УДК 624.131.34

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОКЕЙС НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ

♦♦♦♦♦

ANALYSIS OF THE USE OF THERMAL CASE TECHNOLOGY ON THE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD OF THE YAMAL PENINSULA

Жижин Максим Васильевич
студент направления подготовки 21.04.01
«Нефтегазовое дело»,
Санкт-Петербургский
горный университет императрицы Екатерины II
mr.maks33@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук,
профессор кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский
горный университет императрицы Екатерины II
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Аннотация. В статье рассматривается технология «термокейс», которая является наиболее эффективным типом пассивной термозащиты как с экономической, так и с технологической точки зрения. В совокупности со сложными геокриологическими условиями и повышенными требованиями к эксплуатации термоизолирующие направления являются оптимальным выбором для разработки месторождений. Проведённый анализ показал хорошую устойчивость от различных факторов воздействия, но при этом и небольшую зависимость от будущих исследований и развития технологий в нефтегазодобывающей отрасли. Анализ рисков даёт сравнительно низкую вероятность их возникновения в результате различных факторов.

Ключевые слова: технология термокейс; многолетнемёрзлые породы; геокриологическая характеристика месторождения; расчёт зоны растепления скважины; радиус протаивания породы вокруг скважины; расстояние между устьями скважины; комплекс вариантов повышения эффективности.

Zhizhin Maxim Vasilievich
Student Training Direction 21.04.01
«Oil and Gas Business»,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
mr.maks33@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Annotation. The article discusses the «thermal case» technology, which is the most effective type of passive thermal protection from both economic and technological points of view. In combination with difficult geocryological conditions and increased operational requirements, thermal insulating directions are the optimal choice for field development. The analysis showed good resistance to various impact factors, but also a slight dependence on future research and technology development in the oil and gas industry. Risk analysis gives a relatively low probability of their occurrence as a result of various factors.

Keywords: thermal case technology; permafrost; geocryological characteristics of the deposit; calculation of the well thawing zone; radius of rock thawing around the well; distance between wellheads; a set of options for increasing efficiency.

Введение

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших месторождений в мире и находится на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Оно открыто в 1971 году, но разработка началась только в 2012 году и продолжается по настоящее время.

Месторождение расположено на шельфе Карского моря на глубине около 80 метров. Его запасы оцениваются в 4,9 трлн м^3 природного газа. Кроме газа, здесь также имеются запасы нефти и конденсата.

Разработка месторождения является одним из самых сложных проектов в отрасли, как из-за его удалённости и экстремальных климатических условий, так и из-за сложностей в доставке оборудования и материалов. Однако благодаря использованию передовых технологий и инженерных решений проект успешно реализован.

В рамках данного проекта построены комплекс газопереработки, газовый конденсатный завод, а также инфраструктура для транспортировки газа.

Месторождение является важной частью энергетической стратегии России, так как обеспечивает значительную часть газового экспорта из страны. Газ, добываемый на месторождении, транспортируется по магистральным газопроводам до потребителей как внутри России, так и в другие страны.

Разработка месторождения не только способствует экономическому росту России и созданию новых рабочих мест, но также имеет значительное экологическое значение. Применение передовых технологий и соблюдение высоких экологических стандартов позволяют минимизировать воздействие на окружающую среду и сохранять биоразнообразие региона.

В целом рассматриваемое месторождение является важным и стратегическим ресурсом для России и мирового рынка энергоресурсов. Его разработка является технологическим и инженерным триумфом, а его запасы газа обеспечивают энергией тысячи домов и предприятий, способствуя развитию экономики и обеспечению энергетической безопасности.

Геокриологическая характеристика

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северо-западной части п-ова Ямал и относится к северной геокриологической зоне. Территория характеризуется сплошным распространением мощных многолетнемёрзлых пород (ММП) с несквозными таликами под озёрами и реками. На текущий момент месторождение является наиболее изученным на п-ове Ямал в геокриологическом отношении.

Подошва ММП (пород, содержащих лёд) определялась двумя методами: по керну при бурении и косвенным методом по термометрии (определялось соотношение замеренной температуры пород и температуры начала замерзания-оттаивания пород).

Мощность ММП на территории месторождения, определённая на кустовых площадках, изменяется от 133 м до 242 м. На III морской террасе зафиксирована максимальная мощность ММП – 279 м (МПС 68-П-3). Чёткой зависимости мощности ММП от геоморфологического положения территории не прослеживается. Однако наименьшая мощность ММП – 133 м, 141 м и 145 м зафиксирована на кустовых площадках, расположенных на пойменных территориях ГП-1 и ГП-2 (в МПС № 67-П-1, 36-П-1 и 43-П-1 соответственно). Наиболее часто встречающиеся мощности ММП соответствуют значениям 180-210 м.

Под толщей ММП вскрыты отрицательно-температурные засоленные породы, не содержащие лёд (охлаждённые). Подошва отрицательно-температурных пород (криолитозоны) расположена на глубинах от 180 м (МПС № 33-П-1) до 320 м (МПС № 58-П-1 и 68-П-2). Зависимости от геоморфологического положения территории также не выявлено по имеющимся данным.

Температурный режим ММП определяет реакцию пород криолитозоны на тепловые воздействия инженерных сооружений и скорость распространения влияния потепления климата в арктических регионах на многолетнюю температуру пород. Более низкотемпературные условия при этом, как правило, имеют большую устойчивость к указанным воздействиям.

Среднегодовая температура пород (формируется на глубине 15–20 м) на кустовых площадках составляет минус 2,5 – минус 3,6 °С. По данным инженерно-геологической съёмки среднегодовая температура пород на оголённых участках высоких водоразделов может достигать минус 8 – минус 9 °С. По характеру распределения температуры по глубине на кустовых площадках рассматриваемого месторождения выделены разные типы геотемпературных условий. В большем количестве разрезов минимальная температура по разрезу формируется на глубине 50–80 м от поверхности, ниже среднегодовой температуры ММП.

Распределение температуры по глубине в МПС № 26-П-1 и в скважине 21-П-1 приведено на рисунке 1.

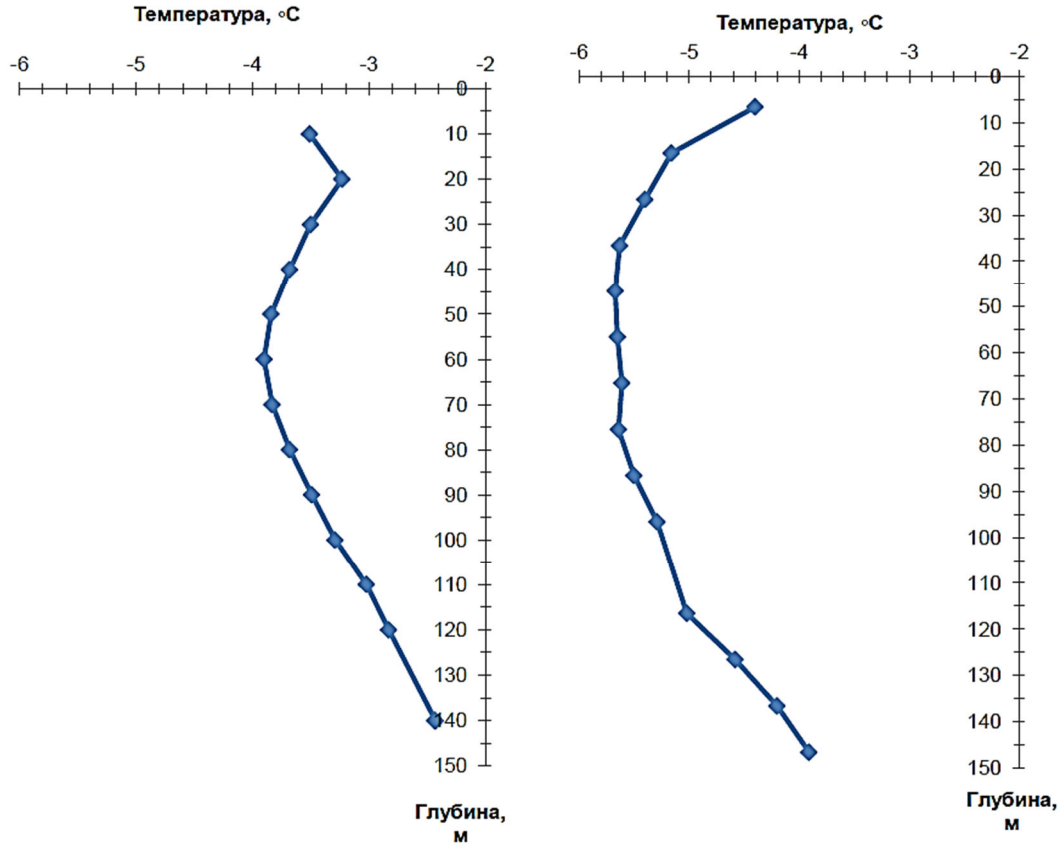


Рисунок 1 – Распределение температуры по глубине в МПС № 26-П-1 и в скважине 21-П-1

Расчёт зоны растепления скважины

Повышение эффективности разработки месторождения неотрывно связано с оптимизацией размещения скважин путём сокращения расстояния между устьями скважин с помощью использования специальных труб – термокейсов, выполненных по технологии «труба в трубе». Харасавэйское месторождение сильно отличается сложными геокриологическими условиями, что также является весомым поводом для конструирования подобных скважин.

Поскольку период проектирования Харасавэйского газоконденсатного совпал с первыми годами эксплуатации рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения, при разработке технических решений по термостабилизации была возможность учесть полученный эксплуатационный опыт.

Предложенное решение позволит полностью исключить оттаивание ММП в наиболее льдистой, просадочной части разреза (0–40 м), а также существенно ограничить тепловое воздействие на встречающиеся ниже по разрезу сильнозасоленные ММП с низким содержанием льда.

Целью прогнозного расчёта зоны растепления можно назвать следующие причины:

1) определение достаточного или принятого расстояния между устьями скважин;

2) выбор принципов проектирования свайных оснований или необходимость их комплексирования;

3) определение возможной просадки грунтов вокруг устья;

4) определение решения по термостабилизации ММП или мероприятий по уменьшению теплового воздействия.

Произведём расчёт радиуса зоны растепления, используя методику Ершова, однако она имеет свои ограничения:

- невозможность её применения вследствие сложности конструкции в виде теплоизолированного направления;

• не учитывает уменьшение интенсивности теплоотдачи на границе оттаивания по мере увеличения радиуса растепления.

Для более конкретных технологических расчётов рекомендуется использование специальных приложений для моделирования зоны растепления, таких как Frost 3D.

В работе необходимо провести специальные поправки на температуру для возможности применения методики Ершова. Для этого необходимо вывести формулу, учитывающую термоизолированное направление для скважины на границе раздела скважины и горных пород. Исходные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчётов

Параметр	Значение
Температура транспортируемого флюида $t_с$, ° С	20
Температура начала замерзания грунта $t_{н.з.}$, ° С	– 2
Температура грунта t_0, ° С	– 4,5
Радиус скважины $r_{скв}$, м	0,1125
Наружный радиус колонны труб rк.т., м	0,213
Время эксплуатации τ , час	17280
Плотность сухого мёрзлого суглинка ρс.м., кг/м^3	1830
Суммарная влажность грунта $W_с$, доли ед.	0,17
Влажность незамерзающей воды в грунте $W_п$, доли ед.	0,08
Удельная теплота фазовых превращений воды q, Вт × ч/кг	93
Коэффициент теплопроводности талого грунта $\lambda_т$, Вт/(м · ° С)	1,45
Коэффициент теплопроводности мёрзлого грунта, $\lambda_м$, Вт/(м × ° С)	1,6

Радиус протаивания определяется на уровне направления. Используя данные геокриологических изысканий, в расчёте учитываем грунт как суглинок мёрзлый.

Методика расчётов:

1. Расчёт радиуса ореола оттаивания ММП вокруг скважины равен:

$$r_m = \eta_a \cdot r_{скв},$$

где $r_т$ – радиус оттаивания вокруг скважины; $r_{скв}$ – внешний радиус скважины; $\eta_а$ – безразмерный параметр, определяемый по номограмме на основе безразмерных коэффициентов.

2. Для определения необходимо знать значения безразмерных коэффициентов:

$$b = \frac{\lambda_m}{r_{скв} \cdot \alpha_{фл}};$$

$$\text{М} = \frac{\lambda_м \cdot (t_{н.з.} - t_0)}{\lambda_т \cdot (t_с - t_{н.а.})};$$

$$H_a = \frac{\lambda_м \cdot (t_{н.з.} - t_0) \cdot \tau}{r_{скв}^2 \cdot q \cdot \rho_{с.м.} \cdot (W_c - W_n)},$$

где $\alpha_{фл}$ – коэффициент теплообмена флюида с внутренней поверхностью скважины, принимаемый равным 20 Вт/(м^2 × ° С) для теплоизолированного направления; $t_{н.з.}$ – температура начала замерзания, ° С; t_0 – температура грунта на глубине направления, принимаемого за 100 метров; $t_с$ – температура транспортируемого флюида; τ – продолжительность оттаивания, час; q – удельная теплота фазовых превращений воды; $W_с$ и $W_п$ – суммарная влажность и влажность незамёрзшей воды, доли ед.

3. На основе коэффициентов необходимо найти по номограмме (рис. 2) значение:

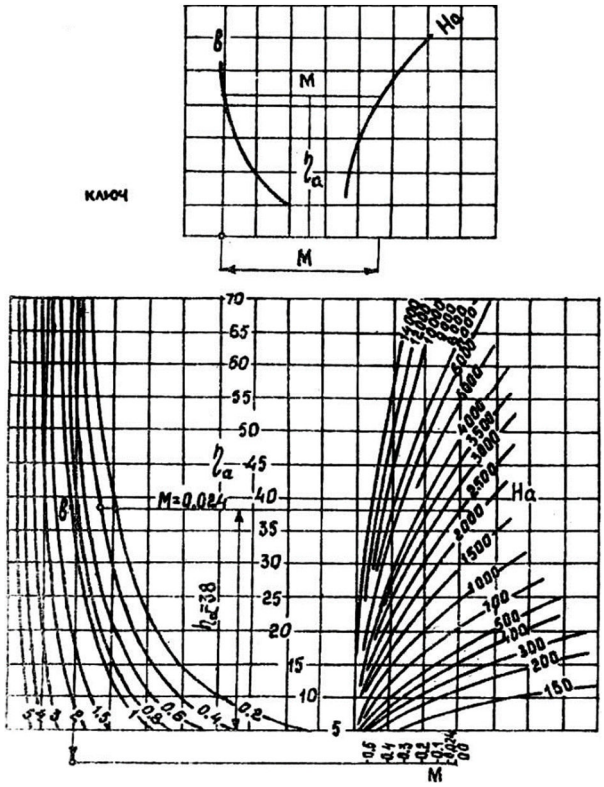


Рисунок 2 – Номограмма для расчёта радиуса протаивания породы вокруг скважины

4. Для применения методики Ершова необходимо определить значение температуры на границе «скважина – грунт» и тем самым внести температурные поправки. Для этого произведём вывод формулы для горизонтально заглублённого трубопровода:

$$\left(R_{\text{т}}\pi + \frac{1}{2\lambda_{\text{т}}}\ln\left(\frac{D_0}{D_{\text{внеш}}}\right) + \frac{1}{0{,}65\lambda_{\text{м}}}\right)^{-1} \cdot \pi(t_{\text{скв}} - t_0) == \left(\frac{1}{2\lambda_{\text{т}}}\ln\left(\frac{D_0}{D_{\text{внеш}}}\right) + \frac{1}{0{,}65\lambda_{\text{м}}}\right)^{-1} \cdot \pi(T_{ins} - t_0).$$

Тогда:

$$T_{ins} = t_{\text{скв}} - q_1 \cdot R_{\text{т}} = t_{\text{скв}} - \frac{R_{\text{т}} \cdot \pi(t_{\text{скв}} - t_0)}{R_{\text{т}}\pi + \frac{1}{2\lambda_{\text{т}}}\ln\left(\frac{D_0}{D_{\text{внеш}}}\right) + \frac{1}{0{,}65\lambda_{\text{м}}}}.$$

Для уточнения температуры скважины воспользуемся выведенной выше формулой:

$$T_{\text{ут}} = t_{\text{с}} - q_1 \cdot R_{\text{т}} = t_{\text{с}} - \frac{R_{\text{т}} \cdot \pi(t_{\text{с}} - t_0)}{R_{\text{т}}\pi + \frac{1}{2\lambda_{\text{т}}}\ln\left(\frac{D_0}{D_{\text{внеш}}}\right) + \frac{1}{0{,}65\lambda_{\text{м}}}} == 20 - \frac{0{,}064 \cdot 3{,}14 \cdot (20 - (-4{,}5))}{0{,}064 \cdot 3{,}14 + \frac{1}{2 \cdot 1{,}6}\ln\left(\frac{426}{490}\right) + \frac{1}{0{,}65 \cdot 1{,}45}} = 4\ ^{\circ}\text{C}.$$

5. Приведём пример расчётов радиуса растепления для глубины в 100 метров и срока эксплуатации в 2 года:

$$b = \frac{\lambda_{\text{т}}}{r_{\text{скв}} \cdot \alpha_u} = \frac{1{,}6}{0{,}1125 \cdot 20} = 0{,}7,$$

$$\text{M} = \frac{\lambda_{\text{м}} \cdot (t_{\text{н.з.}} - t_0)}{\lambda_{\text{т}} \cdot (t_{\text{ут}} - t_{\text{н.з.}})} = \frac{1{,}5 \cdot (-2 - (-4{,}5))}{1{,}45 \cdot (4 - (-2))} = 0{,}43,$$

$$H_a = \frac{\lambda_{\text{т}} \cdot (t_{\text{ут}} - t_{\text{нз}}) \cdot \tau}{r_{\text{скв}}^2 \cdot q \cdot \rho_{\text{с.м.}} \cdot (W_c - W_n)} = \frac{1{,}45 \cdot (4 - (-2)) \cdot 17280}{0{,}1125^2 \cdot 93 \cdot 1830 \cdot (0{,}17 - 0{,}08)} = 775.$$

Тогда значение радиуса оттаивания будет равным:

$$r_{\text{т}} = \eta_{\text{а}} \cdot r_{\text{скв}} = 17 \cdot 0{,}1125 = 1{,}9\ \text{м}.$$

Также для расчётов и построения графиков изменения радиуса необходимо знать изменение температуры грунта и температуры начала замерзания, для этого воспользуемся графиком (рис. 3), полученным в результате исследований на мерзлотно-параметрической скважине № 16-П-1:

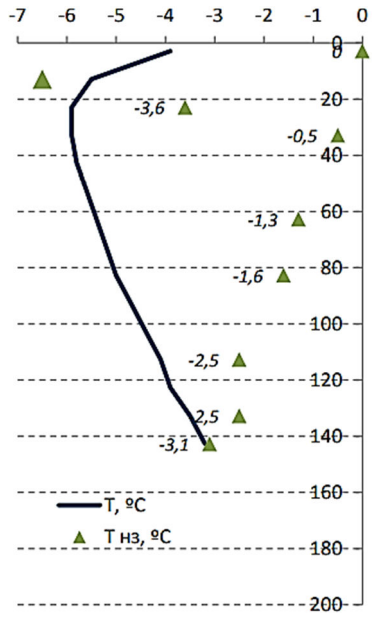


Рисунок 3 – Изменение по глубине температуры пород (Т, °С)
и температуры начала замерзания пород (Тнз, °С)

Выполненные в приложении MS Excel расчёты приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчётов для разного периода эксплуатации

Срок эксплуатации	1 год	2 года	5 лет	10 лет	20 лет	25 лет
Глубина						
5 м	–	1,42	2,12	3,2	3,72	4,25
10 м	–	1,5	2,24	3,24	3,75	4,27
20 м	–	1,58	2,31	3,3	3,8	4,34
50 м	–	1,67	2,42	3,42	3,87	4,45
70 м	–	1,75	2,5	3,47	3,9	4,54
100 м	–	1,9	2,62	3,53	3,95	4,65

Максимальное растепление за 25 лет эксплуатации достигло 4,65 метров, именно это значение необходимо брать для расчёта расстояния между устьями скважины.

Построим график (рис. 4), показывающий эффективность установки термокейсов исходя из данных, рассчитанных в ходе работы:

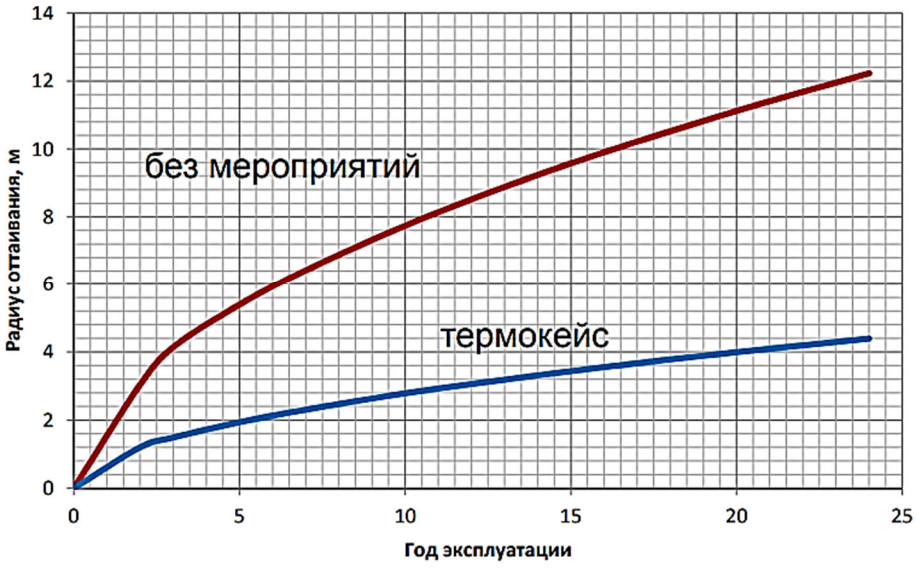


Рисунок 4 – Сравнение зоны растепления при использовании термокейса и без

Рекомендуется построение специальной модели для уточнения и расчёта допущений, выявленных в ходе работы. Модель рекомендуется строить в специальной программе FROST 3D от компании «Simmakers». Программа позволяет учитывать:

- реальную геометрию моделируемых объектов;
- неоднородное геолого-литологическое строение грунта;
- изменение теплофизических свойств грунтов в результате фазовых превращений;
- скорость оттаивания и промерзания;
- изменение метеорологических условий во времени;
- толщина и тип теплоизоляции трубы;
- температура и скорость прокачиваемой по трубе нефти;
- конструктивные особенности.

Расстояние между устьями скважины

В результате расчётов нами установлена зона растепления скважин при их эксплуатации на срок 25 лет – радиус зоны растепления составил 4,65 метров.

Определение достаточности принятого/необходимого расстояния между устьями скважин на площадке куста скважин в части выполнения требования пункта 329 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: при размещении кустовых площадок на вечномёрзлых грунтах расстояние между устьями скважин не должно быть меньше двух радиусов растепления пород вокруг устья скважин.

Согласно дополнительным нормативным документам, расстояние между устьями скважин должно не менее чем в 1,2 раза превышать радиус зоны протаивания мёрзлых пород, рассчитанной на 20-летний период непрерывной эксплуатации скважин.

Также соблюдаются условия в случае одновременного бурения, эксплуатации и ремонта скважин в виде не менее 3 метров для газовых и газоконденсатных скважин согласно разделу 28 настоящих правил.

Согласно положениям, допускается отступление от требований «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при условии разработки обоснования безопасности опасного производственного объекта (ОБ ОПО). В соответствии с ОБ ОПО должно содержать перечень мероприятий, содержащих дополнительные меры безопасности, компенсирующие отступления от требований нормативных актов. Для подтверждения достаточности компенсирующих мер необходимы результаты исследований, расчётов, испытаний, моделирования аварийных ситуаций, оценки риска или анализа опыта эксплуатации подобных ОПО.

При соблюдении всех условий возможно сокращение расстояния между устьями скважин при соблюдении правил безопасности. Таким образом, примем расстояние между устьями равным 10 метров с возможностью сокращения за счёт дополнительных терморегулирующих мероприятий.

Согласно текущему проекту разработки и варианту 0, принятому на месторождении, расстояние между скважинами принимается 20 метров согласно принятым нормам без учёта возможности применения термоизолирующего направления.

В таком случае существует 2 варианта повышения эффективности разработки.

Первый вариант заключается в сокращении размеров кустовой площадки путём уплотнения сетки скважин согласно рассматриваемому расстоянию. Тогда при тех же значениях дебита и количества продукции можно достигнуть нескольких улучшений в различных областях – это:

- сокращение капитальных затрат в связи с уменьшенными площадками для строительства (уменьшенный объём песка для отсыпки площадок);
- сокращения уровня воздействия на экологию и сохранение части земельных ресурсов;
- уменьшение времени на инженерную подготовку и сокращения времени производства работ по отсыпке кустовых площадок.

В таком случае рассмотрим сокращение мероприятий по обустройству скважины путём сокращения кустовой площадки.

При расстоянии между устьями в 20 метров величина отсыпки по площади 29 тыс. $м^2$, а по объёму 55 тыс. $м^3$ при условии средней высоты отсыпки 2,4 метров.

При сокращении этого расстояния площадь отсыпки на одну скважину уменьшается на 700 м^2, а объём на 1680 м^3. Также можно учесть другие показатели оптимизации, такие как сокращение сети внутрипромыслового трубопровода, уменьшение количества труб на один сварной стык, уменьшение количества опор эстакады и её протяжённости.

Итого при наличии 11 скважин в кусте согласно проекту по варианту 0 возможно повысить эффективность разработки путём уменьшения кустовых площадок на 6300 м^2 и 15120 м^3 без учёта других показателей.

Стоит отметить, что внедрение технологии следует рассматривать на этапе проектирования или бурения месторождения, либо на стадии строительства дополнительных кустов скважин.

Второй вариант подразумевает под собой увеличение количества скважин путём оптимизации сетки в результате сокращения расстояний. По запланированному объёму работ и размерам кустовой площадки можно дополнительно обустроить большее количество скважин, что позволит увеличить количество извлекаемого флюида.

Тогда, учитывая расстояние между скважинами изначальное как 20 метров и количество скважин в кусте 11, при планируемом дебите можно подсчитать, что существует возможность увеличения показателей за счёт увеличения количества скважин на 9 при планируемом однорядном способе их размещения. Учитывается максимально возможное размещение без учёта экономического эффекта, значения берутся максимально возможными без учёта технологических возможностей УКПГ и других элементов. Рекомендуется их переоборудование или увеличение количества.

Данный вариант теоретически возможен на любых стадиях разработки месторождения, но рекомендуется либо на этапе проектирования, бурения либо начальной стадии эксплуатации.

При увеличении количества скважин увеличатся и показатели, примерный прогноз которых представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Показатели при увеличении количества скважин

Показатели	Вариант 0	Вариант с увеличением количества скважин
Уровень годовой добычи газа, млрд. м^3	32	52
Отбор газа на период постоянной добычи, млрд. м^3	520	710
Отбор газа на период 2043 года (20 лет разработки), млрд. м^3	620	870
КИГ на этапе постоянного отбора газа	0,284	0,374
КИГ на период 2043 года (20 лет разработки)	0,358	0,51
Фонд добывающих скважин	224	420

Анализ устойчивости технологии

Проведём PEST-анализ, который представляет собой маркетинговый инструмент, предназначенный для выявления политических, экономических, социальных и технологических аспектов внешней среды, которые влияют на продукцию. Таким образом, скомпилируем анализ в виде таблицы.

Таблица 4 – PEST – анализ термоизолированного направления

Политические факторы		**Социальные факторы**	
Фактор	Вес	Фактор	Вес
Налоговая политика (тарифы и льготы)	0,139	Требования к качеству продукции и уровню сервиса	0,470
Количественные и качественные ограничения на импорт, торговая политика	0,157	Отношение к экологическому фактору в промышленной отрасли	0,383
Будущее и текущее законодательство, регулирующее правила работы в отрасли	0,226	Наличие трудового ресурса и высококлассных специалистов в регионе	0,043
Экономические факторы		**Технологический фактор**	
Уровень инфляции и процентные ставки	0,096	Уровень инноваций и технологического развития отрасли	0,261
Уровень развития бизнес-среды	0,400	Расходы на исследования и разработки	0,443
Степень глобализации и открытости экономики	0,061	Доступ к новейшим технологиям	0,343

Таким образом, можно сделать вывод об устойчивости в рамках российского рынка. Основными точками устойчивости можно назвать независимость от импорта запчастей, т.к. изготовление конструкции происходит в основном за счёт отечественного производства. Также существует небольшая зависимость от инноваций в сфере исследований и создания новых решений, т.к. данная сфера разработки месторождений считается слабоизученной.

Рассмотрим маркетинговую область, а именно рынок сбыта. Из компаний, использующих или планирующих использовать технологию, можно выделить такие как ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», ПАО «Новатэк» и ПАО «Роснефть». Направления уже используются на таких месторождениях как Новопортовское, Ванкорское, Русское и др. Технология является сравнительно новой и только начинает внедряться на российский рынок. По сравнению с иностранным рынком технология слабо распространена. На месторождениях Аляски и Канады «термокейсы» получили широкое распространение и их эффективность доказана на практике.

Проведём качественную оценку рисков, представленную в таблице 5.

Таблица 5 – Качественная оценка рисков применения технологии

Вид рисков	Причины	Меры по минимизации рисков
Коммерческие	Повышение цен из-за курса валюты	– увеличение объёмов отечественного производства; – строительство новых или расширение существующих производственных мощностей
Политические	Санкции; военные действия	– ориентация на отечественный рынок
Транспортные	Срыв поставок; нарушение логистики	– ужесточение контрактных условий; – резервная база поставщиков
Производственные	Конкуренция	– наработка новой базы постоянных покупателей; – более жёсткая политика компании в области конкуренции
Технические	Аварии; причинение вреда окружающей среде	– уделение большего внимания защите окружающей среды; – контроль и надзор над проектированием

Применение технологии не приносит больших рисков. Рекомендуется к внедрению на уже существующих и проектируемых месторождениях.

Исходные данные для расчёта эффективности

Для начала необходимо проанализировать стоимость предоставления услуги по установке термоизолированных направлений. Для этого необходимо разделить этапы разработки и посчитать затраты на этапе бурения и на этапе начала эксплуатации, а также поздней стадии.

Также стоит отметить, что суть оказываемой услуги будет различаться в зависимости от стадии эксплуатации, т.к. технология «термокейс» является частью конструкции скважины, и вносить подобные изменения становится сложнее со степенью повышения стадии эксплуатации месторождения.

На средней и поздней стадиях эксплуатации не рекомендуется применение термоизолированных направлений в виду высокой стоимости работ и более низкой эффективности как в рамках термоизоляции, так и в рамках предупреждения растепления зоны ММП. Использование технологии ВЕТ с установкой 8 ТОВ с укладкой теплоизолирующего экрана из пеноплекса будет стоить более 15 млн рублей на одну скважину, что приводит к отрицательному экономическому эффекту.

Применение же на начальной стадии эксплуатации месторождения данной технологии является эффективным мероприятием. Существует 2 вида внедрения технологии на данном этапе:

1) через бурение и спуск термокейса;
2) замена уже существующего направления. Стоимость услуг:

- бурение шнеком вокруг скважины и спуск термокейса – 6 млн рублей на скважину;
- замена направления на термокейс – 3 млн рублей на скважину.

На этапе бурения можно рассмотреть внедрение технологии на этапе проектирования, тогда стоимость обустройства теплоизолированного направления колеблется в индивидуальных рамках месторождения. Для Харасавэйского месторождения данное значение ориентировочно составляет 1,5 млн рублей.

Таким образом, можно сделать вывод, что наиболее эффективным является планирование технологии на стадии проектирования или бурения месторождения и неэффективным по технологическим показателям для средней и поздней стадии эксплуатации месторождения.

Рассмотрим стоимость услуг для одного куста скважин при первом варианте повышения эффективности (т.е. уменьшения расстояния между проектируемым количеством скважин) при планируемом количестве скважин в кусте – 11, а также при втором, что подразумевает увеличение количества скважин в кусте до 20 (табл. 6).

Таблица 6 – Стоимость услуг для обоих вариантов повышения эффективности на куст и в целом

	для 11 скважин в кусте	для 20 скважин в кусте
Обустройство направления на этапе бурения, млн руб.	16,5	30
Бурение шнеком и спуск термокейса, млн руб.	33	60
Замены направления на термокейс, млн руб.	66	120
Устройство ВЕТ с установкой 8 ТОВ с пеноплексом, млн руб.	165	300

Построим график всех существующих возможностей внедрения технологии в зависимости от экономических показателей (рис. 5).

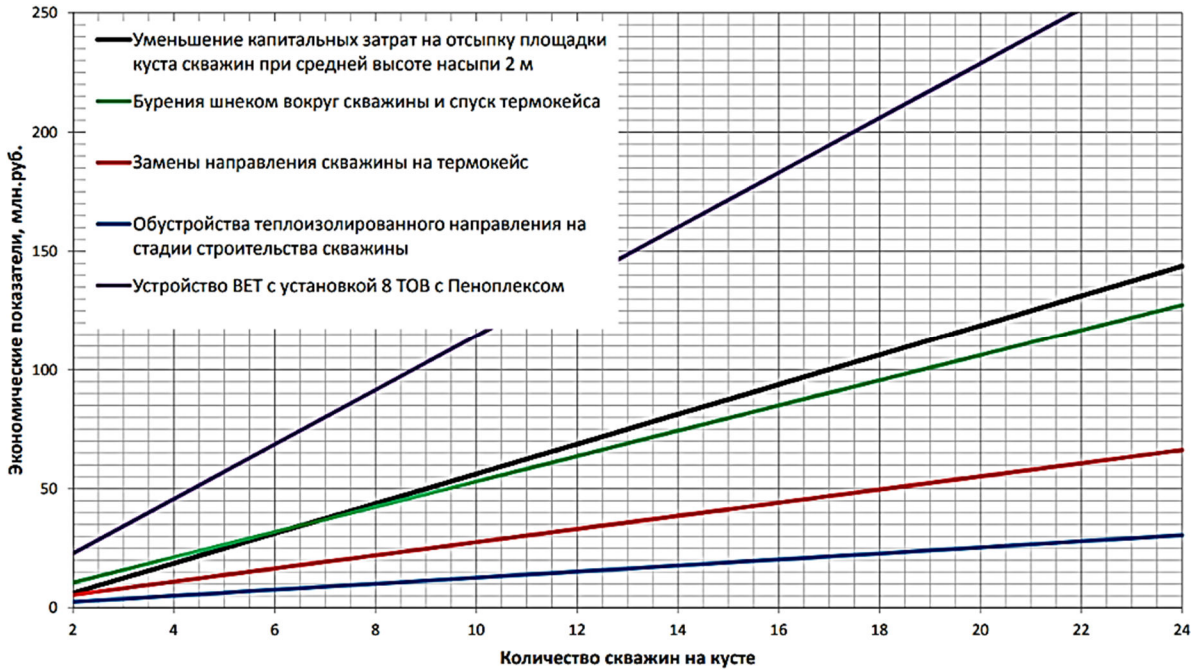


Рисунок 5 – Определение эффективности применения различных мероприятий для уменьшения теплового влияния скважин площадки куста

Месторождение находится на стадии бурения скважин, поэтому экономические параметры рассчитываются исходя из данных для данного этапа разработки. Тогда стоимость мероприятий для всех 21 планируемых площадок кустов при 11 скважинах – 346,5 млн руб., а при 20 скважинах – 630 млн руб.

Сокращение количества скважин

При сокращении количества скважин уменьшаются капитальные затраты на строительство скважин. Рассчитаем затраты на строительство площадки.

Площадь кустовой площадки при 11 скважинах составляет 40 тыс. м^2, рассчитаем стоимости площадных работ:

- отвод земли под кустовую площадку – 400,96 тыс. руб.;
- возмещение убытков собственникам земельных участков – 666,57 тыс. руб.;
- первоначальная очистка от снега – 755,95 тыс. руб.;
- рекультивация освобожденной территории после бурения – 280,93 тыс. руб.;
- вертикальная планировка – 449,5 тыс. руб.

Итого в ценах на начало 2023 года – 2553,9 тыс. руб., а удельная стоимость – 112,3 руб./м^2 соответственно.

Объём 55 тыс. м^3, тогда рассчитаем стоимость объёмных работ:

- инженерная подготовка, отсыпка площадки – 222736,02 тыс. руб.;
- инженерная подготовка, разборка площадки после бурения – 18320,28 тыс. руб.

Итого в ценах на начало 2023 года – 241056,3 тыс. руб., а удельная стоимость – 4408,6 руб./м^3 соответственно.

При изменении расстояния между скважинами с 20 м до 10 м площадь отсыпки на 1 скважину уменьшается на ~700 м^2 и объёма на 1680 м^3. В ценах на начало 2023 года экономия на 1 скважину 78,61 тыс. руб. по площади и 7406,45 тыс. руб. по объёму.

Итого общая стоимость уменьшения затрат на обустройство кустовой площадки составляет 864,71 тыс. рублей по площади и 81470,95 тыс. руб. по объёму. Итого экономия составила 82335,66 тыс. рублей на каждый куст скважин.

Подсчитаем итоги экономии на 21 куст при сокращении расстояния между устьями – она равна 1729,05 млн руб.

Увеличение количества скважин

Для расчёта экономической выгоды от увеличения количества скважин необходимо провести анализ экономической эффективности. Расчёт проводится в период с 2024 по 2026 гг., исходя из проектного документа с учётом цен начала 2023 года.

Применение термоизолированного направления происходит на этапе бурения месторождения соответственно стоимость услуги для куста составит 30 млн рублей, а для месторождения 630 млн рублей. Стоимость постройки первой скважины в кусте равна 250 млн руб., каждая последующая 200 млн руб. Тогда дополнительные скважины на каждый куст составят в стоимости 2250 млн руб., а по месторождению 47250 млн руб. Ставка дисконтирования принимается равной 11 %. Принимается, что скважины работают весь год без перерывов.

1. Рассчитаем дополнительную добычу газа:

$$\Delta Q = q_{\text{г}} \cdot N \cdot \text{К}_{\text{э}} \cdot T = 20 \cdot 10^9 \cdot 0{,}96 = 19{,}2 \cdot 10^6 \text{ тыс. м}^3,$$

где $q_{\text{г}}$ – расчётный прирост дебита газа одной скважины, тонн/сут.; N – количество скважин, ед.; $K_{\text{эксп}}$ – коэффициент эксплуатации скважины, доли ед. ($K_{\text{эксп}}$ принимается 0,96); T – число суток работы скважины в году.

Дополнительная добыча аналогична как для 2023, так и для 2024 и 2025 года.

2. Далее найдём выручку от реализации дополнительно добытого газа, она находится по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot \text{Ц} = 19{,}2 \cdot 10^6 \cdot 71328 = 1369{,}5 \cdot 10^9 \text{ руб.},$$

где Ц – стоимость тысячи кубометров газа за 01.01.2022, руб.

3. Определим затраты с учётом замены направления на термоизолированные:

$$\Delta\text{З} = \text{З}_{\text{тт}} + \text{З}_{\text{доп}} + \text{З}_{\text{скв}},$$

где $\text{З}_{\text{тт}}$ – стоимость замены направления, руб.; $\text{З}_{\text{скв}}$ – затраты на постройку дополнительных скважин, руб.; $\text{З}_{\text{доп}}$ – затраты на дополнительную добычу газа, руб., рассчитываемая по формуле:

$$\text{З}_{\text{доп}} = \Delta Q_t \cdot \text{З}_{\text{пер}} = 19{,}2 \cdot 10^6 \cdot 1350 = 25{,}92 \cdot 10^9 \text{ руб.},$$

где $\text{З}_{\text{пер}}$ – условно переменные затраты на тысячу кубометров газа, руб., тогда:

$$\Delta\text{З} = \text{З}_{\text{тт}} + \text{З}_{\text{доп}} + \text{З}_{\text{скв}} = 25{,}92 \cdot 10^9 + 0{,}63 \cdot 10^9 + 47{,}25 \cdot 10^9 = 73{,}8 \cdot 10^9 \text{ руб.},$$

4. Прирост прибыли от замены направлений найдем по формуле:

$$\Delta П_t = \Delta B_t - \Delta З = 1369{,}5 \cdot 10^9 - 73{,}8 \cdot 10^9 = 1295{,}7 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

5. Налог на прибыль:

$$\Delta Н = \frac{\Delta П_t \cdot Н}{100} = \frac{1295{,}7 \cdot 10^9 \cdot 20}{100} = 259{,}14 \cdot 10^9 \text{ руб.},$$

где Н – налог на прибыль, составляющий 20 %.

6. Прирост денежного потока составит:

$$\Delta ПДН_t = \Delta П_t - \Delta Н = 1295{,}7 \cdot 10^9 - 259{,}14 \cdot 10^9 = 1036{,}56 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

7. Расчёт коэффициента дисконтирования по годам:

$$\alpha_{2024} = \frac{1}{(1+Е)^{t-1}} = \frac{1}{(1+0{,}11)^0} = 1;$$

$$\alpha_{2025} = \frac{1}{(1+Е)^{t-1}} = \frac{1}{(1+0{,}11)^1} = 0{,}9;$$

$$\alpha_{2026} = \frac{1}{(1+Е)^{t-1}} = \frac{1}{(1+0{,}11)^2} = 0{,}826.$$

8. Тогда дисконтируемый приток денежного потока составит:

$$\Delta ДПДН_{2024} = \Delta ПДН_{2024} \cdot \alpha_{2024} = 1036{,}56 \cdot 10^9 \cdot 1 = 1036{,}56 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДПДН_{2025} = \Delta ПДН_{2025} \cdot \alpha_{2025} = 1036{,}56 \cdot 10^9 \cdot 0{,}9 = 932{,}9 \cdot 10^9 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДПДН_{2026} = \Delta ПДН_{2026} \cdot \alpha_{2026} = 1036{,}56 \cdot 10^9 \cdot 0{,}826 = 856{,}2 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

9. Тогда ЧДД за период 2024-2026 гг. составит:

$$ЧДД = \sum_t^T \Delta ДПДН = 1036{,}56 \cdot 10^9 + 932{,}9 \cdot 10^9 + 856{,}2 \cdot 10^9 = 2825{,}66 \cdot 10^9 \text{ руб.}$$

10. Индекс доходности равен:

$$ИД = \frac{ЧДД}{\sum_t^T \Delta З} = \frac{2825{,}66 \cdot 10^9}{221{,}4 \cdot 10^9} = 12{,}76 \text{ руб./руб.}$$

Таким образом, можно сделать вывод о высокой степени экономической эффективности данного варианта. Для наглядного примера сформируем таблицу с рассчитанными значениями.

Таблица 7 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Год		
	2024	2025	2026
Дополнительная добыча газа, тыс. м^3	19200000	19200000	19200000
Выручка от реализации дополнительной добычи газа, млрд руб.	1369,5	1369,5	1369,5
Затраты на дополнительную добычу газа, млрд руб.	73,8	73,8	73,8
Прирост прибыли от дополнительной добычи газа, млрд руб.	1295,7	1295,7	1295,7
Налог на дополнительную прибыль, млрд руб.	259,14	259,14	259,14
Коэффициент дисконтирования	1	0,9	0,826
Дисконтированный поток денежной наличности, млрд руб.	1036,56	932,9	856,2
ЧДД, млрд руб.	2825,66		
ИД, руб./руб.	12,76		

Комплекс вариантов повышения эффективности

Рекомендуется осуществить комплексирование данных методов повышения эффективности разработки месторождения, т.е. увеличить количество скважин в кусте, но при этом уменьшить количество самих кустов, добившись уменьшения капитальных затрат и увеличения добычи газа.

Например, увеличим количество скважин в кусте до 20, но сократим количество кустов до 15. Тогда количество скважин составит 300 единиц, а годовой отбор газа составит 40 млрд. м^3. Для начала рассчитаем разницу затрат. Воспользуемся ценами, приведёнными выше.

1. Рассчитаем уменьшение затрат при уменьшении количества кустов:

$$З_{ум} = N \cdot \left(Ц_{уд.пл.} \cdot S_з + Ц_{уд.о.} \cdot S_з \cdot h\right) = 6 \cdot (112{,}3 \cdot 40000 + 4408{,}6 \cdot 40000 \cdot 2{,}4) =$$
$$= 2{,}57 \cdot 10^9 \text{ руб.},$$

где N – количество сокращения кустов, ед.; $Ц_{уд.пл.}$ – удельная цена постройки одного м^2 площадки, руб./м^2; $Ц_{уд.о.}$ – удельная цена постройки одного м^3 площадки, руб./м^3; Sз – площадь земли площадки, м^2; h – высота отсыпки кустовой площадки, равная 2,4 метров.

2. Рассчитаем затраты на строительство скважин:

$$З_{ув} = N \cdot \left(СТ_{перв} + СТ_{посл} \cdot (n-1)\right) = 6 \cdot \left(250 \cdot 10^6 + 200 \cdot 10^6 (9-1)\right) = 11{,}1 \cdot 10^9 \text{ руб.},$$

где $СТ_{перв}$ – стоимость первой скважины, руб.; $СТ_{посл}$ – стоимость последующих скважин в кусте, руб.; n – количество дополнительных скважин в кусте, ед.

3. Разница составит увеличение капитальных затрат на 8,53 млрд рублей по сравнению с 47,25 млрд рублей для всех кустов, а повышение отбора составит 8 млрд м^3 газа. Рассчитаем параметры экономической эффективности (табл. 8).

Таблица 8 – Результаты расчётов экономической эффективности

Показатель	Год		
	2024	2025	2026
Дополнительная добыча газа, тыс. м^3	7680000	7680000	7680000
Выручка от реализации дополнительной добычи газа, млрд руб.	547,8	547,8	547,8
Затраты на дополнительную добычу газа, млрд руб.	19,53	19,53	19,53
Прирост прибыли от дополнительной добычи газа, млрд руб.	528,27	528,27	528,27
Налог на дополнительную прибыль, млрд руб.	105,65	259,14	259,14
Коэффициент дисконтирования	1	0,9	0,826
Дисконтированный поток денежной наличности, млрд руб.	422,62	380,35	349,08
ЧДД, млрд руб.	1152,05		
ИД, руб./руб.	19,6		

Таким образом, можно увидеть большую, по сравнению с отдельными вариантами, экономическую выгоду от реализации комплексного проекта повышения эффективности разработки.

Заключение

Основное достоинство рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения – наличие залежей газа на глубине около 2 километров, что требует применения сложных технологий добычи. Одна из таких технологий – использование термокейсов, которые являются инновационным решением для добычи газа в условиях арктической зоны.

Термокейсы позволяют сохранять стабильное давление в залежах газа и минимизировать потери при добыче. Они также способствуют сокращению выбросов парниковых газов, так как система воспроизводит тепло, используя экономически эффективные способы восстановления энергии. Это делает добычу газа на месторождении более экологически безопасной.

Месторождение является важным объектом для развития газовой отрасли в России и создаёт новые возможности для развития экономических и социальных сфер в регионе. Оно способствует привлечению инвестиций, созданию новых рабочих мест, развитию инфраструктуры и повышению благосостояния населения. Тем не менее, необходимо учитывать возможность негативного воздействия добычи газа на экологию и природные ресурсы. Поэтому важно строго соблюдать все стандарты экологической безопасности и проводить мониторинг воздействия на окружающую среду. Только в таком случае можно говорить об устойчивом и успешном развитии месторождения.

В целом рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение и термокейсы на нём представляют собой важную часть энергетического комплекса России. Это

проект с высоким потенциалом и перспективами развития, который способствует энергетической безопасности страны и созданию благоприятной инвестиционной среды. Однако важно не забывать о балансе между экономическими интересами и сохранением окружающей среды, чтобы обеспечить устойчивое развитие региона и сохранить его богатство для будущих поколений.

Литература

1. Бондарев Э.А. Особенности математического моделирования систем добычи и транспорта природного газа в арктической зоне России / Э.А. Бондарев, И.И. Рожин, К.К. Аргунова // Записки Горного института. – 2017. – Т. 228. – С. 705–716.
2. Быков В.Д. Термокейс как средство борьбы с растеплением многолетнемёрзлых пород // Актуальные проблемы технического и технологического обеспечения инновационного развития: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (27 ноября 2022 года, г. Оренбург). – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2022. – С. 88–93.
3. Горелик Я.Б. Динамика протаивания мёрзлых пород в зоне влияния двух скважин / Я.Б. Горелик, А.Б. Шабров, Ю.С. Сысоев // Криосфера Земли. – Т. XII – № 1. – С. 59–65.
4. Актуальные проблемы технологии бурения скважин на месторождениях ОАО «Газпром» / А.И. Гриценко [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 3. – Ч. 1. – С. 4–15.
5. Гришин М.С. Исследование комбинированной технологии изоляции ствола скважины в интервалах многолетнемёрзлых пород / М.С. Гришин, А.Р. Галеев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2023. – Т. 1. – С. 154–159.
6. Жарикова Н.Х. Анализ геолого-промысловой информации для выбора и обоснования вариантов разработки Термокарстового газоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 325–337.
7. Колесник А.С. Оптимизация конструкции скважин на месторождениях Крайнего Севера / А.С. Колесник, С.Н. Бастриков // Интернаука. – 2021. – № 2-2(178). – С. 13–15.
8. Коротаев Ю.П. Строительство и эксплуатация скважин в многолетнемёрзлых породах / Ю.П. Коротаев, А.В. Полозков, А.В. Рудницкий // Газовая промышленность. – 1999. – № 1. – С. 33–37.
9. Коротков С.А. К вопросу растепления грунта кустовых площадок месторождений Крайнего Севера и потери крепи скважин // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2017: материалы I Международной научно-практической конференции (21–22 апреля 2017 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 8–12.
10. Коротков С.А. Оптимизация технико-технологических решений по теплозащите и креплению скважин месторождений Крайнего Севера / С.А. Коротков, О.В. Спирина // Бурение и нефть. – 2022. – № 4. – С. 34–37.
11. Латыпов И.А. Обзор оборудования для решения проблем крепления скважин в зонах ММП путём термоизоляции обсадных колонн // Энергия молодёжи для нефтегазовой индустрии: сборник материалов V Международной научно-практической конференции молодых учёных (13 ноября 2020 года, г. Альметьевск). – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. – С. 258–260.
12. Посконина Е.А. Определение минимальной длины термокейса при выбранном расстоянии между скважинами / Е.А. Посконина, А.Н. Курчатова // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – № 2(12). – С. 66–70.
13. Черкай З.Н. Технологические проблемы и основные положения методики инженерно-геокриологических исследований при строительстве и эксплуатации скважин в многолетнемёрзлых породах / З.Н. Черкай, Е.Б. Гридина // Записки Горного института. – 2017. – Т. 223. – С. 82–85.
14. Чистякова Н.Ф. Особенности современного состояния многолетнемёрзлых пород Бованенковского поднятия на этапе промышленного освоения Бованенковского месторождения / Н.Ф. Чистякова, О.И. Дамаскина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4. – № 2. – С. 52–66.

References

1. Bondarev E.A. Features of mathematical modeling of natural gas production and transport systems in the Arctic zone of Russia / E.A. Bondarev, I.I. Rozhin, K.K. Argunova // Notes of the Mining Institute. – 2017. – T. 228. – P. 705–716.
2. Bykov V.D. Thermal case as a means of combating the thawing of permafrost // Current problems of technical and technological support for innovative development: a collection of articles based on the results of the International Scientific and Practical Conference (November 27, 2022, Orenburg). – Ufa : LLC «Agency for International Research», 2022. – P. 88–93.
3. Gorelik Ya.B. Dynamics of thawing of frozen rocks in the zone of influence of two wells / Ya.B. Gorelik, A.B. Shabrov, Yu.S. Sysoev // Cryosphere of the Earth. – Vol. XII – № 1. – P. 59–65.
4. Current problems of well drilling technology at the fields of OJSC Gazprom / A.I. Gritsenko [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2014. – № 3. – Part 1. – P. 4–15.
5. Grishin M.S. Study of the combined technology of wellbore isolation in permafrost intervals / M.S. Grishin, A.R. Galeev // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. – 2023. – Vol. 1. – P. 154–159.
6. Zharikova N.Kh. Analysis of geological and field information for the selection and justification of options for the development of the Termokarst gas condensate field / N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok, L.G. Kusova // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 4. – P. 325–337.
7. Kolesnik A.S. Optimization of well design in the fields of the Far North / A.S. Kolesnik, S.N. Bastrikov // Internauka. – 2021. – № 2-2(178). – P. 13–15.
8. Korotaev Yu.P. Construction and operation of wells in permafrost / Yu.P. Korotaev, A.B. Polozkov, A.B. Rudnitsky // Gas industry. – 1999. – № 1. – P. 33–37.
9. Korotkov S.A. On the issue of soil thawing at well pads of the Far North fields and loss of well support // Current problems of scientific knowledge. New technologies of the fuel and energy complex-2017: materials of the I International Scientific and Practical Conference (April 21–22, 2017, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2017. – P. 8–12.
10. Korotkov S.A. Optimization of technical and technological solutions for thermal protection and strengthening of wells in fields of the Far North / S.A. Korotkov, O.V. Spirina // Drilling and oil. – 2022. – № 4. – P. 34–37.
11. Latypov I.A. Review of equipment for solving problems of well casing in permafrost zones by thermal insulation of casing columns // Youth energy for the oil and gas industry: Collection of materials from the V International Scientific and Practical Conference of Young Scientists (November 13, 2020, Almetyevsk). – Almetyevsk : Almetyevsk State Oil Institute, 2020. – P. 258–260.
12. Poskonina E.A. Determination of the minimum length of a thermal case at a selected distance between wells / E.A. Poskonina, A.N. Kurchatova // PROneft. Professionally about oil. – 2019. – № 2(12). – P. 66–70.
13. Cherkai Z.N. Technological problems and basic provisions of the methodology for engineering geocryological research during the construction and operation of wells in permafrost rocks / Z.N. Cherkai, E.B. Gridina // Notes of the Mining Institute. – 2017. – Vol. 223. – P. 82–85.
14. Chistyakova N.F. Features of the current state of permafrost rocks of the Bovanenkovo uplift at the stage of industrial development of the Bovanenkovo deposit / N.F. Chistyakova, O.I. Damascus // Bulletin of Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy. – 2018. – Vol. 4. – № 2. – P. 52–66.