

УДК 622.279.72

DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4366

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

## Компьютерное моделирование технологических параметров и методов предотвращения образования гидратов

О.В. Савенок<sup>1✉</sup>, Н.Х. Жарикова<sup>1</sup>, А.Е. Верисокин<sup>2</sup>, А.С. Арутюнян<sup>3</sup>, М. Хадид<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, г. Санкт-Петербург

<sup>2</sup> Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь

<sup>3</sup> Кубанский государственный технологический университет, Россия, г. Краснодар

<sup>4</sup> Университет Аль-Баас, Сирийская Арабская Республика, Дамаск

✉ Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Аннотация. Актуальность.** Как и множество месторождений Западной и Восточной Сибири, месторождения о. Сахалин (рассматриваемое Восточно-Луговское газовое месторождение) столкнулись с проблемой образования газовых гидратов во внутрискважинном оборудовании и наземных сетях сбора и подготовки к транспорту. Гидратообразование закупоривают скважины, шлейфы и газопроводы, снижая площадь их рабочего сечения, что ведёт к снижению дебита или полной остановке работы оборудования. Также нарушается работа клапанов, измерительных приборов, сепараторов и штуцеров. Всё это приводит к значительным экономическим потерям и снижает эффективность ведения процесса разработки и эксплуатации месторождения. Наибольшему влиянию подвержены месторождения, находящиеся на поздних стадиях эксплуатации, ввиду невозможности обеспечения безгидратного режима работы скважин. С точки зрения рациональности ведения процесса разработки выгоднее предотвратить образование гидратов, нежели бороться с уже образовавшимися отложениями. Стоит также отметить целесообразность переноса места локализации отложения гидратов из скважины на поверхность, где бороться с данным осложнением гораздо проще и экономически эффективнее, чем в скважине. Этого можно добиться, воздействуя на параметры процесса образования отложения, из которых на состав газа влиять невозможно. Смещение равновесных условий образования гидратов за счёт повышения минерализации также неэффективно, поскольку возрастает риск отложения солей и коррозии. Так, возможным остаётся регулирование термобарических параметров путём изменения технологического режима работы скважины, теплоизоляции или покрытие внутренней части насосно-компрессорных труб материалами, а также скважинными электронагревателями, исключающими возможность образования отложения. **Цель:** обоснование технологии повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин в условиях гидратообразования. **Объекты:** газовые скважины, работающие в условиях гидратообразования, а также связи и зависимости режимных параметров работы скважины и других технологических параметров на потенциальную возможность образования гидратов. **Методы:** анализ геолого-физических условий и состояния разработки Восточно-Луговского газового месторождения; компьютерное и математическое моделирование работы скважин на месторождении в условиях образования гидратов; анализ способов предотвращения образования гидратов и выбор технологического решения. **Результаты.** Проблема образования гидратов широко распространена на газовых месторождениях. Гидраты могут частично или полностью перекрывать рабочее сечение добывающих скважин, снижая или полностью прекращая добычу, вследствие чего добывающие скважины простаивают в среднем 18 часов в месяц, что влечёт за собой экономические потери и мешает стабильной работе скважины. Показано, что ввиду специфики работы скважин Восточно-Луговского газового месторождения изменение технологического режима на безгидратный на данный момент невозможно. По результатам моделирования работы скважины основные потери температуры происходят за счёт отвода тепла через насосно-компрессорные трубы. Из способов предотвращения образования гидратов рассмотрены: теплоизоляция насосно-компрессорных труб, частичное силикатно-эмалевое покрытие, применение греющего кабеля и использование метанола. По результатам оценки экономической и технологической эффективности выбрана технология греющего кабеля с установкой турбодетандера для компенсации затрат на электроэнергию, а также спуск второго ряда насосно-компрессорных труб до глубины потенциального образования гидратов с целью повышения эффективности нагрева и проведения закачки теплоносителя или ингибитора непосредственно в интервал образования гидратов.

**Ключевые слова:** построение модели и входные параметры модели, равновесные условия гидратообразования, моделирование технологических режимов, определение места потенциального начала образования гидратов, моделирование теплоизоляции НКТ, применение внутреннего покрытия и электрообогрева НКТ, расчёт потребного количества метанола

**Для цитирования:** Компьютерное моделирование технологических параметров и методов предотвращения образования гидратов / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, А.Е. Верисокин, А.С. Арутюнян, М. Хадид // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 5. – С. 202–218. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4366

UDC 622.279.72

DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4366

## Computer simulation of technological parameters and methods for preventing hydrate formation

O.V. Savenok<sup>1✉</sup>, N.Kh. Zharikova<sup>1</sup>, A.E. Verisokin<sup>2</sup>, A.S. Arutyunyan<sup>3</sup>, M. Hadid<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation

<sup>2</sup> North Caucasian Federal University, Stavropol, Russian Federation

<sup>3</sup> Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

<sup>4</sup> Al-Baath University, Damascus, Syrian Arab Republic

✉ Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Abstract. Relevance.** Like many deposits of Western and Central Siberia, the Sakhalin Island deposits (the considered Vostochno-Lugovskoe gas field) faced the problem of gas hydrate formation in wellbores, well plumes and equipment integrated into the technological chain. Hydrate formations clog wells, pipelines and gas pipelines, reducing their working cross-section area. This leads to decrease in flow rate or a complete stop of equipment operation. The operation of valves, measuring instruments, separators and fittings is also disrupted. All this leads to significant economic losses and reduces the efficiency of the field development and operation. The fields that are at the late stages of operation are subject to the greatest influence due to the impossibility of ensuring a hydrate-free operation of wells. From the point of view of the development rationality, it is more profitable to prevent the formation of hydrates than to deal with already formed deposits. It is also worth noting the expediency of transferring the location of hydrate deposition from the well to the surface, where it is much easier and more cost-effective to deal with this complication than in the well. This can be achieved by influencing the parameters of the deposit formation, from which it is impossible to influence the gas composition. Shifting the equilibrium conditions for the formation of hydrates by increasing salinity is also inefficient, since the risk of salt deposition and corrosion increases. Thus, it remains possible to regulate thermobaric parameters by changing a well technological mode of operation, thermal insulation or coating the inside of the tubing with materials, as well as downhole electric heaters, which exclude the possibility of deposit formation. **Aim.** To substantiate the technology for increasing the efficiency of production wells in the conditions of hydrate formation. **Objects.** Gas wells operating in the conditions of hydrate formation, as well as the relationship and dependence of the operating parameters of the well and other technological parameters on the potential for the formation of hydrates. **Methods.** Analysis of the geological and physical conditions and the state of development of the Vostochno-Lugovskoe gas field; computer and mathematical modeling of well operation in the field under conditions of hydrate formation; analysis of ways to prevent the formation of hydrates and the choice of technological solutions. **Results.** The problem of hydrate formation is widespread in gas fields. Hydrates can partially or completely block the working section of production wells, reducing or completely stopping production. As a result production wells are idle for an average of 18 hours per month. This entails economic losses and interferes with the stable operation of the well. It is shown that due to the specifics of the operation of wells of the Vostochno-Lugovskoe gas field, changing the technological regime to hydrate-free at the moment is impossible. According to the results of well operation simulation, the main temperature losses occur due to heat removal through the tubing. Among the ways to prevent the formation of hydrates, thermal insulation of tubing, partial silicate-enamel coating, the use of a heating cable and methanol are considered. Based on the results of the evaluation of economic and technological efficiency, a heating cable technology was selected with the installation of a turbo-expander to compensate the cost of electricity, as well as the descent of the second row of tubing to the depth of the potential place of hydrate formation in order to increase the heating efficiency and injection coolant or inhibitor directly into the hydrate formation interval.

**Keywords:** model building and model input parameters, equilibrium conditions of hydrate formation, modeling of technological regimes, determining the location of the potential start of hydrate formation, modeling of tubing thermal insulation, application of tubing internal coating and electrical heating, calculation of the required amount of methanol

**For citation:** Savenok O.V., Zharikova N.Kh., Verisokin A.E., Arutyunyan A.S., Hadid M. Computer simulation of technological parameters and methods for preventing hydrate formation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 5, pp. 202–218. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4366

### Введение

Для обеспечения растущего спроса Сахалинской области на газ в 2021 г. было выведено из консервации Восточно-Луговское газовое месторождение,

которое столкнулось с проблемой образования газовых гидратов в стволах и шлейфах скважин, а также оборудовании, интегрированном в технологическую цепочку.

Гидратообразования закупоривают скважины, шлейфы и газопроводы, снижая площадь их рабочего сечения, что ведёт к снижению дебита или полной остановке работы оборудования, также нарушается работа клапанов, измерительных приборов, сепараторов и штуцеров. Всё это приводит к значительным экономическим потерям и снижению эффективности ведения процесса разработки и эксплуатации месторождения.

Наибольшему влиянию подвержены месторождения, находящиеся на поздних стадиях эксплуатации ввиду невозможности обеспечения безгидратного режима работы скважин.

На сегодняшний день существует достаточно широкий спектр методов борьбы с данным осложнением, но наиболее популярным остаётся использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования. Однако метанол – очень токсичное вещество, вызывающее загрязнение окружающей среды и тяжёлое токсикологическое отравление, как при попадании внутрь, так и при вдыхании паров. Помимо этого, для его применения на месторождении необходимо выполнить достаточно обширный ряд условий с целью обеспечения требуемых норм по безопасности. Также при наличии высокоминерализованной воды в скважинной продукции будет происходить снижение его эффективности, и будут образовываться соли.

Несмотря на все преимущества метанола, одним из перспективных направлений является развитие безингибиторных методов борьбы с образованием гидратов в стволах скважин.

С точки зрения рациональности и ведения процесса разработки оптимальным является предотвращение образования гидратов, нежели борьба с уже образовавшимися отложениями. Стоит также отметить целесообразность переноса места локализации отложения гидратов из скважины на поверхность, где бороться с данным осложнением гораздо проще и экономически эффективнее, чем в скважине. Этого можно добиться, влияя на параметры процесса образования гидратов, причём на состав газа влиять невозможно, смещение равновесных условий образования гидратов за счёт повышения минерализации также неэффективно, поскольку возрастает риск отложения солей и коррозии. Единственным возможным направлением остаётся регулирование термобарических параметров путём изменения технологического режима работы скважины, теплоизоляции или покрытия материалами внутренней части насосно-компрессорных труб, а также скважинными электронагревателями, исключая возможность образования отложения.

Учитывая, что весь добываемый газ поставляется напрямую потребителю, это исключает возмож-

ность менять технологический режим в широких пределах.

Целью работы является обоснование повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин в условиях гидратообразования путём моделирования их работы.

### **Общие сведения о месторождении**

Восточно-Луговское газовое месторождение, находящееся в южной части острова Сахалин и непосредственной близости к Охотскому морю, по величине остаточных запасов – 409 млн м<sup>3</sup> – является мелким.

Продуктивные пласты месторождения антиклинального строения осложнены сильной расчленённостью, часть пластов является водоплавающими.

На сегодняшний день месторождение введено в разработку после консервации с 2011 г. Основным эксплуатационным объектом, содержащим 58 % от запасов месторождения, является VII объект, объединяющий 5 газоносных пластов, которые вскрыты скважиной № 12.

Газ по своим свойствам относится к классу сухих газов, по содержанию азота и углекислого газа ранжируется от минимальной категории до средней. Также газ является низкогелевым. Сероводород отсутствует.

Эксплуатационный фонд составляет 4 добывающие скважины. Режим разработки упруговодонапорный. Коэффициент эксплуатации скважин 0,155–0,638.

Компания АО «Сахалинская нефтяная компания», имеющая целью газификацию Сахалинской области, занимается эксплуатацией газотранспортных систем, а также добычей природного газа. Весь добываемый газ поступает на нужды региона, что объясняет динамику дебитов на скважине по сезонам. Для обеспечения растущего спроса на газ компаний в 2021 году выведено из консервации Восточно-Луговское газовое месторождение.

Основной проблемой при эксплуатации скважин является гидратообразование в стволе скважин, шлейфах и блоке подготовки газа, в среднем скважина простаивает 18 часов в месяц из-за образования отложений [1–4]. Борьба с осложнением велась путём продувок, что, безусловно, является малоэффективным и технологически неоправданным.

### **Построение модели**

Важнейшей прикладной задачей в нефтегазовой отрасли является моделирование работы скважин и систем промыслового сбора и подготовки флюида с целью обеспечения технологической и экономической эффективности процесса, а также его безопасности [5–7].

Программное обеспечение PIPESIM обладает передовыми возможностями моделирования за счёт реализации современных научных подходов к процессам движения многофазных потоков, теплопередачи, конструкционных исполнений и работы оборудования. Также существующее дополнение к программному продукту Multiflash позволяет быстро производить узловой анализ поведения флюида, в том числе в условиях образования гидратов, и точно рассчитывать необходимые термодинамические и химико-физические параметры (переменные и константы), играющие большую роль в дальнейшем моделировании [8–10].

Наличие сетевого моделирования позволяет построить точную цифровую копию месторождения, коррелирующуюся с привязкой к картам объекта. В качестве объекта исследования выбраны добывающие скважины №№ 12, 20 и 22, относящиеся к VII, XII и XIII пластам. Скважина № 21 в расчёт не бралась, исходя из схожести условий со скважиной № 22.

В связи с небольшим размером месторождения и фондом скважин выделять конкретную не имеет смысла. Учитывая, что скважины относятся к разным пластам и имеют разную глубину, будут различны и равновесные кривые гидратообразования, распределения давления и температуры по стволу.

По результатам проведённых на Восточно-Луговском месторождении геофизических исследований скважины находятся в хорошем техническом состоянии [11–14].

Моделирование выполнено для трёх скважин месторождения ввиду однотипности действий, пример задания основных параметров в модели представлен по скважине № 12.

### Входные параметры модели

Конструкция скважины № 12 задана в соответствии с технологической схемой разработки месторождения. Модель скважины представлена на рис. 1. Зелёным цветом указан путь движения флюида, отметки в футах соответствуют значениям спуска обсадных колонн, НКТ и пакера.

Определение компонентного состава флюида производится с помощью вкладки **Fluid Manager**, где выбираются необходимые компоненты и корреляции, после чего происходит привязка к скважине и определение компонентного состава с привязкой к термобарическим условиям (рис. 2, 3). Также после задания состава газа автоматически рассчитываются равновесные условия гидратообразования, плотность, вязкость и т. д. [15–17].

Теплопередача через НКТ, а также температуры почвы на уровне устья заданы из ГОСТ и данных технологической схемы разработки (рис. 4).

Профиль скважины задан в соответствии с конструкцией скважины (рис. 5).

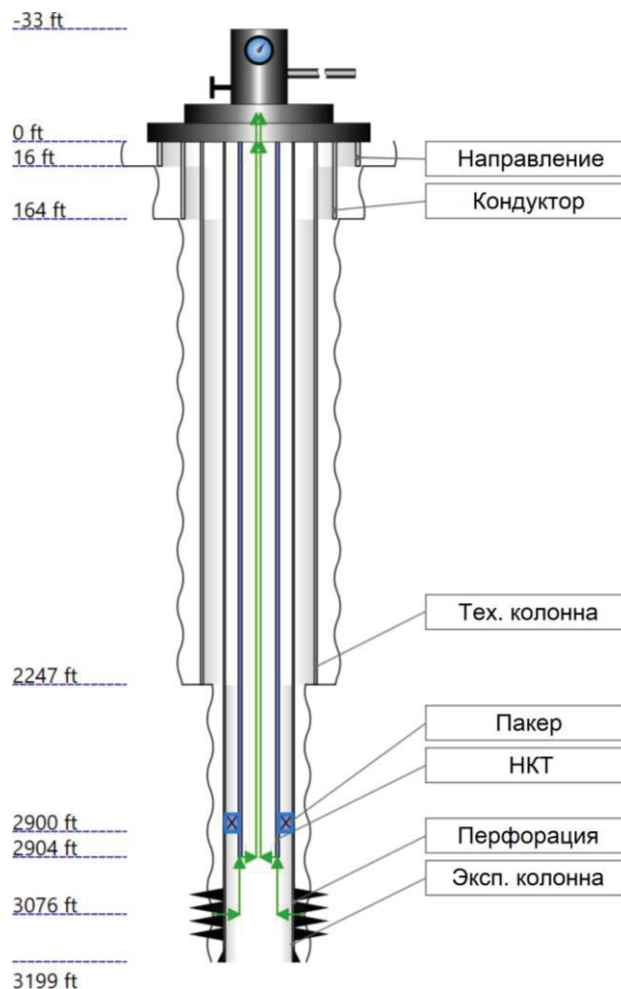


Рис. 1. Конструкция скважины № 12

Fig. 1. Design of well no. 12

Далее задаётся значение середины интервала перфорации, значение количества отверстий на метр и общий интервал перфорации. Помимо этого, в данном разделе происходит привязка флюида, задаются термобарические условия пласта и данные о выносе песка (рис. 6) [18–20].

### Построение Р/Т профиля в PIPESIM

После задания всех необходимых параметров, описанных выше, а также задания пластовых условий можно выполнить ряд симуляций, например: Р/Т анализ, узловой анализ, анализ механизированной или газлифтной добычи и т. д. Для вычисления интервала гидратообразования необходимо определить пересечение кривой образования гидратов с Р/Т профилем [21–23]. Этапы моделирования приведены на рис. 7, 8.

PIPESIM предоставляет возможность расчёта ряда зависимостей и параметров, таких как температура, давление, глубина скважины, риск коррозии, скорость потока, расход флюида (массовый/объёмный), вязкость и др.

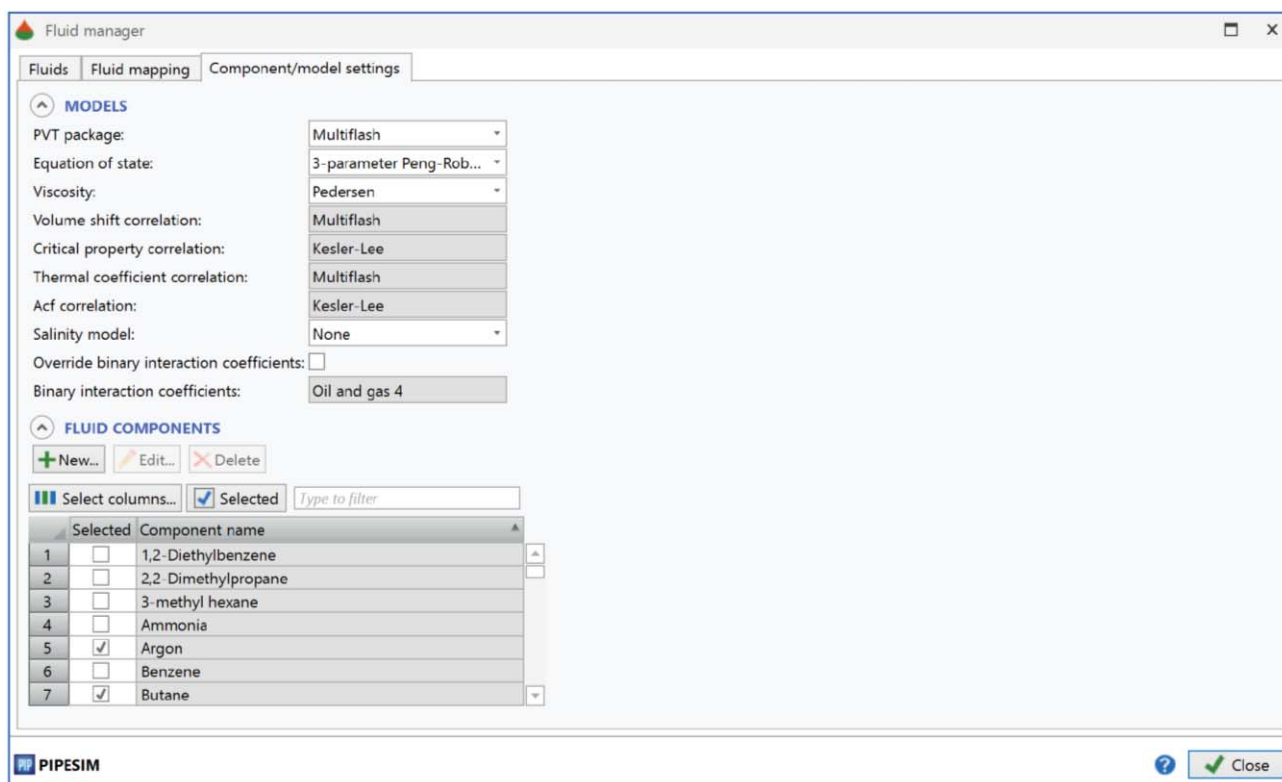


Рис. 2. Формирование компонентного состава газа  
Fig. 2. Formation of gas composition

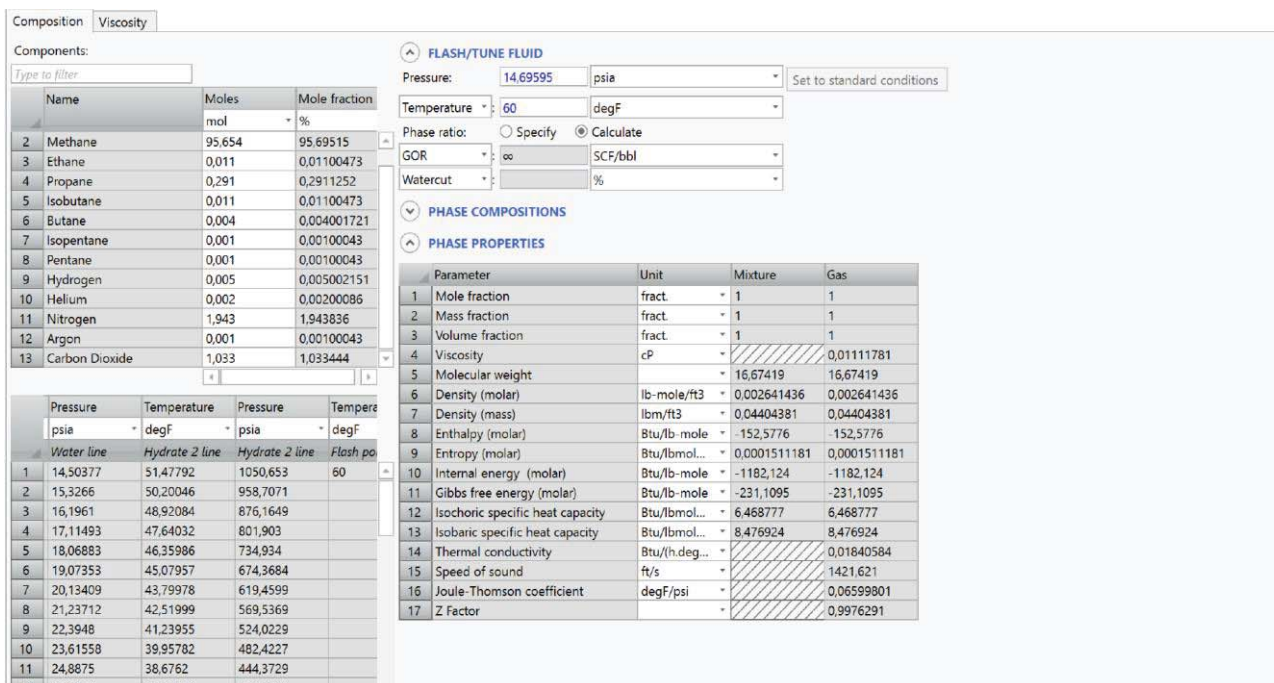


Рис. 3. Задание компонентного состава газа  
Fig. 3. Setting gas composition

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |          |                  |                    |                 |               |             |                   |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|------------------|--------------------|-----------------|---------------|-------------|-------------------|
| General                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Tubulars | Deviation survey | Downhole equipment | Artificial lift | Heat transfer | Completions | Surface equipment |
| U Value input: <input checked="" type="radio"/> Single <input type="radio"/> Multiple<br>Heat transfer coefficient: <input type="text" value="6"/> <input type="text" value="Btu/(h.degF.ft2)"/><br>Ambient temperature input: <input checked="" type="radio"/> Single <input type="radio"/> Multiple<br>Soil temperature at wellhead: <input type="text" value="35,6"/> <input type="text" value="degF"/> |          |                  |                    |                 |               |             |                   |

Рис. 4. Теплотапередача насосно-компрессорных труб  
Fig. 4. Heat transfer of tubing

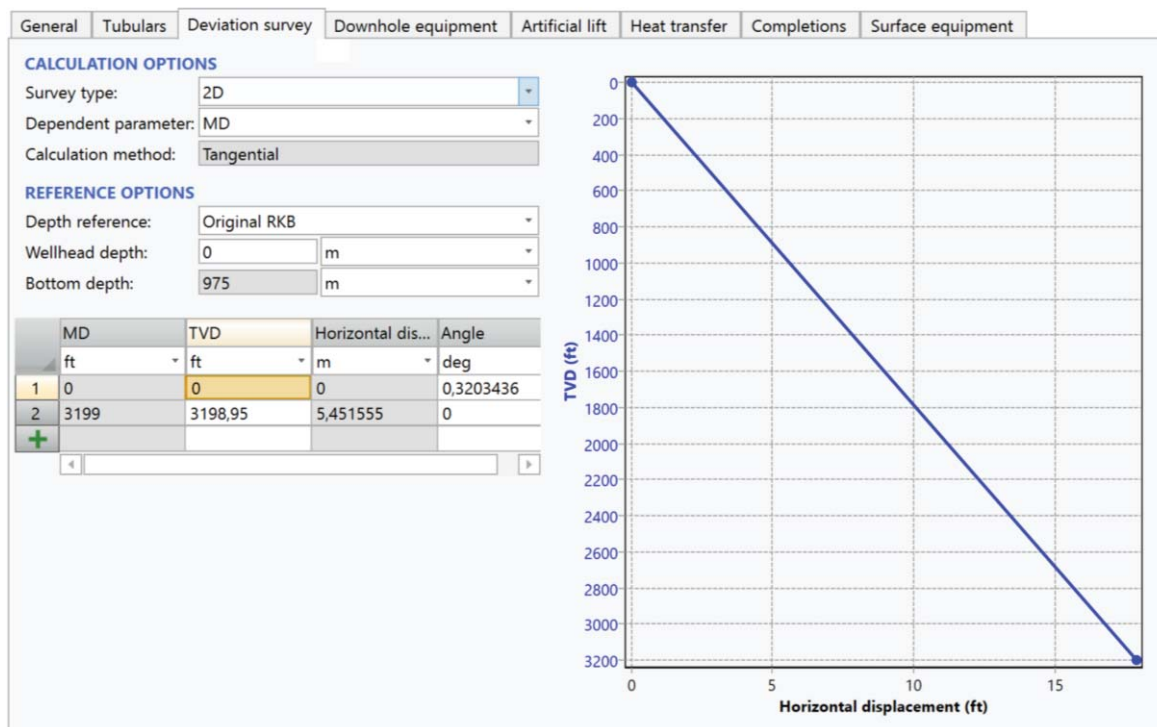


Рис. 5. Профиль скважины  
Fig. 5. Well profile

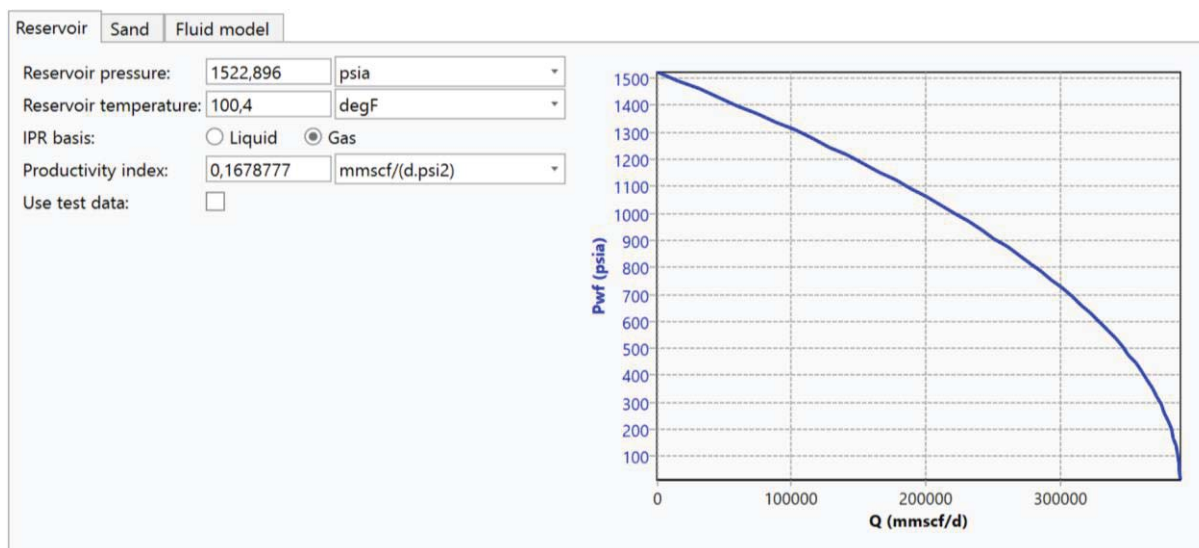


Рис. 6. Задание термобарических параметров скважины и коэффициента продуктивности  
Fig. 6. Setting the thermobaric parameters of the well and the productivity factor

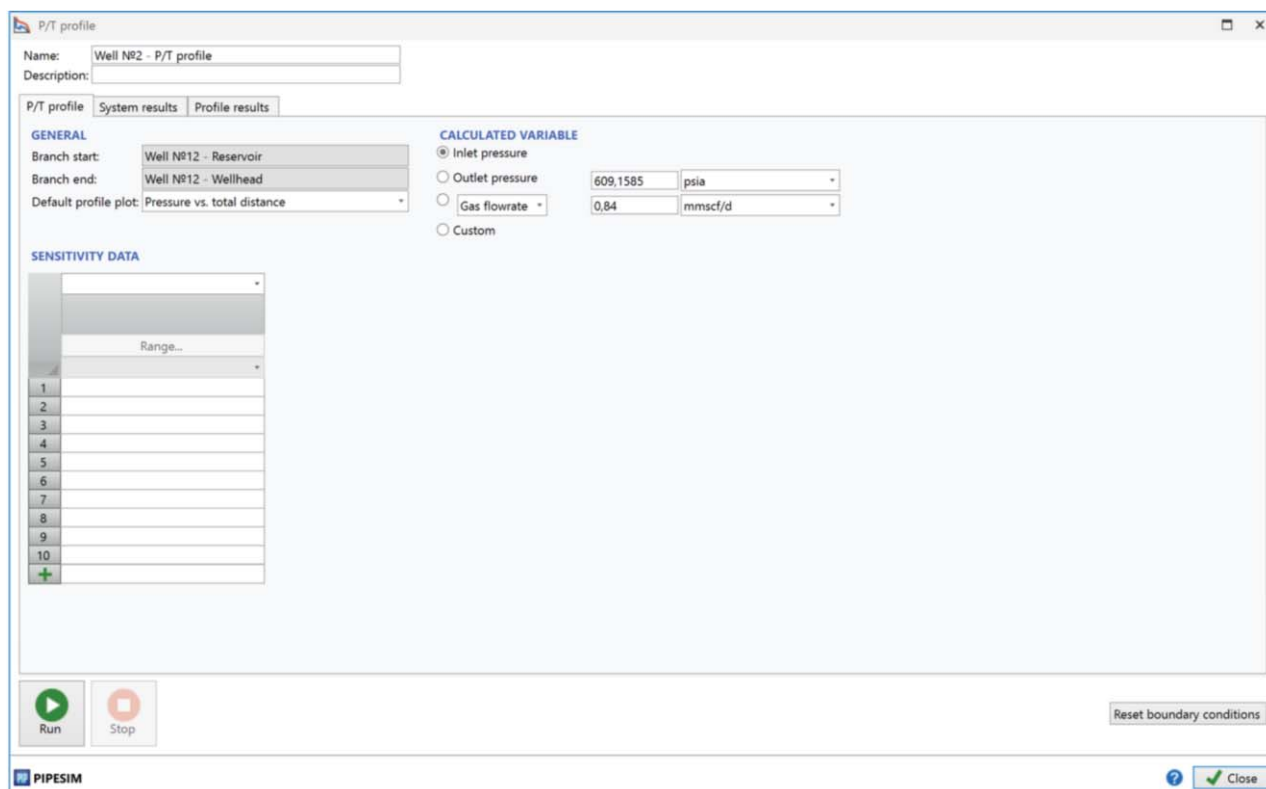


Рис. 7. Задание входных параметров  
 Fig. 7. Setting the input parameters

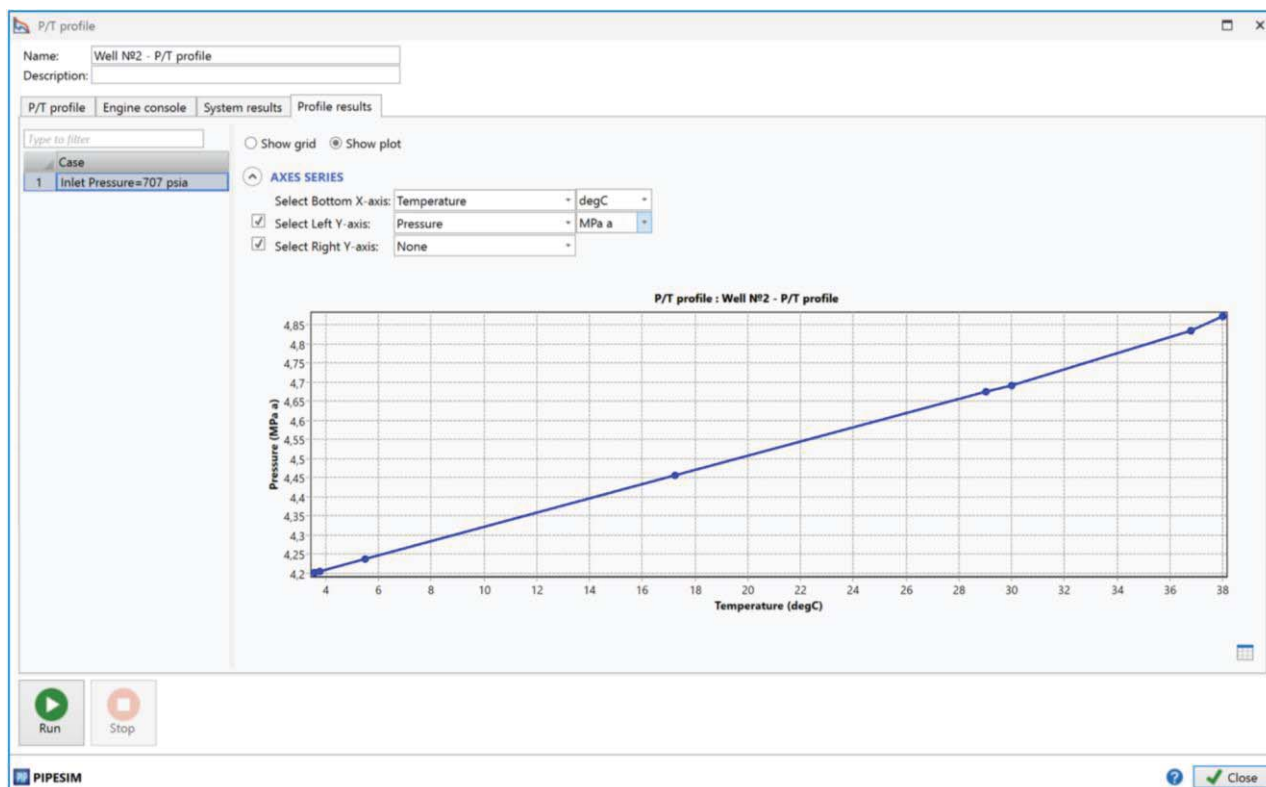


Рис. 8. Результаты P/T моделирования  
 Fig. 8. Results of P/T modeling

Также существует возможность моделирования искомых параметров для различных конструктивных параметров (диаметр НКТ) или технологических режимов (дебит, забойное или устьевое давления). Для выполнения моделирования помимо уже заданных параметров требуется задать два из трёх компонентов:

- 1) дебит скважины;
- 2) забойное давление;
- 3) устьевое давление.

Для построения существующей модели нами заданы дебит и устьевое давление в соответствии с рапортом скважины. Получившееся забойное давление (рис. 8) соответствует действительному значению по технологической схеме разработки.

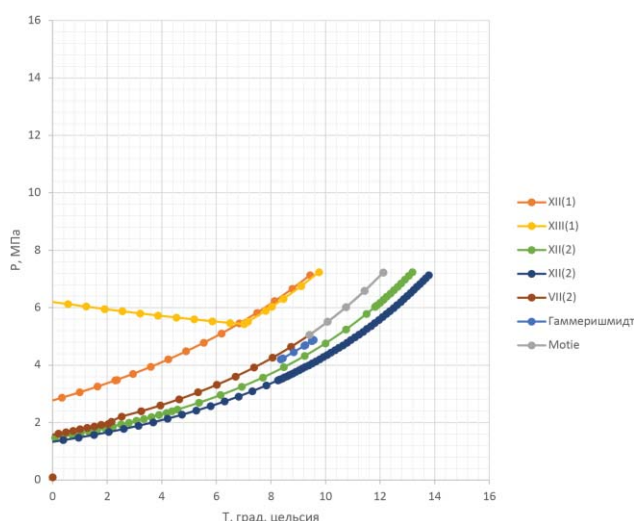


Рис. 9. Равновесные кривые гидратообразования для пластов XII, VII и XIII

Fig. 9. Equilibrium curves of hydrate formation for layers XII, VII and XIII

### Равновесные условия гидратообразования

Кривые равновесных условий образования гидратов построены с использованием ПО PIPESIM [24–26]. При этом в пластах XII и XIII из-за состава газа могут образовываться гидраты как I, так и II структур. Равновесные кривые гидратообразования для пластов XII, VII и XIII приведены на рис. 9 (цифры в скобках указывают на тип образующихся гидратов, римскими цифрами указаны номера пластов).

Из рис. 9 видно, что присутствуют два участка кривых гидратов, построенных по зависимостям **Motie** и **Makagon**. Первая зависимость даёт минимальное отклонение, и для упрощения расчётов (в случаях с не сернистым газом) можно пользоваться ей. Вторая зависимость является более старой и простой корреляцией. Кривые показывают термобарические условия, при которых гидрат находится

в равновесном состоянии [27–29]. Область, которая находится левее, – там гидрат не будет образовываться, область правее – гидраты могут существовать в стабильном состоянии.

### Моделирование технологических режимов

Одним из способов смещения точки начала образования гидратов является подбор оптимального дебита скважины, при котором гидраты не будут образовываться в стволе скважины. Рост устьевой температуры происходит за счёт уменьшения теплообмена, но стоит отметить процесс дросселирования, который приводит к обратному эффекту. Зависимость температуры и давления по стволу скважины при различных дебитах приведена на рис. 10 (значение подписей – дебит скважины в тыс. м<sup>3</sup>/сут.).

Изменение технологического режима не приводит к выводу скважин XII и XIII пластов из зоны образования гидратов. Однако для пласта VII установление значения дебита скважины выше 84,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. приведёт к установлению безгидратного режима.

Нами проведено моделирование влияния различного диаметра НКТ на вывод скважины из зоны стабильного существования гидратов (рис. 11).

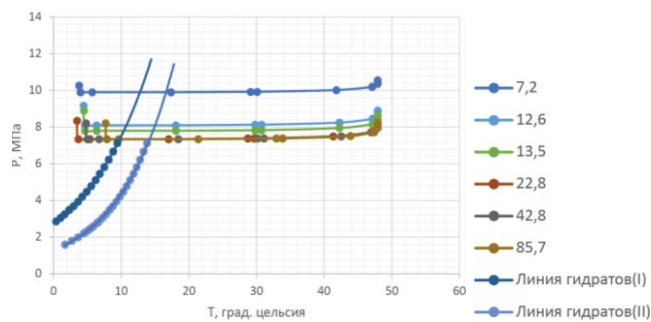
Из графиков видно, что замена НКТ может оказать небольшое положительное воздействие при замене их на трубы диаметром 60 мм, но проблему образования гидратов это не решает. Для скважин других пластов подобное заключить нельзя, определённую тенденцию выявить сложно, ввиду чего графики для этих пластов не приведены.

### Определение места начала потенциального образования гидратов

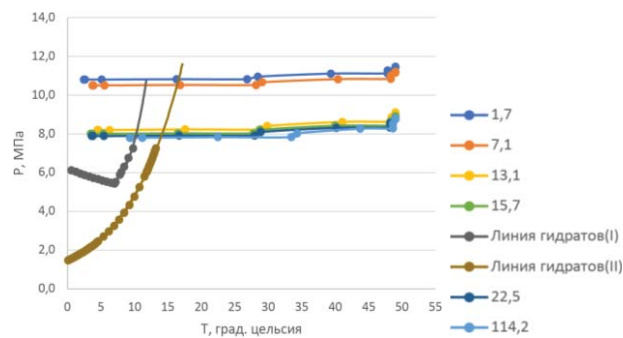
Место потенциального начала выпадения гидратов можно определить как точку пересечения кривой равновесных условий гидратообразования и распределения термобарических условий по стволу скважины. Данные зависимости представлены рис. 10–12.

Определение точной глубины проводилось графоаналитическим методом, также определены требуемые значения повышения устьевой температуры для выноса точки гидратообразования из скважины. Результаты приведены в табл. 1.

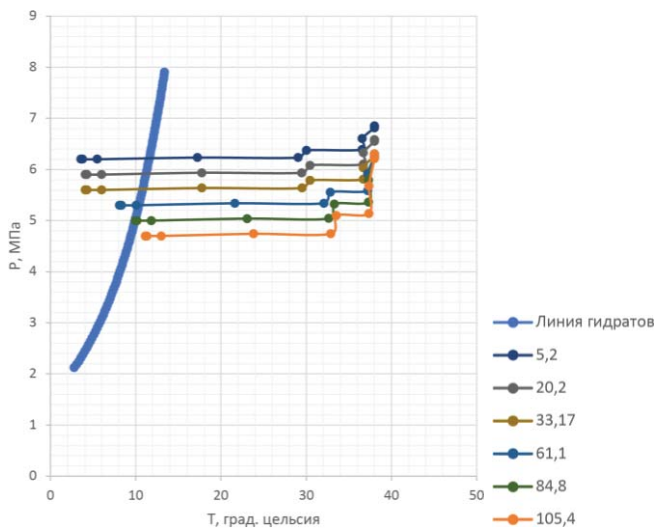
По рассматриваемому месторождению максимальная глубина начала потенциального образования гидратов скважины № 12 составляет 211 м, минимальная глубина – 5 м. Для технологического режима, на котором эксплуатируются скважины, значения составляют соответственно 187,47 м (скважина № 12), 91,37 м (скважина № 20) и 106,03 м (скважина № 22). Небольшие значения глубин позволяют рассматривать больший спектр методов борьбы с гидратообразованием.



(пласт XII)



(пласт XIII)



(пласт VII)

Рис. 10. P/T зависимость при различных режимах  
 Fig. 10. P/T dependence in various modes

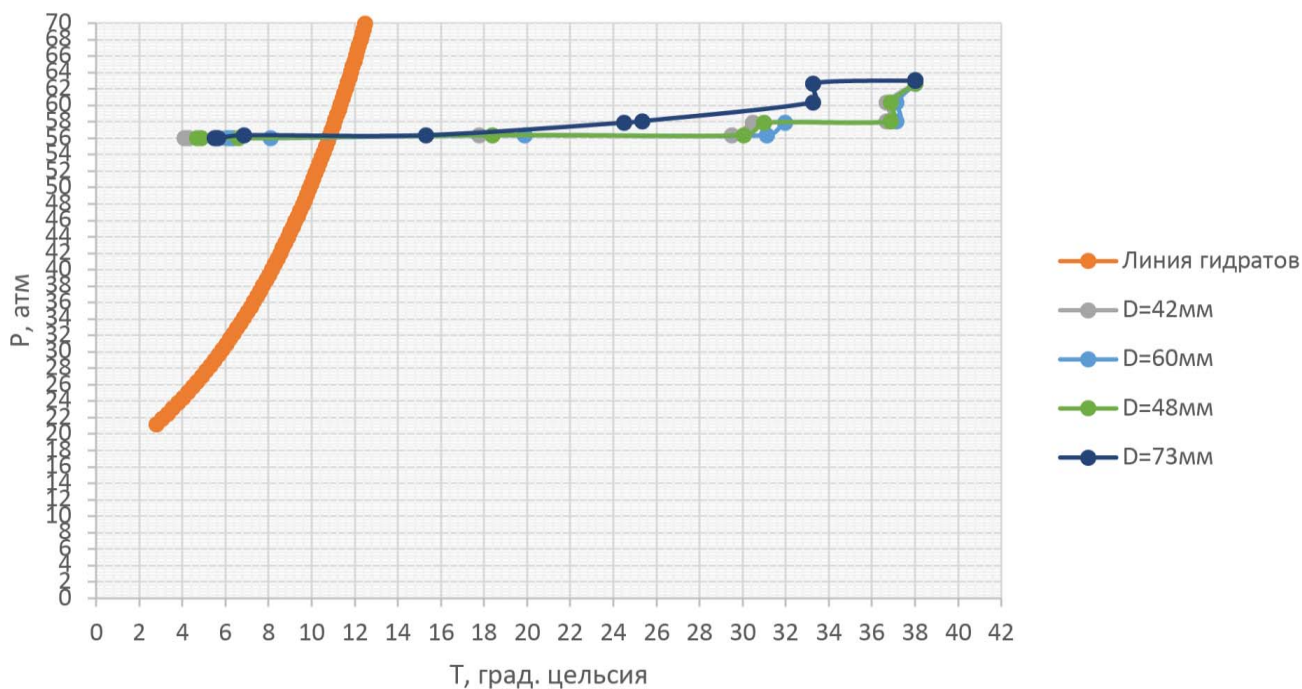


Рис. 11. P/T зависимость при различных диаметрах насосно-компрессорных труб для скважины VII пласта  
 Fig. 11. P/T dependence for different tubing diameters for well VII of the layer

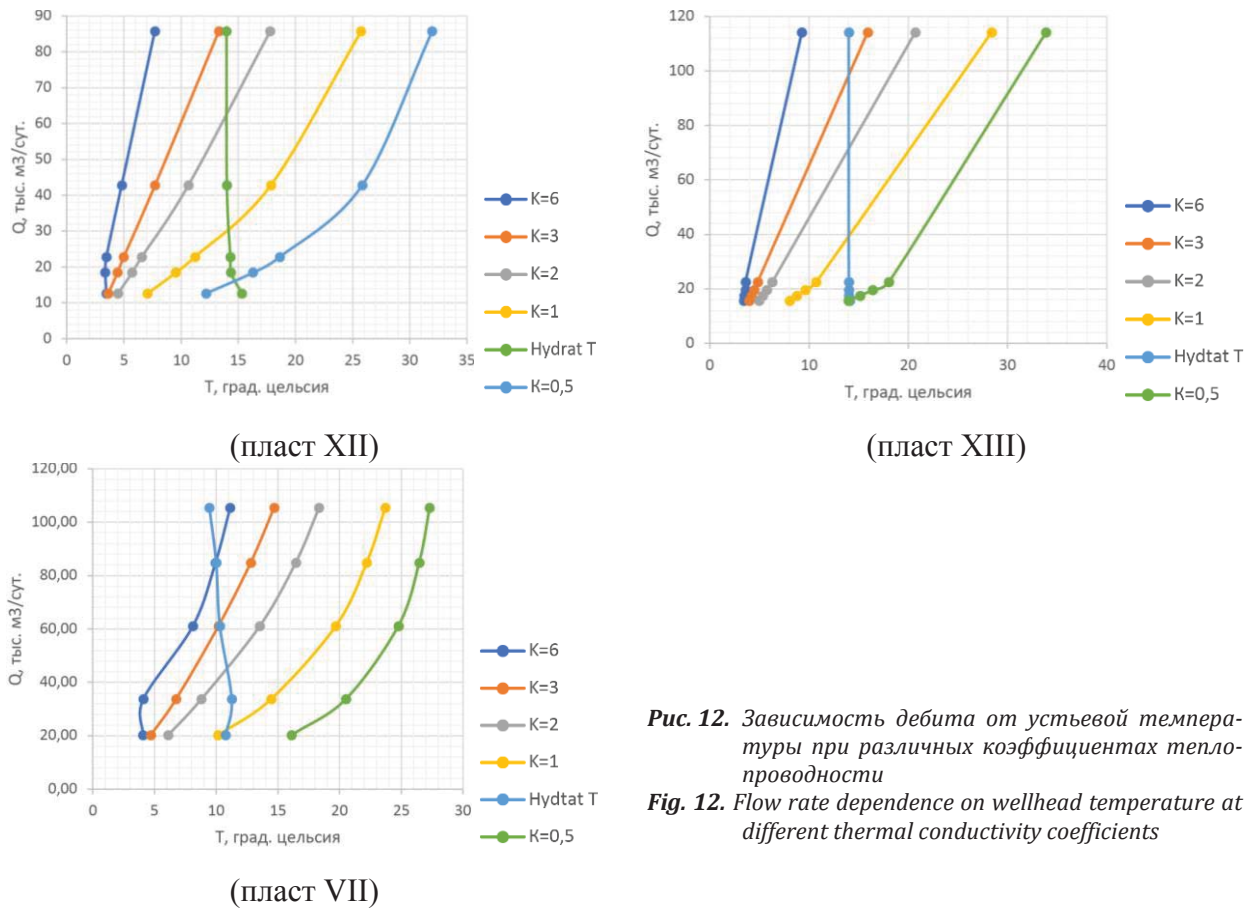


Рис. 12. Зависимость дебита от устьевой температуры при различных коэффициентах теплопроводности  
Fig. 12. Flow rate dependence on wellhead temperature at different thermal conductivity coefficients

Таблица 1. Глубина образования гидратов и требуемое повышение устьевой температуры  
Table 1. Depth of hydrate formation and required wellhead temperature rise

| $Q$ , тыс. м³/сут.<br>$Q$ , thousand m³/day          | $\Delta T$ , °C<br>Temperature change, °C | $H$ , м<br>Depth, m |
|------------------------------------------------------|-------------------------------------------|---------------------|
| Пласт VII, скважина № 12<br>Layer VII, well no. 12   |                                           |                     |
| 5,3                                                  | 8,03                                      | 211,41              |
| 20,2                                                 | 7,16                                      | 187,47              |
| 33,7                                                 | 6,71                                      | 176,65              |
| 61,1                                                 | 2,18                                      | 66,28               |
| 84,9                                                 | 0,05                                      | 5,21                |
| Пласт XII, скважина № 20<br>Layer XII, well no. 20   |                                           |                     |
| 7,2                                                  | 13,14                                     | 107,21              |
| 12,6                                                 | 11,85                                     | 91,37               |
| 13,5                                                 | 10,44                                     | 80,61               |
| 22,8                                                 | 10,83                                     | 92,56               |
| 42,8                                                 | 9,21                                      | 68,52               |
| 85,7                                                 | 6,28                                      | 44,48               |
| Пласт XIII, скважина № 22<br>Layer XIII, well no. 22 |                                           |                     |
| 1,7                                                  | 14,08                                     | 114,11              |
| 7,1                                                  | 12,72                                     | 106,03              |
| 12,6                                                 | 11,87                                     | 98,49               |
| 13,1                                                 | 9,86                                      | 82,84               |
| 15,7                                                 | 10,65                                     | 88,63               |
| 22,5                                                 | 10,43                                     | 86,79               |
| 114,2                                                | 4,72                                      | 43,61               |

### Моделирование теплоизоляции НКТ

Теплоизоляция колонны направлена на снижение коэффициента теплопроводности насосно-компрессорных труб [30–32]. В программном комплексе PIPESIM нет возможности задать материал изоляции, но есть возможность изменить значение удельной теплопроводящей способности уже существующей НКТ.

Расчёт выполнен при значении коэффициента, равном 6 BTU/(hft<sup>2</sup>·°F), что соответствует теплопроводности стали по ГОСТ, а также при значениях 3, 2, 1 и 0,5. Последнее значение соответствует изоляции с коэффициентом теплопроводности 0,87 Вт/м·°К (для сравнения – значение того же коэффициента для полимерного покрытия составляет порядка 0,04 Вт/м·°К). Результаты приведены на рис. 12.

Кривые Hydrat T показывают зависимость необходимого увеличения температуры устья от дебита скважины для вывода её из гидратной зоны. Соответственно справа от этой кривой находится зона, где выполняются условия безгидратного режима [33–35].

Из графиков (рис. 12) видно, что применение теплоизоляции НКТ является эффективным решением даже при больших значениях коэффициента теплопроводности, что связано с превалирующим влиянием потерь температуры газа за счёт теплообмена. Это подтверждает незначительный перепад давления между устьевым и забойным давлениями. На примере скважины № 12 при существующем технологическом режиме эта величина составляет 0,7 МПа. Оценка удельного снижения температуры (°С/атм.) производится по коэффициенту Джоуля–

Томпсона (JT Coefficient), для расчёта которого использовалось программное обеспечение Multiflash. Результаты расчёта коэффициента приведены на рис. 13.

Общее снижение температуры за счёт снижения давления по стволу НКТ получилось равным 3,9 °С.

### Применение внутреннего покрытия и электрообогрева НКТ

Существует множество материалов для внутреннего покрытия НКТ, но наиболее широкое применение получило силикатно-эмалевое. Преимуществами данного покрытия являются:

- 1) высокая степень адгезии к металлу;
- 2) широкий температурный диапазон использования;
- 3) большой срок службы;
- 4) отсутствие шероховатости.

С точки зрения процесса гидратообразования отсутствие шероховатости позволит исключить возможность образования центров кристаллизации, что в свою очередь позволит переместить процесс борьбы с осложнением на поверхность. Поскольку потенциально процесс гидратообразования может начаться вблизи устья скважины, целесообразно заменить только соответствующую часть насосно-компрессорных труб, но даже в этом случае технология требует достаточно больших капитальных вложений.

Существуют несколько основных способов нагрева скважинной продукции:

- 1) индукционный нагреватель;
- 2) греющий кабель;
- 3) ТЭН-нагреватель.

| Phase Properties               |                |                |
|--------------------------------|----------------|----------------|
|                                | OVERALL        | GAS            |
| Thermal Conductivity (W/m/K)   |                | 0,03073558448  |
| Cp (J/mol/K)                   | 36,05763887    | 35,68617793    |
| Cv (J/mol/K)                   | 27,23905426    | 26,79174868    |
| Compressibility (1/atm)        | 0,1809147034   | 0,1809216914   |
| Expansivity (1/°C)             | 0,003779723406 | 0,003779863303 |
| <b>JT Coefficient (°C/atm)</b> | 0,5349941852   | 0,5456343642   |
| Sound Speed (m/s)              | 420,4995832    | 423,7474288    |
| Inter. Tension (N/m)           |                |                |

Рис. 13. Результаты расчёта коэффициента Джоуля–Томпсона  
Fig. 13. Results of calculation of the Joule–Thomson coefficient

Индукционные нагреватели хоть и обладают более высоким КПД и меньшими энергозатратами, но технология предусматривает спуск устройства на забой скважины, что будет неэффективно ввиду больших теплопотерь. Также стоит отметить, что значения коэффициента полезного действия, приведённые на сайтах изготовителей и статьях, представлены для движения вязкой нефти, а не газа.

Греющие кабельные линии обладают меньшим КПД за счёт большего рассеивания полезной энергии и большими энергозатратами, однако для прогрева небольшого участка в данных условиях могут оказаться более эффективными.

ТЭН-нагреватели не рассматривались ввиду больших энергозатрат и низкого КПД.

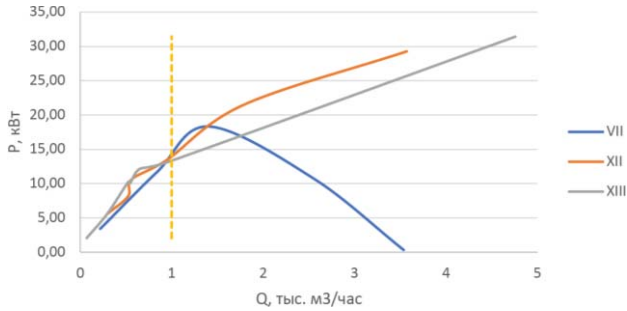
По данным, приведённым в табл. 1, рассчитана необходимая мощность для нагрева флюида, длина кабеля соответствует глубине потенциального места начала образования гидратов (табл. 2).

**Таблица 2.** Потребная мощность кабельной линии

**Table 2.** Required power of the cable line

| Дебит скважины $Q$ , тыс. м <sup>3</sup> /сут.<br>Well flow rate $Q$ , thousand m <sup>3</sup> /day | Мощность греющего кабеля $P$ , кВт<br>Heating cable power $P$ , kWatt | Длина кабельной линии $L$ , м<br>Cable line length $L$ , m | Удельная мощность линии, Вт/м<br>Line specific power, Watt/m |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Пласт VII, скважина № 12<br>Layer VII, well no. 12                                                  |                                                                       |                                                            |                                                              |
| 5,3                                                                                                 | 3,42                                                                  | 211,413                                                    | 0,674                                                        |
| 20,2                                                                                                | 11,73                                                                 | 187,468                                                    | 2,608                                                        |
| 33,7                                                                                                | 18,33                                                                 | 176,653                                                    | 4,323                                                        |
| 61,1                                                                                                | 10,78                                                                 | 66,284                                                     | 6,778                                                        |
| 84,9                                                                                                | 0,34                                                                  | 5,301                                                      | 2,843                                                        |
| Пласт XII, скважина № 20<br>Layer XII, well no. 20                                                  |                                                                       |                                                            |                                                              |
| 7,2                                                                                                 | 5,62                                                                  | 107,214                                                    | 2,184                                                        |
| 12,6                                                                                                | 8,18                                                                  | 91,365                                                     | 3,732                                                        |
| 13,5                                                                                                | 10,62                                                                 | 80,604                                                     | 5,491                                                        |
| 22,8                                                                                                | 13,48                                                                 | 92,563                                                     | 6,067                                                        |
| 42,8                                                                                                | 21,47                                                                 | 68,519                                                     | 13,053                                                       |
| 85,7                                                                                                | 29,28                                                                 | 44,476                                                     | 27,433                                                       |
| Пласт XIII, скважина № 22<br>Layer XIII, well no. 22                                                |                                                                       |                                                            |                                                              |
| 1,7                                                                                                 | 2,07                                                                  | 114,104                                                    | 0,756                                                        |
| 7,1                                                                                                 | 5,61                                                                  | 106,028                                                    | 2,204                                                        |
| 12,6                                                                                                | 10,25                                                                 | 98,488                                                     | 4,337                                                        |
| 13,1                                                                                                | 10,08                                                                 | 82,844                                                     | 5,068                                                        |
| 15,7                                                                                                | 12,18                                                                 | 88,633                                                     | 5,725                                                        |
| 22,5                                                                                                | 13,06                                                                 | 86,789                                                     | 6,268                                                        |
| 114,2                                                                                               | 31,43                                                                 | 43,604                                                     | 30,035                                                       |

Графическая зависимость потребной мощности для требуемого поднятия температуры на устье при разных дебитах представлена на рис. 14. Для оптимизации затрат электроэнергии на практике используют установки турбодетандеров. Данная технология была успешно применена на малодебитном месторождении Ракитное.



**Рис. 14.** Зависимость мощности греющего кабеля от дебита скважины

**Fig. 14.** Dependence of the heating cable power on the well flow rate

Очевидно, что на необходимую мощность греющей линии оказывает влияние дебит газа и требуемое повышение температуры. Перегиб для скважины № 12 (пласт VII) можно объяснить за счёт меньших значений  $\Delta T$ . Также при существующем технологическом режиме эксплуатации скважин (1 тыс. м<sup>3</sup>/ч) суммарная мощность для всех четырёх скважин составляет 55,26 кВт, установка турбодетандера будет выбираться из значения данной величины.

**Расчёт необходимого количества метанола**

Расчёт необходимого количества метанола производился по методике Газпром ВНИИГАЗ, полученные результаты сведены в табл. 3.

Рассчитывается разница влагосодержания в пластовых и устьевых условиях, по номограммам определяется отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости  $A$ . Далее по графическим зависимостям определяется требуемая концентрация метанола  $C$  по требуемому снижению температуры. В табл. 3 приведены значения при различных дебитах, соответствующие значениям из табл. 2.

**Выводы и рекомендации**

Анализируя результаты выполненного моделирования и расчётов, можно сделать выводы, что наиболее эффективными методами предотвращения образования гидратов за счёт переноса точки потенциального образования отложений из скважины являются следующие:

- 1) теплоизоляция насосно-компрессорных труб;
- 2) силикатно-эмалевое покрытие части насосно-компрессорных труб;
- 3) использование греющего кабеля с установкой турбодетандера.

Для условий рассматриваемого Восточно-Луговского газового месторождения для предотвращения образования гидратов в стволе скважины рекомендуется использовать греющий кабель с установкой турбодетандера и компрессора на выходе из установки комплексной подготовки газа.

**Таблица 3.** Расчёт необходимого количества метанола  
**Table 3.** Calculation of the required amount of methanol

| Пласт XII, скважина № 20<br>Layer XII, well no. 20                                                                                                                                       |       |       |      |       |       |       |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|------|-------|-------|-------|
| Забойное давление $P_{\text{заб}}$ , МПа<br>Bottomhole pressure, MPa                                                                                                                     | 10,80 | 8,70  | 8,20 | 8,00  | 7,88  | 7,80  |
| Устьевая температура $T_{\text{уст}}$ , °C<br>Wellhead temperature, °C                                                                                                                   | 3,76  | 4,44  | 4,46 | 3,47  | 4,80  | 7,69  |
| Требуемая концентрация метанола $C$ , %<br>Required methanol concentration, %                                                                                                            | 26,0  | 22,0  | 20,0 | 20,0  | 20,0  | 12,0  |
| Изменение влагосодержания в пластовых и устьевых условиях $\Delta W$ , кг/1000 м <sup>3</sup><br>Change in moisture content in reservoir and wellhead conditions, kg/1000 m <sup>3</sup> | 1,03  | 1,16  | 1,20 | 1,23  | 1,24  | 1,18  |
| Отношение содержания метанола в газе к концентрации метанола в жидкости $A$<br>Ratio of methanol content in gas to methanol concentration in liquid                                      | 12,0  | 13,0  | 14,0 | 13,0  | 14,0  | 18,0  |
| Потребное количество метанола $Q$ , кг/сут.<br>Required amount of methanol, kg/day                                                                                                       | 4,81  | 8,03  | 8,08 | 14,31 | 24,33 | 45,60 |
| Пласт VII, скважина № 12<br>Layer VII, well no. 12                                                                                                                                       |       |       |      |       |       |       |
| Забойное давление $P_{\text{заб}}$ , МПа<br>Bottomhole pressure, MPa                                                                                                                     | 6,50  | 5,90  | 5,60 | 5,30  | 0     | 0     |
| Устьевая температура $T_{\text{уст}}$ , °C<br>Wellhead temperature, °C                                                                                                                   | 3,60  | 4,07  | 4,10 | 8,12  | 0     | 0     |
| Требуемая концентрация метанола $C$ , %<br>Required methanol concentration, %                                                                                                            | 19,0  | 18,0  | 17,0 | 7,0   | 0     | 0     |
| Изменение влагосодержания в пластовых и устьевых условиях $\Delta W$ , кг/1000 м <sup>3</sup><br>Change in moisture content in reservoir and wellhead conditions, kg/1000 m <sup>3</sup> | 0,81  | 0,86  | 0,89 | 0,83  | 0     | 0     |
| Отношение содержания метанола в газе к концентрации метанола в жидкости $A$<br>Ratio of methanol content in gas to methanol concentration in liquid                                      | 14,0  | 15,0  | 12,5 | 23,0  | 0     | 0     |
| Потребное количество метанола $Q$ , кг/сут.<br>Required amount of methanol, kg/day                                                                                                       | 2,47  | 15,86 | 8,20 | 13,88 | 0     | 0     |
| Пласт XIII, скважина № 22<br>Layer XIII, well no. 22                                                                                                                                     |       |       |      |       |       |       |
| Забойное давление $P_{\text{заб}}$ , МПа<br>Bottomhole pressure, MPa                                                                                                                     | 10,80 | 10,50 | 8,70 | 8,20  | 8,00  | 7,88  |
| Устьевая температура $T_{\text{уст}}$ , °C<br>Wellhead temperature, °C                                                                                                                   | 2,42  | 3,68  | 4,33 | 4,44  | 3,45  | 3,59  |
| Требуемая концентрация метанола $C$ , %<br>Required methanol concentration, %                                                                                                            | 26,0  | 23,0  | 22,0 | 20,0  | 20,0  | 20,0  |
| Изменение влагосодержания в пластовых и устьевых условиях $\Delta W$ , кг/1000 м <sup>3</sup><br>Change in moisture content in reservoir and wellhead conditions, kg/1000 m <sup>3</sup> | 1,03  | 1,04  | 1,16 | 1,20  | 1,23  | 1,24  |
| Отношение содержания метанола в газе к концентрации метанола в жидкости $A$<br>Ratio of methanol content in gas to methanol concentration in liquid                                      | 11,0  | 12,0  | 12,5 | 13,0  | 12,5  | 12,5  |
| Потребное количество метанола $Q$ , кг/сут.<br>Required amount of methanol, kg/day                                                                                                       | 1,15  | 4,32  | 7,87 | 7,60  | 9,06  | 13,04 |

Данная схема имеет широкое распространение. В России имеется несколько заводов-изготовителей детандерного оборудования с параметрами, обеспечивающими необходимую мощность при существующем расходе газа, входных давлениях и температуре. Установка компрессора уже предусмотрена в проектно-технологическом документе «Дополнение к технологической схеме разработки» для транспортировки продукции на газораспределительную станцию.

Кабельная линия планируется постоянной мощности, для равномерного прогрева всего участка насосно-компрессорных труб, с фотополимерной

изоляция, для обеспечения требуемого уровня безопасности.

Также необходимо рассмотреть вариант спуска двухрядной колонны до потенциальной глубины гидратообразования для повышения эффективности кабельной линии за счёт уменьшения рассеивания полезной энергии. Коэффициент сопротивления теплопередачи при этом увеличится на 20 %.

Стоит отметить возможность заполнения межтрубного пространства теплоносителем для повышения эффективности обогрева участка, что позволит проводить в аварийных случаях закачку ингибиторов гидратообразования или промывку горячим теплоносителем.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И. Определение интервала гидратообразования в скважинах, пробуренных в многолетнемерзлых породах // Наука и образование. – 2008. – № 1. – С. 13–19.

2. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 года // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – С. 1–25. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf) (дата обращения 15.05.2023).
3. Джиева А.К., Бригада В.С. Пространственная нелинейность динамики метановыделения в подземных скважинах для устойчивого развития геотехнологий // Записки Горного института. – 2020. – Т. 245. – С. 522–530. DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.5.3>
4. Ильинова А.А., Ромашева Н.В., Стройков Г.А. Перспективы и общественные эффекты проектов секвестрации и использования углекислого газа // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 493–502. DOI: <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.12>
5. Жарикова Н.Х., Горпинченко А.Н., Садыкова И.Р. Анализ эффективности методов борьбы с гидратами на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 3. – С. 81–97.
6. Запорожец Е.П., Шостак Н.А. Расчёт эффективности одно- и многокомпонентных антигидратных реагентов // Записки Горного института. – 2019. – Т. 238. – С. 423–429. DOI: <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.423>
7. Направления современных исследований газовых гидратов / В.А. Истомин, В.С. Якушев, В.Г. Квон, С.И. Долгаев, Е.М. Чувилин // Газохимия. – 2009. – № 5. – С. 56–63.
8. Истомин В.А., Федюлов Д.М. Термодинамика призабойной зоны пласта с учётом минерализации остаточной воды в коллекторе и возможности гидратообразования // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2013. – № 4 (15). – С. 6–14.
9. Николаев Н.И., Лю Тяньлэ. Современные технологии бурения и крепления скважин при разведке газовых гидратов // Записки Горного института. – 2016. – Т. 218. – С. 206–214.
10. Прошутинский М.С., Раупов И.Р. Химические методы предупреждение гидратообразования в системах добычи нефти и газа // Актуальные проблемы недропользования: тезисы докладов XVIII Международного форума-конкурса студентов и молодых учёных. – СПб, 15–21 мая 2022. – СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 73–75.
11. Обидина А.А., Жарикова Н.Х., Кусова Л.Г. Обзор мировых технологий предотвращения гидратообразования в системе добычи природного газа // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 2. – С. 257–266.
12. Vasilev B.Yu., Mardashov D.V. Technical solutions for ecologically safe and sustainable development of shelf deposits // International Journal of Mechanical Engineering and Technology. – 2019. – Vol. 10. – № 2. – P. 1501–1506.
13. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries / Z. Wei, X. Dai, X. Wang, S. Zhu, L.M. Yapanto, I.R. Raupov // Energy Reports. – 2021. – Vol. 7. – P. 2751–2758. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.05.002>
14. Research progress on hydrate self-preservation effect applied to storage and transportation of natural gas / Y.G. Wen, Q.X. Chen, Y.W. Chen, S.S. Fan // Advanced Materials Research. – 2013. – Vol. 772. – P. 795–801.
15. Study on fluid-solid coupling of physical variation of gas hydrate reservoirs during natural gas development / Y. Cheng, H. Shen, Y. Zhao, J. Zhang, Y. Xia // Shiyou Xuebao. – 2010. – Vol. 31. – № 4. – P. 607–611.
16. Generation of methane gas hydrate equilibrium curve for the thermodynamic gas hydrate inhibitor propylene glycol / B. Deka, A. Barifcani, A. Al Helal, D. Badi, H. Vuthaluru, V. Mahto // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 199. – P. 108312.
17. Facilitating gas hydrate dissociation kinetics and gas migration in clay interlayer by surface cations shielding effects / B. Fang, T. Lü, F. Ning, J. Pang, Z. He, J. Sun // Fuel. – 2022. – Vol. 318. – P. 123576.
18. Gambelli A.M. Natural gas recovery from hydrate compounds using CO2 replacement strategies: experimental study on thermal stimulation // Energy Procedia. – 2018. – Vol. 148. – P. 647–654.
19. Investigation into gas production from natural gas hydrate: a review / X.S. Li, C.G. Xu, Y. Zhang, X.K. Ruan, G. Li, Y. Wang // Applied Energy. – 2016. – Vol. 172. – P. 286–322.
20. Progress and challenges on gas production from natural gas hydrate-bearing sediment / Y. Liang, Y. Tan, Y. Luo, Y. Zhang, B. Li // Journal of Cleaner Production. – 2020. – Vol. 261. – P. 121061.
21. Litvinenko V.S., Dvoynikov M.V., Trushko V.L. Elaboration of a conceptual solution for the development of the arctic shelf from seasonally flooded coastal areas // International Journal of Mining Science and Technology. – 2022. – № 32 (1). – P. 113.
22. Natural gas storage and transportation within gas hydrate of smaller particle: size dependence of self-preservation phenomenon of natural gas hydrate / H. Mimachi, T. Murayama, S. Takeya, Y. Gotoh, A. Yoneyama, K. Hyodo, T. Takeda // Chemical Engineering Science. – 2014. – Vol. 118. – P. 208–213.
23. Introduction of a workflow for tomographic analysis of formation stimulation using novel nano-based encapsulated acid systems / D.G. Petrakov, H. Jafarpour, J. Qajar, H. Aghaei, H. Hajiabadi // Journal of Applied Engineering Science. – 2021. – Vol. 19. – № 2. – P. 327–333. DOI: 10.5937/jaes0-29694
24. Experimental study on the isothermal adsorption of methane gas in natural gas hydrate argillaceous silt reservoir / R. Qi, X. Qin, C. Ma, W. Mao, C. Lu, W. Zhang // Advances in Geo-Energy Research. – 2022. – Vol. 6. – № 2. – P. 143–156.
25. Sujith K.S., Ramachandran C.N. Natural gas evolution in a gas hydrate melt: effect of thermodynamic hydrate inhibitors // Journal of Physical Chemistry B: Biophysical Chemistry, Biomaterials, Liquids, and Soft Matter. – 2017. – Vol. 121. – No. 1. – P. 153–163.
26. High gas hydrate and free gas concentrations: an explanation for seeps offshore South Mocha Island / I. Vargas-Cordero, U. Tinivella, L. Villar-Muñoz, J.P. Bento // Energies. – 2018. – Vol. 11. – № 11. – P. 3062.
27. Современные методы борьбы с гидратообразованием на газовых месторождениях / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, В.А. Альховиков, А.Г. Марков // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 146–151.
28. Самсонов Р.О., Сайченко Л.А., Винклер В.С. Особенности освоения морских месторождений в условиях наличия газа и гидратов в верхней части разреза // Бурение и нефть. – 2023. – № S1. – С. 4–6.

29. Тупышев М.К. Влияние техногенных и природных газогидратов на результаты исследования и работы скважин // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2014. – № 4 (20). – С. 97–102.
30. К вопросу о применении полимерных теплоизоляционных покрытий для насосно-компрессорных труб на месторождениях Приобской низменности / В.И. Дарищев, С.Н. Лысенков, С.А. Галактионов, Ю.В. Краснов, О.И. Булаткин // Территория «Нефтегаз». – 2020. – № 5–6. – С. 30–34.
31. Experimental investigation on cracking characteristics of dry and saturated shales in nitrogen fracturing after liquid nitrogen (LN<sub>2</sub>) injected / Zh. Yan, Wu. Yu, O.V. Savenok, Y. Jiadi, G. Haozhe, Li. Decheng // *Geofluids*. – 2023. – Vol. 2023. – P. 861524. DOI: <https://doi.org/10.1155/2023/8861524>
32. Heat control effect of phase change microcapsules upon cement slurry applied to hydrate-bearing sediment / G. Yang, T. Liu, H. Zhu, Z. Zhang, Y. Feng, E.L. Leusheva, V.A. Morenov // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. – № 12. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15124197>
33. Чакрыгин М.А. Необходимость применения безгидратного режима работы скважин // Вестник науки и образования. – 2018. – № 13 (49). – С. 101–103.
34. Чистяков В.К. Проблемы повышения качества отбора керновых проб при поисках и разведке месторождений природных газовых гидратов // Записки Горного института. – 2009. – Т. 183. – С. 311–317.
35. Laboratory evaluation of hybrid chemical enhanced oil recovery methods coupled with carbon dioxide / M.H. Ahmadi, S.M. Alizadeh, D.S. Tananykhin, S.K. Hadi, P. Iliushin, A.V. Lekontsev // *Energy Reports*. – 2021. – Vol. 7. – P. 960–967. DOI: 10.1016/j.egy.2021.02.005

### Информация об авторах

**Ольга Вадимовна Савенок**, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. [Savenok\\_OV@pers.spmi.ru](mailto:Savenok_OV@pers.spmi.ru); <https://orcid.org/0000-0003-1312-4312>

**Наиля Халимовна Жарикова**, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, 2. [Zharikova\\_Nkh@pers.spmi.ru](mailto:Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru)

**Александр Евгеньевич Верисокин**, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. [verisokin.aleksandr@mail.ru](mailto:verisokin.aleksandr@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0001-6530-4126>

**Ашот Страевич Арутюнян**, кандидат технических наук, доцент кафедры высшей математики, Кубанский государственный технологический университет, Россия, 350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2. [mereniy@mail.ru](mailto:mereniy@mail.ru)

**Хадид Махмуд**, доктор технических наук, профессор Университета Аль-Баас, Сирийская Арабская Республика, Дамаск, Шоссе Алеппо, Хомс, Почтовый ящик 77. [m-hadid@scs-net.org](mailto:m-hadid@scs-net.org)

Поступила в редакцию: 29.08.2023

Поступила после рецензирования: 13.09.2023

Принята к публикации: 26.04.2024

### REFERENCES

1. Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I. Determination of the interval of hydrate formation in wells drilled in permafrost. *Science and education*, 2008, no. 1, pp. 13–19. (In Russ.)
2. Grunvald A.V. The use of methanol in the gas industry as an inhibitor of hydrate formation and the forecast of its consumption until 2030. *Electronic scientific journal «Oil and Gas Business»*, 2007, no. 2, pp. 1–25. (In Russ.) Available at: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf) (accessed 15 May 2023).
3. Dzhioeva A.K., Brigida V.S. Spatial non-linearity of methane release dynamics in underground boreholes for sustainable mining. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 245, pp. 522–530. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.5.3>
4. Ilinova A.A., Romasheva N.V., Stroykov G.A. Prospects and social effects of carbon dioxide sequestration and utilization projects. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 244, pp. 493–502. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.12>
5. Zharikova N.Kh., Gorpichenko A.N., Sadykova I.R. Analysis of the effectiveness of methods for combating hydrates at the Urengoy oil and gas condensate field. *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)*, 2022, no. 3, pp. 81–97. (In Russ.)
6. Zaporozhets E.P., Shostak N.A. Calculation of the efficiency of single- and multicomponent anti-hydrate reagents. *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 238, pp. 423–429. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.4.423>
7. Istomin V.A., Yakushev V.S., Kwon V.G., Dolgaev S.I., Chuvin E.M. Directions of modern research of gas hydrates. *Gas chemistry*, 2009, no. 5, pp. 56–63. (In Russ.)
8. Istomin V.A., Fedulov D.M. Thermodynamics of the bottomhole formation zone taking into account the salinity of residual water in the reservoir and the possibility of hydrate formation. *Scientific and technical collection. News of gas science*, 2013, no. 4 (15), pp. 6–14. (In Russ.)
9. Nikolaev N.I., Lu Tianli. The modern technology of drilling and casing of well during the exploration of gas hydrates. *Journal of Mining Institute*, 2016, vol. 218, pp. 206–214. (In Russ.)

10. Proshutinsky M.S., Raupov I.R. hemical methods to prevent hydrate formation in oil and gas production systems. *Actual problems of subsoil use. Abstracts of the XVIII International forum-competition of students and young scientists*. St Petersburg, 15–21 May 2022. St Petersburg, Saint-Petersburg Mining University, 2022. pp. 73–75. (In Russ.)
11. Obidina A.A., Zharikova N.Kh., Kusova L.G. Overview of worldwide technologies for the prevention of hydrate formation in the natural gas production system. *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)*, 2023, no. 2, pp. 257–266. (In Russ.)
12. Vasilev B.Yu., Mardashov D.V. Technical solutions for ecologically safe and sustainable development of shelf deposits. *International Journal of Mechanical Engineering and Technology*, 2019, vol. 10, no. 2, pp. 1501–1506.
13. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries / Z. Wei, X. Dai, X. Wang, S. Zhu, L.M. Yapanto, I.R. Raupov. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 2751–2758. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.05.002>
14. Research progress on hydrate self-preservation effect applied to storage and transportation of natural gas / Y.G. Wen, Q.X. Chen, Y.W. Chen, S.S. Fan. *Advanced Materials Research*, 2013, vol. 772, pp. 795–801.
15. Study on fluid-solid coupling of physical variation of gas hydrate reservoirs during natural gas development / Y. Cheng, H. Shen, Y. Zhao, J. Zhang, Y. Xia. *Shiyou Xuebao*, 2010, vol. 31, no. 4, pp. 607–611.
16. Generation of methane gas hydrate equilibrium curve for the thermodynamic gas hydrate inhibitor propylene glycol / B. Deka, A. Barifcani, A. Al Helal, D. Badi, H. Vuthaluru, V. Mahto. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199, p. 108312.
17. Facilitating gas hydrate dissociation kinetics and gas migration in clay interlayer by surface cations shielding effects / B. Fang, T. Lü, F. Ning, J. Pang, Z. He, J. Sun. *Fuel*, 2022, vol. 318, p. 123576.
18. Gambelli A.M. Natural gas recovery from hydrate compounds using CO<sub>2</sub> replacement strategies: experimental study on thermal stimulation. *Energy Procedia*, 2018, vol. 148, pp. 647–654.
19. Investigation into gas production from natural gas hydrate: a review / X.S. Li, C.G. Xu, Y. Zhang, X.K. Ruan, G. Li, Y. Wang. *Applied Energy*, 2016, vol. 172, pp. 286–322.
20. Progress and challenges on gas production from natural gas hydrate-bearing sediment / Y. Liang, Y. Tan, Y. Luo, Y. Zhang, B. Li. *Journal of Cleaner Production*, 2020, vol. 261, p. 121061.
21. Litvinenko V.S., Dvoynikov M.V., Trushko V.L. Elaboration of a conceptual solution for the development of the arctic shelf from seasonally flooded coastal areas. *International Journal of Mining Science and Technology*, 2022, no. 32 (1), p. 113.
22. Natural gas storage and transportation within gas hydrate of smaller particle: size dependence of self-preservation phenomenon of natural gas hydrate / H. Mimachi, T. Murayama, S. Takeya, Y. Gotoh, A. Yoneyama, K. Hyodo, T. Takeda. *Chemical Engineering Science*, 2014, vol. 118, pp. 208–213.
23. Introduction of a workflow for tomographic analysis of formation stimulation using novel nano-based encapsulated acid systems / D.G. Petrakov, H. Jafarpour, J. Qajar, H. Aghaei, H. Hajiabadi. *Journal of Applied Engineering Science*, 2021, vol. 19, no. 2, pp. 327–333. DOI: 10.5937/jaes0-29694
24. Experimental study on the isothermal adsorption of methane gas in natural gas hydrate argillaceous silt reservoir / R. Qi, X. Qin, C. Ma, W. Mao, C. Lu, W. Zhang. *Advances in Geo-Energy Research*, 2022, vol. 6, no. 2, pp. 143–156.
25. Sujith K.S., Ramachandran C.N. Natural gas evolution in a gas hydrate melt: effect of thermodynamic hydrate inhibitors. *Journal of Physical Chemistry B: Biophysical Chemistry, Biomaterials, Liquids, and Soft Matter*, 2017, vol. 121, no. 1, pp. 153–163.
26. High gas hydrate and free gas concentrations: an explanation for seeps offshore South Mocha Island / I. Vargas-Cordero, U. Tinivella, L. Villar-Muñoz, J.P. Bento. *Energies*, 2018, vol. 11, no. 11, p. 3062.
27. Modern methods of combating hydrate formation in gas fields / O.V. Savenok, L.V. Povarova, V.A. Alkhovikov, A.G. Markov. *Bulatov readings*, 2019, vol. 2, pp. 146–151. (In Russ.)
28. Samsonov R.O., Saichenko L.A., Winkler V.S. Features of the development of offshore fields in the presence of gas and hydrates in the upper part of the section. *Drilling and oil*, 2023, no. S1, pp. 4–6. (In Russ.)
29. Tupysev M.K. Influence of technogenic and natural gas hydrates on the results of research and operation of wells. *Scientific and technical collection. News of gas science*, 2014, no. 4 (20), pp. 97–102. (In Russ.)
30. To the question of the use of polymeric heat-insulating coatings for tubing on the fields of the Priobskaya lowland / V.I. Darishchev, S.N. Lysenkov, S.A. Galaktionov, Yu.V. Krasnov, O.I. Bulatkin. *Territory «NEFTEGAS»*, 2020, no. 5–6, pp. 30–34. (In Russ.)
31. Experimental investigation on cracking characteristics of dry and saturated shales in nitrogen fracturing after liquid nitrogen (LN<sub>2</sub>) injected / Zh. Yan, Wu. Yu, O.V. Savenok, Y. Jiadi, G. Haozhe, Li. Decheng. *Geofluids*, 2023, vol. 2023, pp. 861524. DOI: <https://doi.org/10.1155/2023/8861524>
32. Heat control effect of phase change microcapsules upon cement slurry applied to hydrate-bearing sediment / G. Yang, T. Liu, H. Zhu, Z. Zhang, Y. Feng, E.L. Leusheva, V.A. Morenov. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 12. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15124197>
33. Chakrygin M.A. Necessity of application of hydrate-free operation of well. *Bulletin of science and education*, 2018, no. 13 (49), pp. 101–103. (In Russ.)
34. Chistyakov V.K. The development of the effective method for sampling of native-state core in natural gashydrate deposits. *Journal of Mining Institute*, 2009, vol. 183, pp. 311–317. (In Russ.)
35. Laboratory evaluation of hybrid chemical enhanced oil recovery methods coupled with carbon dioxide / M.H. Ahmadi, S.M. Alizadeh, D.S. Tananykhin, S.K. Hadi, P. Iliushin, A.V. Lekomtsev. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 960–967. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.02.005

#### Information about the authors

**Olga V. Savenok**, Dr. Sc., Professor, Saint-Petersburg Mining University, 21, line 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. Savenok\_OV@pers.spmi.ru; <https://orcid.org/0000-0003-1312-4312>

**Nailya Kh. Zharikova**, Cand. Sc., Associate Professor, Saint-Petersburg Mining University, 21, line 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation. Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**Alexander E. Verisokin**, Cand. Sc., Associate Professor, North Caucasian Federal University, 1, Pushkin street, Stavropol, 355017, Russian Federation. verisokin.aleksandr@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6530-4126>

**Ashot S. Arutyunyan**, Cand. Sc., Associate Professor, Kuban State Technological University, 2, Moskovskaya street, Krasnodar, 350072, Russian Federation. mereniya@mail.ru

**Mahmoud Hadid**, Dr. Sc., Professor, Al-Baath University, PO Box 77, Homs, Aleppo highway, Damascus, Syrian Arab Republic. m-hadid@scs-net.org

Received: 29.08.2023

Revised: 13.09.2023

Accepted: 26.04.2024