

УДК 622.276

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ТУРОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

Усачев А.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: usachev_a_s@mail.ru

Слабая изученность туронской залежи месторождения N и, как следствие, неопределенность распределения ФЕС позволяют сделать вывод о необходимости ее доизучения и доразведки. Учет результатов бурения пилотных стволов скважин может внести существенные изменения в фациальное распределение свойств, поэтому однозначный вывод о расстановке кустовых площадок по площади месторождения сделать нельзя. По результатам расчетов на гидродинамической модели вариант 3 принят рекомендуемым, освоение туронских залежей наиболее оптимально с применением полого-направленных скважин, в том числе с использованием многозонного гидроразрыва пласта. Реализация многостадийного гидроразрыва пласта в вариантах 2 и 3 позволяет получить период постоянных отборов на четыре и шесть лет соответственно. При получении новой геолого-промысловой информации необходимо актуализировать геолого-гидродинамическую модель туронской залежи и прогнозные технологические показатели разработки.

Ключевые слова: турон, сенон, сеноман, газ, трудноизвлекаемые запасы

DESIGNING A SYSTEM FOR THE DEVELOPMENT OF TURONIAN DEPOSITS BASED ON THE EXAMPLE OF THE N DEPOSIT

Usachev A.S.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: usachev_a_s@mail.ru

Weak knowledge of the Turonian deposit of the N deposit and, as a consequence, the uncertainty of the FES distribution, make it possible to conclude that it is necessary to further study and supplement exploration. Accounting for the results of drilling pilot wells can make significant changes in the facies distribution of properties, so an unambiguous conclusion about the arrangement of cluster sites along the area of the field can not be done. Based on the results of calculations on the hydrodynamic model, option 3 was adopted as recommended, the development of Turonian deposits is most optimal with the use of hollow-directed wells, including using multi-zone fracturing. The implementation of multi-stage fracturing in options 2 and 3 allows obtaining a period of constant selection for four and six years, respectively. When obtaining new geological and commercial information, it is necessary to update the geological and hydrodynamic model of the Turonian deposit and the forecast technological development indicators.

Keywords: Turon, Senon, Senoman, gas, hard-to-recover reserves

Запасы газа уникальных и крупнейших сеноманских газовых залежей Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского и других месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа в значительной степени выработаны. Важным резервом поддержания уровней добычи газа в этом регионе с развитой инфраструктурой его добычи и транспортировки являются имеющие региональное распространение туронские газовые залежи, одной из которых является залежь «сухого» газа месторождения N [1-5].

Месторождение расположено в 30 км северо-восточнее Харампурского месторождения, на котором в настоящее время осуществляется разработка нефтяных залежей. Ближайший населенный пункт пос. Тарко-Сале расположен в 80 км юго-восточнее месторождения N. В 130 км к западу проходит трасса магистрального газопровода Уренгой Сургут Челябинск, южнее ветка нефтепровода Харампур Тарасовское Восточно-Тарасовское месторождения, которая соединяется с магистральным нефтепроводом.

Всего в работе подробно рассмотрено три варианта разработки. Ввод КГС предусмотрен в несколько этапов, начиная с кустов, наиболее близких к УКПГ.

Вариант 1 (базовый)

Фонд скважин вводится поэтапно в 2020 г. Конструкция скважин полого-направленные с горизонтальным окончанием 350 м по пласту. К концу расчетного периода накопленный отбор газа составит 74,57 млрд м³. КИГ по данному варианту составит 0,84 д. ед. Пластовое давление в эксплуатационной зоне снизится до 1,60 МПа, что составляет 14,8 % от начального давления (10,81 МПа). Средний дебит газа после полного ввода фонда скважин составляет 97,52 тыс. м³/сут. Средний дебит скважин на конец расчетного периода (2099 г) составит 9,45 тыс. м³/сут.

Вариант 2

Предполагает уменьшение фонда до 53 полого-направленной скважин с горизонтальным окончанием, объединенных в 14 кустов по 2-4 скважины и проведением многостадийного ГРП перед вводом в эксплуатацию. Конструкция скважин полого-направленные с горизонтальным окончанием 500 м по пласту.

Средний дебит после полного ввода фонда скважин составит 172,89 тыс. м³/сут. Период постоянных отборов продлится в течение четырех лет разработки. Накопленный отбор к концу периода постоянных отборов (2024 г.) составит 14,45 млрд м³, пластовое давление в эксплуатационной зоне 5,89 МПа.

Накопленный отбор на конец расчетного периода (2099 г.) составит 69,73 млрд м³, КИГ 0,78 д. ед. Пластовое давление в зоне отборов к этому периоду снизится до 1,39 МПа или 12,86 % от начального.

Вариант 3

Основывается на варианте 2 с увеличением охвата залежи разбуриванием зон не вовлеченных в разработку.

Период постоянных отборов длится шесть лет. Средний дебит скважин после полного ввода фонда составит 155,33 тыс. м³/сут. Накопленный отбор к концу периода постоянных отборов 20,85 млрд. м³, пластовое давление в эксплуатационной зоне 5,33 МПа.

Накопленный отбор на конец расчетного периода (2099 г) составит 73,74 млрд. м³, КИГ 0,83 д. ед. Пластовое давление в зоне отборов к этому периоду снизится до 1,30 МПа или 12,03 % от начального.

Вариант 4

Основывается на варианте 3 без применения интенсификации притока газа к скважинам методом ГРП.

Период постоянных отборов отсутствует. Средний дебит скважин после полного ввода фонда составит 123,44 тыс. м³/сут. Накопленный отбор на конец расчетного периода (2099 г) составит 71,51 млрд. м³, КИГ 0,80 д. ед. Пластовое давление в зоне отборов к этому периоду снизится до 1,54 МПа или 14,25 % от начального.

Данные варианты рассчитаны с учетом влияния системы ГСС на технологические показатели разработки, которые представлены на рисунках 1-6. Карты плотности подвижных запасов газа и средневзвешенного пластового давления на конец расчетного периода представлены на рисунках 12-14, сводные технологические показатели разработки по всем вариантам представлены в таблице 1.

В целом анализ предложенных вариантов показывает, что их реализация позволит с достаточной степенью эффективности выработать запасы газа туронской залежи месторождения N. Анализ расчетов позволил сделать следующие выводы:

1) вариант 1 (базовый) показал низкую технологическую эффективность, ввиду несоответствия технологических решений новым представлениям о геологическом строении туронской залежи (значительное изменение ФЕС, структуры и величины начальных запасов газа);

2) использование скважин вертикальной конструкции и скважин с восходящим стволом имеет низкую эффективность ввиду высокой расчлененности пласта и сложности с их эксплуатацией;

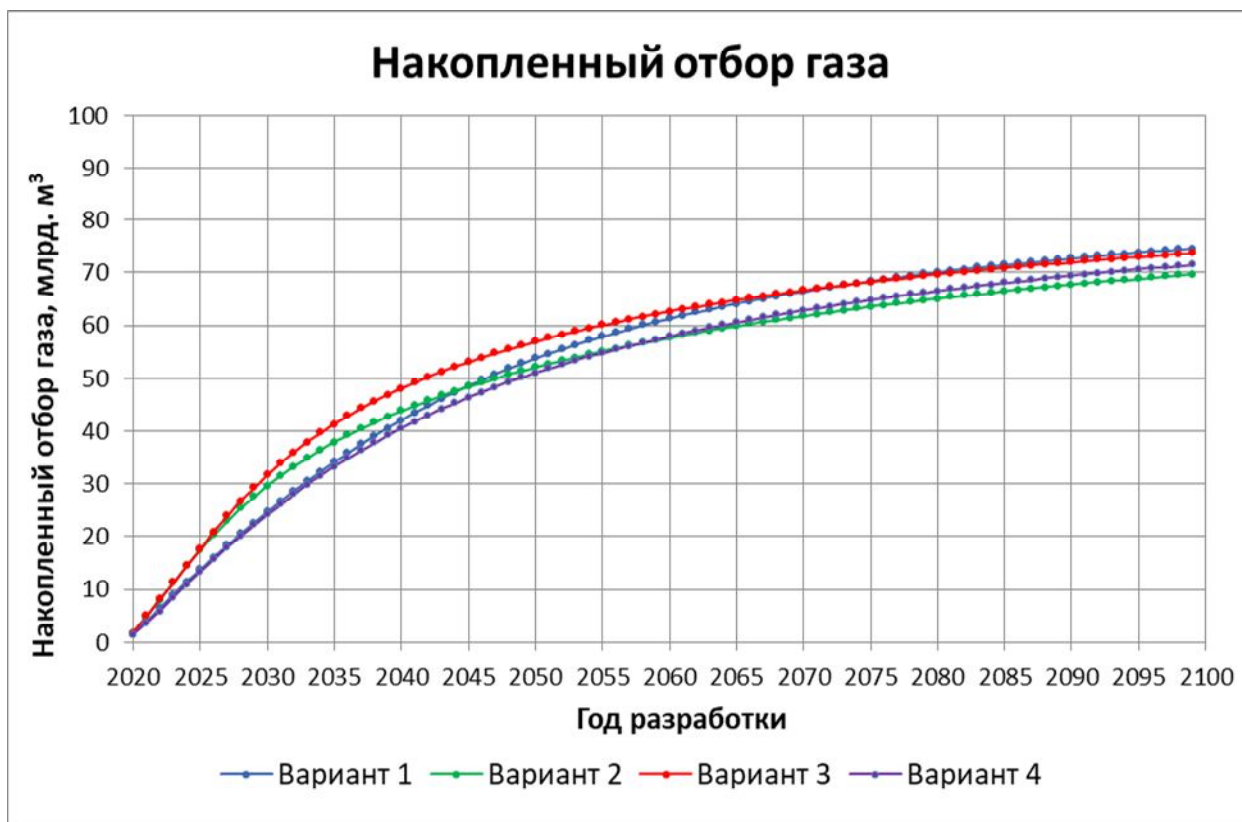


Рисунок 1 - Динамика изменения накопленного отбора газа по вариантам

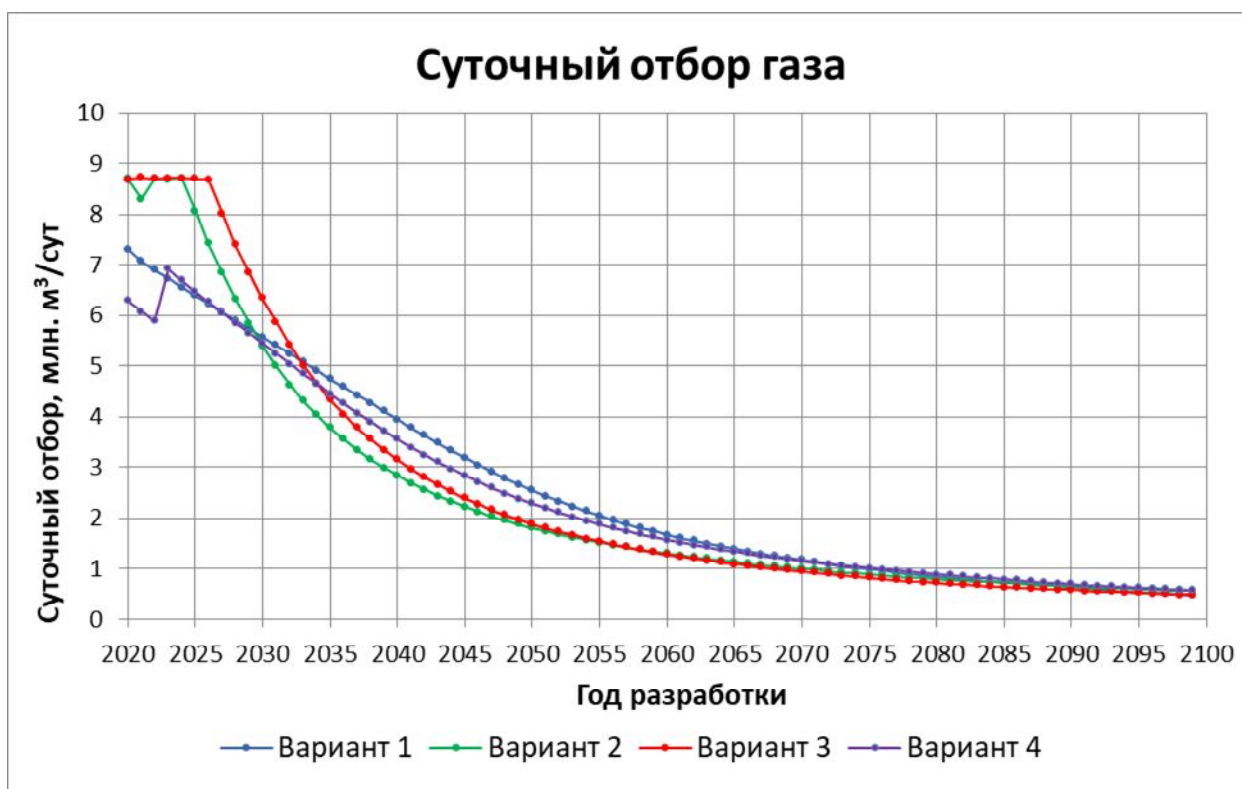


Рисунок 2 - Динамика изменения суточного отбора газа по вариантам

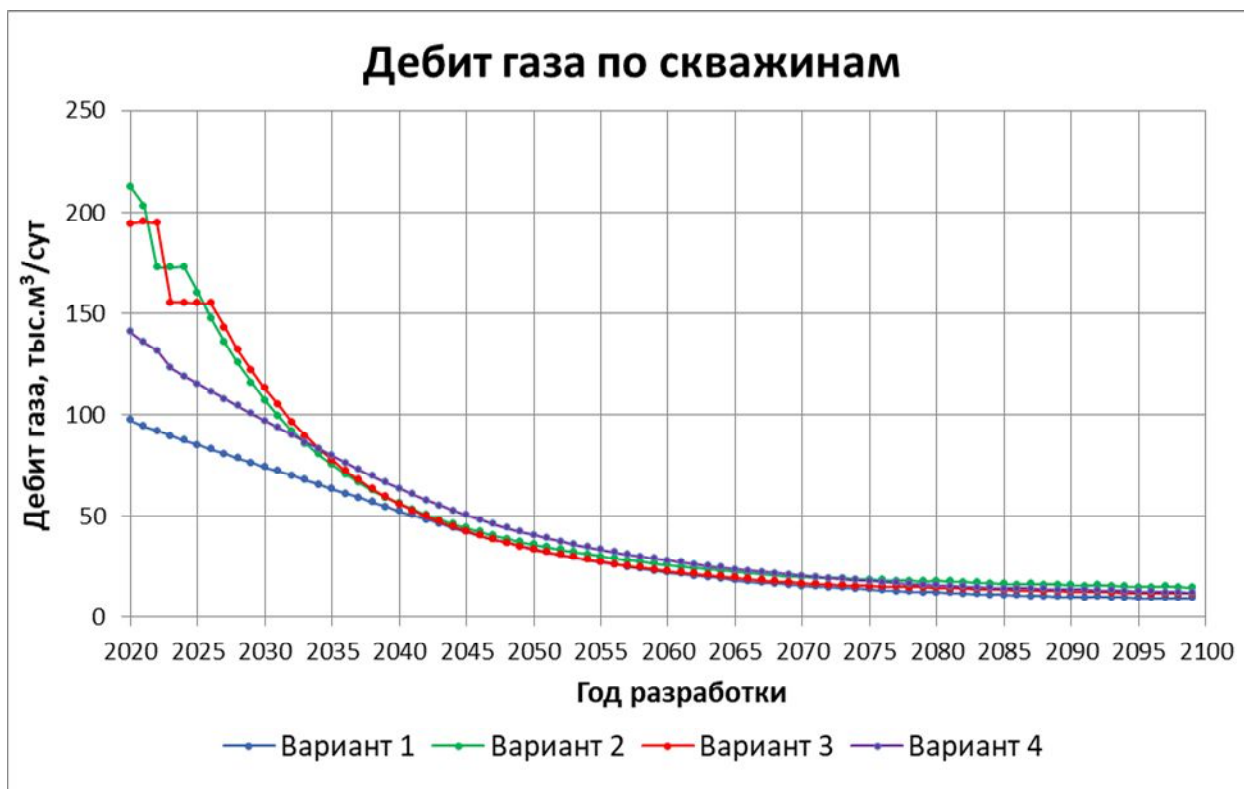


Рисунок 3 - Динамика изменения дебита газа по вариантам

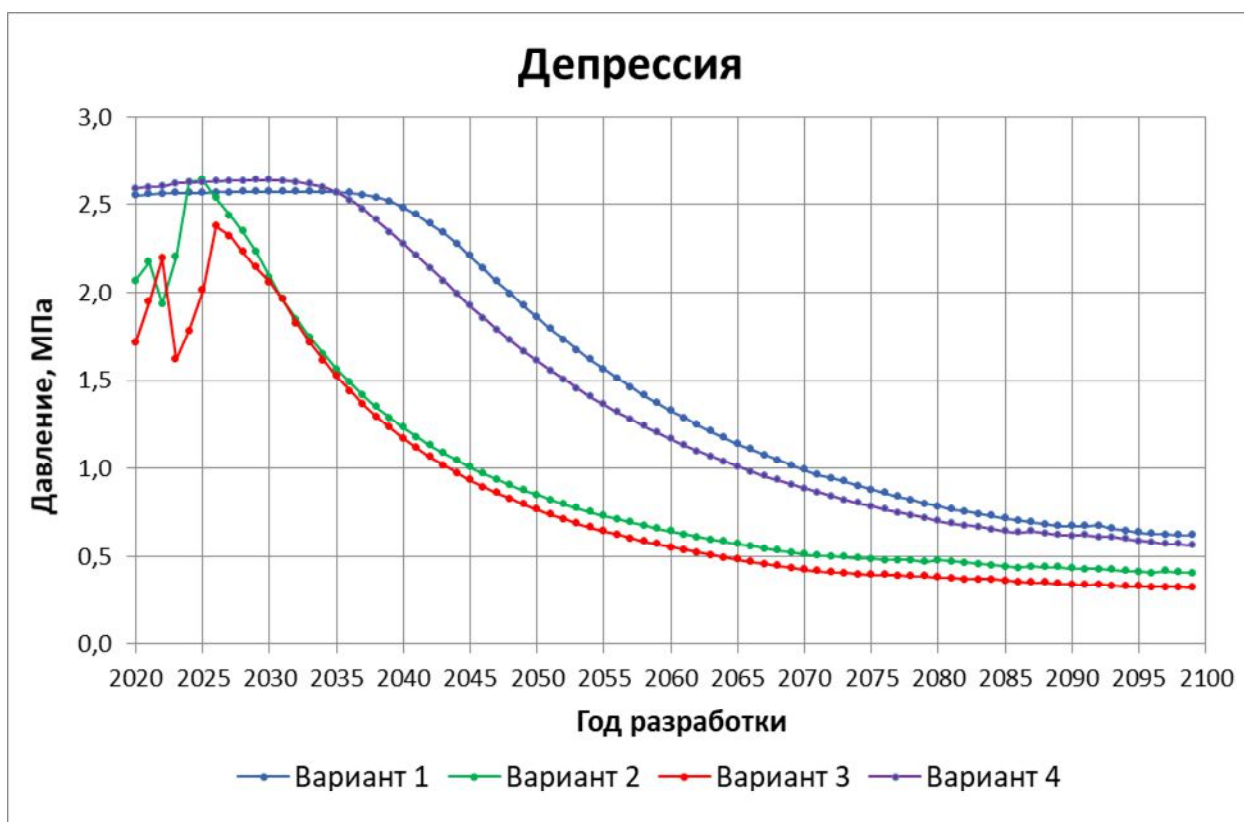


Рисунок 4 - Динамика изменения средней депрессии скважин по вариантам

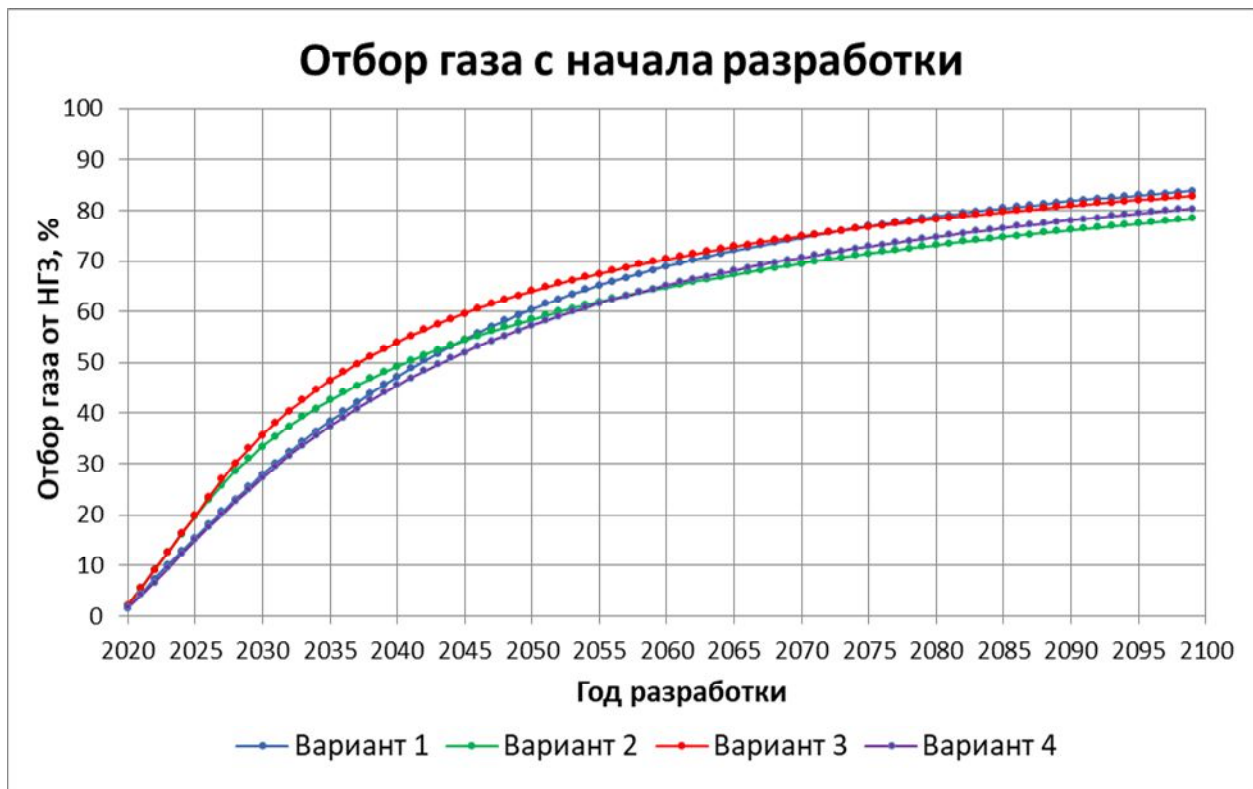


Рисунок 5 - Динамика изменения отбора газа от НГЗ по вариантам

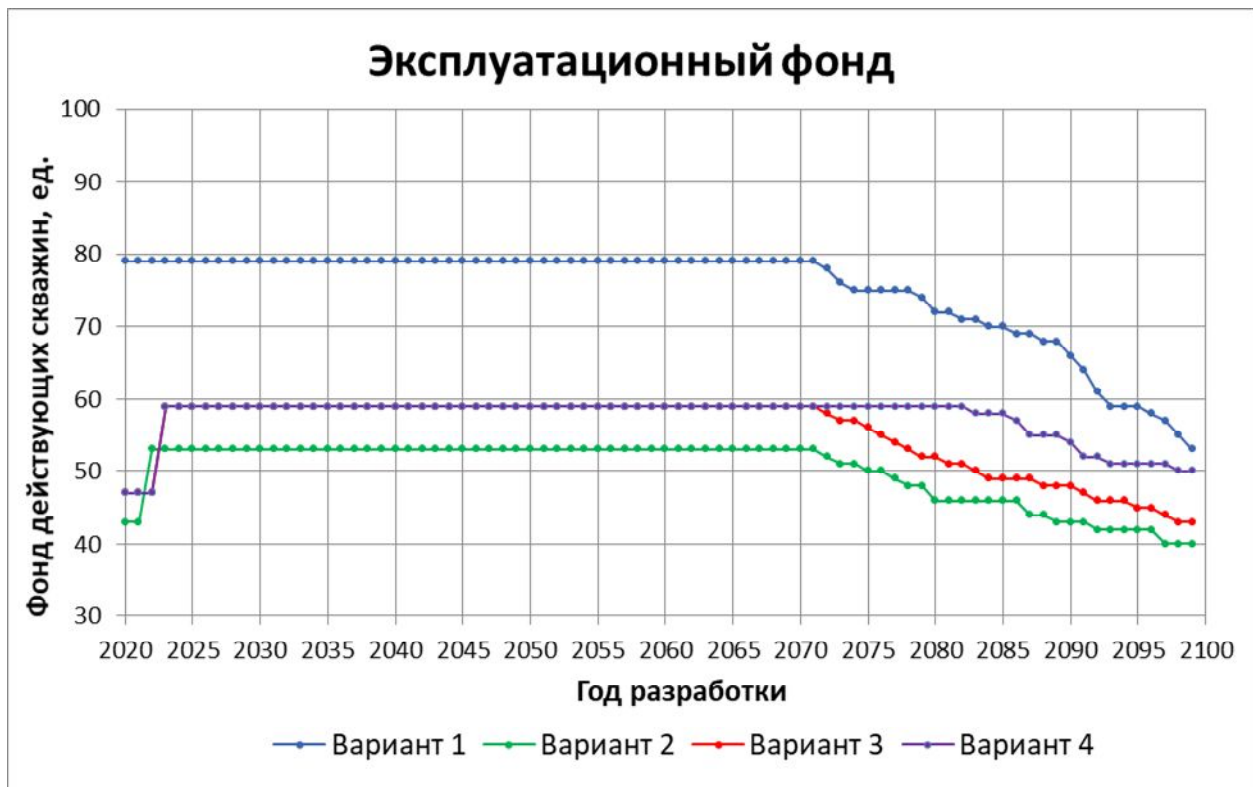


Рисунок 6 - Динамика изменения фонда действующих скважин по вариантам

Таблица 1 - Сводная таблица технологических показателей разработки туронской залежи месторождения N

Показатели	Варианты			
	1	2	3	4
Конструктивные особенности проектных скважин	Субгоризонтальное окончание, проходка 350 м	Субгоризонтальное окончание, проходка 500 м		
Проведение интенсификации притока методом ГРП	-	+	+	-
Максимальный уровень годового отбора пластового газа, млрд. м ³ /год	2.6	3.2	3.2	2.6
Максимальная депрессия за период разработки после полного ввода фонда, МПа	2.6	2.4	2.4	2.6
Продолжительность периода постоянной добычи, лет	нет	7	7	нет
Фонд добывающих скважин, шт.	79	53	59	59
Ввод кустов эксплуатационных скважин, шт.	23	14	16	16
Накопленная добыча газа за расчетный период, млрд. м ³	74.6	69.7	73.7	71.5
Коэффициент извлечения газа от запасов для проектирования, д.ед.	0.84	0.78	0.83	0.80
Максимальный дебит скважин после полного ввода фонда, тыс. м ³ /сут	97.52	172.89	155.33	123.44
Ликвидация скважин к концу периода разработки, ед.	26	13	16	9
Пластовое давление к концу периода разработки, МПа	1.60	1.39	1.30	1.54
Устьевое давление к концу периода разработки, МПа	0.90	0.91	0.90	0.90

3) слабая изученность туронской залежи месторождения N и, как следствие, неопределенность распределения ФЕС позволяют сделать вывод о необходимости ее доизучения и доразведки. Учет результатов бурения пилотных стволов скважин может внести существенные изменения в фациальное распределение свойств, поэтому однозначный вывод о расстановке кустовых площадок по площади месторождения сделать нельзя, однако

на текущий момент расстановка кустовых площадок (с технологической точки зрения), принятая в вариантах 2 и 3, является оптимальной;

4) реализация многостадийного ГРП в вариантах 2 и 3 позволяет получить период постоянных отборов на четыре и шесть лет соответственно;

5) по результатам расчетов на ГДМ вариант 3 принят рекомендуемым; в главе 7 данного отчета также приведено обоснование рекомендуемого варианта путем полной экономической оценки предлагаемых технологических решений; вариант 4 экономической оценке не подвергался ввиду неэффективности разработки туронской залежи без применения методов интенсификации притока газа, а был рассчитан с целью обоснования прироста добычи газа за счет МГРП.

6) учитывая влияние ГСС на технологические показатели разработки, считаем целесообразным оценить данные показатели по результатам проекта обустройства;

7) при получении новой геолого-промысловой информации необходимо актуализировать геолого-гидродинамическую модель туронской залежи и прогнозные технологические показатели разработки.

Литература

1. Перспективы нефтегазоносности надсеноманских отложений на Большехетском проекте и прилегающих территориях / И.П. Бекирова, С.Е. Агалаков, Г.Л. Розбаева, Л.А. Дубровина // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (науч.-практич. конф.) / под ред. В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск, 2015. – С. 156–164.

2. «Эра сеноманского газа: От рассвета до заката», Карнаухов С. М., Скоробогатов В. А., Кананыхина О. Г., журнал «Вести газовой науки», Выпуск № 3 (8) / 2011.

3. «Разработка и исследование методов и технологий освоения трудноизвлекаемых запасов газа», Якимов Игорь Евгеньевич, автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Тюмень, 2008, 25 стр.

4. Агалаков С.Е., Бакуев О.В. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 25–28.

5. Агалаков С.Е., Стариков В.А. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 6. – С. 511–516.