



© Коллектив авторов,
2025



АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ ДЛЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ПРИ ОСВОЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ КЕРОГЕНСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД

**И.А. Кудрявцев^{1,*}, К.Ю. Прочухан¹, О.В. Лыков², С.В. Наниш³, Е.Д. Мухина⁴,
Е.А. Лучинскас⁵, Р.И. Кудрявцев¹**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

³ООО «НПФ Кубаньнефтемаш», РФ, Краснодарский край, Абинский район, п. Ахтырский

⁴АНОО ВО «Сколковский институт науки и технологий», РФ, Москва, Сколково

⁵ФГКОУ ВО «Санкт-Петербургский университет Министерства внутренних дел России», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNefit@gazprom-neft.ru

Введение. В настоящее время, для создания технологии термохимического воздействия (ТХВ) на керогенсодержащие породы основные исследования сосредоточены на создании оборудования для ТХВ (генератора сверхкритической воды), изучении проблем доставки теплоносителя в пласт (разработка внутрискважинной компоновки, позволяющей минимизировать теплопотери от устья до забоя скважины), определении объемов керогенсодержащих пород, расчете объема добычи техногенной нефти, получаемой в ходе ретортинга керогена. Настоящая статья призвана привлечь внимание специалистов на осложнения, которые могут возникнуть при добыче техногенной нефти, а также их влияние на системы обустройства месторождения в процессе добычи (внутрипромыслового сбора, подготовки и внешнего транспорта нефти).

Цель. Описать предпосылки создания технологии ТХВ с применением наземного генератора сверхкритической воды, определить основные объекты инженеринговых исследований, критерии выбора кустовых площадок для применения на них технологии ТХВ, выявить осложняющие факторы, которые необходимо учитывать при проектировании объектов инфраструктуры, сформулировать ключевые показатели для оценки технологической готовности проекта к полномасштабному внедрению технологии ТХВ по результатам опытно-промышленных испытаний.

Материалы и методы. Исследование заключалось в обобщении и анализе мирового опыта по применению технологии ТХВ при внутрискважинном ретортинге керогена. В работе использовано компьютерное моделирование свойств конструкционных материалов, которые могут быть применены для внутрискважинных компоновок при ТХВ, а также моделирование изменения давления и температуры сверхкритической воды по длине скважины.

Результаты. В ходе исследований выявлены преимущества и недостатки забойных и наземных теплогенерирующих установок, перечислены основные осложняющие факторы, которые могут возникнуть при добыче техногенной нефти, а также оказать негативное влияние на системы обустройства месторождения в процессе добычи. Данные аспекты необходимо учитывать при проектировании технологической инфраструктуры промысла. На основе проведенной работы сформулированы основные направления дальнейших инженеринговых предпроектных исследований.

Заключение. Разработан чек-лист результатов предпроектных исследований, которые рекомендуется проводить перед выполнением проектирования инфраструктуры для опытно-промышленных испытаний технологии термохимического воздействия на пласт, а также учитывать при планировании сроков внедрения технологии. Предложено создание отраслевого интегратора для консолидации компетенций и опыта нефтяных компаний в данном направлении.

Ключевые слова: кероген, ретортинг, сверхкритическая вода, термохимическое воздействие

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кудрявцев И.А., Прочухан К.Ю., Лыков О.В., Наниш С.В., Мухина Е.Д., Лучинскас Е.В., Кудрявцев Р.И. Актуальные вопросы проектирования инфраструктуры для термохимического воздействия на пласт при освоении геологических запасов нефти керогенсодержащих пород. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(3):101–112. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-101-112>

Статья поступила в редакцию 20.05.2025

Принята к публикации 16.06.2025

Опубликована 29.09.2025

CURRENT ISSUES INFRASTRUCTURE DESIGN FOR THERMOCHEMICAL EFFECTS ON THE RESERVOIR IN THE DEVELOPMENT OF GEOLOGICAL OIL RESERVES OF KEROGEN-CONTAINING FORMATION

Igor A. Kudryavtsev^{1,*}, Konstantin Y. Prochukhan¹, Oleg V. Lykov², Sergey V. Nanish³, Elena D. Mukhina⁴, Evgeny A. Luchinskas⁵, Roman I. Kudryavtsev¹

¹Gazprom нефт company group, RF, Saint Petersburg

²Gazprom нефт company group, RF, Tyumen

³Kubanneftemash SPC LLC, RF, Krasnodar

⁴Skolkovo Institute of Science and Technology, RF, Moscow

⁵Saint Petersburg University of the Ministry of Internal Affairs of the Russian Federation, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Currently, to create a technology for thermochemical effects on kerogen-containing rocks, the main research is focused on the creation of equipment (a supercritical water generator), the study of problems of coolant delivery to the reservoir (development of an intra-well layout that minimizes heat loss from the mouth to the bottom of the well), determining the volume of kerogen-containing rocks, calculating the volume of production of man-made oil obtained during retorting kerogen. This article is intended to draw the attention of researchers to the complications that may arise during the extraction of man-made oil, as well as their impact on field management systems during production (in-field collection, preparation and external transportation of oil).

Aim. To describe the prerequisites for the creation of a pilot plant for the technology of thermochemical effects on the reservoir using a ground-based supercritical water generator, describe the main objects of engineering research, determine criteria for selecting bush sites for the use of technology on them, identify complicating factors that must be taken into account when designing infrastructure facilities, formulate key indicators for assessing the technological readiness of the project for the full-scale implementation of technology for the results of pilot industrial tests.

Materials and methods. The research consisted in generalizing and analyzing the world experience in the application of thermochemical treatment technology to the reservoir during downhole retorting of kerogen. The paper uses computer modeling of the properties of structural materials that can be used for downhole arrangements when pumping supercritical water, as well as modeling changes in pressure and temperature of supercritical water along the length of the well.

Results. The research revealed the advantages and disadvantages of downhole and onshore heat generation plants, listed the main complicating factors that may arise during the extraction of man-made oil and have a negative impact on field management systems during production, which must be taken into account when designing the technological infrastructure of the field. Based on the work carried out, the main directions of further engineering pre-design studies are formulated.

Conclusions. A checklist of the results of pre-design studies has been developed, which is recommended to be carried out before designing the infrastructure for pilot testing of thermochemical impact technology on the reservoir, as well as to take into account the timing of technology implementation when planning them. It is proposed to create an industry integrator to consolidate the competencies and experience of oil companies in this area.

Keywords: kerogen, retorting, supercritical water, thermochemical injection

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Kudryavtsev I.A., Prochukhan K.Yu., Lykov O.V., Nanish S.V., Mukhina E.D., Luchinskas E.A., Kudryavtsev R.I. Current issues infrastructure design for thermochemical effects on the reservoir in the development of geological oil reserves of kerogen-containing formation. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(3):101–112. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-101-112>

Manuscript received 20.05.2025

Accepted 16.06.2025

Published 29.09.2025

ВВЕДЕНИЕ

Ежегодное увеличение спроса на энергетические ресурсы ведет к активному развитию методов увеличения нефтеотдачи (МУН), требующих комплексного подхода, учитывающего геологические особенности месторождений, технологические ограничения и экономические факторы. В связи с этим актуальными являются задачи применения МУН, позволяющих значительно увеличить

нефтеотдачу разрабатываемых пластов, из которых извлечь остаточные запасы нефти традиционными способами затруднительно. В последние годы широкое применение среди МУН нашли тепловые методы — закачка влажного пара, перегретого пара и сверхкритической воды (СКВ) [1]. Одним из перспективных направлений по повышению нефтеотдачи керогенсодержащих пластов является применение внутрискважинного реторинга (добычи нефти из керогена

без подъёма породы на поверхность) посредством термохимического воздействия на пласт [2]. Данный метод предлагается к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ), при этом имеется ряд неопределённостей, связанных с эксплуатацией систем обустройства, требующих дополнительного изучения.

Термохимическое воздействие на нетрадиционные запасы углеводородов представляет собой технологию создания техногенной нефти из твердого органического вещества — керогена, содержащегося в нефтематеринской породе. Этот подход основан на использовании высоких температур и давлений, химических реакций для преобразования органического материала в нефть (техногенную нефть). В качестве агента для доставки тепла в пласт и воздействия на кероген используется сверхкритическая вода, обладающая низкой вязкостью и высоким коэффициентом диффузии. В некоторых случаях для ускорения конверсии керогена используют катализатор (например, соли переходных металлов — чаще всего никеля или железа). Если в природе, в естественных условиях, для созревания нефти в керогенсодержащих породах требуются миллионы лет, то с применением данной технологии процесс созревания нефти ускоряется до нескольких недель.

ТХВ позволяет значительно увеличить объем добычи нефти на месторождениях, где традиционные вторичные методы (например, многостадийный высокоскоростной большеобъемный гидроразрыв пласта) уже исчерпали свои возможности. Благодаря этому методу можно продлить срок службы нефтяных месторождений и увеличить их коэффициент извлечения нефти (КИН).

ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА РАЗМЕЩЕНИЯ ГЕНЕРАТОРА СКВ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕМАТЕРИНСКУЮ ПОРОДУ

Организация воздействия СКВ на нефтематеринскую породу возможна:

- а) при размещении в скважине забойного (внутрискважинного) подогревателя (генератора тепла или парогенератора) открытого или закрытого типа для локального воздействия тепловым полем на керогенсодержащую породу;
- б) при размещении на дневной поверхности генератора СКВ с последующей ее доставкой в призабойную зону пласта через перфорационные каналы горизонтального участка ствола скважины.

Достоинства и недостатки этих способов приведены в **табл. 1**.

Очевидно, что чем больше сверхкритического рабочего агента воздействует на кероген в единицу времени, тем больше техногенной нефти можно получить на выходе процесса. Гидравлические расчеты, проведенные с использованием специализированного программного обеспечения, показали, что оптимальный массовый расход воды при внутреннем диаметре колонны лифта $\varnothing 65$ мм с учетом гидравлических потерь

ДЛЯ РЕНТАБЕЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ КЕРОГЕНСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД И СОЗДАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ТХВ-ГЕНЕРАТОРА СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ВОДЫ ПОКАЗАН ОПЫТ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЭТОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАЗРАБОТАНЫ КРИТЕРИИ ВЫБОРА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТХВ И СФОРМУЛИРОВАНЫ КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ГОТОВНОСТИ ПРОЕКТА К ПОЛНОМАСШТАБНОМУ ВНЕДРЕНИЮ ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ.

и динамики изменения плотности СКВ составит $\sim 12\,500$ кг/час (~ 300 м/сут) при начальной устьевой температуре $550\ldots 600$ °С.

Требуемую чистую тепловую мощность генератора СКВ можно рассчитать по упрощенным формулам ниже:

$$E = m \times (h_2 - h_1), \text{ [кДж]}, \quad (1)$$

где $E = Q$ — требуемое количество тепловой энергии, кДж;

m — массовый расход воды, кг;

h_2 — энтальпия воды при конечной температуре, кДж/кг;

h_1 — энтальпия воды при начальной температуре, кДж/кг;

h_2 (550 °С, 40 МПа) = 3 154,4 кДж/кг;

h_1 (20 °С, 40 МПа) = 120,9 кДж/кг;

$Q = 12\,500 \times (3\,154,4 - 120,9) = 37\,918\,750$ кДж

Требуемая тепловая мощность генератора СКВ:

$$P = (E / t) \times 10^{-6}, \text{ [МВт]}, \quad (2)$$

где P — мощность, МВт;

$t = 3\,600$ сек.

$P = (37\,918\,750 \times 10^3 \text{ Дж} / 3\,600 \text{ сек}) \times 10^{-6} = 10,53$ МВт.

Если принять коэффициент полезного действия (КПД) котла = 90%, то требуемая тепловая мощность установки при устьевой температуре 550 °С составит порядка $\sim 11,6$ МВт.

Таблица 1. Достоинства и недостатки забойного и устьевого генераторов СКВ. Составлено авторами
Table 1. Advantages and disadvantages of downhole and wellhead supercritical water generators. Prepared by the authors

Генерация СКВ на забое (внутрискважинный)	Генерация СКВ на устье (наземный)
ПРЕИМУЩЕСТВА	
1. Малые габаритные размеры 2. Отсутствие тепловых потерь на транспорт СКВ 3. Не требуется разработка уникального внутрискважинного оборудования 4. Высокая эффективность работы (КПД)	1. Наличие рабочего промышленного прототипа (коммерческое внедрение) 2. Высокая производительность по теплоносителю 3. Возможность гибкого регулирования производительности 4. Возможность комплексного контроля работы оборудования 5. Возможно организовать реализацию режима воздействия по принципу «Huff and Puff» без дополнительных СПО внутрискважинного оборудования 6. Возможность безостановочной работы во время ТО (резервирование) 7. Возможность использования в других отраслях промышленности (переработка органических отходов и пр.)
НЕДОСТАТКИ	
1. Отсутствие рабочего промышленного прототипа (пилотные проекты) 2. Низкая расчетная мощность до 500–700 кВт (для нагревателя закрытого типа) и до 1,5–1,7 МВт (для нагревателя открытого типа), что влечет за собой недостаточную производительность по теплоносителю 3. Ограниченный контроль за работой оборудования 4. Сложность подачи источника энергии на забой скважины 5. Значительная площадь под размещение оборудования для подготовки и подачи топлива вблизи объекта эксплуатации (скважины) 6. Возможность утери оборудования в случае неудачного испытания 7. Глушение рабочей скважины при выводе оборудования в ремонт 8. Низкий срок службы (влияние агрессивной среды на забое скважины) 9. Требуется дополнительные СПО внутрискважинного оборудования для перехода из цикла прогрева на цикл добычи	1. Сравнительно большая занимаемая площадь на объекте эксплуатации 2. Требуется разработка высокотехнологического внутрискважинного оборудования 3. Высокие тепловые и гидравлические потери теплоносителя от устья до забоя скважины 4. Влияние на грунты в условиях ММГ

Для устьевой температуры 450 °С требуемая мощность генератора будет равна ~9,2 МВт. Как показали проведенные авторами статьи предварительные теплогидравлические расчеты генератора, превышение мощности установки свыше 10–12 МВт приводит к существенному увеличению габаритов единичного оборудования, что не позволяет использовать стандартные транспортные средства для его перемещения по дорогам общего пользования без специального разрешения (требование к мобильности нивелируется). Таким образом, ввиду отсутствия промышленного прототипа забойного генератора СКВ и его низкой расчетной производительности по теплоносителю данный способ не нашел промышленного применения и в дальнейшем не рассматривается в Группе компаний «Газпром нефть» для внутрипластового ретортинга керогена.

ИМЕЮЩИЕСЯ НАРАБОТКИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ТХВ НА НЕФТЕМАТЕРИНСКУЮ ПОРОДУ КЕРОГЕНСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТОВ

Широкое распространение получили устьевые теплогенераторные установки. Примером успешного применения технологии циклического термохимического воздействия на пласт является проект на месторождении тяжелой нефти Pleito Creek, США [3]. Самым известным пилотным

проектом термогазового воздействия на нефтяные сланцы в РФ является проект на Средне-Назымском месторождении, проводимый АО «РИТЭК». Компания совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», АО «ВНИИнефть» и другими партнерами ведет разработку технологии термогазового воздействия [4]. Данная технология является интеграцией тепловых и газовых МУН и предполагает закачку в пласт воздуха. Следующим шагом к развитию тепловых МУН может стать адаптация и усовершенствование существующего оборудования для тепловых МУН под технологию ТХВ с закачкой СКВ, например, с использованием котла генерации СКВ [5] (**рис. 1**). Необходимо отметить, что для условий месторождений ХМАО, где керогенсо-держащие пласты залегают на глубинах 2 800 и более метров, материалы паропровода, компоновка устьевого и внутрискважинного оборудования, теплоизоляционные материалы должны обеспечивать доставку сверхкритической воды на забой скважины с минимальными тепловыми потерями. Поэтому при реализации предлагаемой технологии должна быть предусмотрена адаптация двух комплексов технологического оборудования:

- наземного блочно-модульного комплекса оборудования для генерации теплоносителя. В базовом решении генератор теплоносителя с блоками вспомогательного оборудования подключается



Рис. 1. Генератор воды в сверхкритическом состоянии [8]
Fig. 1. A generator for producing of supercritical water [8]

к питательным линиям попутного нефтяного газа (ПНГ), воды, электрической энергии;

- подземного внутрискважинного оборудования, изготовленного из материалов с низким коэффициентом теплопроводности.

Как отмечают патентообладатели, в состав наземной установки входят блок подготовки воды (механическая очистка, осмос, умягчение, деаэрация (обескислороживание) воды и др.), котельный и насосный блоки, накопительные емкости для чистой и исходной воды, вспомогательное оборудование (сепаратор пара, блок хранения материалов и запасных частей, прочее оборудование), блок управления комплексом, блок автоматики. При проектировании кустовых площадок, на которых предусматривается бурение скважин под ТХВ, необходимо предусмотреть отвод земли для размещения основного и вспомогательного оборудования генератора СКВ (рис. 2).

Предлагаемая к реализации технология заключается в следующем. В парогенераторной установке происходит нагрев подготовленной воды до сверхкритического состояния. В качестве топлива для нагрева воды предлагается использовать попутный нефтяной газ скважин куста, отобранный после автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ). Для этого при проектировании кустовой площадки после АГЗУ необходимо предусмотреть две задвижки на развитие — одну для подключения трубопровода от АГЗУ к сепаратору с целью отбора

ПНГ, вторую для подключения трубопровода от сепаратора в нефтегазосборный коллектор с целью возврата продукции.

После нагрева до сверхкритического состояния вода по паропроводу поступает в добывающую скважину. Воздействуя на нефтематеринскую породу, сверхкритическая вода преобразует содержащийся в породе кероген в техногенную нефть. Далее происходит переключение скважины с закачки на отбор продукции. В начальный период добычу предполагается осуществлять фонтанным способом. В дальнейшем, при падении устьевого давления и понижении температуры в скважине, планируется переход на электроцентробежный насос (ЭЦН). Предлагаемая схема реализации технологии ТХВ при размещении на дневной поверхности генератора СКВ приведена на рис. 3.

В настоящее время в РФ имеется опыт разработки, изготовления и эксплуатации внутрискважинных компоновок из материалов и сплавов с низкими коэффициентами теплопроводности, например, компаниями ООО «ТМК», ООО «НПФ Кубаньнефтемаш». Основным ограничивающим фактором применения данного оборудования для технологии ТХВ является их высокая стоимость. Компанией ООО «НПФ Кубаньнефтемаш», специализирующейся на производстве и поставке инновационного импортозамещающего нефтегазового оборудования, предложен комплекс термостойкого внутрискважинного оборудования (рис. 4), обеспечивающий минимальные теплотери

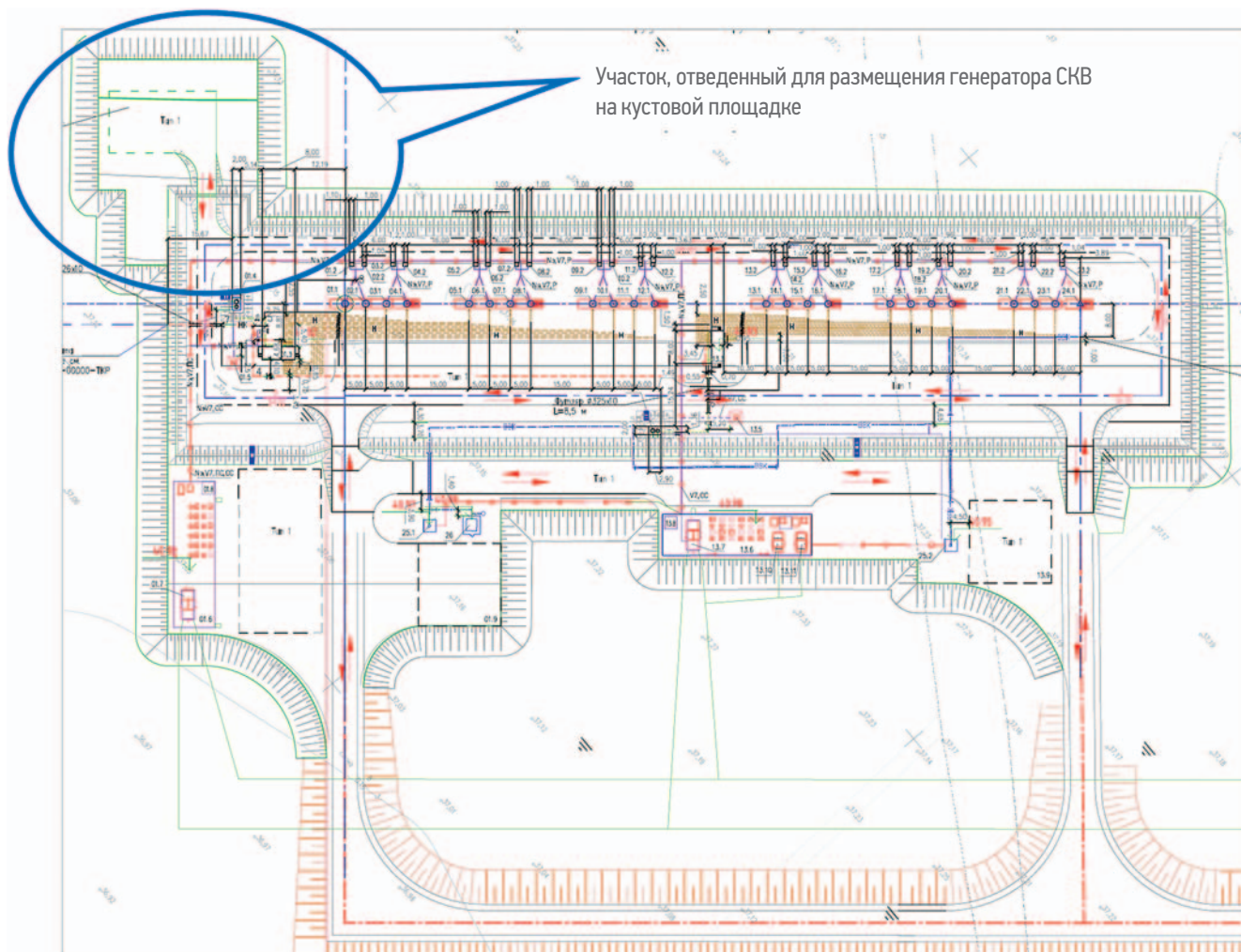


Рис. 2. Генеральный план кустовой площадки для ТХВ (пример). Составлено авторами
Fig. 2. Master plan of a pad for thermochemical injection (for example). Prepared by the authors

при доставке СКВ до точки входа в пласт (точка Т1 **рис. 5**). На графиках **рис. 5** приведены результаты моделирования изменения температуры закачиваемой СКВ по длине горизонтальной скважины для компоновок, изготовленных из материалов с коэффициентами теплопроводности от 0,03 до 0,006 (Вт/м×К),

представленных на отечественном рынке при устьевых температурах от 450 до 550 °С. Моделирование проведено в АНОО ВО «Сколковский институт науки и технологий» при участии экспертов компании «Газпромнефть-Технологические партнерства» для расхода воды на устье скважины 10 т/ч. В пределах всей длины ствола

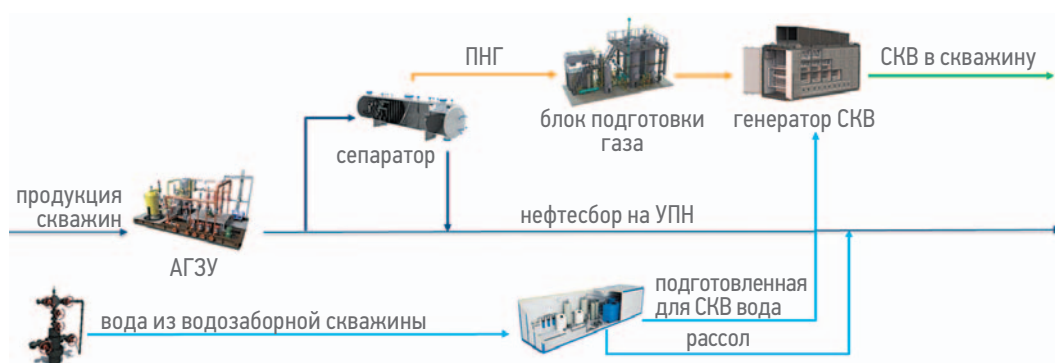


Рис. 3. Схема реализации технологии ТХВ при размещении на дневной поверхности генератора СКВ.
 Составлено авторами
Fig. 3. TCI-technology working scheme with surface placement of SCW-generator. Prepared by the authors

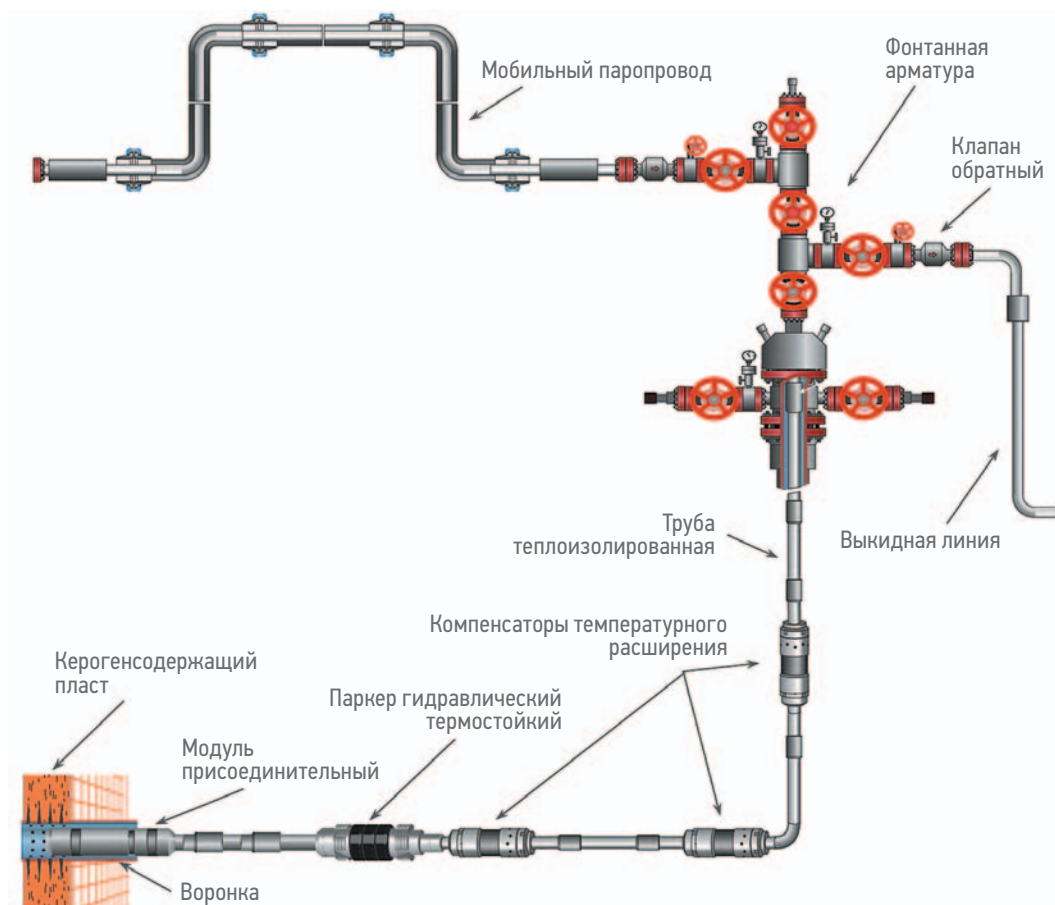


Рис. 4. Комплекс термостойкого внутрискважинного оборудования, предложенный ООО «НПФ Кубаньнефтемаш». Составлено авторами

Fig. 4. The layout of heat-resistant borehole equipment proposed by Kubaneftefmash SPC LLC. Prepared by the authors

скважины расчетное изменение давления происходит в пределах 35–40 МПа. Из графиков видно, что для компоновок, выполненных из материалов с приведенными выше коэффициентами теплопроводности, закачиваемая вода может находиться в сверхкритическом состоянии до глубин 3 250÷3 780 м по длине ствола скважины. Отсюда можно сделать вывод, что эффективная длина горизонтального участка ствола для технологии ТХВ составит 550÷1 080 м в зависимости от применяемых во внутрискважинной компоновке материалов и начальной устьевой температуры. В настоящее время при освоении запасов нефти керогенсодержащих пластов применяются скважины с длиной горизонтального участка ствола 1 000÷1 500 м.

Таким образом, существующие на сегодняшний день наработки и опыт применения теплогенераторов и термостойкого внутрискважинного оборудования позволяют сделать вывод о возможности их адаптации к технологии термохимического воздействия сверхкритической водой на кероген пласта, а также последующего их применения для проведения ОПИ.

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ТЕХНОГЕННОЙ НЕФТИ

Лабораторные исследования на керне керогенсодержащих пластов подтвердили возможность генерации техногенной нефти. При этом в ходе ретортинга наблюдалось наличие серы и сероводорода [6] в пробах. В реальных условиях присутствие H_2S в продукции скважин пока не позволяет широко внедрять данную технологию из-за специфики используемого оборудования (материалы групп К2 или К3) [7], а также из-за сероводородпоглощающих присадок, что сказывается на экономической эффективности проекта закачки СКВ.

Поэтому до проведения ОПИ при оценке рисков проекта и экономической эффективности внедрения технологии ТХВ важно выполнить ряд исследований с применением моделирования, направленных на определение:

- количества выделяемых при ретортинге керогена кислых компонентов;
- устьевой температуры и давления техногенной нефти;
- дополнительного объема ПНГ и его состава при добыче техногенной нефти;

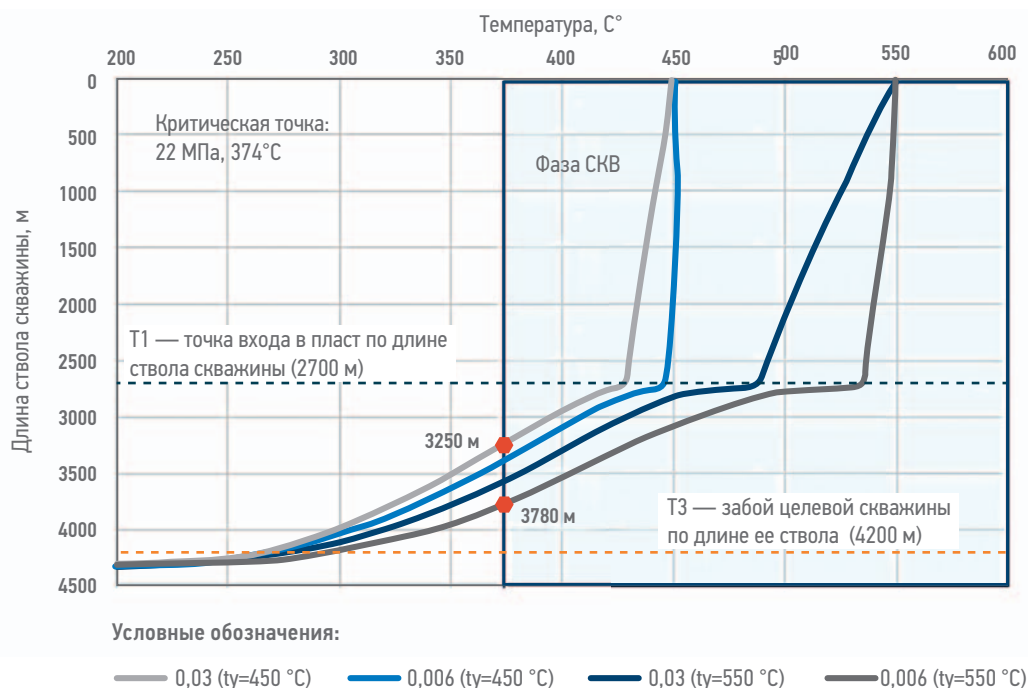


Рис. 5. Результаты моделирования изменения температуры закачиваемой СКВ по длине горизонтальной скважины для внутрискважинных компоновок с разными теплофизическими характеристиками.

Составлено авторами

Fig. 5. Simulation results of temperature variation of injected supercritical water along the length of a horizontal well for downhole arrangements with different thermophysical characteristics. Prepared by the authors

- влияния кислых компонентов, температуры техногенной нефти, дополнительного объема ПНГ на работоспособность внутрискважинного и устьевого оборудования, АГЗУ, участков трубопровода от кустовой площадки до УПН, самой УПН.

При необходимости в расчете экономической эффективности проекта необходимо учитывать дополнительные затраты на обеспечение целостности нефтепромыслового оборудования и трубопроводов.

При выборе кустовой площадки для проведения ОПИ должны быть соблюдены следующие минимальные условия:

- наличие на кустовой площадке (КП) источника воды (объем воды для нагрева ~ 300÷400 м³/сут (подготовленной) и ~100 м³/сут «рассола» под утилизацию после водоподготовки);
- суммарный объем добычи ПНГ на КП должен составлять не менее 25 000 ÷ 35 000 м³/сут для питания горелок котла парогенераторной установки;
- наличие проектно-сметной документации на расширение КП (пример генерального плана кустовой площадки для ТХВ представлен ранее на рис. 2).
- оборудование и материалы паропровода, устьевого арматуры и внутрискважинной компоновки должны обеспечивать

продолжительную закачку СКВ с температурой закачиваемой среды (на устье) 450÷550 °С и давлением закачиваемой среды (на устье) 35÷40 МПа.

В целом ключевые показатели эффективности (КПЭ) реализации проекта по этапам ОПИ сформулированы на табл. 2. В настоящее время проектная команда ГПН сосредоточена на инженеринговых исследованиях этапа 1.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОЗДАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ТХВ

Реализация проекта термохимического воздействия на нефтяной пласт требует комплексного подхода, включающего научные исследования, инженерные расчеты, технологические решения и соблюдение требований нормативных документов. Наиболее правильным решением при разработке отдельных элементов технологии ТХВ может стать создание отраслевой структуры-интегратора, обеспечивающей плотное взаимодействие с ведущими нефтяными компаниями в рамках работ по изучению и освоению трудноизвлекаемых запасов, обеспечивающими финансирование разработок уникальных технологий. К такому шагу может подтолкнуть целый ряд объективных

Таблица 2. Ключевые показатели эффективности этапов ОПИ проекта ТХВ. Составлено авторами
Table 2. Key performance indicators for the project's pilot-scale testing stages. Prepared by the authors

Этап 1 — Инжиниринговые исследования
- оценено влияние температуры продукции добывающих скважин на системы сбора и подготовки нефти и газа; - разработан предварительный генплан кустовой площадки под ТХВ; - сформирован перечень рисков и неопределенностей при работе генератора СКВ; - определен перечень и стоимость дополнительных оборудования и мероприятий для минимизации/исключения последствий при реализации рисков; - сформирована программа по снятию неопределенностей; - определен пул потенциальных поставщиков/разработчиков/партнеров.
Этап 2 — разработка проектно-сметной документации
- комплекс наземного оборудования прошел заводские испытания и получены акты испытаний; - сформированы технические требования к воде и попутному нефтяному газу для генератора СКВ; - комплекс наземного оборудования сертифицирован в РТН; - разработан проект на строительство кустовой площадки (КП) с учетом применения оборудования для ТХВ; - получено положительное заключение ГЭ проект.
Этап 3 — Подготовка кустового основания
- построена КП; - на КП имеется источник воды для питания генератора СКВ; - на КП имеется система утилизации «рассола»; - разработан групповой рабочий проект на строительство скважин с учетом применения термоцементов (или решен вопрос термоизоляции муфтовых соединений); - групповой рабочий проект на строительство скважин прошел экспертизу.
Этап 4 — Строительство скважин
- построена новая скважина на целевой горизонт; - скважина освоена методом многостадийного ГРП.
Этап 5 — Подготовка полигона к ОПИ
- на КП подтверждена добыча ПНГ в достаточном объеме для питания генератора; - разработана и согласована программа ОПИ; - скважина отработала на истощение (снижение дебита составило не менее 80% от запусковых параметров); - проведены ГИС до теплового воздействия; - внутрискважинная компоновка для ТХВ установлена в скважине-кандидате; - проведены СМР и ПНР комплекса наземного оборудования.
Этап 6 — ОПИ проведены
- теплоноситель закачан с расходом от 8 до 10 т/час; - температура теплоносителя не менее 450 °С; - давление теплоносителя 35÷40 МПа; - закачан расчетный объем теплоносителя; - коэффициент эффективности использования оборудования не менее 0,9; - пакер герметичен; - проведены ГИС скважины после теплового воздействия; - проанализирован состав газа, выявлено наличие/отсутствие техногенных CO₂, H₂S; - проведен анализ добываемого флюида и зафиксировано наличие термопреобразованных УВ.

предпосылок, наиболее важными из которых могут стать:

- повышение технологической сложности рынков (одной компании сложно консолидировать всю технологическую цепочку);
- повышение скорости инновационного развития (компании не успевают отслеживать инновации и адаптировать их под свои условия);
- улучшение возможностей для развития научной составляющей высокотехнологичных проектов;
- отсутствие в настоящее время полностью готовых к проведению опытных работ промышленных полигонов.

Очевидные преимущества данного подхода состоят в следующем:

- возникает возможность аккумулирования значительных ресурсов и фокусирования их на решении наиболее приоритетных задач, связанных с доразведкой и разработкой керогенсодержащих отложений;
- осуществляется накопление компетенций в областях, связанных с изучением и технологиями разработки отложений;
- исключается дублирование научно-исследовательских работ (НИР, НИОКР) на уровне отрасли;
- происходит разделение рисков, связанных с разработками в области освоения ТРИЗ;
- упрощается привлечение средств на долговременные научно-технические проекты, направленные на создание принципиально новых прорывных технологий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, применение забойных парогенераторов нецелесообразно для воздействия СКВ на пласт ввиду их малой расчетной мощности, ограниченной зоны воздействия (максимум один интервал перфорации), отсутствия контроля за процессом внутрискважинного горения топлива. Текущий фокус исследований нацелен в сторону применения наземных парогенераторных установок. Результаты моделирования подтвердили возможность доставки СКВ на глубину 3250–3780 м по длине ствола скважины при использовании внутрискважинных компонентов на основе отечественного оборудования и материалов.

Анализа рынка, проведенный Центром компетенций технологического развития ТЭК при Министерстве энергетики Российской Федерации, выявил потенциальных производителей комплексов подземного и наземного оборудования, включая генератор СКВ, характеристики которых отвечают требованиям, предъявляемым к оборудованию для технологии ТХВ при разработке

керогенсодержащих пластов с применением сверхкритической воды.

Предложена принципиальная схема реализации технологии ТХВ с наземным размещением генератора СКВ. Определены основные осложняющие факторы, оказывающие негативное влияние на нефтегазопромысловое оборудование и требующие дополнительного изучения и разработки мероприятий для минимизации этого влияния.

Определены основные этапы ОПИ, разработан чек-лист, которого стоит придерживаться при планировании этапов опытно-промышленных испытаний.

При разработке генерального плана кустовой площадки необходимо учитывать размещение на ней основного и вспомогательного оборудования ТХВ. С помощью компьютерного моделирования проводится оценка влияния продуктов ретортинга керогена на инфраструктуру промысла (системы сбора и подготовки нефти и газа).

Предложено создание отраслевого интегратора в ходе проведения ОПИ ТХВ, оборудования и материалов, эффективного управления проектом.

Список литературы

1. Мухина Е.Д., Черемисин А.Н., Ушакова А.С., Прочухан К.Ю., Касьяненко А.А. Химические, газовые и тепловые МУН для баженовской свиты // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2022. — № 5–6(125–126). — С. 58–64. EDN MBTDZE.
2. Ильменский А.С., Леушина Е.А., Широкова В.В., Козлова Е.В., Гончарова А.В., Мухина Е.Д., Прочухан К.Ю., Спасенных М.Ю. Кинетические исследования пиролиза и водного пиролиза керогена баженовской свиты в закрытой системе // Наука о сланцах 23. Новый опыт: Сборник материалов 4-го специализированного научно-практического семинара, Москва, 20–22 марта 2023 года. — Москва: ООО «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2023. — С. 17–19.
3. МакГи Р., Фрайм М., Хаген С. Установка парогазового воздействия на пласт увеличивает добычу нефти в заливе Плейто-Крик // Нефть и Газ. — 2011. — Т. 109, № 13.
4. Кокорев В. И. Термогазовый способ разработки нетрадиционных запасов углеводородов // Материалы к конференции Энеркон. — М.: изд-во ЭНЕРКОН, 2013. — С. 7–9.
5. Промысловый паровой котел: сайт. Режим доступа: <https://www.sjpec.ru/> (дата обращения: 27.04.2025).
6. Черемисин А.Н.; Мухина Е.Д. Экспериментальные работы по моделированию термохимического и газового воздействия на породы баженовской свиты с вовлечением керогена в разработку на участке месторождения Солхэм. Салымский-3 ЛУ // Отчет о НИР: 14-91 / АНОО ВО «Сколковский институт науки и технологий». — М., 2023. — 269 с.
7. ГОСТ Р 55990—2014. Национальный стандарт российской федерации. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. 90 с.
8. Oilfield Steam Boiler: сайт. Режим доступа: <https://www.sanjackgroup.com/oilfield-steam-boiler-2/> (дата обращения: 27.04.2025).

References

1. Mukhina E.D., Cheremisin A.N., Ushakova A.S., Prochukhan K.Yu., Kasyanenko A.A. Chemical, Gas and thermal moons for the Bazhenov formation. *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2022, no. 5–6(125–126), pp. 58–64. (In Russ.) EDN MBTDZE
2. Ilmensky A.S., Leushina E.A., Shirokova V.V., Kozlova E.V., Goncharova A.V., Mukhina E.D., Prochukhan K.Yu., Spasennykh M.Yu. Kinetic studies of pyrolysis and aqueous pyrolysis of Bazhenov formation kerogen in a closed system. *The science of shale 23. New experience: Collection of materials from the 4th specialized scientific and practical seminar, Moscow, March 20–22, 2023*. Moscow, EAGE GEOMODEL LLC. 2023, pp. 17–19 (In Russ.) ISBN: 978-5-9651-1471-9
3. McGee R., Fraim M., Hagen S. Combined Miscible Drive Enhances Pleito Creek Oil Production. *Oil & Gas Journal*, 2011, vol. 109, no. 13.
4. Kokorev V.I. Thermogas method for developing unconventional hydrocarbon reserves. *ENERCON-2013, Moscow, 2013*, p. 7-9 (In Russ.)
5. Commercial steam boiler. Website. <https://www.sjpec.ru/> (date of request: 27.04.2025).
6. Mukhina E.D., Cheremisin A.N. *Experimental work on modeling thermochemical and gas effects on rocks of the Bazhenov formation involving kerogen in development at the Solham field site. Salymsky-3 license area*. Research report: 14–91. Leading Researcher of autonomous non-profit educational organization of higher education "Skolkovo institute of science and technology". 2023. p. 269. (In Russ.)
7. GOST R 55990-2014. The national standard of the Russian Federation. Oil and gas-oil fields. FIELD PIPELINES. Design standards.
8. Oilfield Steam Boiler: Website. <https://www.sanjackgroup.com/oilfield-steam-boiler-2/> (date of request: 27.04.2025).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.А. Кудрявцев — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, сформировал перечень основных осложняющих факторов, возникающих при добыче техногенной нефти в ходе ТХВ, которые необходимо учитывать при проектировании объектов инфраструктуры, разработал схему реализации технологии ТХВ в привязке к кустовой площадке, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

К.Ю. Прочухан — руководитель научной темы, оказал экспертную поддержку в написании статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

О.В. Лыков — оказал экспертную поддержку в написании статьи, участвовал в разработке и стендовых испытаниях опытного образца забойного генератора тепла, а также в разработке наземного генератора СКВ (600 °C, 40 МПа), выполнил основные расчеты технологического оборудования.

С.В. Наниш — оказал экспертную поддержку в подборе оптимальной внутрискважинной компоновки и выборе необходимых конструктивных материалов для ее изготовления.

Е.Д. Мухина — оказала поддержку в моделировании процесса распределения теплоты по глубине скважины при применении внутрискважинных компоновок с разными теплофизическими характеристиками.

Е.А. Лучинскас — оказал экспертную и консультационную поддержку в части применения тугоплавких термостойких материалов, характеристики которых использованы в расчетах технологического оборудования.

Р.И. Кудрявцев — оказал поддержку в подготовке прилагаемых рисунков, анализе литературных источников, оформлении статьи.

Igor A. Kudryavtsev — developed the concept of the article; prepared the text of the article, formed a list of the main complicating factors that arise during the extraction of man-made oil during thermochemical injection, which must be taken into account when designing infrastructure facilities; developed a scheme for the implementation of thermochemical injection technology in relation to the pad, I agree to assume responsibility for all aspects of the work.

Konstantin Y. Prochukhan — was the head of the scientific topic, provided expert support in writing the article, finally approved the published version of the article.

Oleg V. Lykov — provided expert support in writing the article, participated in the development and bench tests of a prototype downhole heat generator, participated in the development of surface SCW generator (600 °C, 40 MPa), performed basic calculations of technological equipment.

Sergey V. Nanish — provided expert support in selecting the optimal downhole layout and selecting the necessary structural materials for its manufacture.

Elena D. Mukhina — provided support in modeling the process of heat distribution over the depth of the well when using downhole layouts with different thermophysical characteristics.

Evgeny A. Luchinskas — provided expert and consulting support regarding the use of refractory heat-resistant materials, the characteristics of which are used in the calculations of technological equipment.

Roman I. Kudryavtsev — provided support in the preparation of the attached drawings, the analysis of literary sources, and the design of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Игорь Анатольевич Кудрявцев* — кандидат технических наук, менеджер — руководитель группы по инжинирингу и обустройству, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNef@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 3409-1123

Igor A. Kudryavtsev* — Cand. Sci. (Tech.), Manager — Head of the Engineering and Construction Group, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtorskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia
e-mail: ProNef@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 3409-1123

Константин Юрьевич Прочухан — доктор технических наук, руководитель направления ТХВ, Группа компаний «Газпром нефть»
SPIN-код: 1518-2070
ResearcherID: O-7124-2018
Scopus Author ID: 7801505500
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0944-6626>

Олег Владимирович Лыков — руководитель проекта разработки продуктов инжиниринга и проектирования, Группа компаний «Газпром нефть»

Сергей Владимирович Наниш — генеральный директор, ООО «НПФ Кубаньнефтемаш»

Елена Дмитриевна Мухина — ведущий научный сотрудник, АНОО ВО «Сколковский институт науки и технологий»

Евгений Александрович Лучинскас — майор полиции, старший преподаватель кафедры пожарной подготовки, ФГКОУ ВО «Санкт-Петербургский университет МВД России»

Роман Игоревич Кудрявцев — специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Konstantin Y. Prochukhan — Dr. Sci. (Tech.), Head of the Department of TCI, Gazprom нефt company group
SPIN-code: 1518-2070
ResearcherID: O-7124-2018
Scopus Author ID: 7801505500
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0944-6626>

Oleg V. Lykov — Head of the Product Development Engineering and Design Project, Gazprom нефt company group

Sergey V. Nanish — General director, S&PC Kubanneftemash LLC

Elena D. Mukhina — Leading researcher, Skolkovo institute of science and technology

Evgeny A. Luchinskass — Police major, Senior lecturer at the Department of Fire Training, Saint Petersburg University of the Ministry of Internal Affairs of the Russian Federation

Roman I. Kudryavtsev — Specialist, Gazprom нефt company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author