 © Авторы статьи / Authors of the article

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ ВОЗДУХА, ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ОСВЕЩЕНИЕ/HEATING, VENTILATION, AIR CONDITIONING, GAS SUPPLY AND LIGHTING

DOI: https://doi.org/10.60797/IRJ.2026.173.73 EDN: TJTEXT

ГЕОТЕРМАЛЬНОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ НА БАЗЕ ВЫРАБОТАННЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научная статья

Аляутдинова Ю.А.[1, *], Лоскутов В.П.[2]
[1] ORCID : 0009-0007-4386-3761;
[1, 2] Астраханский государственный архитектурно-строительный университет, Астрахань, Российская Федерация

* Корреспондирующий автор (alautd[at]mail.ru)

Предложена: 02.06.2026; Принята: 10.11.2026; Опубликована: 17.11.2026

Аннотация

В настоящий момент растет интерес к нетрадиционным источникам энергии. Помимо солнечной и ветроэнергетики, растет интерес к геотермальным технологиям. Существенный вклад в развитие данного направления внесли исследования, посвящённые расширенным геотермальным системам (EGS). Данные технологии позволяют извлекать низкопотенциальную энергию земли путем создания искусственных коллекторов. В работе исследуется возможность использования отработанных газовых месторождений в качестве источника геотермальной энергии для систем теплоснабжения. Проведён анализ геологического потенциала Астраханской области, рассмотрены технологические схемы геотермальных систем и выполнена оценка тепловой мощности установки, с применением грунтового теплового насоса на базе существующих скважин. Показано, что использование нефтегазовой инфраструктуры позволяет существенно снизить капитальные затраты и повысить энергетическую эффективность региональных систем теплоснабжения.

Ключевые слова: газовый резервуар, геотермальная энергетика, теплоснабжение, геотермальный тепловой насос, тепловая нагрузка.

GEOTHERMAL HEAT SUPPLY IN ASTRAKHAN OBLAST BASED ON DEPLETED GAS FIELDS

Research article

Alyautdinova J.A.[1, *], Loskutov V.P.[2]
[1] ORCID : 0009-0007-4386-3761;
[1, 2] Astrakhan State University of Architecture and Civil Engineering, Astrakhan, Russian Federation

* Corresponding author (alautd[at]mail.ru)

Suggested: 02.06.2026; Accepted: 10.11.2026; Published: 17.11.2026

Abstract

There is currently growing interest in non-conventional energy sources. In addition to solar and wind power, interest in geothermal technologies is on the rise. Research into enhanced geothermal systems (EGS) has made a significant contribution to the development of this field. These technologies make it possible to extract low-potential energy from the earth by creating artificial collectors. The work studies the possibility of using depleted gas fields as a source of geothermal energy for heat supply systems. An analysis of the geological potential of Astrakhan Oblast has been carried out, the technological schemes of geothermal systems have been reviewed, and an assessment of the thermal capacity of the installation has been performed, using a ground-source heat pump based on existing wells. It is demonstrated that utilising oil and gas infrastructure allows for a significant reduction in capital costs and an improvement in the energy efficiency of regional district heating systems.

Keywords: gas holder, geothermal energy, heat supply, geothermal heat pump, heat load.

Введение

Актуальность настоящей работы обусловлена тем, что долгосрочная перспектива опираться исключительно на традиционные источники энергии, представляется недостаточно обоснованной. Вместе с тем необходимо признать, что на современном этапе развития мировой экономики и энергетики ископаемое топливо — нефть, природный газ и уголь — сохраняет лидирующую роль в обеспечении энергии мирового пространства. Следует также отметить, что широко распространённый прогноз об истощении разведанных запасов нефти и газа в течение 50 лет носит спорный характер: по мере открытия новых месторождений, совершенствования технологий извлечения трудноизвлекаемых ресурсов и изменения структуры мирового потребления данные оценки подлежат регулярному пересмотру. Тем не менее, несмотря на указанные обстоятельства, вопросы трансформации топливно-энергетического баланса и развития альтернативных источников энергии сохраняют свою научно-практическую значимость [1], [2], [3].

Вместе с тем, несмотря на достаточную изученность и широкую распространённость традиционных источников энергии, их дальнейшее использование сопряжено с существенными ограничениями. Одним из определяющих последствий является негативное антропогенное воздействие на окружающую среду при добыче и сжигании углеводородов. Другим, не менее важным ограничением выступает ограниченность запасов природных ресурсов. В связи с этим во многих развитых странах получают активное развитие направления, связанные с возобновляемыми

 © Авторы статьи / Authors of the article

источниками энергии, которые впоследствии смогут существенно снизить долю углеводородов в топливно-энергетическом комплексе страны [4].

Наравне с использованием классических солнечных установок (коллекторов и фотоэлементов), а также ветроустановок, активно внедряется область возобновляемых источников энергии, связанная с геотермальной энергии Земли. В классическом понимании геотермальная энергия является одним из наиболее надежных возобновляемых источников энергии. Достоинством данной энергии являются стабильные параметры в течение суток, а также независимость от климатических условий на поверхности Земли. Высокотемпературный геотермальный теплоноситель (температура, которого может достигать до 450 ^{0}C) применяется непосредственно на электрических электростанциях. К лидерам среди стран по установленной мощности геотермальных электростанций относятся США, Индонезия и Филиппины — 3953 МВт, 2742 МВт и 2034 МВт соответственно. Геотермальный теплоноситель с температурой до 150 °C может применяться в системах теплоснабжения жилых микрорайонов, промышленных предприятий и объектов агропромышленного комплекса. Ведущие страны, где активно развивается прямое потребление геотермальной энергии — Китай, Турция и Япония (14160 МВт, 3480 МВт и 2407 МВт соответственно) [5], [6]. Расширение географии и дальнейшее развитие геотермальной энергетики напрямую связаны с активным внедрением грунтовых тепловых насосов. Страны Северной Европы активно развивают это направление: Дания выступает безоговорочным лидером, в то время как Швеция и Норвегия показывают стабильный рост применения геотермальной энергии с помощью теплонасосных технологий. Наиболее целесообразно использование вертикальных грунтовых теплообменников: с увеличением глубины заложения скважины возрастает температурный потенциал извлекаемой среды в соответствии с геотермическим градиентом [7], [8], [9]. Однако данный метод требует значительных капитальных затрат, что обусловлено высокой стоимостью бурения скважин, глубина которых становится сопоставимой с глубинами нефтегазовых скважин. Отсюда следует, что, несмотря на возрастающую роль нефтегазовых сервисных компаний в данном процессе, стоимость их работ остается существенной статьей расходов [10]. Авторы отмечают, что затраты на бурение могут составлять до 50–70% общей стоимости геотермальных проектов. Таким образом, интеграция в эксплуатацию выработанных нефтегазовых месторождений способствует значительному снижению капитальных затрат при разработке глубинных геотермальных источников энергии. Бесспорным лидером в развитии данного направления выступает Китай, задающий глобальные темпы внедрения технологий. Наряду с этим масштабные научно-исследовательские программы и коммерческие проекты активно реализуются в США, Швеции, Германии и Финляндии, где реализуется масштабные проекты по бурению сверхглубоких скважин и где накоплен большой опыт работы с бинарными циклами на среднетемпературных ресурсах [10], [11].

На сегодняшний день установленная мощность объектов классической геотермальной энергетики в России составляет порядка 74 МВт [12], что существенно ниже имеющегося ресурсного потенциала. Важно также отметить, что еще одним из перспективных направлений геотермальной энергетики является освоение низкопотенциальной тепловой энергии грунта в составе теплонасосных установок. Кроме того, опираясь на результаты профильных исследований [13], можно сделать обоснованный вывод о том, что, существует некоторые перспективные регионы России, имеющие благоприятные технические и геотермальные условия для модификации газонефтяных скважин в геотермальные источник энергии. Одним из таких регионов относиться и южный федеральный округ, где имеется необходимый резерв выработанных и законсервированных скважин. Указанные факторы подтверждают актуальность и высокую значимость проводимого исследования.

Методы и принципы исследования

В статье применяется комплексный расчетно-аналитический подход, объединяющий теоретический анализ, математическое моделирование и инженерные расчеты. Применяемый метод позволяет провести сравнительный анализ технической реализуемости систем геотермального теплоснабжения с различными источниками энергии в условиях Астраханской области: грунтовыми теплообменниками в составе теплонасосных установок и геотермальным потенциалом горных пород выработанных нефтегазовых месторождений.

Результаты исследования

Объект исследования — система теплоснабжения удаленного агропромышленного комплекса (АПК). Необходимая потребляемая тепловая мощность системы теплоснабжения составляет $Q_{\text{потр}}$ — 2,5 МВт.

Для начала рассчитаем установку на базе компрессорного теплового насоса с необходимой системой автоматизации. При значительном загрязнение грунтовых можно установить промежуточный теплообменник. Принципиальная тепловая схема трубопроводов геотермального теплонасосного оборудования с вертикальной грунтовым теплообменником изображена на рис 1 [14].

 © Авторы статьи / Authors of the article

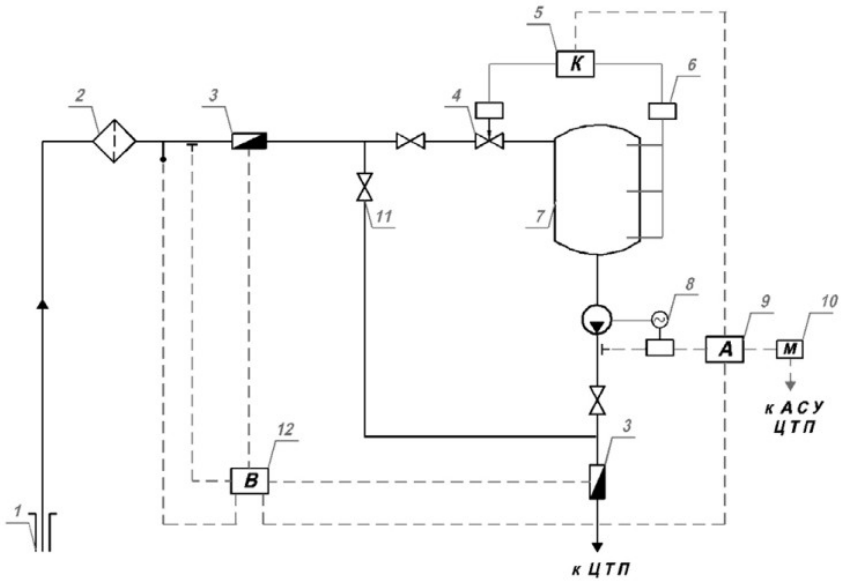


Рисунок 1 - Принципиальная тепловая схема трубопроводов геотермальной теплонаносной установки:
1 – геотермальная скважина; *2* – фильтр магнитный; *3* – расходомеры электромагнитные; *4* – регулирующий клапан; *5* – контроллер; *6* – датчики уровня; *7* – бак-аккумулятор; *8, 9* – автоматизированная насосная станция; *10* – модем; *11* – байпас; *12* – тепловычислитель
DOI: https://doi.org/10.60797/IRJ.2026.173.73.1

Параметр, характеризующий эффективность работы теплового насоса — коэффициент преобразование тепла (COP — Coefficient of Performance) (1).

$$COP = \frac{W_{эл}}{Q_{нагр}} \quad (1)$$

Наилучшее значения для практического применения диапазон значений коэффициента лежит от 3–5, (что означает на 1 кВт электроэнергии получается 3-5 кВт тепла). Работа теплового насоса основана на цикле Карно (2):

$$COP_{Карно} = \frac{T_{гор} - T_{хол}}{T_{гор}} \quad (2)$$

где температура выражена в кельвинах.

Отсюда вытекает, что чем больше температура грунта, тем более выше теплосъём и эффективность работы теплового насоса. [15].

В Астраханской области преобладают аллювиальные отложения, суглинки и пески и наблюдается повышенная концентрация растворенных солей в грунтовых водах. Таким образом, можно сделать выводы, что коэффициент теплопроводности повышен, а значит увеличивается удельный теплосъем с погонного метра скважины. На глубине от 50-100 метров температура грунта в регионе стабильна и составляет в среднем от 12-14 ^{0}С. Расчет глубины скважины ведется для зимних условий. Для Астраханской области (обводненные породы — зона дельты Волги) принимаются следующие ориентировочные значения удельного теплосъема — до 70—80 Вт/ м. Базовая формулы для ориентировочного расчета теплового насоса берем из [16]. Сначала определяем тепловую нагрузку $Q_в$ на грунт по формуле (3)

$$Q_в = Q_н \cdot \left(1 - \frac{1}{COP}\right), \quad (3)$$

где – $Q_н$ — номинальная мощность теплового насоса.

Рассчитываем и получаем, что тепловая нагрузка на грунт составляет около 1900 кВт, затем определяем общую длину (глубину) грунтового вертикального теплообменника (4):

$$L = \frac{Q_в}{q} \quad (4)$$

где q — удельный теплосъём Вт/ м (70-80 Вт/м).

Общая длина скважины грунтового теплообменника составит около 27 км. В итоге получаем 160 скважин глубиной 150 м. По укрупненным данным бурение 1 п.м. вертикальной скважины без оборудования составит 2,5 тыс. руб. Тогда затраты на бурение составят около 67000000 руб., плюс стоимость самого теплового насоса 8442000 руб., стоимость дополнительного оборудования составит около 2000000 руб.

Во второй расчете в качестве источника геотермальной энергии рассмотрим геотермальный потенциал горных пород отработанных нефтяных и газовые месторождения. При разработке углеводородных месторождений в породах остаются пористые коллекторы. Особенности данных коллекторов наличие системы пор, способных пропускать через себя жидкости и газы. Вода-теплоноситель движется через пространство коллектора, нагреваясь от окружающих

 © Авторы статьи / Authors of the article

пород. Целесообразность эксплуатации выработанных скважин служит геотермический градиент, характеризующий прирост температуры горных пород по сравнению с глубиной. Согласно данным [17], температура горных пород на глубине 2 км в пределах Астраханской области составляет около 80 °С. Учитывая региональный геотермический градиент (25–30 °С/км), можно предположить, что на глубинах 3–5 км температура достигает 105–170 °С, данные значения оптимальны для устойчивой генерации тепловой энергии.

Отдельное внимание уделяется гидродинамическим характеристикам пластов. Эффективность геотермальной системы определяется проницаемостью, пористостью и фильтрационными свойствами коллектора. Астраханская область расположена в пределах Прикаспийской нефтегазоносной провинции и является одним из наиболее перспективных регионов Российской Федерации для развития геотермальной энергетики. Это обусловлено сочетанием геологических, температурных и инфраструктурных факторов. Глубина продуктивных горизонтов достигает 3900–4100 м. Коллекторы представлены карбонатными и терригенными породами с развитой пористостью, что позволяет использовать их в качестве естественных теплообменников [18], а наличие водоносных горизонтов и развитых коллекторов обеспечивает циркуляцию теплоносителя и устойчивый дебит скважин. При дебите 50–100 м³/ч возможно получение тепловой мощности 5–20 МВт. Средние значения зависимости повышения температур породы от глубины залегания приведены на рис.2

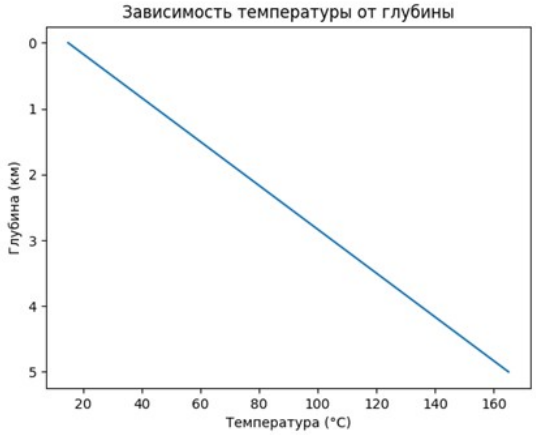


Рисунок 2 - Зависимость температуры пород от глубины залегания
DOI: https://doi.org/10.60797/IRJ.2026.173.73.2

В качестве естественного геотермального теплообменника в данной работе предлагается рассматривать Астраханское газоконденсатное месторождение, расположенное в 60 км к северо-востоку от Астрахани. Принципиальная схема газовой скважины приведена на рис.3.

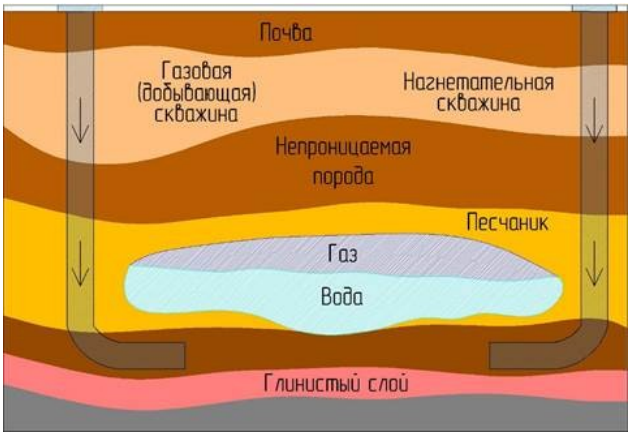


Рисунок 3 - Принципиальная схема газовой скважины
DOI: https://doi.org/10.60797/IRJ.2026.173.73.3

Газовая (добывающая) скважина предназначена для подъема добытого газа наверх, а нагнетательная служит для закачки воды для поддержания давления в пласте и вытеснения газа к добывающей скважине. Вода забирается из поверхностного водоёма, закачивается в геотермальную скважину, где нагревается от горных пород до 80–120 °С, и затем подаётся потребителям.

 © Авторы статьи / Authors of the article

Для оценки применимости предложенного метода необходимо определить температуру воды на заданной глубине и требуемый расход теплоносителя, обеспечивающий передачу необходимой тепловой мощности с учётом теплопотерь при транспортировке. При расчетах принимается расстояние до Астрахани – 60 км.

1. Определение температуры на глубине

Температура на глубине определяется по зависимости (5)

$$T_{гл} = T_0 + g \cdot H \quad (5)$$

где $T_{гл}$ — температура на глубине, °С ;
T_0 — температура у поверхности, °С ;
g — геотермический коэффициент, °С/ м;
H — глубина, м.

В расчётах приняты следующие исходные данные:
глубина нагрева воды, равная примерной глубине Астраханского газоконденсатного месторождения *H*=4100 м;
температура у поверхности T_0 =12–14 ^{0}С;
геотермический коэффициент рассматривается в диапазоне от 0,20 до 0,35 °С/м
Тогда температура на глубине 4100 м будет изменяться в пределах от 94–155,5 ^{0}С.

2. Расчёт тепловой мощности, передаваемой теплоносителем

Количество тепловой энергии, переносимой потоком воды, определяется выражением (6):

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (6)$$

где Q — тепловая мощность, Вт;
m — массовый расход воды, кг/с;
c_p — удельная теплоёмкость воды, Дж/кг °С ;
ΔT— полезный перепад температур,^{0}С.
Для воды принимается $c = 4200$ Дж/кг °С .

Чтобы определить минимально допустимую температуру воды в радиаторах, воспользуемся [20]. Согласно данному источнику минимально допустимая температура воды в радиаторах 60 ^{0}С. Из этого следует, что после транспортировки и отдачи тепла в системе отопления температура воды снижается до 60 ^{0}С. Тогда полезный температурный перепад определяется как $\Delta T = T_{гл} - 60$.

3. Учёт теплопотерь в магистрали

Так как расстояние от источника тепла до потребителя составляет 60 км, при расчёте необходимо учитывать теплопотери в трубопроводе. Согласно нормативным документам, удельные тепловые потери в современных теплопроводах с пенополиуретановой изоляцией составляют от 50 до 150 Вт/м в зависимости от диаметра трубопровода и температурного режима [21]. Во внимание принимался условный диаметр трубы DN 150 и температура теплоносителя около 100 ^{0}С. Тогда для магистральных и квартальных тепловых сетей протяжённостью 60 км суммарные теплопотери могут достигать значений порядка $Q_{пот}$ 1,0–1,5 МВт (принимаем 1,2 МВт). Таким образом, тепловая мощность, которую необходимо получить на источнике, составит $Q_{ист}$ =3,7 МВт.

Рассчитаем массовый расход, который необходимо обеспечить для доставки энергии до потребителя (7):

$$m = \frac{Q_{ист}}{c_p \cdot (T_{гл} - 60)} \quad (7)$$

Используя данную формулу, определим зависимость массового расхода от геотермального коэффициента грунта и занесем в табл. 1

Таблица 1 - Зависимость требуемого расхода воды от геотермического коэффициента

DOI: https://doi.org/10.60797/IRJ.2026.173.73.4

Геотерм. коэф., °С/10м	Температура на глубине, °С	ΔT = $T_{гл}$ - 60, °С	Расход, кг/с	т/ч
0,21	96,1	36,1	24,40	87,84
0,22	100,2	40,2	21,91	78,88
0,23	104,3	44,3	19,88	71,57
0,24	108,4	48,4	18,21	65,56
0,25	112,5	52,5	16,78	60,41
0,26	116,6	56,6	15,57	56,05
0,27	120,7	60,7	14,51	52,24
0,28	124,8	64,8	13,60	48,96
0,29	128,9	68,9	12,78	46,01
0,30	133,0	73,0	12,06	43,42
0,31	137,1	77,1	11,42	41,11
0,32	141,2	81,2	10,85	39,06

 © Авторы статьи / Authors of the article

Геотерм. коэф., °С/10м	Температура на глубине, °С	$\Delta T = T_{гл}$ - 60, °С	Расход, кг/с	т/ч
0,33	145,3	85,3	10,32	37,16
0,34	149,4	89,4	9,85	35,46
0,35	153,5	93,5	9,42	33,91

Стоит также заметить, что при расчете тепловой мощности и расхода теплоносителя для выработанного коллектора газоконденсатного месторождения стоит учесть, что удельный расход (дебит) теплоносителя в выработанной скважине является функцией, зависящей не только от температурного напора, но и от свойств пласта, такие как проницаемости и пористости. Тогда расход m теплоносителя, подаваемого потребителю, можно представить как $m=\rho \cdot q$, где

q — объёмный дебит скважины ($м^3/с$);

$\rho_в$ — плотность теплоносителя.

Для ориентировочного нахождения объемного дебита с учетом реальных гидродинамических ограничений выработанного коллектора, можно использовать уравнение Дюпюи [22] (8):

$$q = 2\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_e - P_c)/(\mu \cdot (ln(R_k/r_c) + S)) \quad (8)$$

где:

k — эффективная проницаемость пласта ($м^2$);

h — эффективная мощность (толщина) пласта (м);

P_e — пластовое давление на контуре питания (Па);

P_c — забойное давление на стенке скважины (Па);

μ — динамическая вязкость пластовой жидкости (Па·с);

R_k — радиус контура питания (дренирования) (м);

r_c — радиус скважины (м);

S - скин-фактор, учитывающий измененную проницаемость в ходе эксплуатации скважины.

Принимаем предварительные значения по скважине АГПЗ — глубина — 4200 м; пластовая температура принимаем минимальную 92 ^{0}C; P_c — 35 Мпа; P_e — 45 МПа; h — 50 м; k — 50 мД ($5 \cdot 10^{-14}$ $м^2$); μ — $5{,}5 \cdot 10^{-4}$ Па·с; R_k — 500 м; r_c — 0,1 м; скин-фактор — +5; теплоноситель — вода; температура закачки — 30 ^{0}C; реальный нагрев — 40 ^{0}C; $\rho_в$ — 1000 $кг/м^3$; c_p — 4200 Дж/ (кг · ^{0}C) и проведя необходимые расчеты, получаем что объемный дебит данной скважины составляет $q=2.1 \cdot 10^{-2}$ $м^3/с$ или 76 $м^3/ч$, массовый расход теплоносителя через данную скважину– 21 кг/с, что соответствует минимальному расходу при минимальном геотермальном коэффициенте.

Предварительный экономический анализ использование выработанных месторождений углеводородов основывается на двух аспектах. Первый аспект связан, с капитальными затратами. В капитальные затраты, при реализации новых проектов сооружений геотермальных источников тепла имеет самый высокий уровень рисков, и может соответствовать до 50%. Сюда входит сбор исходных данных и предварительные буровые работы для определения необходимых показателей скважины, таких как дебит, температуры и качества теплоносителя (до 20% от стоимости всех видов работ), а также бурение скважины и ее обустройства после экономического обоснования, что является самой затратной статьей расхода и может достигать (до 35–50% общей стоимости). По укрупнённым показателям протянуть сети теплоснабжения, условным диаметром 150мм порядка 122000 тыс. руб., включая стоимость оборудования сетей теплоснабжения. Если же сравнить с устройством автономного источника тепла, например газовый котел, то в этом случае строительство сетей газоснабжения и монтаж оборудования будет несколько дешевле — около 70000 тыс. руб. но при этом стоимость газа и обслуживание газового оборудования, позволит окупить проект за 4 года, а с 5 года начнет приносить прибыль.

Обсуждение

Как видно из выше представленных расчетов, что Астраханская область является перспективным регионом по развитию геотермальной энергетике, даже без наличия на территории поверхностных высокотемпературных источников. Использование тепловых насосов с вертикальными грунтовыми теплообменники оправдано при отдаленности объекта от магистральных сетей теплоснабжения и газоснабжения. Однако если имеется потребитель с достаточно большой мощностью ($Q_{\text{потр}} = 2,5\text{МВ}$ т), то при сопоставлении капитальных затрат на бурение 160 скважин глубиной 150 м, По укрупненным данным общие затраты на монтаж теплового насоса составит около 80 000 тыс. руб.

Из результатов расчёта следует, что повышение геотермического коэффициента приводит к увеличению температуры теплоносителя на глубине и, как следствие, к снижению требуемого расхода воды. Характер зависимости температуры от геотермического коэффициента является линейным, поскольку определяется прямой пропорциональностью между температурой, глубиной и геотермическим градиентом. В то же время зависимость расхода воды от геотермического коэффициента носит нелинейный характер, так как расход обратно пропорционален полезному перепаду температур.

Проведённый расчёт показывает, что при глубине 4100 м и при геотермическом коэффициенте в диапазоне 0,20–0,35 °С на 10 м температура воды в подземном резервуаре составляет 92–153,5 °С. При передаче тепловой мощности

 © Авторы статьи / Authors of the article

2,5 МВт на расстояние 60 км с учётом теплопотерь порядка 1,2 МВт и минимально допустимой температуры теплоносителя 60 °С требуемый массовый расход воды находится в диапазоне 9,4 – 27,5 кг/с, что и показано на рис. 4.

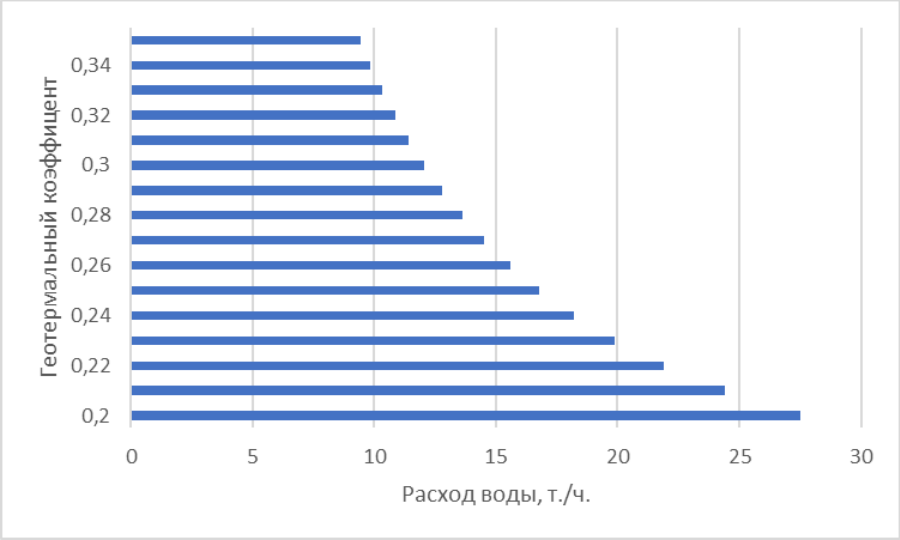


Рисунок 4 - Диаграмма зависимости потребляемой воды при изменении среднего геотермального коэффициента
DOI: https://doi.org/10.60797/IRJ.2026.173.73.5

Наиболее вероятный расчётный сценарий при геотермическом коэффициенте 0,29 °С на 10 м соответствует расходу порядка 12,8 кг/с ≈ 46 т/ч. Предварительный расчет дебита выработанной скважины АГКМ, что максимальный расход теплоносителя будет составлять около 21 кг/с, что соответствует минимальному геотермическому коэффициенту.

При сравнении затрат на монтаж оборудования автономного теплоснабжения, минимальная стоимость будет у газовой котельной установки. Строительство сетей газоснабжения и монтаж оборудования — около 70000 тыс. руб. Дальше по величине капитальных затрат идет устройство теплонаносного оборудования с грунтовыми вертикальными теплообменниками — около 80000 тыс. руб. Самым дорогим по укрупнённым показателям будет протянуть сети теплоснабжения от выработанной нефтегазового месторождения, условным диаметром 150мм порядка 122000 тыс. руб., включая стоимость оборудования сетей теплоснабжения. Но при эксплуатации наименьшие затраты на электричество и топлива получиться у геотермальной энергии нефтегазового месторождения. Если же сравнить с газовой котельной установке, то стоимость газа и обслуживание газового оборудования, позволит окупить этот проект за 4 года, а с 5 года начнет приносить прибыль. Если же будем сравнивать при эксплуатации затраты на электричество теплового насоса и циркуляционного насоса (геотермальный потенциал), то проект также сможет себя окупить за 6 лет.

Заключение

Полученные результаты вычислений подтверждают техническую реализуемость использования геотермальной энергетике несколькими способами. Экономическая целесообразность наступает, когда объект теплоснабжение находиться на удаленном расстоянии от магистральных сетей централизованного теплоснабжения и сетей газоснабжения. Применение геотермального потенциала, выработанных газовых месторождений в качестве источника геотермального теплоснабжения для Астраханской области и других регионов России со схожими геологическими условиями возможно при условии значительной тепловой нагрузки системы теплоснабжения, а также отдаленности от централизованных систем. При других условиях выгоден будет использование теплового насоса с вертикальными грунтовыми теплообменниками. В дальнейшем можно рассмотреть способы борьбы с эффектом кольматации, возникающего при эксплуатации выработанных месторождений.

Конфликт интересов

Не указан.

Рецензия

Все статьи проходят рецензирование. Но рецензент или автор статьи предпочли не публиковать рецензию к этой статье в открытом доступе. Рецензия может быть предоставлена компетентным органам по запросу.

Conflict of Interest

None declared.

Review

All articles are peer-reviewed. But the reviewer or the author of the article chose not to publish a review of this article in the public domain. The review can be provided to the competent authorities upon request.

 © Авторы статьи / Authors of the article

Список литературы / References

1. Statistical Review of World Energy 2024 / Energy Institute, Kearney, KPMG. — London : Energy Institute, 2024. — 74 p.

2. Давтян В.С. Сравнительный анализ состояния экологизации энергетических систем и возможности энергетического перехода / В.С. Давтян // Мировая экономика и международные отношения. — 2024. — Т. 68. — № 5. — С. 45–53.

3. Кузьменков С.Г. Состояние и перспективы развития ресурсной базы нефтедобычи: роль трудноизвлекаемых запасов / С.Г. Кузьменков, В.И. Исаев, В.И. Булатов // Записки Горного института. — 2023. — Т. 260. — С. 215–224.

4. Новак А.В. Итоги и перспективы развития топливно-энергетического комплекса: роль трудноизвлекаемых запасов / А.В. Новак // Нефтяное хозяйство. — 2024. — № 2. — С. 4–9.

5. Renewable Capacity Statistics 2024 / International Renewable Energy Agency (IRENA). — Abu Dhabi : IRENA, 2024. — 52 p.

6. Кузьменков С.Г. Состояние и перспективы развития геотермальной энергетики в мире и в России / С.Г. Кузьменков, В.И. Исаев // Записки Горного института. — 2023. — Т. 260. — С. 215–224.

7. Tester J.W. The Future of Geothermal Energy / J.W. Tester, B. Anderson, A. Batchelor [et al.]. — Cambridge : MIT, 2006. — 372 p.

8. Templeton J. Geothermal energy from abandoned oil and gas wells / J. Templeton, D. Ghoreishi-Madiseh, S. Hassani [et al.] // Geothermics. — 2014. — Vol. 53. — P. 292–301.

9. Alimonti C. Study of geothermal power generation from abandoned oil wells / C. Alimonti, E. Soldo // Renewable Energy. — 2016. — Vol. 86. — P. 286–302.

10. Кузнецов Н.В. Возможности использования нефтяных скважин для развития геотермальной энергетики в регионах России / Н.В. Кузнецов, Т.А. Першина, Л.С. Паршинцева // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). — 2025. — Т. 16. — № 3. — С. 452–469.

11. Higgins B. Techno-economic assessment of repurposing oil & gas wells for Enhanced Geothermal Systems: A New Mexico, USA feasibility study / B. Higgins, L. Pratson, D. Patiño-Echeverri // Energy Conversion and Management: X. — 2024. — Vol. 24. — Art. 100811. — DOI 10.1016/j.ecmx.2024.100811.

12. Бутузов О.А. Геотермальная энергетика России: ресурсная база, электроэнергетика, теплоснабжение / О.А. Бутузов, В.Г. Томаров // Теплоэнергетика. — 2023. — № 4. — С. 23–32.

13. Ал Д.Б. Геотермальная энергия: потенциал, проблемы и перспективы развития / Д.Б. Ал, М.С. Аль-Идриси // Молодой ученый. — 2025. — № 25. — С. 27–36.

14. Тасболат Г.Ж. Компьютерное моделирование энергоэффективных решений: применение тепловых насосов и ВИЭ для улучшения автономного теплоснабжения / Г.Ж. Тасболат, А.Ш. Алимгазин, А.Н. Бергузинов // Вестник Торайгыров университета. Энергетическая серия. — 2024. — № 4.2024. — P. 345–359. — DOI: 10.48081/rlnt9009. — EDN: GIZSOJ.

15. Белобородов С.С. Особенности применения тепловых насосов и электроотопления в системах централизованного теплоснабжения / С.С. Белобородов, Е.Г. Гашо, А.В. Ненашев // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. — 2024. — № 2. — С. 101–109. — DOI: 10.24160/1993-6982-2024-2-101-109. — EDN: DGQTZI.

16. Thermische Nutzung des Untergrunds — Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen : VDI 4640 Blatt 2 / Verein Deutscher Ingenieure. — Berlin : Beuth Verlag, 2019. — 98 S.

17. Смыслов А.А. Геотермическая карта России. Масштаб 1:10 000 000 (объяснительная записка) / А.А. Смыслов, С.Н. Суриков, А.Б. Вайнблат. — Москва ; Санкт-Петербург: Изд-во Госкомвуз, СПбГГИ, Роскомнедра, ВСЕГЕИ, 1996. — 92 с.

18. Сухин А.А. Интенсификация притока газа на Астраханском газоконденсатном месторождении / А.А. Сухин, С.И. Шиян, И.А. Лукьянов [и др.] // Булатовские чтения. — 2021. — Т. 1. — С. 243–252.

19. Исследование процессов кольматации скважин при эксплуатации геотермальных вод // Неделя науки — 2025 : сборник трудов по материалам 58-й научно-технической конференции. — Ростов-на-Дону : ДГТУ, 2025. — С. 112–115.

20. Усенков Р.А. Использование теплового насоса для обеспечения работы систем отопления и горячего водоснабжения / Р.А. Усенков // Инновационная наука. — 2021. — № 3. — С. 45–49.

21. Проектирование оптимальной трубопроводной трассы тепловой сети // Известия вузов. Проблемы энергетики. — 2020. — № 5. — С. 45–52.

22. Пискунов С.А. Прогнозирование дебита горизонтальных скважин с применением модели машинного обучения / С.А. Пискунов // Вестник Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2024. — Т. 335. — № 8. — С. 156–167.

Список литературы на английском языке / References in English

1. Statistical Review of World Energy 2024 / Energy Institute, Kearney, KPMG. — London : Energy Institute, 2024. — 74 p.

2. Davtyan V.S. Sravnitelnii analiz sostoyaniya ekologizatsii energeticheskikh sistem i vozmozhnosti energeticheskogo perekhoda [A comparative analysis of the state of environmental sustainability in energy systems and the prospects for the energy transition] / V.S. Davtyan // Mirovaya ekonomika i mezhdunarodnie otnosheniya [World Economy and International Relations]. — 2024. — Vol. 68. — № 5. — P. 45–53. [in Russian]

 © Авторы статьи / Authors of the article

3. Kuzmenkov S.G. Sostoyanie i perspektivi razvitiya resursnoi bazi neftedobichi: rol trudnoizvlekaemikh zapasov [The state and prospects of the oil production resource base: the role of hard-to-recover reserves] / S.G. Kuzmenkov, V.I. Isaev, V.I. Bulatov // Zapiski Gornogo instituta [Proceedings of the Mining Institute]. — 2023. — Vol. 260. — P. 215–224. [in Russian]

4. Novak A.V. Itogi i perspektivi razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa: rol trudnoizvlekaemikh zapasov [Results and prospects for the development of the fuel and energy sector: the role of hard-to-recover reserves] / A.V. Novak // Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry]. — 2024. — № 2. — P. 4–9. [in Russian]

5. Renewable Capacity Statistics 2024 / International Renewable Energy Agency (IRENA). — Abu Dhabi : IRENA, 2024. — 52 p.

6. Kuzmenkov S.G. Sostoyanie i perspektivi razvitiya geotermalnoi energetiki v mire i v Rossii [The state and prospects of geothermal energy development worldwide and in Russia] / S.G. Kuzmenkov, V.I. Isaev // Zapiski Gornogo instituta [Proceedings of the Mining Institute]. — 2023. — Vol. 260. — P. 215–224. [in Russian]

7. Tester J.W. The Future of Geothermal Energy / J.W. Tester, B. Anderson, A. Batchelor [et al.]. — Cambridge : MIT, 2006. — 372 p.

8. Templeton J. Geothermal energy from abandoned oil and gas wells / J. Templeton, D. Ghoreishi-Madiseh, S. Hassani [et al.] // Geothermics. — 2014. — Vol. 53. — P. 292–301.

9. Alimonti C. Study of geothermal power generation from abandoned oil wells / C. Alimonti, E. Soldo // Renewable Energy. — 2016. — Vol. 86. — P. 286–302.

10. Kuznetsov N.V. Vozmozhnosti ispolzovaniya neftyanikh skvazhin dlya razvitiya geotermalnoi energetiki v regionakh Rossii [The potential for using oil wells to develop geothermal energy in Russian regions] / N.V. Kuznetsov, T.A. Pershina, L.S. Parshintseva // MIR (Modernizatsiya. Innovatsii. Razvitie) [MID (Modernisation. Innovation. Development)]. — 2025. — Vol. 16. — № 3. — P. 452–469. [in Russian]

11. Higgins B. Techno-economic assessment of repurposing oil & gas wells for Enhanced Geothermal Systems: A New Mexico, USA feasibility study / B. Higgins, L. Pratson, D. Patiño-Echeverri // Energy Conversion and Management: X. — 2024. — Vol. 24. — Art. 100811. — DOI 10.1016/j.ecmx.2024.100811.

12. Butuzov O.A. Geotermalnaya energetika Rossii: resursnaya baza, elektroenergetika, teplosnabzhenie [Geothermal energy in Russia: resource base, electricity generation, heat supply] / O.A. Butuzov, V.G. Tomarov // Teploenergetika [Thermal Power Engineering]. — 2023. — № 4. — P. 23–32. [in Russian]

13. Al D.B. Geotermalnaya energiya: potentsial, problemi i perspektivi razvitiya [Geothermal energy: potential, challenges and prospects for development] / D.B. Al, M.S. Al-Idrisi // Molodoi uchenii [Young Scientist]. — 2025. — № 25. — P. 27–36. [in Russian]

14. Tasbolat G.Zh. Kompyuternoe modelirovanie energoeffektivnikh reshenii: primenenie teplovikh nasosov i VIE dlya uluchsheniya avtonomnogo teplosnabzheniya [Computer modelling of energy-efficient solutions: the use of heat pumps and renewable energy sources to improve autonomous heat supply] / G.Zh. Tasbolat, A.Sh. Alimgazin, A.N. Berguzinov // Vestnik Toraigirov universiteta. Energeticheskaya seriya [Bulletin of Toraygyrov University. Energy Series]. — 2024. — № 4.2024. — P. 345–359. — DOI: 10.48081/rlnt9009. — EDN: GIZSOJ. [in Russian]

15. Beloborodov S.S. Osobennosti primeneniya teplovikh nasosov i elektrootopleniya v sistemakh tsentralizovannogo teplosnabzheniya [Specifics of the use of heat pumps and electric heating in district heating systems] / S.S. Beloborodov, Ye.G. Gasho, A.V. Nenashev // Vestnik Moskovskogo energeticheskogo instituta. Vestnik MEI [Bulletin of the Moscow Power Engineering Institute. MPEI Bulletin]. — 2024. — № 2. — P. 101–109. — DOI: 10.24160/1993-6982-2024-2-101-109. — EDN: DGQTZI. [in Russian]

16. Thermische Nutzung des Untergrunds — Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen : VDI 4640 Blatt 2 [Thermal utilisation of the subsoil — Ground-source heat pump systems: VDI 4640 Part 2] / Association of German Engineers. — Berlin : Beuth Publishing House, 2019. — 98 P. [in German]

17. Smislov A.A. Geotermicheskaya karta Rossii. Masshtab 1:10 000 000 (obyasnitelnaya zapiska) [Geothermal map of Russia. Scale 1:10,000,000 (explanatory note)] / A.A. Smislov, S.N. Surikov, A.B. Vainblat. — Moscow; Saint Petersburg: Published by Goskomvuz, SPbGGI, Roskomnedra, VSEGEI, 1996. — 92 p. [in Russian]

18. Sukhin A.A. Intensifikatsiya pritoka gaza na Astrakhanskom gazokondensatnom mestorozhdenii [Increasing gas production at the Astrakhan gas condensate field] / A.A. Sukhin, S.I. Shiyan, I.A. Lukyanov [et al.] // Bulatovskie chteniya [Bulatov Readings]. — 2021. — Vol. 1. — P. 243–252. [in Russian]

19. Issledovanie protsessov kolmatatsii skvazhin pri ekspluatatsii geotermalnikh vod [A study of well clogging processes during the exploitation of geothermal water] // Nedelya nauki — 2025 : sbornik trudov po materialam 58-i nauchno-tekhnicheskoi konferentsii [Science Week — 2025: proceedings of the 58th Scientific and Technical Conference]. — Rostov-on-Don : DSTU, 2025. — P. 112–115. [in Russian]

20. Usenkov R.A. Ispolzovanie teplovogo nasosa dlya obespecheniya raboti sistem otopleniya i goryachego vodosnabzheniya [The use of heat pumps to power heating and domestic hot water systems] / R.A. Usenkov // Innovatsionnaya nauka [Innovative Science]. — 2021. — № 3. — P. 45–49. [in Russian]

21. Proektirovanie optimalnoi truboprovodnoi trassi teplovoi seti [Designing the optimal pipeline route for a heating network] // Izvestiya vuzov. Problemi energetiki [University Proceedings. Energy Issues]. — 2020. — № 5. — P. 45–52. [in Russian]

22. Piskunov S.A. Prognozirovanie debita gorizontalnikh skvazhin s primeneniem modeli mashinnogo obucheniya [Forecasting the flow rate of horizontal wells using a machine learning model] / S.A. Piskunov // Vestnik Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov [Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering]. — 2024. — Vol. 335. — № 8. — P. 156–167. [in Russian]