

УДК 622.276.5

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-83-96

Повышение эффективности разработки газовых месторождений с помощью перепуска газа из туронских залежей в сеноманские

**А. Ю. Юшков¹, О. Н. Кардашина^{1*}, А. Д. Казанцев¹,
К. И. Пеплин¹, Д. Ю. Андриуца²**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

*olgakardashina1@gmail.com

Аннотация. В настоящее время наблюдается значительное истощение запасов сеноманских газовых залежей Западной Сибири, которые составляют основу экспортируемого газа в России. В связи с этим появляется задача — вовлечь в разработку запасы, которые могли бы возместить эти объемы. Например, трудноизвлекаемые запасы газа туронских пластов, залегающих выше сеноманских. На сегодняшний день опыт промышленной эксплуатации туронских отложений практически отсутствует, что в совокупности с крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами делает добычу туронского газа экономически невыгодной. Для повышения рентабельности авторы предлагают способ разработки с помощью внутрискважинного перепуска газа из туронских залежей в сеноманские, который позволит сократить затраты на обустройство. В данной статье приводятся результаты гидродинамического моделирования процесса разработки туронской и сеноманской залежей с помощью традиционных методов и с помощью перепуска газа. По итогам расчетов доказана эффективность предлагаемой технологии.

Ключевые слова: разработка газовых месторождений, нерентабельные залежи, сеноманские газовые залежи, туронские газовые залежи, перепуск газа

Для цитирования: Повышение эффективности разработки газовых месторождений с помощью перепуска газа из туронских залежей в сеноманские / А. Ю. Юшков, О. Н. Кардашина, А. Д. Казанцев [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-83-96 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 83–96.

Improving the efficiency of gas fields development using an interlayer gas flow from Turonian to Cenomanian reservoirs

**Anton Yu. Yushkov¹, Olga N. Kardashina^{1*}, Artyom D. Kazantsev¹,
Konstantin I. Peplin¹, Denis Yu. Andriutsa²**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²University of Tyumen, Tyumen, Russia

*olgakardashina1@gmail.com

Abstract. There is currently a significant depletion of Cenomanian gas reserves in Western Siberia, which have been the basis of Russian gas exports. This raises the challenge of developing reserves that could offset these volumes, such as hard-to-recover gas reservoirs in Turonian formations overlying the Cenomanian. To date, there is virtually no experience of commercial exploitation of Turonian reservoirs, which, combined with their extremely low permeability, makes Turonian gas uneconomic to produce. In order to increase the economic viability of developing such reservoirs, the authors of the article propose a reservoir engineering method using an interlayer gas flow. This method allows you to reduce the initial costs. The article presents hydrodynamic calculations of the development of Turonian and Cenomanian reservoirs using a natural flow production and an interlayer gas flow. The modelling results demonstrate the effectiveness of the proposed technology.

Keywords: gas field development, unprofitable reservoirs, Cenomanian gas reservoirs, Turonian gas reservoirs, interlayer gas flow

For citation: Yushkov, A. Yu., Kardashina, O. N., Kazantsev, A. D., Peplin, K. I., & Andriutsa, D. Yu. (2023). Improving the efficiency of gas fields development using an interlayer gas flow from Turonian to Cenomanian reservoirs. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 83-96. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-83-96

Введение

Сеноманский газ является основой экспортируемого газа в России с 1972 года. На сегодняшний день наблюдается значительное истощение сеноманских отложений, в чем легко убедиться, если посмотреть на динамику годовой добычи сеноманского газа за 1992, 2010 и 2018 годы. Она составляет 511, 431 и 330 млрд м³, соответственно [1].

Частично компенсировать динамику падения добычи сеноманского газа позволяет внедрение на месторождениях технологий, которые обеспечивают вынос воды с забоя скважин. Например, концентрическая лифтовая колонна и закачка поверхностно-активных веществ [2, 3]. Однако вышеприведенные технологии не позволяют в полной мере поддерживать прежние уровни добычи главным образом из-за выработки запасов. Вследствие этого появляется необходимость обращаться к трудноизвлекаемым запасам газа, потенциал разработки которых высок. К примеру, туронские отложения по примерной оценке насчитывают около 3 трлн м³ [4]. Особенностью данных отложений являются небольшая глубина залегания (800–900 м), низкая проницаемость коллекторов (1–10 мД), а также неоднородность и изменчивость по литологическому составу породы [5]. Ввиду крайне низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и отсутствия опыта промышленной разработки уровень сложности и затратности добычи туронского газа, безусловно, выше по сравнению с аналогичными показателями сеноманских пластов.

На данный момент Южно-Русское месторождение является единственным, где туронские отложения вовлечены в промышленную эксплуатацию, однако добыча газа нерентабельна в связи с низкими уровнями отборов при высоких затратах на проведение многостадийного гидроразрыва пласта. Также существует опыт Харампурского месторождения, но эксплуатация турона на нем ведется лишь участком опытно-промышленных ра-

бот (ОПР). Поэтому задача вовлечь эти запасы в рентабельную разработку остается нерешенной. Авторы предлагают использование метода разработки газовых месторождений с внутрискважинным перепуском газа из одного пласта в другой, который потенциально способен улучшить экономическую эффективность за счет удешевления обустройства и бурения.

В ходе литературного анализа выявлено 5 объектов интеллектуальной собственности, рассматривающих перепуск газа для различных задач [6–10], материалы ОПР, где перепуск газа был осуществлен на одном из месторождений Крайнего Севера, а также дополнение к технической схеме разработки одного из месторождений, где перепуск газа рассматривался в качестве одного из рекомендуемых вариантов разработки, однако в конечном итоге не был реализован из-за технических сложностей.

Ссылаясь на вышеприведенные материалы, можно выделить следующие положительные эффекты от внедрения перепуска газа в основной объект разработки: замедление обводнения скважин, увеличение периода бескомпрессорной эксплуатации, повышение коэффициента извлечения газа (КИГ), равномерное дренирование залежи, снижение количества бездействующего фонда и повышение коэффициента извлечения конденсата в случае перепуска газа в газоконденсатную залежь.

Также стоит отметить, что за время реализации технологии могут возникнуть следующие осложнения:

- согласно правилам разработки, необходимо осуществить подбор оборудования, позволяющего оценивать количество перетекшего газа;
- отсутствие однозначного запрета или одобрения на перепуск газа как метод разработки в нормативно-правовых актах;
- в процессе перепуска из газа может конденсироваться вода или более тяжелые углеводороды в перепускных скважинах, из-за чего возможно образование жидкостных пробок в случае перепуска газа снизу вверх;
- на некоторых объектах технология может давать незначительный эффект вследствие ограниченных дебитов.

На основе изученных материалов был сделан ряд выводов: метод перепуска газа является малоизученной темой в отечественной и зарубежной практике; фактически проведен единичный опыт перепуска газа на одном из месторождений Крайнего Севера, выполненный на двух скважинах (добывающей и нагнетательной) через поверхность.

Для более точной оценки эффективности перепуска как метода разработки необходимо решить следующие задачи: смоделировать процесс перепуска газа в гидродинамическом симуляторе; составить техническую документацию процесса перепуска газа, включающую конструкцию перепускных скважин, внутрискважинное и наземное оборудование; провести технико-экономическую оценку.

Объект и методы исследования

Идея разработки месторождений с помощью перепуска газа заключается в создании гидродинамической связи между газовыми пластами с помощью специальной скважины, которая в дальнейшем будет называться перепускной (рис. 1).

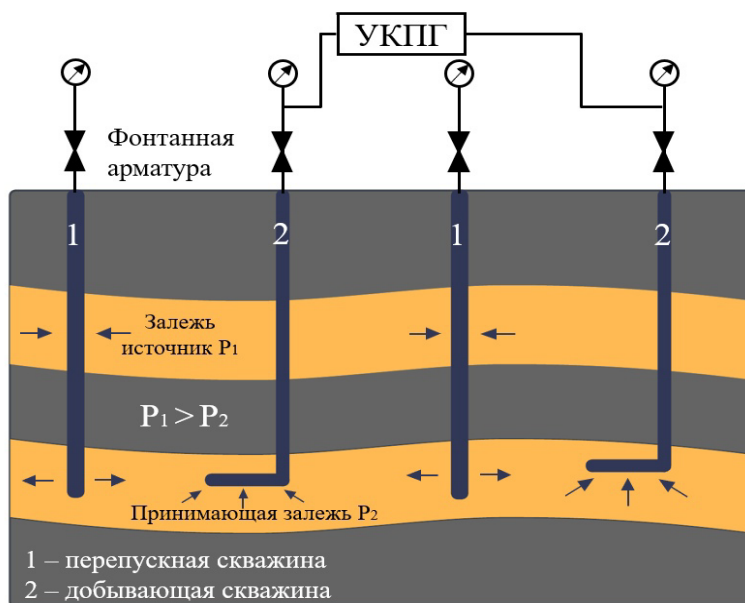


Рис. 1. Концептуальная схема перепуска газа

В то время пока происходит перепуск, принимающая залежь эксплуатируется своей сеткой добывающих скважин. В качестве перепускных скважин на месторождении могут использоваться обводнившиеся скважины, пробуренные на нижележащие объекты в случае, если перепуск осуществляется сверху вниз. Это позволит снизить капитальные затраты на бурение. Так как перепускная скважина обеспечивает внутрискважинную транспортировку газа из залежи-источника в принимающую залежь, отсутствует необходимость в строительстве наземной инфраструктуры (шлейфы, газосборные коллекторы), что также позволит снизить капитальные вложения.

Процесс перепуска газа из туронского пласта в сеноманский был смоделирован в гидродинамическом симуляторе. Чтобы судить об эффективности применения технологии, была выполнена оценка традиционных методов разработки. Изначально проводились расчеты вариантов разработки сеноманского и туронского объектов самостоятельным фондом скважин. Далее, на основе лучшего варианта рассчитывалась разработка только сеномана, что позволяло оценить, насколько вовлечение турона в промышленную эксплуатацию ухудшает экономические показатели.

Оценка эффективности выполнялась по критерию, определяемому как отношение накопленной дисконтированной добычи (в млн м³) к сумме

дисконтированных затрат на ввод перепускных, сеноманских и туронских скважин, на компримирующие мощности, строительство газосборной сети и установки комплексной подготовки газа (УКПГ) (ставка дисконтирования — 15 %). Расходы оценивались в условных единицах. При этом стоимость ввода одной сеноманской скважины оценивалась в 1 у.е. (условную единицу). Принятые стоимости всех видов расходов отображены в таблице 1.

Таблица 1

Принятые условные стоимости основных видов расходов

Вид расходов	Условная стоимость
Сеноманская скважина	1 у.е./скв.
Перепускная скважина	0,3 у.е./скв.
Туронская скважина	2 у.е./скв.
Газосборная сеть	0,2 у.е./скв.
Компримирующие мощности	1,1 у.е./МВт
УКПГ 5 млрд м ³ /год	93,5 у.е./шт.
УКПГ 2 млрд м ³ /год	60,5 у.е./шт.

Для выполнения вышеупомянутых задач была создана синтетическая модель в гидродинамическом симуляторе TNavigator на основе анализа ФЕС и проектных решений разработки месторождений-аналогов — Южно-Русского, Заполярного, Харампурского месторождений [11–14].

Основные характеристики залежей и параметры скважин, используемые в модели, представлены в таблице 2. Эти данные оставались постоянными на протяжении расчетов.

Таблица 2

Основные характеристики залежей и параметры скважин

Параметр	Пласт	
	Туронский	Сеноманский
Геологические запасы, млрд м ³	50	79
Абсолютная отметка кровли, м	810	915
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	9,3
Проницаемость, мД	2	500
Начальная газонасыщенность, д.ед.	0,5	0,75
Пористость, д.ед.	0,3	0,25
Длина горизонтального ствола, м	1 000	300
Расположение проектного фонда	Равномерное	Неравномерное
Диаметр насосно-компрессорной трубы, мм	89	114

Для того чтобы с достоверностью найти наилучший вариант разработки сеномана и турона самостоятельными фондом скважин, был опреде-

лен набор варьируемых параметров. Выбраны такие параметры, как темпы отбора газа от начальных геологических запасов (НГЗ): от 4 до 10 % — для сеноманской залежи и от 2 до 5 % — для туронской, число скважин, очередность ввода объектов в эксплуатацию, а также вид газосборной сети. Все варьируемые параметры отображены в таблице 3.

Таблица 3

**Матрица вариантов разработки сеномана и турона
самостоятельным фондом скважин**

Очередность ввода объекта в эксплуатацию	Вид газосборной сети	Темпы отбора от НГЗ, %		Число добывающих скважин	
		Пласт			
		ПК ₁	Т	ПК ₁	Т
Одновременно	Единая	4	2	15	30
		5	3	20	40
Сначала сеноманские скважины		6			
Сначала туронские скважины	Раздельная	7	4	25	45
		8			
		9	5	30	50
		10			

Комбинированием данных параметров ($3 \times 2 \times 7 \times 4 \times 4 \times 4$) в сумме можно получить 2 688 вариантов. И даже с учетом того, что среди комбинаций есть явно нереализуемые, простым перебором считать такие объемы весьма трудозатратно. Поэтому было решено воспользоваться методом итерационного поиска [15].

По итогам проведенных расчетов и их оценки наилучшим в матрице оказался вариант разработки (далее **Вариант 1**), имеющий следующую характеристику:

- 1) первоочередной ввод в разработку сеноманской залежи с поддержанием плато добычи за счет ввода туронского промысла;
- 2) работа скважин в единую газосборную сеть;
- 3) число скважин на сеноманский объект — 20, темп отбора — 5 %;
- 4) число скважин на туронский объект — 30, темп отбора — 2 %.

Для проверки того, насколько разработка туронской залежи ухудшает экономику проекта в целом, был рассчитан **Вариант 2**, в котором разрабатывался только сеноманский объект. **Вариант 3** аналогичен варианту 2, однако в нем добавилось условие, по которому сеноманские скважины, достигающие водогазового фактора $0,0001 \text{ м}^3/\text{м}^3$, переводились на добычу газа из вышележащего туронского объекта.

Результаты расчета (приведены в конце статьи) показали, что разработка туронского пласта самостоятельным фондом полностью нерентабельна.

Далее перейдем к части моделирования перепуска газа. Газ перепускали из туронского пласта в сеноманский через наклонные скважины, забои которых расположены равномерно по площади залежи. При этом расстояние между забоями скважин составляло 1 500 м. Количество скважин — 45. Обратим внимание, что количество добывающих скважин на сеноман, их расположение и темп отбора не менялись относительно вариантов 1–3. Помимо этого, при моделировании разработки с перепуском было задано условие, по которому обводнившиеся сеноманские скважины переводились в перепускной фонд.

Варьируемым критерием в расчетах было начало работы перепускных скважин. Связано это с тем, что интенсивность перетока сильно зависит от начальных пластовых давлений в сеноманской и туронской залежах. Следовательно, чем позже начнется перепуск (другими словами, чем больше снизится давление в сеноманском пласте), тем больше будет начальный дебит перепускной скважины. Рассчитывались варианты с вводом перепускных скважин через 5–35 лет после начала разработки сеномана с шагом в 5 лет.

По итогам проведенных расчетов перепуск через 25 лет оказался наиболее эффективным (далее **Вариант 4**), так как капитальные и эксплуатационные затраты отодвигаются на более поздний период. Одновременно с этим растет интенсивность перетока газа за счет увеличения репрессии на сеноманский пласт. По результатам было отмечено снижение необходимой компримирующей мощности для извлечения газа из сеноманской залежи вследствие некоторого поддержания пластового давления за счет перепуска газа.

Для проверки эффективности перевода обводняющихся сеноманских скважин на перепуск было решено рассмотреть **Вариант 5**, в соответствии с которым обводнившиеся сеноманские скважины переводились не на перепуск, а на добычу из турона. Вариант с их переводом на добычу из турона оказался лучше.

Таким образом, главным преимуществом перепуска газа в вариантах 4 и 5 является возможность сократить и дисконтировать капитальные и эксплуатационные затраты, сохранив при этом объемы накопленной добычи. Для синхронизации запуска турона по варианту 1 с вариантами 4 и 5 было решено рассмотреть **Вариант 6** с отсрочкой ввода турона на 25 лет, чтобы убедиться в достоверности определения лучшего варианта. Как итог, сдвиг запуска турона оказал положительное влияние на критерий эффективности по сравнению с вариантом 1, несмотря на дополнительные затраты на инфраструктуру. Данные затраты связаны с тем, что разработка сеномана и турона самостоятельным фондом с отсрочкой ввода турона на 25 лет невозможна в единую газосборную сеть из-за разницы устьевых давлений на сеноманских и туронских скважинах.

Результаты

Результаты расчетов, представленные в таблице 4, показали, что применение перепуска газа позволяет вовлечь туронские отложения с наилучшим показателем эффективности в сравнении с другими методами разработки (расчетный период — 50 лет).

Таблица 4

Сводная таблица результатов расчетов

№	Вариант	Параметр*							
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Разработка сеномана и турона самостоятельным фондом в единую газосборную сеть	80,4	39,1	92	27 078	17,39	–	158	3,9
2	Разработка только сеномана	99,1	–	93	27 116	17,39	–	155	3,9
3	Разработка сеномана с переводом обводнившихся скважин на добычу из турона	100,5	4	93	28 663	16,82	–	208	7,3
4	Разработка турона перепускными скважинами через 25 лет, в том числе перевод обводнившихся сеноманских скважин в перепускной фонд	101,2	12	91	27 051	17,39	0,36	152	4,2
5	Разработка турона перепускными скважинами через 25 лет в том числе перевод обводнившихся сеноманских скважин на добычу из турона	101,7	11,3	91	27 051	17,39	0,36	151	4,2
6	Разработка сеномана и турона самостоятельным фондом с отсрочкой ввода турона на 25 лет (самостоятельная газосборная сеть)	95,7	29	93	27 233	17,39	–	163	8,2

Примечание. Параметр: 1) критерий эффективности варианта (млн м³/у.е.); 2) КИГ туронского пласта (%); 3) КИГ сеноманского пласта (%); 4) накопленная дисконтированная добыча газа (млн м³); 5) дисконтированная стоимость ввода сеноманских скважин (у.е.); 6) дисконтированная стоимость ввода туронских скважин (у.е.); 7) сумма дисконтированных мощностей компрессора (у.е.); 8) дисконтированная стоимость ГСС (у.е.).*

На графиках показаны накопленная добыча газа (рис. 2), годовые отборы газа (рис. 3), динамика действующего фонда на сеномане (рис. 4), динамика среднего пластового давления в газонасыщенной части залежи (рис. 5).

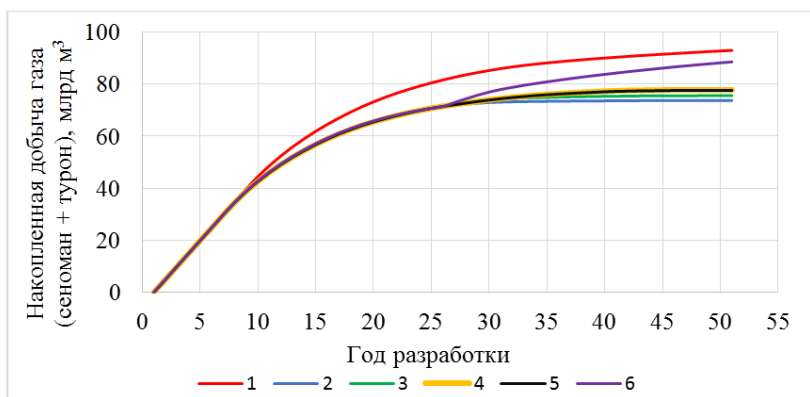


Рис. 2. График накопленной добычи газа

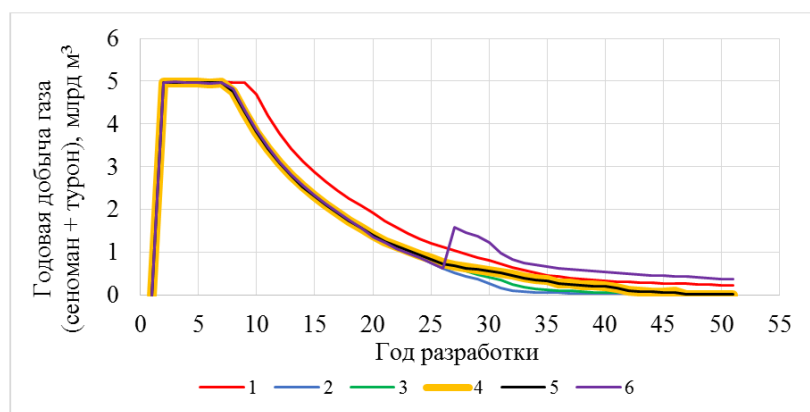


Рис. 3. График годовой добычи газа

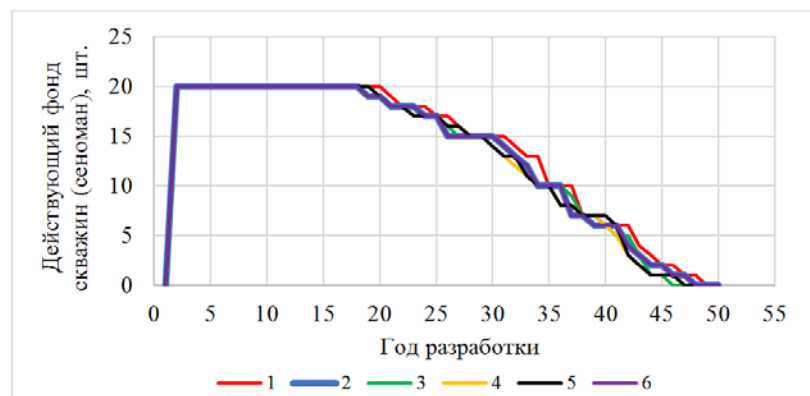


Рис. 4. График действующего фонда скважин на сеномане

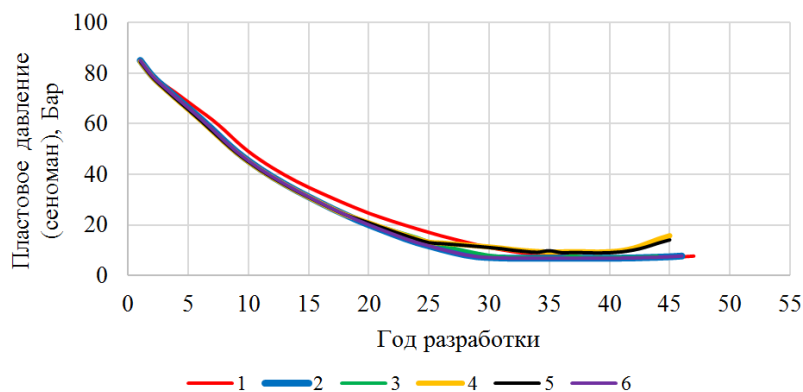


Рис. 5. График среднего пластового давления в газонасыщенной части залежи

По динамике годовых отборов, изображенной на рисунке 3, можно отметить, что вариант 1 позволяет дольше остальных удерживать полку добычи за счет подключения турона на третий год эксплуатации сеномана. В других вариантах изменения в отборах заметны только на более поздних годах эксплуатации (примерно с 25 года). В варианте 3 отклонения от варианта 1 связаны с дополнительной добычей из туронского объекта, которая становится заметной за счет увеличения числа обводнившихся сеноманских скважин, которые переводятся на добычу из вышележащего интервала. В вариантах 4 и 5 это отклонение еще больше за счет бурения перепускного фонда. В варианте 6 наблюдается резкий скачок добычи на 25 год в момент ввода туронского объекта.

По динамике действующего фонда, изображенной на рисунке 4 можно сделать вывод, что перепуск газа не влияет на скорость обводнения добывающих сеноманских скважин. Это связано с недостаточными объемами перепускаемого газа для оттеснения фронта воды вследствие низких ФЕС туронских залежей.

Стоит отметить, что восстановление пластовых давлений после 30 года на рисунке 5 связано с реакцией активного водонапорного бассейна. Самое низкое пластовое давление наблюдается в варианте 1, связано это с наибольшим отбором сеноманского газа. В вариантах 4 и 5 можно заметить эффект поддержания пластового давления, вследствие чего происходит экономия мощностей на компримирование.

Выводы

На основе проведенных исследований можно сказать, что варианты с перепуском позволяют вовлечь в разработку туронские отложения при оптимальном соотношении вложений и добытого газа при нынешнем уровне развития технологий. Главными факторами перепуска, которые

позволили повысить критерий эффективности в сравнении с вариантами разработки традиционными методами, являются следующие:

- низкая стоимость бурения вертикальных перепускных скважин по сравнению с добывающими горизонтальными;
- отсутствие необходимости в строительстве наземной инфраструктуры для перепускных скважин (шлейфы, газосборные коллектора);
- экономия на компримирующих мощностях вследствие поддержания пластового давления;
- отсрочка момента начала перепуска, что позволяет продисконтировать капитальные затраты и при этом сохранить накопленную добычу за счет увеличения интенсивности перетока.

Для принимающего объекта (сеноман) не подтвердилось замедление обводнения добывающих скважин и повышение КИГ за счет перепуска газа.

С учетом погрешности расчетов и чувствительности экономических параметров нельзя однозначно утверждать о существенном преимуществе перепуска над традиционными методами разработки, так как данная технология не дает значительного прироста критерия эффективности. Поэтому с точки зрения принятия решения варианты 2 и 5 идентичны. Таким образом, технология перепуска газа требует дальнейшей проработки и поиска оптимальных решений для ее реализации.

Список источников

1. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А. В. Саранча, И. С. Саранча, Д. А. Митрофанов, С. М. Овезова. – Текст : электронный // Современные проблемы науки и образования : сетевое издание. – 2015. – № 1 (часть 1). – URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18496>.
2. Пат. № 2706084 Российская Федерация, МПК E21B47/10, E21B44/00. Автоматизированная система для оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости : № 2018108833 : заявл. 13.03.2018 : опубл. 14.11.2019, Бюл. № 29 / Юшков А. Ю., Огай В. А., Хабибуллин А. Ф. : патентообладатель ООО «Системы». – 2 с. – Текст : непосредственный.
3. Study on the Effect of Cetyltrimethylammonium Bromide on Gas-liquid Flow Characteristics at Low Gas Flow Rates and Gas Pressure / A. Yu. Yushkov, V. A. Ogai, I. A. Koroleva [et al.]. – Text : electronic // E3S Web of Conferences. Ser. "Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, TI 2021". – URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126601014>.
4. Пономарева, Л. Курс на туронский газ / Л. Пономарева. – Текст : непосредственный // Нефть и газ Евразия. – 2012. – № 9. – С. 19–27.
5. Особенности моделирования разработки туронских отложений Заплярного месторождения / С. Ю. Свентский, А. О. Лысов, Г. В. Непотасов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2021. – № S4 (825). – С. 38–46.

6. Пат. № 2413838 Российская Федерация, МПК E21B 43/00. Способ стабильной эксплуатации обводняющегося газового пласта : № 2008125753/03 : заявл. 24.06.2008 : опубл. 24.06.2008, Бюл. № 7 / Смирнов В. С., Тимергалеев Р. Г., Серегина Н. В. : заявитель ООО «Газпром». – Текст : непосредственный.
7. Пат. № 2370640 Российская Федерация, МПК E21B 43/14. Способ бурения скважин и разработки многопластовых месторождений углеводородов с неоднородными геологическими условиями залегания продуктивных пластов : № 2008109468/03 : заявл. 11.03.2008 : опубл. 11.03.2008, Бюл. № 3 / Хайрулин Б. Ю., Витязев О. Л., Медведский Р. И. ; патентообладатель: ЗАО «Научно-производственное предприятие «СибБурМаш»». – Текст : непосредственный.
8. Пат. № 2383719 Российская Федерация, МПК E21B 43/14. Способ разработки многопластового газоконденсатного месторождения с использованием транспорта газа по высокопроницаемому пласту : № 2008129136/03 : заявл. 16.07.2008 : опубл. 16.07.2008, Бюл. № 7 / Михельсон Л. В., Попов М. В., Гиря М. И., Фридман А. М., Леонтьев И. Ю., Юнусов Р. Р., Истомин В. А., Лузин А. А. ; заявитель : ООО «НОВАТЭК». – Текст : непосредственный.
9. Пат. № 2135748 Российская Федерация, МПК E21B43/16, E21B43/14. Способ разработки многопластовых газовых месторождений : № 98101541/03 : заявл. 30.01.1998 : опубл. 27.08.1999, Бюл. № 23 / Перемышцев Ю. А., Наренков Ю. С., Яковук Л. И., Степанов Н. Г., Гереш П. А., Скира И. Л. – Текст : непосредственный.
10. Пат. № 2034131 Российская Федерация, МПК E21B 33/12, E21B 43/00, E21B 43/14, E21B 43/18. Способ разработки многопластового газового или газоконденсатного месторождения : № 4944165/03 : заявл. 05.04.1991 : опубл. 30.04.1995, Бюл. № 3 / Облеков Г. И., Ремизов В. В., Середа М. Н., Нанивский Е. М., Нелепченко В. М., Тупысев М. К., Жиденко Г. Г. ; патентообладатель Ремизов В. В. – Текст : непосредственный.
11. Усачев, А. С. Проектирование системы разработки туронских отложений на примере месторождения N / А. С. Усачев. – Текст : непосредственный // Международный студенческий научный вестник : сетевое издание. – 2018. – № 2. – URL: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=18131>.
12. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении / А. Н. Лапердин, Т. В. Сопнев, Р. Р. Хасаянов, А. А. Сорокин. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2012. – № 1. – С. 25–26.
13. Уточнение геологического строения низкопроницаемых туронских отложений Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам комплексного литофациального анализа для оптимизации проекта разработки / Т. Э. Топалова, Т. Е. Кайдалина, М. А. Грищенко [и др.]. – DOI 10.31087/0016-7894-2020-2-95-106. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2. – С. 95–106.
14. Перспективы промышленной разработки запасов газа низкопроницаемых коллекторов туронских отложений Харампурского месторождения / С. В. Бучинский, А. А. Чусовитин, И. О. Ошняков, А. Ю. Королев. – Текст : непосредственный // Недропользование XXI век. – 2017. – № 6 (69). – С. 16–25.

15. Метод итерационного поиска оптимального варианта разработки месторождения / А. Ю. Юшков, Д. Н. Глумов, Б. Р. Магизов, А. А. Шахов. – DOI 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – № 4 (28). – С. 124–146.

References

1. Sarancha, A. V., Sarancha, I. S., Mitrofanov, D. A., & Ovezova, S. M. (2015). Technology of production of low-pressure Cenomanian gas. *Sovremennye Problemy Nauki i Obrazovaniya*, (1 (part 1). (In Russian). Available at: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18496>
2. Yushkov, A. Yu., Ogai, V. A., & Khabibullin, A. F. Avtomatizirovannaya sistema dlya optimal'noy ekspluatatsii gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin s vysokim содержанием жидкости. Pat. RF 2706084. No. 2018108833. Applied: 13.03.18. Published: 14.11.19. Bulletin No. 29. 2 p. (In Russian).
3. Yushkov, A. Yu., Ogai, V. A., Koroleva, I. A., Amro, M. M., Rose, F., & Kummer, N.-A. (2021). Study on the Effect of Cetyltrimethylammonium Bromide on Gas-liquid Flow Characteristics at Low Gas Flow Rates and Gas Pressure. *E3S Web of Conferences*. Ser. "Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, TI 2021". (In English). Available at: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126601014>
4. Ponomareva, L. (2012). Kurs na Turonskii Gaz. *Oil and Gas Eurasia*, (9), pp. 19-27. (In Russian).
5. Svetskii, S. Yu., Lysov, A. O., Nepotasov, G. V., Hasayanov, R. R., & Konyashkina, K. V. (2021). Osobennosti modelirovaniya razrabotki turonskikh otlozhenii Zapolyarnogo mestorozhdeniya. *Gas Industry*, (S4(825)), pp. 38-46. (In Russian).
6. Smirnov, V. S., Timergaleev, R. G., & Seregina, N. V. Sposob stabil'noy ekspluatatsii Obvodnyayushhegosya gazovogo plasta. Pat. RF 2413838. No. 2008125753/03. Applied: 24.06.08. Published: 24.06.08. Bulletin No. 7. (In Russian).
7. Khayrulin, B. Yu., Vityazev, O. L., & Medvedskiy, R. I. Sposob bureniya skvazhin i razrabotki mnogoplastovykh mestorozhdeniy uglevodorodov s neodnorodnymi geologicheskimi usloviyami zaleganiya produktivnykh plastov. Pat. RF 2370640. No. 2008109468/03. Applied: 11.03.08. Published: 11.03.08. Bulletin No. 3. (In Russian).
8. Mikhel'son, L. V., Popov, M. V., Giry, V. I., Fridman, A. M., Leont'ev, I. Yu., Yunusov, R. R.,... Luzin, A. A. Sposob razrabotki mnogoplastovogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniem transporta gaza po vysokopronitsaemomu plastu. Pat. RF 2383719. No. 2008129136/03. Applied: 16.07.08. Published: 16.07.08. Bulletin No. 7. (In Russian).
9. Peremyshchev, Yu. A., Narenkov, Yu. S., Yakovuk, L. I., Stepanov, N. G., Geresh, P. A., & Skira, I. L. Sposob razrabotki mnogoplastovykh gazovykh mestorozhdeniy. Pat. RF 2135748. No. 98101541/03. Applied: 30.01.98. Published: 27.08.99. Bulletin No. 23. (In Russian).
10. Obekov, G. I., Remizov, V. V., Sereda, M. N., Naniivskiy, E. M., Nelepchenko, V. M., Tupysev, M. K., & Zhidenko, G. G. Sposob razrabotki mnogoplastovogo gazovogo ili gazokondensatnogo mestorozhdeniya. Pat. RF 2034131. No. 4944165/03. Applied: 05.04.91. Published: 30.04.95. Bulletin No. 3. (In Russian).
11. Usachev, A. S. (2018). Designing a system for the development of Turonian deposits based on the example of the N deposit. *Mezhdunarodnyy studencheskiy nauchnyy vestnik*, (2). (In Russian). Available at: <https://eduherald.ru/ru/article/view?id=18131>

12. Laperdin, A. N., Sopnev, T. V., Khasayanov, R. R., & Sorokin, A. A. (2012). Osvoenie i ispytanie pervoy eksperimental'noy dvukhzaboynoy skvazhiny na Yuzhno-Russkom mestorozhdenii. *Nauka i TEK*, (1), pp. 25-26. (In Russian).
13. Topalova, T. E., Kaidalina, T. E., Grishchenko, M. A., Yackanich, I. M., Korolev, A. Yu., & Sitdikov, R. F. (2020). Results of integrated lithofacies analysis for optimisation of field development plan: updating geological structure of low-permeable Turonian formations in the Kharampursky oil and gas condensate field. *Russian Oil and Gas Geology*, (2), pp. 95-106. (In Russian). DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-95-106
14. Buchinsky, S. V., Chusovitin, A. A., Oshnyakov, I. O., & Korolev, A. Yu. (2017). Prospects of industrial development of gas reserves of low-permeability reservoirs of Turonian deposits of the Kharampur field. *Nedropol'zovanie XXI vek*, (6(69)), pp. 16-25. (In Russian).
15. Yushkov, A. Yu., Glumov, D. N., Magizov, B. R., & Shakhov, A. A. (2021). The method of iterative search for the optimal field development option. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, (4), pp. 124-146. (In Russian). DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

Информация об авторах

Information about the authors

Юшков Антон Юрьевич, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Anton Yu. Yushkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Кардашина Ольга Николаевна, студент Высшей инженерной школы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, olgakardashina1@gmail.com

Olga N. Kardashina, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen, olgakardashina1@gmail.com

Казанцев Артем Дмитриевич, студент Высшей инженерной школы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Artyom D. Kazantsev, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Пеплин Константин Игоревич, студент Высшей инженерной школы, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Konstantin I. Peplin, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Андриуца Денис Юрьевич, студент Передовой инженерной школы, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Denis, Yu. Andriutsa, Student of Advanced Engineering School, University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 04.03.2023; одобрена после рецензирования 04.04.2023; принята к публикации 06.04.2023.

The article was submitted 04.03.2023; approved after reviewing 04.04.2023; accepted for publication 06.04.2023.