от температурных условий, заданных при проектировании или сложившихся при эксплуатации ТН. Из указанных температур решающее влияние на коэффициент преобразования оказывает температура холодного теплоносителя T_x . Уровень номинальных значений действительного коэффициента преобразования для тепловых насосов зарубежного и отечественного производства составляет 2-4 (рисунок 4).

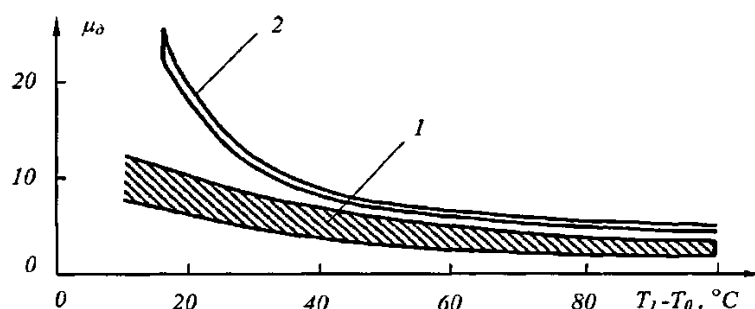


Рисунок 3. Зависимость $\mu_d = f(T_1 - T_0)$: 1 - область значений для современных ТН; 2 - область для обратного обратимого цикла Карно при $T_1 = 100 - 60$ °C

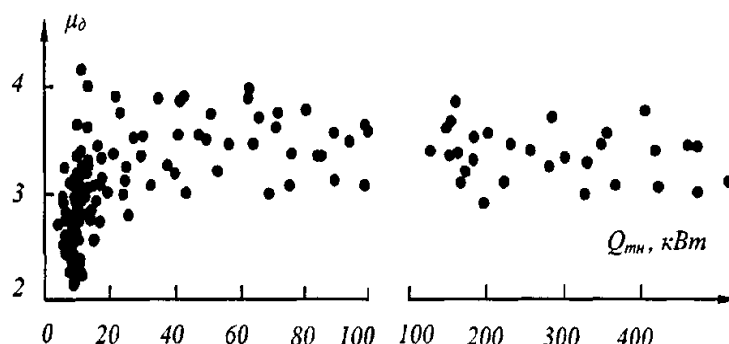


Рисунок 4. Номинальные значения действительных коэффициентов преобразования тепловых насосов, выпускаемых фирмами: LG, Mitsubishi, MHPUL, MHPUE, FUJITSU, McQUAY, HPVU, «Энергия», «Тритон - ЛТД»

Действительный коэффициент преобразования можно определить по формуле:

$$\mu_{\partial} = \mu_m \cdot \eta_{тн} ,$$

Обращает на себя внимание, что большинство ТН используются, в том числе, при высоких разностях температур $T_2 - T_{\infty}$ при которых действительный коэффициент преобразования энергии μ_{∂} имеет экономически недопустимые величины, т.е. меньше 4-х и во многих случаях - меньше 3-х. При таких величинах μ_{∂} использование ТН термодинамически и экономически неприемлемо, т.к. в этом случае поток тепловой энергии от ТН производимая им тепловая энергия меньше, чем тепловая энергия, затраченная при получении электрической энергии на привод теплового насоса. Это не позволяет говорить о сроке окупаемости ТН, т.к. их использование в таких условиях является существенно убыточным (кроме определенных частных случаев).

Очевидно, существует минимальное значение величины $\mu_{\partial (мин)}$ ниже которой использование ТН просто неприемлемо. Для оценки этой величины можно использовать следующее условие:

$$\mu_{\partial (мин)} \cdot \eta_{тн} \cdot f = f_{эл} + [1/(C \cdot \tau)] \cdot \kappa_0 \cdot \mu_{\partial (мин)} \cdot \eta_{тн} ,$$

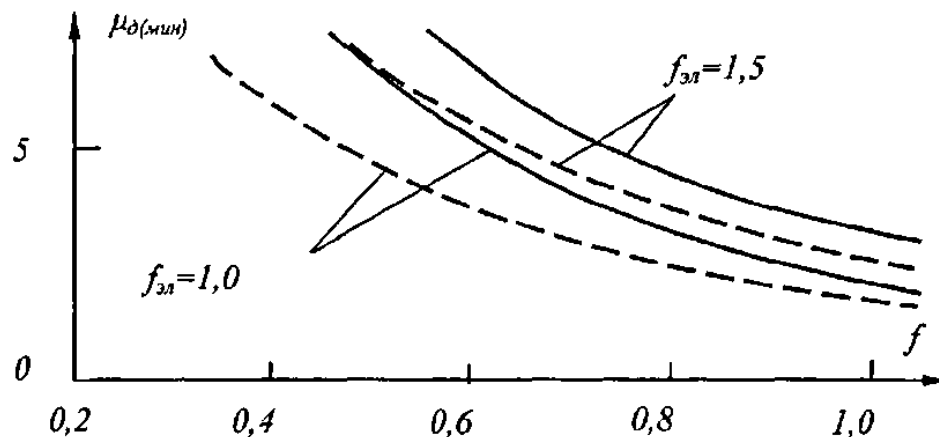
где f , $f_{эл}$ -тарифы соответственно на тепловую и электрическую энергию, руб/(кВт·ч);

C - срок окупаемости ТН, лет;

τ - число часов работы ТН в год, ч/год;

κ_0 - удельная стоимость ТН на 1 кВт номинальной тепловой мощности, руб/кВт.

Анализ этой формулы показывает, что тарифы на электрическую и тепловую энергию достаточно существенно влияют на величину $\mu_{\partial (мин)}$ (из рисунка 5).



$\kappa_0 = 6000$ руб/кВт, $\eta_{тн} = 0,6$, $\tau = 8700$ ч/год, $C = 2$ года - сплошная линия, $C = 4$ года - штриховая линия

Рисунок 5 - Зависимость минимального действительного коэффициента $\mu_{\partial (мин)}$ от соотношения цен на электрическую и тепловую энергии

Рекомендации по минимальным величинам $\mu_{\partial (мин)}$ при различных условиях приведены ниже.

Таблица 2- Минимальные величины коэффициентов преобразования энергии

Тепловые насосы	Минимальные величины коэффициентов преобразования энергии
1. ТН с учетом КПД электростанции (0,4), без учета каких-либо потерь	2.5
2. То же, но с учетом КПД $\eta_{ТН} = 0,6$	4.0
3. Величина μ_d (мин) по (2.1) при условиях: $\eta_{ТН} = 0,6$, $k_0 = 6000$ руб/кВт, $C = 2$ года	4.2-4.5

Анализ рассмотренных ТН и схем систем теплоснабжения с тепловыми насосами показал:

1. Теплонасосные системы теплоснабжения в настоящее время широко используются в мире, известны многочисленные примеры использования тепловых насосов мощностью от нескольких киловатт до десятков мегаватт. Тепловые насосы применяют для нужд отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и в технологических схемах подогрева жидкостей и газов .

2. В России известны немногочисленные примеры эксплуатации теплонасосных систем теплоснабжения, тепловые насосы производят несколько фирм, что объясняется высокой стоимостью электроэнергии относительно тепловой энергии, неразработанностью методов оценки эффективности использования тепловых насосов, недостаточной изученностью свойств и характеристик тепловых насосов.

3. Большое количество российских тепловых насосов выполнено на базе холодильной техники, известны только несколько фирм, выпускающих специальное теплонасосное оборудование.

4. Анализ теплонасосных систем теплоснабжения показал что температура источников низкопотенциальной теплоты находится, как правило, на довольно низком уровне - от 4 до 20 °С, что является причиной больших разностей температур рабочего вещества в цикле ТН и низкой энергетической эффективности, определяемой действительным коэффициентом преобразования - от 2,3 до 4,0 (табл.3).

5. В теплонасосных системах теплоснабжения довольно часто используют различные аккумуляторы теплоты, представляющие, как правило, емкости с водой.

6. Для регулирования наиболее важных для потребителей параметров (тепловая мощность, температура горячего теплоносителя и др.) в теплонасосных схемах теплоснабжения используют дополнительные источники энергии, включенные в систему последовательно или параллельно: электронагреватели, котлы, централизованные системы теплоснабжения, солнечная энергия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев Г. П., Шилкин Н. В. Использование низкопотенциальной тепловой энергии земли в теплонасосных системах // Электронный журнал «АВОК». 2003. №2. www.abok.ru.
2. Горшков В., Тарасов В. Сокращение затрат энергоресурсов за счет использования сбросной техногенной энергии с помощью тепловых насосов // Энергосбережение в Поволжье. 2000. №2. С. 56-57.
3. Захаров М. К. Сравнительная оценка эффективности применения тепловых насосов в периодических и непрерывных процессах//Химическая промышленность. 2002. №3. С. 43-49.

ТҮЙІН

Әдебиеттер көздеріне шолу негізінде қабаттың мұнай бергіштігін арттыру мақсатында парафин шөгінділерімен күресу тәсілінің тиімді әдісін таңдау және талдау жасалған. Жылулық әдістермен парафин шөгінділерімен күресу көмірсутекті шикізаттарды өндіру дәрежесін арттыруға мүмкіндік береді.

RESUME

In this section according to the literature sources made analysis and choice of optimized method of engineering for improvement oil recovery. Deparaffinization allows to intensify the current production of hydrocarbon and increases extraction extent of hydrocarbons.

УДК 622.323

Б.А. Билашев, кандидат технических наук, доцент

Ж.Т. Кенжегалиева, магистрант

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана,
г. Уральск

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПОДОГРЕВА ВЫСОКОВЯЗКОЙ И ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩЕЙ НЕФТИ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ПО ТРУБОПРОВОДУ

Аннотация

В статье рассматриваются выбор рациональной температуры подогрева высоковязкой и высокозастывающей нефти перекачки по трубопроводу. Анализ показывает, что смещение теплового потока имеет место разницы температур между верхней и нижней образующей трубы.

Ключевые слова: нефть, высокопарафинистая нефть, аномальная нефть, ньютоновская вязкость, реологические свойства, турбулентный режим, структурный режим, нефтепровод, печь подогрева

В настоящее время наметилась тенденция увеличения доли добываемой высоковязкой нефти. В связи с этим возникают проблемы, связанные с неизбежным ростом гидравлического сопротивления магистральных нефтепроводов по которым перекачиваются высоковязкие нефти. Поднимаясь на поверхность, нефть остывает и переходит в состоянии жидкости со сложными реологическими свойствам. При этом происходит оседание парафинов и смол на поверхностях нефтедобывающего и транспортирующего оборудования, что резко ухудшает их производительность. На территории Республики Казахстан действуют несколько магистральных неизотермических трубопроводов, перекачивающих высокопарафинисты енефти. На данных нефтепроводах применяются различные технологии перекачки высоковязких, высокозастывающих нефтей. На нефтепроводе Каламкас-Каражанбас-Актау, Узень - Атырау - Самара используются печи для нагрева нефти.

В зимнее время, особенно в периоды резкого похолодания, температура нефти в трубопроводе снижается. Если гидравлическое сопротивление трубопровода значительно возрастает и превышает возможности насосного оборудования, то перекачку останавливают. В таком режиме эксплуатируется нефтепровод Кумколь-Каракоин, перекачка нефти по которому на 2-3 месяца прекращается, несмотря на