

УДК 553.981:622.279.3

В.В. Запорожец¹, e-mail: vvzaporozhets@tnnc.rosneft.ru; **А.В. Зайцев¹**

¹ 000 «Тюменский нефтяной научный центр» (Тюмень, Россия).

Оценка перспектив разработки коньякских и туронских газовых залежей Западной Сибири на примере ипатовской свиты

В статье рассмотрена проблема, характерная для большинства газовых месторождений Западной Сибири, – необходимость вовлечения в разработку месторождений со сложными фильтрационно-емкостными свойствами, обусловленная истощением ресурсного потенциала действующих месторождений на фоне роста спроса на углеводородное сырье.

В качестве альтернативного источника, обладающего промышленным потенциалом, рассмотрена залежь сухого газа ипатовской свиты Верхнеколик-Еганского нефтегазоконденсатного месторождения, которая относится к продуктивным отложениям коньякского и сантонского ярусов и является близким аналогом туронских отложений. Представлена геолого-физическая характеристика ипатовской свиты, проанализированы изученность и история разработки объекта, приведено сопоставление свиты с аналогами.

Оценка перспектив разработки залежи выполнена на основе комплексного подхода к определению эффективности разработки, включающего в себя расчеты по гидродинамической модели, а также учитывающего опыт разработки аналогичных объектов и анализ имеющихся рисков и неопределенностей.

По результатам проведения многовариантных расчетов авторами выполнен технико-экономический анализ, на основе которого выбран оптимальный вариант разработки, характеризующийся совокупностью наилучших экономических и технологических показателей, определены ключевые параметры разработки, такие как способ заканчивания скважин, степень вскрытия пласта, темп отбора газа.

Дополнительно в работе проведена сценарная оценка влияния наличия наземного обустройства и необходимости капиталовложений на экономическую привлекательность подобных проектов, предложены возможные пути повышения рентабельности проекта.

Представленный анализ позволяет сделать вывод о промышленном потенциале разработки ипатовской свиты и перспективах развития схожих объектов в пределах разновозрастных отложений.

Ключевые слова: сухой газ, ипатовская свита, опытно-промышленная разработка, изученность, фильтрационно-емкостные свойства, газодинамическое исследование, гидродинамическая модель, горизонтальная скважина, разработка месторождения.

.....

V.V. Zaporozhets¹, e-mail: vvzaporozhets@tnnc.rosneft.ru; **A.V. Zaitsev¹**

¹ Tyumen Petroleum Research Center LLC (Tyumen, Russia).

Assessment of the Prospects for the Development of the Coniacian and Turonian Gas Deposits in Western Siberia on the Example of the Ipatovskaya Suite

The article discusses a problem that is typical for most gas fields in Western Siberia – the need to involve in the development of fields with complex filtration and reservoir properties, due to the depletion of the resource potential of operating fields against the background of growing demand for hydrocarbons.

As an alternative source with industrial potential, a dry gas deposit of the Ipatovskaya suite of the Verkhnekolik-Yegankoye oil and gas condensate field is considered, which belongs to the productive deposits of the Coniacian and Santonian stages and is a close analogue of the Turonian deposits.

The geological and physical characteristics of the Ipatovskaya suite are presented, the study and history of the object development are analyzed, a comparison of the suite with analogues is given.

The assessment of the development prospects of the reservoir was carried out on the basis of an integrated approach to determining the development efficiency, including calculations based on a hydrodynamic model, as well as taking into account the experience of developing similar objects and an analysis of existing risks and uncertainties.

Based on the results of multivariate calculations, the authors performed a feasibility study, on the basis of which the most optimal development option was selected, characterized by a combination of the best economic and technological indicators, key development parameters were determined, such as the method of well completion, the degree of reservoir penetration, and the rate of gas production.

Additionally, the work carried out a scenario assessment of the impact of the ground facilities presence and the need for capital investments on the economic attractiveness of such projects, and suggested possible ways to increase the project profitability.

The presented analysis allows us to draw a conclusion about the industrial potential of the development of the Ipatovskaya suite and the prospects for the development of similar objects within the same age deposits.

Keywords: dry gas, Ipatovskaya suite, pilot development, exploration, reservoir properties, gas-dynamic study, hydrodynamic model, horizontal well, field development.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в условиях растущего спроса на углеводороды и истощения запасов традиционных залежей все большую актуальность приобретает задача освоения газовых месторождений со сложными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), тем более что значительная часть крупных разрабатываемых месторождений газа Западной Сибири находится в стадии падающей добычи.

Большинство месторождений, вводимых в настоящее время в разработку, приурочено к залежам, характеризующимся сложным геологическим строением, низкой проницаемостью, высокой расчлененностью, наличием подстилающих вод и проч. Характерным примером таких пластов являются продуктивные отложения коньяк-сантонских и туронских ярусов. Данные пласты имеют региональное развитие, и до недавнего времени большого интереса к их разработке добывающие компании не проявляли. В то же время, по предварительной оценке, в них сосредоточено более 3 трлн м³ газа [1], что позволяет рассматривать эти ресурсы в качестве значимого промышленного источника добычи углеводородного сырья.

История освоения разновозрастных отложений в России началась в 2011 г., когда был получен первый туронский газ на Южно-Русском месторождении.



Начало опытно-промышленной эксплуатации другого уникального месторождения – Харампурского – датируется 2014 г. При этом запасы газа Южно-Русского месторождения оцениваются в 300 млрд м³, а Харампурского – более чем в 800 млрд м³ [1].

В данной статье представлен новый подход по вовлечению в разработку запасов газа ипатовской свиты Верхнеколик-Еганского месторождения (Нижевартовский р-н ХМАО), которая с определенной долей условности может считаться аналогом указанных пластов (табл. 1). Кроме того, авторами статьи проведена оценка перспектив

разработки коллекторов сантон-коньякских и туронских отложений.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИПАТОВСКОЙ СВИТЫ

Ипатовская свита, возраст которой определяется как коньяк-сантон, представлена слабосцементированными песчаниками, зеленовато-серыми алевритами, часто глауконитовыми, с глинистым, известковистым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин, сидеритовыми конкрециями, углистыми растительными остатками. Залегает ипатовская свита на глубине 815,0–996,2 м [2].

Ссылка для цитирования (for citation):

Запорожец В.В., Зайцев А.В. Оценка перспектив разработки коньякских и туронских газовых залежей Западной Сибири на примере ипатовской свиты // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1–2. С. 64–71.

Zaporozhets V.V., Zaitsev A.V. Assessment of the Prospects for the Development of the Coniacian and Turonian Gas Deposits in Western Siberia on the Example of the Ipatovskaya Suite. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2021;(1–2):64–71. (In Russ.)

Таблица 1. Геофизические характеристики пластов-аналогов

Table 1. Geophysical characteristics of analogous reservoirs

Параметр Characteristic	Ипатовская свита Верхнеколик-Еганского месторождения Ipatovskaya suite of the Verkhnekolik-Yeganskoye field	Харампурское месторождение Kharampurskoye field	Южно-Русское месторождение Yuzhno-Russkoye field
Глубина залегания, м Stratum depth, m	841	972	770–906
Средняя газонасыщенная толщина, м Average gas-saturated thickness, m	13	14,1	7,2
Пористость, % Porosity, %	30	30	25
Расчлененность Stratification factor	17	12	–
Газонасыщенность, д. ед. Gas saturation, unit fraction	0,34	0,54	0,64
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	8,5	10,5	9,5
Проницаемость, мкм ² Permeability, μm ²	0,022	0,03	–
Температура пласта, °С Reservoir temperature, °C	25	32	20

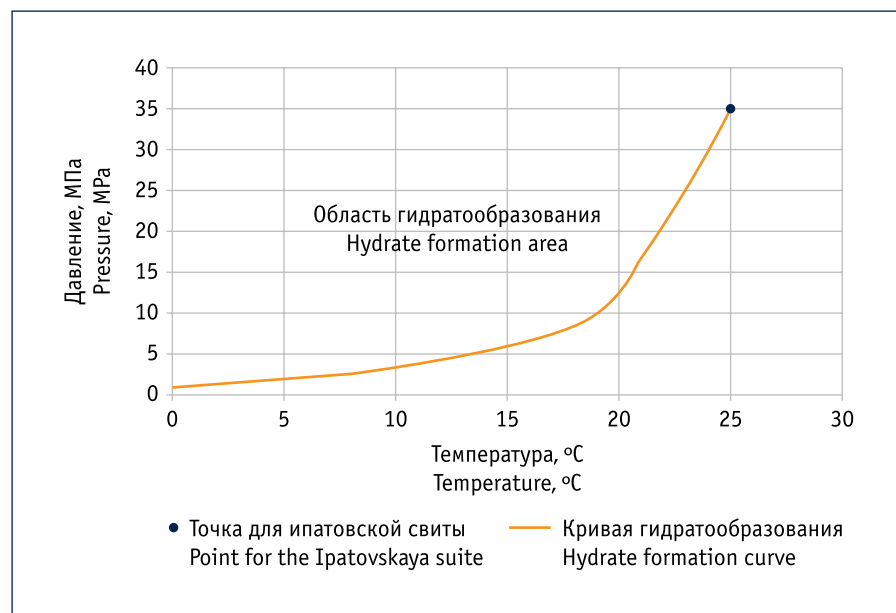


Рис. 1. Условия гидратообразования в пласте ипатовской свиты Верхнеколик-Еганского месторождения

Fig. 1. Conditions of hydrate formation in the Ipatovskaya suite of the Verkhnekolik-Yeganskoye field

В песках верхней части свиты выявлена газовая залежь, относящаяся к массивному типу. По результатам проведения геолого-разведочных и поисковых работ залежь вскрыта более чем в 600

транзитных скважинах, продуктивность подтверждена по результатам опробования 14 скважин. Во всех скважинах получены притоки сухого газа дебитом 7,2–189,2 тыс. м³/сут при депрессии

0,1–4,9 МПа. По величине запасов залежь относится к категории крупных: начальные геологические запасы составляют 34 млрд м³.

Разработка газовой залежи ипатовской свиты осложняется низкими ФЕС пласта (табл. 1), высокой расчлененностью, низкой начальной и высокой остаточной газонасыщенностью. Средняя газонасыщенная толщина составляет около 13 м, что обуславливает риск преждевременного обводнения скважин в условиях наличия подстилающей воды.

Начальная пластовая температура – 25 °С, что с учетом низкого начального пластового давления создает риск образования гидратов (рис. 1) [3, 4].

В настоящее время отмечается недостаточная изученность ипатовской свиты. В открытых источниках накоплен незначительный объем информации по разработке и эксплуатации подобных объектов.

ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ ИПАТОВСКОЙ СВИТЫ

Для Нижневартовского района добыча газа исторически не является приоритетной задачей, поэтому впервые интерес к ипатовской свите как к газовому активу возник в 2013 г. С этого года были инициированы работы по созданию постоянно действующей геолого-технологической модели и запланировано проведение опытно-промышленных работ (ОПР).

В 2017 г. в рамках проведения ОПР в целях выбора оптимального типа заканчивания были пробурены одна наклонно-направленная (ННС) и одна горизонтальная (ГС) скважины, проведено их испытание (без гидроразрыва пласта). При сопоставимых депрессиях (2,3 МПа) дебит горизонтальной скважины составил 117,4 тыс. м³/сут, что на 41 % больше дебита вертикальной скважины (83,3 тыс. м³/сут).

Также в рамках ОПР был произведен отбор керна из вертикальной скважины. В ходе исследований керна получена петрофизическая зависимость коэффициента проницаемости K_{np} от коэффициента пористости K_n : $K_{np} = f(K_n)$, построена капиллярная модель и уточнено значение начальной газонасыщенности (0,34 д. ед.),

оказавшееся значительно ниже значения соответствующего показателя пластов-аналогов (0,54–0,64 д. ед.). Поточные исследования позволили уточнить подвижные характеристики газожидкостной смеси.

Исходя из геолого-физических характеристик пласта и опыта разработки отечественных газовых залежей подобного типа можно сделать вывод, что оптимальным для эксплуатации газовых скважин является режим, при котором депрессия на пласт не превышает 20 % начального пластового давления [5]. По результатам ОПР дебиты газа в газодобывающих скважинах, пробуренных на ипатовской свите, в 2–5 раз ниже, чем в скважинах, эксплуатирующих сеноманские отложения.

С учетом опыта, накопленного в процессе ОПР, в ходе которых изучался пласт Т Харампурского месторождения [6], можно констатировать, что ипатовская свита должна разрабатываться преимущественно горизонтальными скважинами.

Наиболее эффективным является бурение ГС с многостадийным гидроразрывом пласта (ГРП), однако в условиях малопродуктивной водоплавающей залежи ипатовской свиты данная технологическая операция многократно повышает риск прорыва воды, поэтому эксплуатация объекта планируется без проведения ГРП.

В целях уточнения ФЕС на каждой из скважин выполнено по одному газодинамическому исследованию.

Результаты исследований подтвердили опыт разработки пластов-аналогов, продемонстрировавший большую эффективность горизонтальных скважин по сравнению с наклонно-направленными (для ННС $a = 2,92 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$, $b = 0,0091 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$; для ГС $a = 1,66 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$, $b = 0,0073 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$, где a – линейный коэффициент фильтрационного сопротивления, $\text{МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$, b – квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления, $\text{МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$), и стали основой для адаптации гидродинамической модели, по которой выполнялись технологические расчеты.

Таблица 2. Свойства гидродинамической модели ипатовской свиты Верхнеколик-Еганского месторождения

Table 2. Properties of the hydrodynamic model of the Ipatovskaya suite of the Verkhnekolik-Yeganskoye field

Параметр Characteristic	Значение Value
Пористость, д. ед. Porosity, unit fraction	0,30
Проницаемость, мкм ² Permeability, μm^2	0,0215
Газонасыщенность, д. ед. Gas saturation, unit fraction	0,34

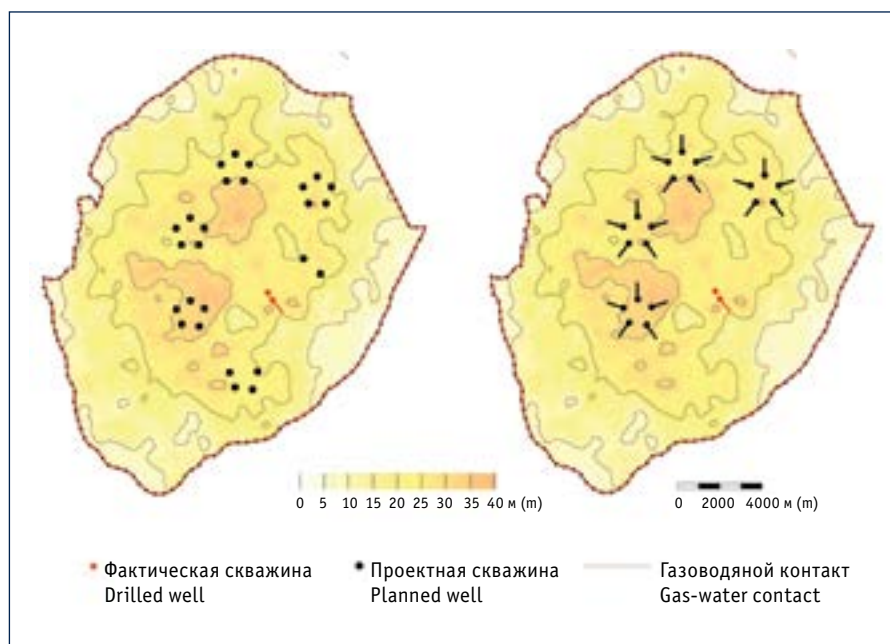


Рис. 2. Схемы размещения проектного фонда наклонно-направленных скважин и газовой скважины с длиной ствола 800 м (рекомендуемый вариант) ипатовской свиты Верхнеколик-Еганского месторождения

Fig. 2. Layouts of the design stock of directional wells and a gas well with a borehole length of 800 m (recommended option) of the Ipatovskaya suite of the Verkhnekolik-Yeganskoye field

Из всей имеющейся информации наибольшую неопределенность представляет коэффициент остаточной газонасыщенности $K_{ог}$. По данным собственных исследований, значение $K_{ог}$ составляет 0,246 д. ед., что существенно выше принятого по аналогии с пластом Т Харампурского месторождения (0,159 д. ед.). Однако образцы, на которых проведены исследования, имеют завышенные значения начальной газонасыщенности (0,65–0,78 д. ед.) и проницаемости (0,015–0,23 мкм²) и не описывают основной диапазон ФЕС пласта, что в совокупности с незначительным объемом собственных

исследований (их было проведено всего два) не позволяет достоверно оценить значение остаточной газонасыщенности.

По результатам проведения ОПР построена геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ), свойства которой приведены в табл. 2. В основе ГГДМ лежит трехфазная изотермическая модель в системе «свободный газ – вода», что обусловлено фазами, насыщающими пласт.

На основании построенной модели авторами статьи был определен наиболее эффективный вариант разработки ипатовской свиты.

НОВЫЙ ПОДХОД К ВОВЛЕЧЕНИЮ В РАЗРАБОТКУ ЗАПАСОВ ГАЗА ИПАТОВСКОЙ СВИТЫ

Ввиду особенностей геологического строения залежи за основу размещения проектных скважин принята лучевая (кольцевая) схема, обеспечивающая одновременное расположение скважин в зонах максимальных газонасыщенных толщин и на минимальных гипсометрических отметках.

Авторами также рассматривалась возможность использования возвратного фонда, однако согласно проектным решениям 100 % технически исправного фонда предполагается использовать на нижележащих нефтяных объектах.

В ходе многовариантных расчетов варьировались следующие параметры:

1) способ заканчивания ННС и ГС, причем длина ствола скважины принималась равной 400, 600, 800 и 1200 м (рис. 2);
2) степень вскрытия (интервал проводки ГС с отступом от газовой контактной) – 0,3; 0,5; 0,7;

3) темп отбора газа от начальных газовых запасов варьировался в пределах 2–3 % с шагом 0,5 %.

Кроме того, в связи с имеющейся неопределенностью расчет технологических показателей выполнялся по двум сценариям, в которых использовались модифицированные относительные фазовые проницаемости с $K_{ог}$, равным 0,159 и 0,246 д. ед., причем последнее значение было принято по данным собственных исследований.

При расчете прогнозных показателей для газовых скважин задавались следующие технологические ограничения: предельное устьевое давление – 2,03 МПа, предельная депрессия – 3,04 МПа. Экономические условия отключения скважин: дебит газа менее 10 тыс. м³/сут, водогазовый фактор (ВГФ) более 0,0001 м³/см³.

Эффективность разработки определялась соотношением между капитальными вложениями в строительство скважин и объектов наземного обустройства, операционными затратами на содержание фонда скважин и прибылью от реализации добываемого газа.

На основе технико-экономического анализа (рис. 3) был выбран оптималь-

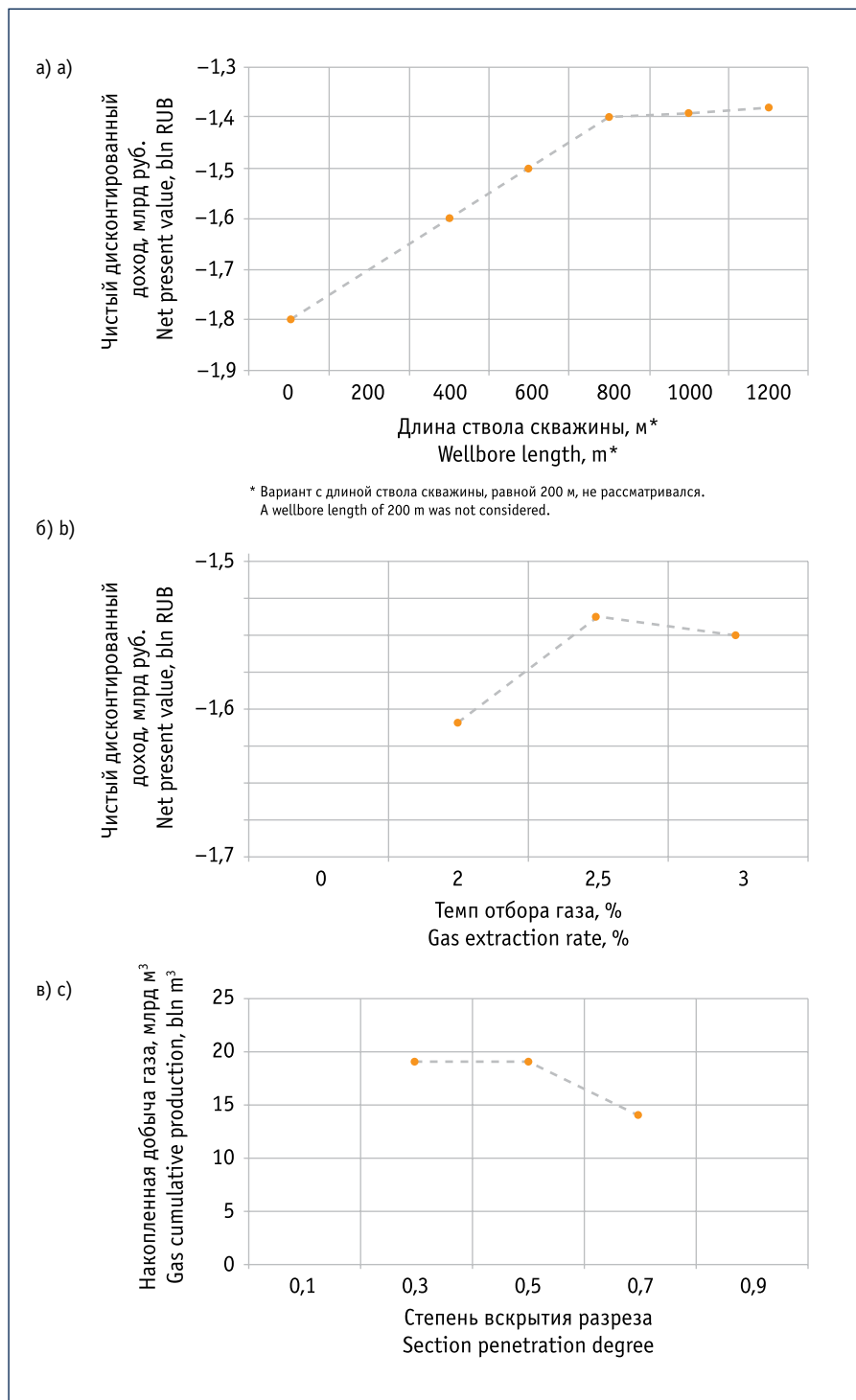


Рис. 3. Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки ипатовской свиты Верхнеколик-Еганского месторождения с длиной ствола горизонтальной скважины 800 м с интервалом проводки, равным 0,3 уровня газовой контактной, на основе следующих факторов: а) способа заканчивания скважины; б) темпа отбора газа; в) степени вскрытия разреза

Fig. 3. Technical and economic feasibility study for the choice of the recommended development option for the Ipatovskaya suite of the Verkhnekolik-Yeganskoye field with a horizontal wellbore length of 800 m with a wiring interval equal to 0.3 of the gas-water contact level, based on the following factors: a) well completion method; b) the rate of gas extraction; c) the degree of section opening

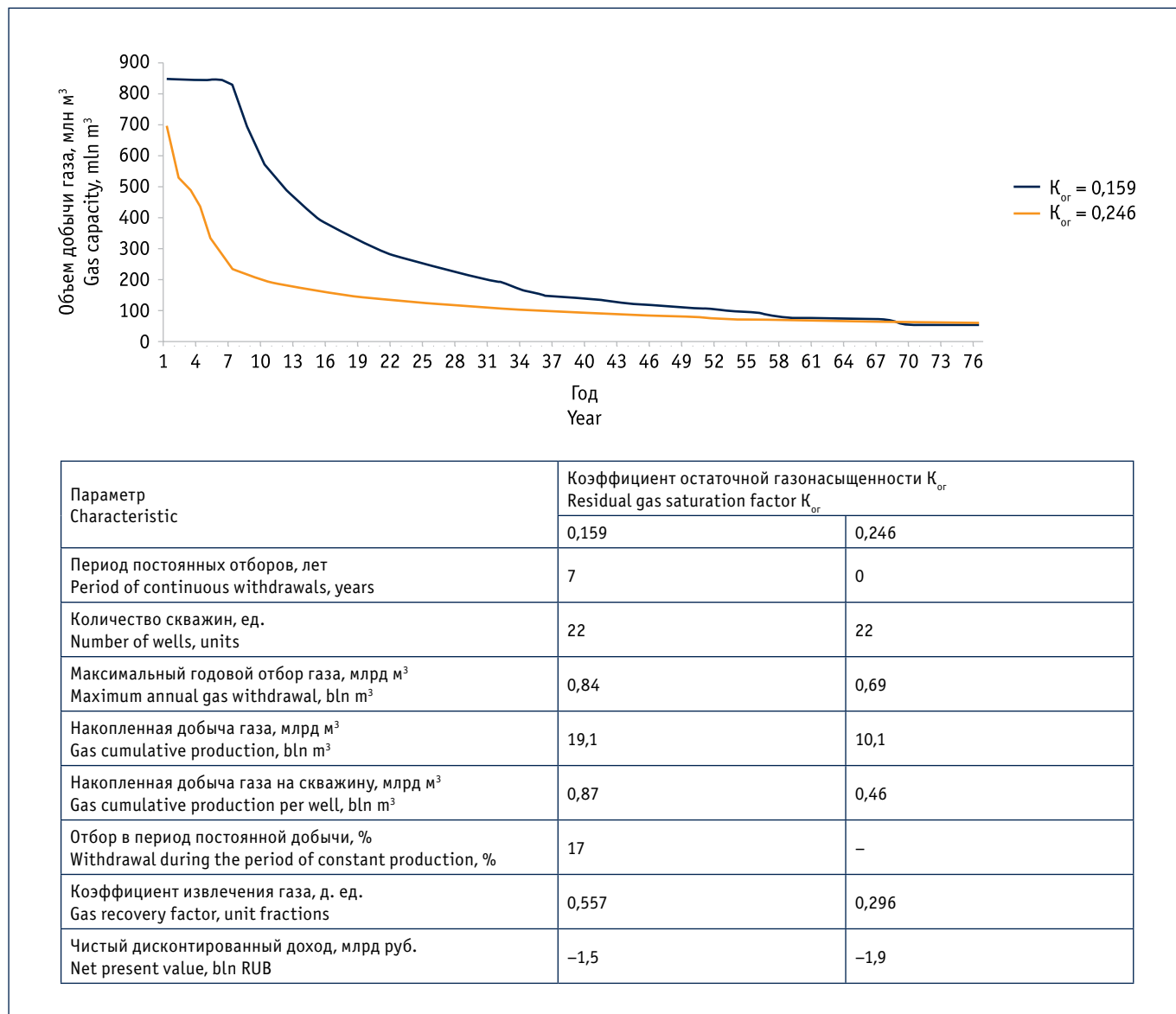


Рис. 4. Техничко-экономические показатели рекомендуемого варианта разработки ипатовской свиты Верхнеколик-Еганского месторождения при разных значениях коэффициента остаточной газонасыщенности

Fig. 4. Technical and economic indicators of the recommended development option for the Ipatovskaya suite of the Verkhnekolik-Yeganskoye field at different values of the residual gas saturation ratio

ный вариант разработки с длиной горизонтального ствола 800 м с интервалом проводки ГС, равным 0,3 уровня газодляного контакта (ГВК).

Темп отбора газа от начальных запасов определен исходя из соотношения периода постоянных отборов газа и минимально допустимого уровня отбора газа, при котором будет обеспечиваться нормальное функционирование газотранспортной сети. Установлено, что для ипатовской свиты оптимальный темп отбора газа от начальных запасов составляет 2,5 %.

При расчете варианта с $K_{or} = 0,159$ д. ед. накопленная добыча газа закономерно превышает аналогичный показатель при $K_{or} = 0,246$ д. ед. на 90 %, при этом газоотдача при оптимистичном сценарии составляет не более 0,6 д. ед., при пессимистичном – не более 0,3 д. ед. (рис. 4).

Согласно обзору разрабатываемых месторождений газа [7] (табл. 3), для рассматриваемого типа залежей характерно значение коэффициента извлечения газа менее 0,6, что коррелирует с полученными результатами.

Базовый сценарий монетизации газа объекта «Ипатовская свита Верхнеколик-Еганского месторождения» предполагает строительство газопровода до Северо-Варьганского месторождения протяженностью около 200 км, откуда газ будет поступать на компрессорную станцию «Аганская». Поскольку в данный момент на Верхнеколик-Еганском месторождении отсутствует необходимая инфраструктура для функционирования газового промысла, реализация проекта предполагает значительные капитальные рас-

Таблица 3. Предельные значения фактических коэффициентов конечной газоотдачи в зависимости от типа коллектора

Table 3. Limit values of actual coefficients of final gas recovery depending on the type of reservoir

Фильтрационная неоднородность коллектора Reservoir filtration heterogeneity	Тип коллектора Collector type										
	Терригенный Terrigenous	Карбонатный Carbonaceous									
	Режим разработки залежи Pool depletion mechanism										
	Газовый Gas	Упруговодонапорный Elastic water-drive									
	Газовый Gas	Упруговодонапорный Elastic water-drive									
	Тип резервуара Reservoir type										
	Массивно-пластовый и массивный Massive-bedded and massive	Пластовый Bedded	Массивно-пластовый и массивный Massive-bedded and massive	Пластовый Bedded	Массивно-пластовый и массивный Massive-bedded and massive	Массивно-пластовый и массивный Massive-bedded and massive					
Геологические запасы Geologic reserves											
Уникальные и крупные Unique and significant	Средние Medium	Средние Medium	Мелкие Small	Уникальные и крупные Unique and significant	Средние Medium	Средние Medium	Мелкие Small	Уникальные и крупные Unique and significant	Средние Medium	Уникальные и крупные Unique and significant	Средние Medium
Однородные высокопроницаемые Homogeneous high-permeability	0,95–0,9	0,9–0,8	0,9–0,8	0,85–0,75	0,9–0,8	0,85–0,7					
Неоднородные с преобладанием хорошо проницаемых пород Heterogeneous with a predominance of well-permeable rocks	0,9–0,8	0,9–0,8	0,8–0,7	0,85–0,75	0,9–0,8	0,85–0,7					
Неоднородные с преобладанием низкопроницаемых пород Heterogeneous with a predominance of low-permeability rocks	0,8–0,6	0,8–0,7	0,85–0,6	0,75–0,6	0,8–0,6	0,75–0,5					
Резкая слоистая неоднородность с преобладанием низкопроницаемых пород Pronounced layered heterogeneity with a predominance of low-permeability rocks	< 0,6	0,7–0,6	< 0,6	< 0,6	< 0,6	< 0,5					

ходы. Вложения в строительство дорог и трубопроводов составляют порядка 70 % в структуре затрат на освоение объекта и не окупаются при самостоятельной разработке.

Авторами проведена технико-экономическая оценка перспектив разработки ипатовской свиты в случае, если бы на месторождении уже существовала газовая инфраструктура. Технико-экономический анализ показывает, что при наличии развитой инфраструктуры добыча газа окупала бы затраты на бурение скважин и строительство кустовых площадок.

Таким образом, разработка объектов, аналогичных ипатовской свите, может быть рентабельной, если их рассматривать в роли второстепенных, для продления плато добычи газа в период постоянных отборов.

Повысить эффективность разработки подобных залежей может изменение налогового законодательства, где по аналогии с нефтяными залежами можно ввести понятие трудноизвлекаемых запасов для газовых объектов. В ближайшей перспективе монетизация свободного газа ипатовской свиты не планируется ввиду низкой

экономической привлекательности проекта. В настоящее время проектная команда ведет работы по поиску оптимального решения для разработки данного объекта, предложен вариант синергии с несколькими соседними месторождениями ПАО «Газпром», требующий детальной проработки (рис. 5). Ориентировочная дата реализации проекта – 2030 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время многие добывающие компании ведут работы по изучению и освоению коньякских и туронских

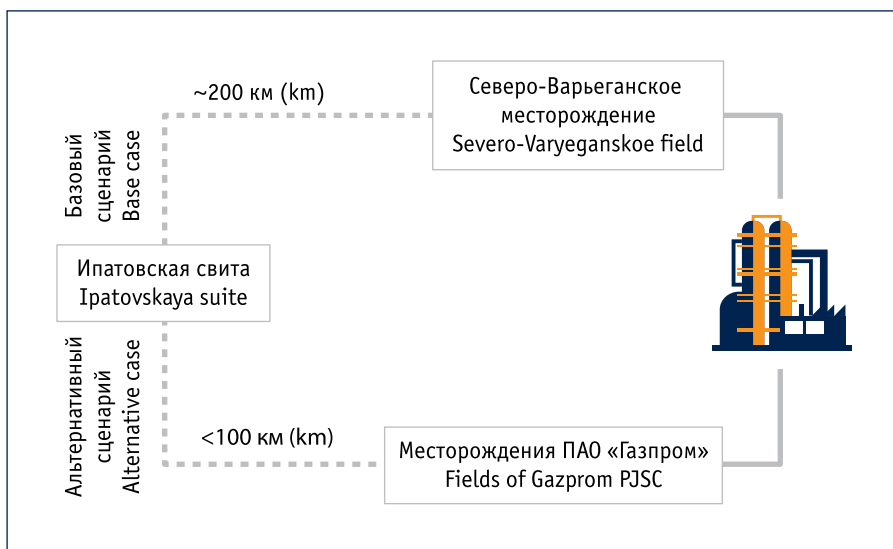


Рис. 5. Обзорная схема возможных путей монетизации газа ипатовской свиты Верхнеколик-Еганского месторождения

Fig. 5. Overview diagram of possible ways of gas monetization of the Ipatovskaya suite of the Verkhnekolik-Yeganskoye field

отложений, в которых содержатся значительные запасы свободного газа. Однако изученность подобных отложений находится на низком уровне, что не позволяет однозначно подобрать технологию для оптимального извлечения газа.

Согласно текущему представлению подобные пласты характеризуются высокой расчлененностью (>10), низкой проницаемостью ($<0,03$ мкм²), что обуславливает наличие дополнительных сложностей при разработке. При этом достигаемый коэффициент извлечения газа может варьироваться от 0,3 до 0,6 д. ед.

Эффективность разработки коньякских и туронских отложений требует комплексного подхода, учитывающего аспекты поверхностного обустройства конкретного месторождения.

По результатам представленного исследования, в рамках которого в качестве объекта рассматривалась ипатовская свита Верхнеколик-Еганского нефтегазоконденсатного месторождения, разработка залежи признана неэффективной ввиду низкой рентабельности из-за высокой стоимости поверхностного обустройства.

Литература:

1. Пономарева Л. Курс на туронский газ // Нефть и газ Евразия. 2012. № 9. С. 19–27.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Верхнеколик-Еганского нефтегазоконденсатного месторождения. Тюмень: ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2018.
3. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. 1. М.: «Газпром экспо», 2011. 234 с.
4. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. 2. М.: «Газпром экспо», 2011. 319 с.
5. П1-01.03 М-0146. Долгосрочное прогнозирование уровней добычи газа и конденсата по перспективным газовым и газоконденсатным месторождениям при выполнении оперативной оценки активов компании. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2019.
6. Киселев А.Н., Бучинский С.В., Юшков А.Ю. и др. Опыт-промышленная разработка туронской газовой залежи Харампурского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 3 (40). С. 46–49.
7. Васильев Ю.Н., Ильницкая В.Г. Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. № 3 (19). С. 116–120.

References:

1. Ponomareva L. Course Towards Turonian Gas. Oil & Gas Eurasia. 2012;(9):19–27. (In Russ.)
2. Addition to the Technological Scheme for the Development of the Verkhnekolik-Yeganskoye Oil and Gas Condensate Field. Tyumen: Tyumen Petroleum Research Center LLC; 2018. (In Russ.)
3. Recommended Guideline R Gazprom 086-2010. Instructions for Integrated Research of Gas and Gas Condensate Wells. Part 1. Moscow: Gazprom Expo; 2011. (In Russ.)
4. Recommended Guideline R Gazprom 086-2010. Instructions for Integrated Research of Gas and Gas Condensate Wells. Part 2. Moscow: Gazprom Expo; 2011. (In Russ.)
5. Company Regulation (P1-01.03 M-0146). Long-Term Forecasting of Gas and Gas Condensate Production Levels for Promising Gas and Gas Condensate Fields when Performing an Operational Assessment of the Company's Assets. Moscow: Rosneft PJSC; 2019. (In Russ.)
6. Kiselyov A.N., Buchinskiy S.V., Yushkov A.Yu. et al. Pilot Development of Turonian Low-Permeability Gas Reservoirs of the Kharampurskoye Field. Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO "NK 'Rosneft'" [Science and Technology Bulletin of Rosneft]. 2015;3(40):46–49. (In Russ.)
7. Vasilyev Yu.N., Ilnitskaya V.G. The Main Factors Influencing the Rate of the Ultimate Gas Recovery. Nauchno-tehnicheskij sbornik "Vesti gazovoy nauki" [Scientific-Technical Collection Book "Vesti gazovoy nauki"]. 2014;3(19):116–120. (In Russ.)