

ПРИЧИНЫ НИЗКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТОЛОН-МАСТАХСКОГО ГКМ

Сивцев А.И.

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск

Проведенный анализ разработки Толон-Мастахского газоконденсатного месторождения выявил его низкую эффективность. Факторами низкой эффективности стали повышенные объемы добычи природного газа из залежей, обусловленные принятием неадекватных геологических моделей, которые обусловили завышение начальных запасов залежей.

Введение

В настоящее время газоконденсатные месторождения (ГКМ) Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы являются базовыми объектами в снабжении сырьем энергетического узла Центральной части Якутии, включая столицу – г. Якутск. В промышленной эксплуатации находятся Средневилюйское ГКМ и Толон-Мастахское ГКМ, при этом более 90 % из всего добываемого объема приходится на Средневилюйское ГКМ. Толон-Мастахское ГКМ находится на конечной стадии разработки и эксплуатируется преимущественно в качестве дополнительного месторождения для нивелирования пиковых объемов добычи из Средневилюйского ГКМ в зимнее время.

В свете увеличения потребления природного газа в связи расширением сети газификации, а также строительства завода синтетических моторных топлив (СМТ) в окрестностях г. Якутска в краткосрочной перспективе предполагается увеличение годовой добычи газа на 1,1 – 1.26 млрд. м³/год, что, несомненно, увеличит в свою очередь эксплуатационную нагрузку на Средневилюйское месторождение ввиду ограниченности подготовленных в эксплуатацию месторождений и сети доставки природного газа от них.

С позиций новейшего опыта разработки Толон-Мастахского ГКМ, которая выявила неподтверждаемость утвержденных ГКЗ начальных запасов месторождений, преждевременное обводнение скважин, относительно низкий коэффициент конечной газоотдачи становится весьма актуальным выяснение причин данного явления, с целью предупреждения и исключения аналогичного развития событий на Средневилюйском ГКМ. Особую актуальность придает к

данной проблеме, то что Толон-Мастахское ГКМ и Средневиллюйское ГКМ находятся пространственно и геолого-тектонически близких условиях и в одном и в том же стратиграфическом интервале.

Все вышеизложенное дает основание проведению анализа разработки Толон-Мастахского ГКМ.

Постановка проблемы

Толон-Мастахское газоконденсатное месторождение расположено в центральной части Хапчагайского мегавала Виллюйской синеклизы Сибирской платформы. Месторождение приурочено к двум брахиантиклиналям (Толонской и Мастахской) и разделяющей их седловине. Структуры имеют субширотное простирание и относятся к восточной части Средневиллюйско-Мастахского вала. Каждая из них, в свою очередь, осложнена поднятиями меньших размеров, некоторые из которых контролируют отдельные залежи. Размеры Толонской структуры по данным бурения 14×7 км с амплитудой 50-60 м; размеры Мастахской - 41×14 км с амплитудой 270-300 м. Общие размеры месторождения 70×7-14 км. Структура в целом характеризуется совпадением структурных планов по всем основным продуктивным горизонтам.

Основные промышленные залежи газа приурочены мезозойским и верхнепермским отложениям, где выявлено и в разной степени разведано 9 промышленных залежей. Из них в промышленную эксплуатацию были введены 5 залежей: P₂-I, T₁-IVa, T₁-X (восток), T₁-X (запад) и J₁-I. Основные характеристики залежей даны в таблице 1.

Опытно-промышленная эксплуатация месторождения началась в марте 1973 года по горизонту J₁-I. Промышленная разработка началась в 1976 году. До 1986 года месторождение являлось основным базовым объектом эксплуатации, обеспечивая на 90-95 % потребность в энергоносителях Центрального промышленного узла Республики Саха (Якутия).

Таблица 1

| Залежь | Глубина залегаания | Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м | Начальное пластовое давление, МПа | Открытая пористость, % | Абсолютная проницаемость, мкм ² | Начальная средняя газонасыщенность, в долях 1 |
|----------------------|--------------------|---|-----------------------------------|------------------------|--|---|
| P ₂ -I | 3150-3450 | 7 | 43,2 | 13 | 0,0092 | 0,62 |
| T ₁ -IVa | 3120-3210 | 13 | 31,69 | 18,1 | 0,034 | 0,55 |
| T ₁ -X(з) | 2890-2920 | 14 | 29,4 | 19 | - | 0,6 |
| T ₁ -X(в) | 2880-2920 | 15 | 29,2 | 19 | - | 0,64 |
| J ₁ -I | 1750-1820 | 20 | 17,7 | 20 | 0,406 | 0,65 |

Суммарные балансовые запасы, утвержденные в ГКЗ СССР по пяти введенным в эксплуатацию залежам, составляют более 35 млрд. м³ природного газа. Настоящее время месторождение находится на завершающей стадии разработки. На 01.01.2008 г из месторождения добыто чуть более 12 млрд. м³ газа и в эксплуатации находятся только 3 скважины № 65, 110 по залежи T₁-IVa и скважина № 105 по залежи P₂-I, суммарный среднесуточный дебит которых не превышает 200 тыс. м³. Проектом довыработки месторождения ввод новых эксплуатационных скважин не предусматривается.

Опыт разработки данного месторождения показал, что реально извлекаемые объемы газа и конденсата при существующей системе их эксплуатации значительно меньше начальных балансовых запасов. Настоящее время по месторождению коэффициент конечной газоотдачи составляет 34 % от начальных балансовых запасов газа утвержденных в ГКЗ СССР.

Экспериментальная часть

Приступая к анализу целесообразно оговорить проблему с начальными запасами залежей Толон-Мастахского месторождения, т.к. они были оценены целых три раза. Распределение запасов газа по залежам приведено в таблице 2.

Таблица 2

| Горизонт | Запасы утвержденные ГКЗ СССР. А+В+С ₁ | Запасы утвержденные ЦКЗ Газпром А+В+С ₁ | Запасы оцененные по методу МПД |
|--------------------------|--|--|--------------------------------|
| | млн. м ³ | | |
| Т₁-IVа | 1097 | 6058 | 2277 |
| добыто | 2168 | 2168 | 2168 |
| остаток | -1071 | 3910 | 109 |
| % извлечения | <u>197,6</u> | <u>35,7</u> | <u>95,2</u> |
| Ж1-1 | 20165 | 15647 | 10850 |
| добыто | 6911 | 6911 | 6911 |
| остаток | 13254 | 8736 | 3939 |
| % извлечения | <u>34,2</u> | <u>44,1</u> | <u>63,7</u> |
| Р₂-1 | 7221 | 589 2 | 5962 |
| добыто | 2062 | 2062 | 2062 |
| остаток | 5159 | 3830 | 3900 |
| % извлечения | <u>28,5</u> | <u>34,9</u> | <u>34,5</u> |
| Т1-Х(запад) | 6651 | 6928 | 1660 (+716=2376)* |
| добыто | 979 | 979 | 979 |
| остаток | 5672 | 5949 | 681 (1397)* |
| % извлечения | <u>14,7</u> | <u>14,1</u> | <u>58,9 (41,2)*</u> |
| Т1-Х(восток) | - | 1847 | 1970 |
| добыто | | 1322 | 1322 |
| остаток | | 535 | 648 |
| % извлечения | | <u>71,5</u> | <u>67,1</u> |

* с учетом восточного блока, не введенного в эксплуатацию.

В основе анализа режима разработки использованы начальные балансовые запасы определенные по методу падения давления специалистами геологического отдела ОАО «Якутгазпром». МПД представляется наиболее достоверным в условиях сложного геологического строения залежей. Согласно принятой классификации [1] Толон-Мастахское ГКМ относится к месторождениям сложного геологического строения. Ниже приведены результаты разработки отдельных горизонтов рассматриваемого месторождения.

Горизонт J₁-I

Залежь массивно-пластового типа, водоплавающая с «kozyрьковой» непромышленной нефтяной оторочкой. Залегаёт на глубине 1770 м, высота залежи 62 м. Начальное пластовое давление 17,36 МПа, пластовая температура 42 °С. Начальное положение ГВК(ГНК) – 1681,5 м. Тип коллектора – терригенный, поровый с пористостью 17-23 %. Газопроницаемость до 0,406 мкм². Начальная средняя газонасыщенность – 0,65 [2].

Залежь горизонта J₁-I, была вскрыта 17 эксплуатационными скважинами (№№52, 53, 54, 56, 57, 58, 59, 62, 63, 64, 67, 69, 76, 77), тремя пьезометрическими и наблюдательными скважинами (№№51, 66, 68). Из разведочных скважин в эксплуатационный фонд переведено 6 скважин, переведено как на объект возврата 5 скважин (№№72, 75, 107, 108, 118) с нижележащих горизонтов. Максимум действующего фонда скважин наблюдается в 1984 году, когда эксплуатировалось 15 скважин. С конца 1995 года залежь горизонта J₁-I не разрабатывается в связи с обводнением последней действующей скважины.

Общее представление о динамике разработки горизонта даёт рис. 1, где сведены вместе суммарная добыча газа по годам Q_c и накопленная добыча Q_n .

Обращает на себя внимание своеобразная характеристика кривой годового отбора. Здесь практически отсутствует область стабилизации добычи, и кривая состоит из двух ветвей, отображающих растущую и падающую добычу. Относительной стабилизации отборов удалось достигнуть только в узком отрезке с 2,77 по 4,62 млрд. м³. Падение отборов отмечается при накопленной добыче порядка 4,62 млрд. м³, т.е. при 42,7 % от балансовых запасов оценённых по МПД (рис. 2).

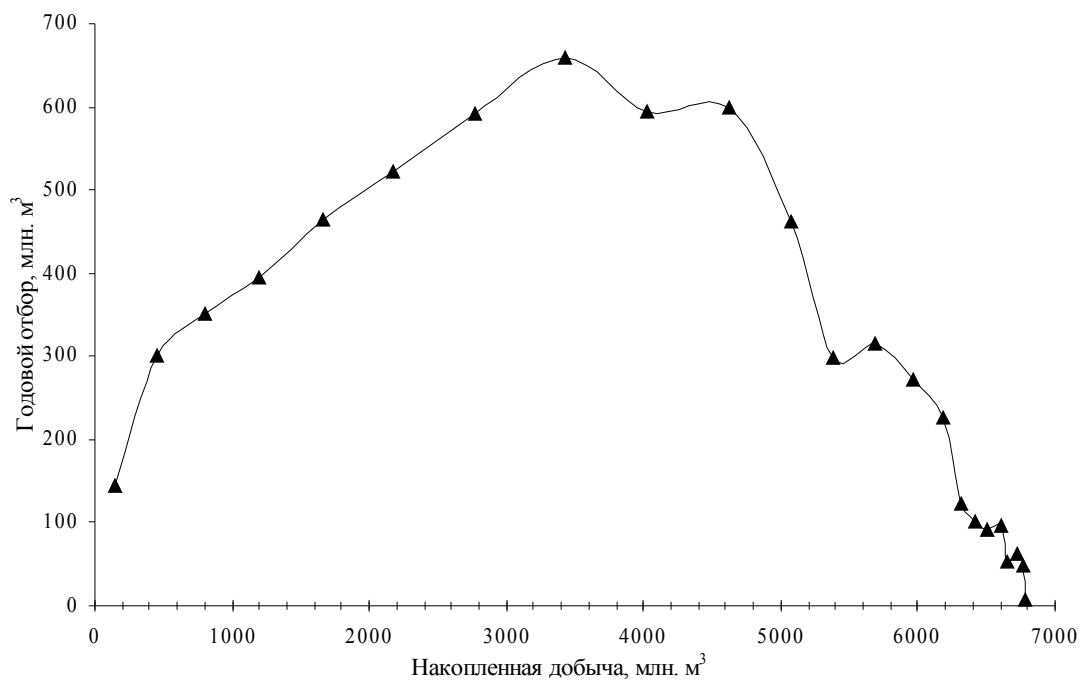


Рисунок 1. Горизонт J₁-I [Годовой отбор = f (накопленная добыча)]

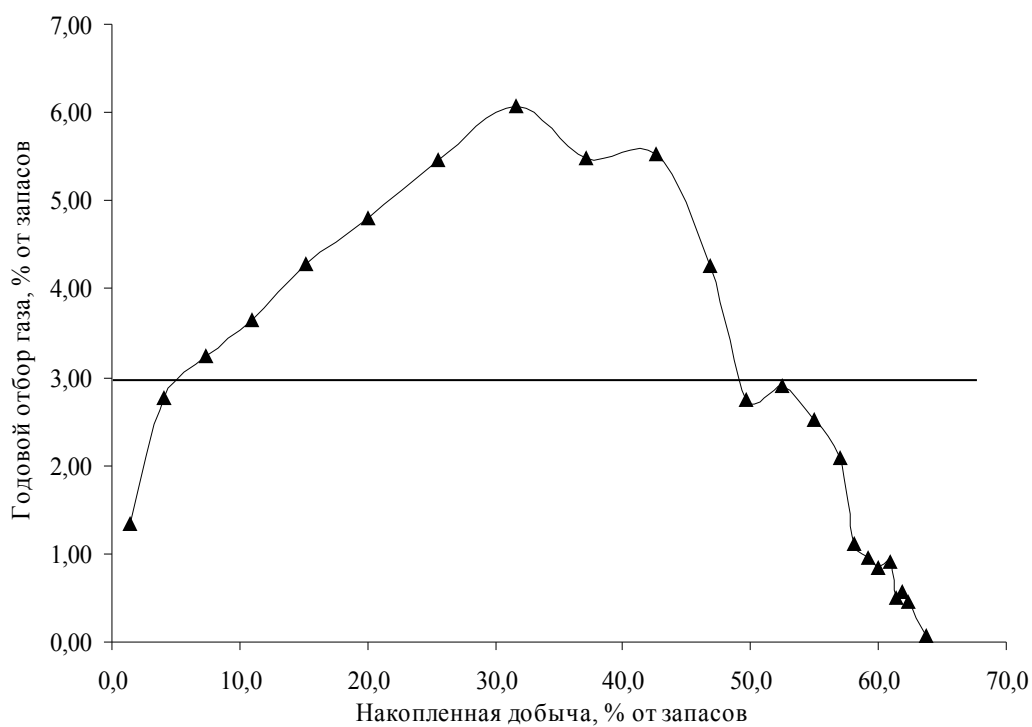


Рисунок 2. Горизонт J₁-I [годовой отбор = f (накопленная добыча)]
в процентах начального запаса

Эффективность разработки горизонта J₁-I иллюстрирует график на рис. 3. Здесь сведены вместе величина годового отбора, годы промышленной эксплуатации и число эксплуатационных скважин. Из этого графика видно, что резкое увеличение числа добывающих скважин при принятом режиме разработки не дало положительного эффекта для увеличения годовых отборов. Таким образом, резкое увеличение числа эксплуатационных скважин после начала падающей добычи не дало положительного эффекта, а привело только к значительным неэффективным материальным затратам. Накопленный отбор газа на момент завершения эксплуатации составил 6911 млн. м³. Коэффициент газоотдачи по залежи составил 63,7%. Остаточные запасы газа, приуроченные, скорее всего, к верхнему пропластку горизонта с ухудшенными коллекторскими свойствами оцениваются 3939 млн. м³ природного газа и их извлечение весьма проблематично.

Режим работы залежи в течение всего периода эксплуатации за исключением последних 2 лет характеризуется как газовый без видимого влияния внедряющихся законтурных вод (рис. 4).

Горизонт T₁-X (западный купол)

Нижнетриасовый горизонт T₁-X продуктивен в пределах западного купола Мастахского ГКМ. Залежь массивно-пластового типа, водоплавающая, залегает на глубине 2880-2920 м. Высота залежи 37 м. Начальное пластовое давление составляло 27,24 МПа, пластовая температура 64,5 °С. Тип коллектора терригенный поровый, пористость составляет 16-25 %. Начальная средняя газонасыщенность – 0,6. Залежь горизонта T₁-X разрывным нарушением амплитудой около 30 м делится на два блока: западный (приподнятый) и восточный (опущенный) [2]. В эксплуатации находилась только залежь западного блока, залежь восточного блока не разрабатывалась.

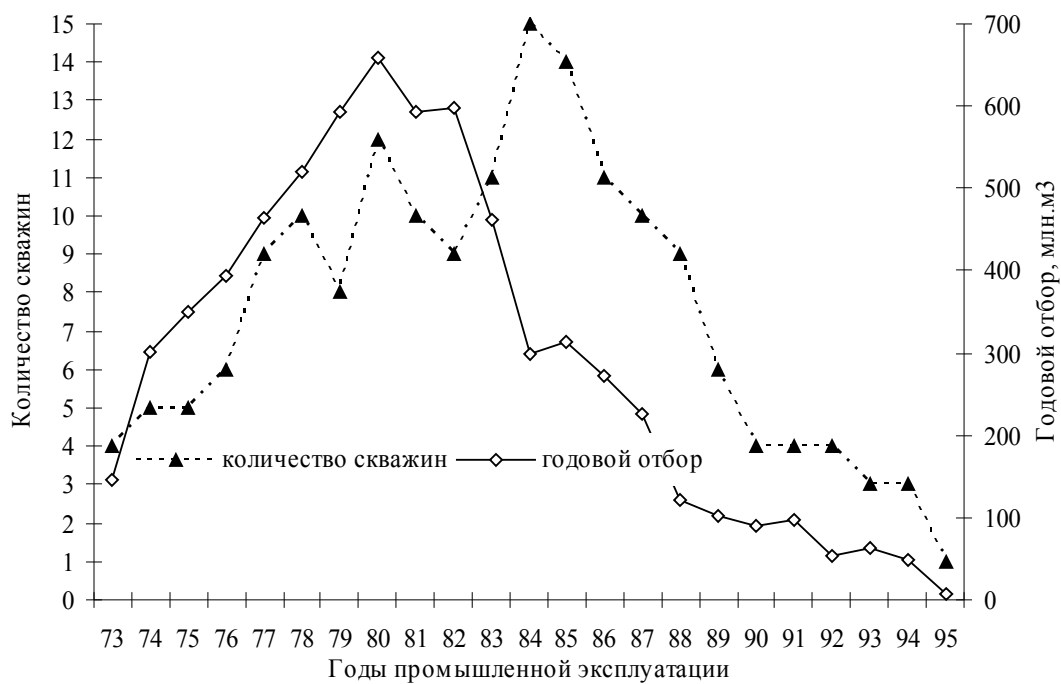


Рисунок 3. Эффективность разработки горизонта J₁-I

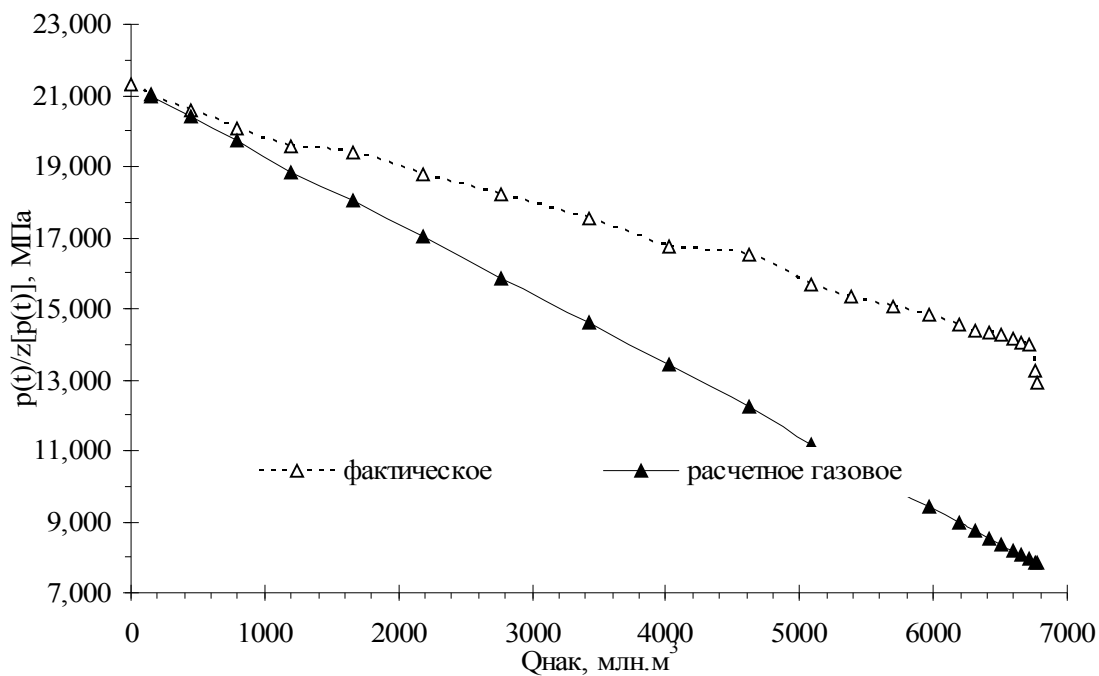


Рисунок 4. Зависимость $p(t)/z[p(t)]$ от $Q_{нак}$ фактическое и расчетное для залежи J₁-I

Залежь западного блока введена в эксплуатацию с 1984 года. Максимум действующего фонда скважин наблюдается в 1985 году, когда эксплуатировалось 5 скважин (№№33, 71, 78, 79 и 104). К концу 1995 года все скважины последовательно обводнялись. Последняя действующая скважина (№71) перестала эксплуатироваться к концу 1995 года из-за присутствия в продукции воды.

На 01.01.08 г. балансовые запасы по горизонту Т₁-Х составляли 1397 млн. м³ по категории С₁ и 317 млн. м³ по категории С₂. Накопленный отбор с начала разработки достиг 979 млн. м³ (58,9 % от начальных запасов разрабатываемого западного блока). Основной объем остаточных балансовых запасов (716 млн. м³) приходится на залежь восточного блока, не введенной в эксплуатацию.

График динамики годовых отборов газа (рис. 5) дает основание предполагать, что падающая добыча началась после добычи 0,7 млрд. м³.

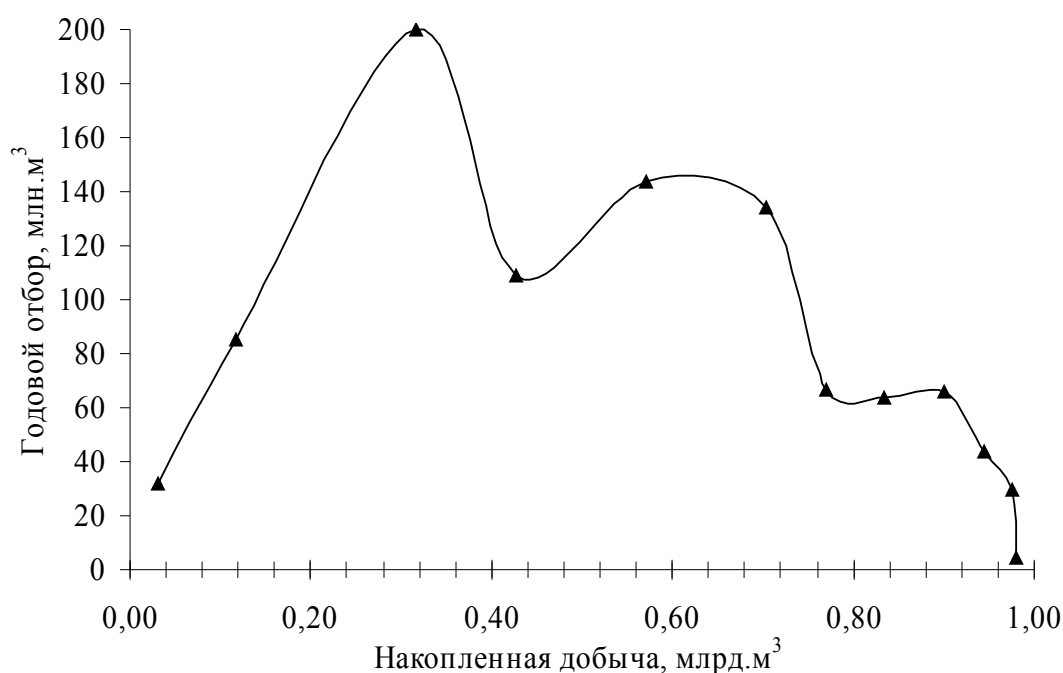


Рисунок 5. Горизонт Т₁-Х [годовой отбор = f(накопленная добыча)]

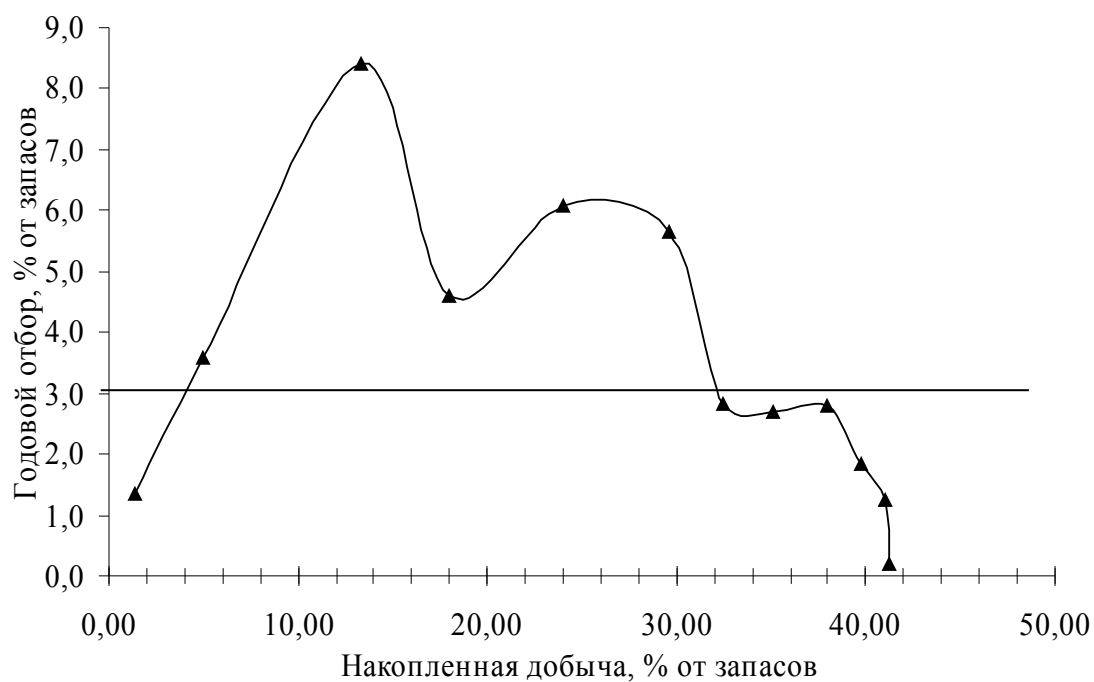


Рисунок 6. Горизонт Т₁-Х [годовой отбор = f(накопленная добыча)] в процентах запаса

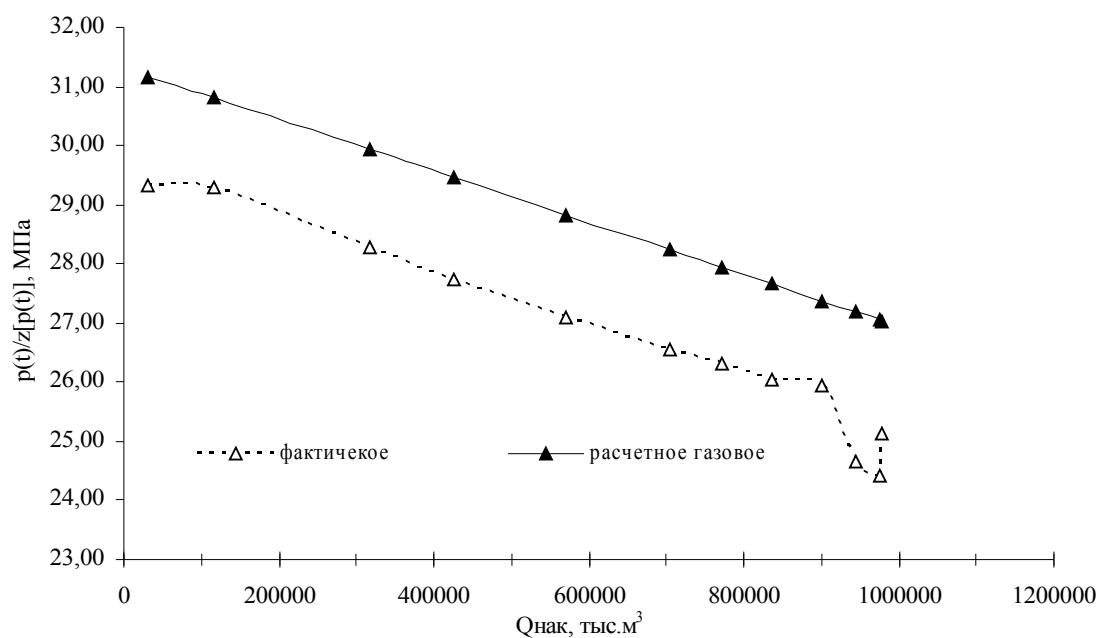


Рисунок 7. Зависимость $p(t)/z[p(t)]$ от $Q_{доб}$ фактическое и расчетное для залежи Т₁-Х

Некоторой стабилизации незначительных отборов удалось достигнуть в интервале от 0,77 до 0,9 млрд. м³ накопленного отбора, т.е. при отборе 32-37 % от начальных балансовых запасов оцененных по МПД (рис. 6), после чего падающая добыча продолжилась до обводнения залежи.

Построенный график $p(t)/z[p(t)] = f(Q_{\text{отб}})$ (рис. 7) свидетельствует о работе залежи в газовом режиме. Некоторое отклонение точек графике в последние 2-3 года могут быть вызваны погрешностями измерения пластового давления.

Пласт Т₁-Ха (восточный купол)

Залежь Т₁-Ха пластового типа, литологически ограниченная. Залежь залегает на глубине 2910 м, имеет высоту 47 м. Начальное пластовое давление составляло 28,52 МПа, пластовая температура 64,5 °С. ГВК находился на отметке – 2807 м. Тип коллектора терригенный, поровый с пористостью 16-26 %. Начальная средняя газонасыщенность – 0,64 %.

Указанный пласт изолирован от основного горизонта Т₁-Х и находится в пределах восточного купола Толон-Мастахского ГКМ. Запасы газа и конденсата в ГКЗ СССР не утверждались [2].

Эксплуатация залежи осуществлялась с 01.02.1981 года одной скважиной №30. С 1997 года залежь не разрабатывается.

Накопленный отбор газа на 1.01.2008 года достиг 1320 млн. м³ (67 % от начальных запасов по МПД).

Анализ динамики разработки рис. 8 дает основание говорить о отсутствии участка стабилизации отборов и быстром переходе к падающей добыче, которая началась после извлечения около 650 млн. м³. Падающая добыча началась при отборе приблизительно 33 % запасов, а окончательное завершение разработки характеризуется отбором 67,12 % запасов (рис. 9). Отсутствие участка стабилизированных отборов газа объясняется, по всей вероятности, чрезвычайно высокими в процентном отношении годовыми отборами, которые в начальный период составляли до 9 % от объема оцененных запасов.

Режим работы залежи в первом приближении можно оценить как газовый (рис. 10).

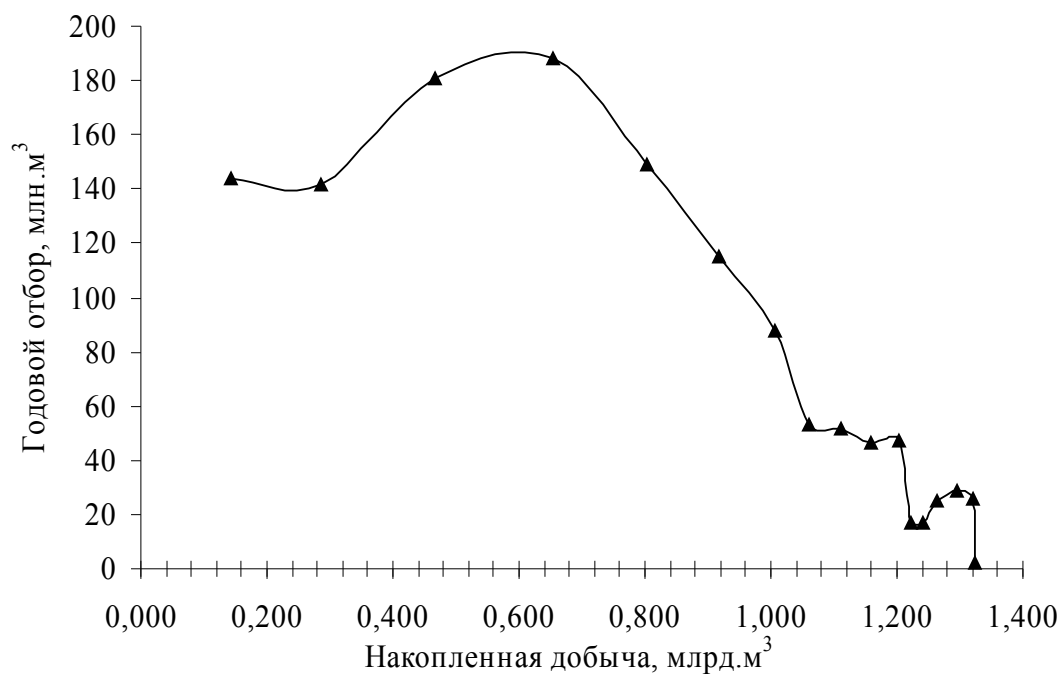


Рисунок 8. Горизонт Т₁-Ха [годовой отбор = f (накопленная добыча)]

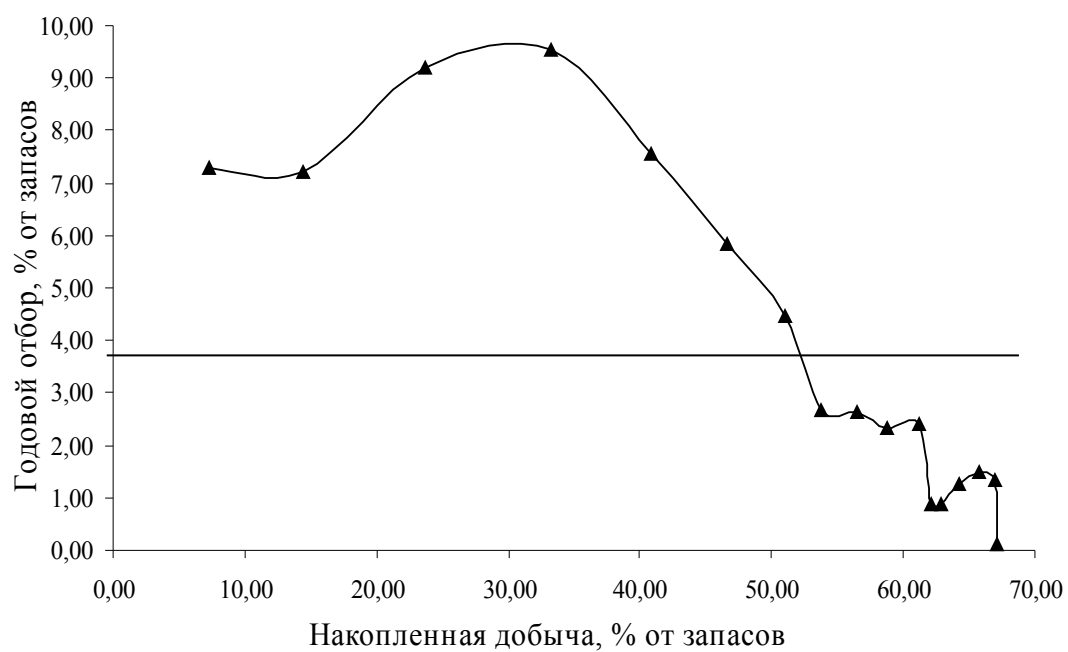


Рисунок 9. Горизонт Т₁-Ха [годовой отбор = f (накопленная добыча)],
процентах от запаса

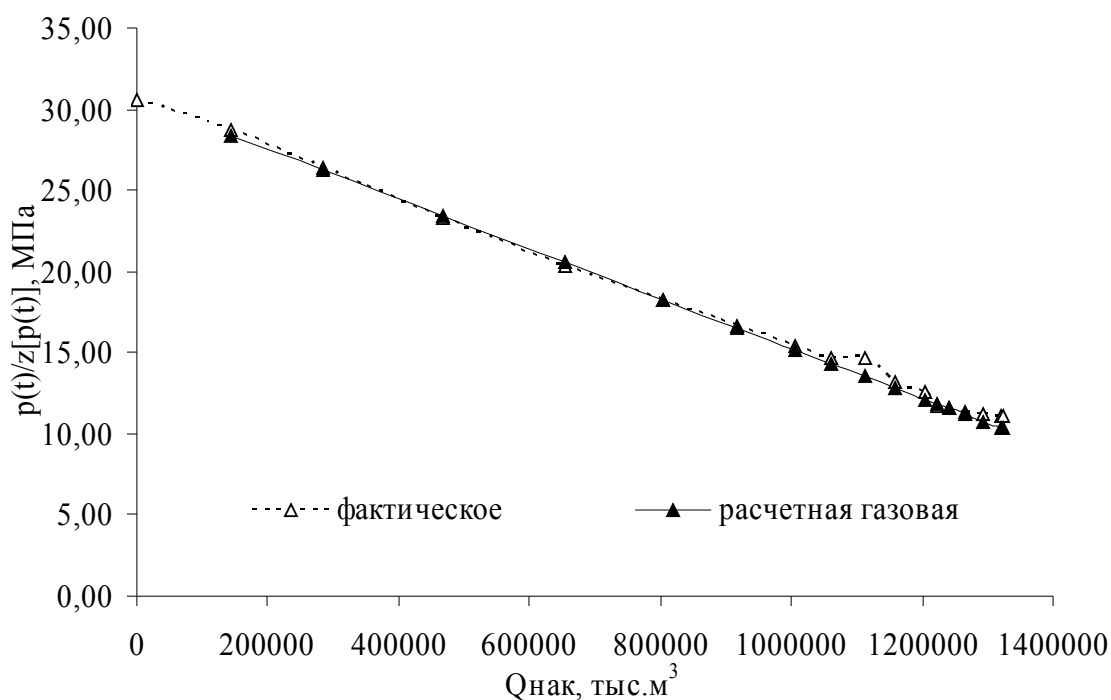


Рисунок 10. Зависимость $p(t)/z[p(t)]$ от $Q_{нак}$ фактическая и расчетная для залежи Т1-Ха (восточный купол)

Горизонт Т₁-IVa

Нижнетриасовый горизонт Т₁-IV продуктивен в восточной части месторождения и состоит из 2 пластов: Т₁-IVa и Т₁-IVб. Залежи пластовые, сводовые, литологически ограниченные [2].

Залежь Т₁-IVб разрабатывалась одной скважиной. Литологически ограниченная залежь данного пласта с запасами около 80 млн. м³ была выработана за один год, после чего скважина обводнилась. Накопленная добыча составила 52,4 млн. м³ (85,5 % от начальных запасов).

Основной объект разработки – пласт Т₁-IVa. ГВК принят на отметке -3081 м, высота залежи 78 м. Тип коллектора терригенный, поровый, коэффициент пористости изменяется от 13 до 23 %. Газопроницаемость не более 0,0051 мкм². Начальная средняя газонасыщенность – 0,55. Начальное пластовое давление 31,69 МПа, пластовая температура 71 °С. На 01.01.2008 эксплуатируется 2 скважинами № 65, 110.

Динамика изменения отборов газа в процессе разработки рассматриваемого горизонта имеет достаточно сложную характеристику, что видно из графика распределения годовых отборов (рис. 11). Ввод в эксплуатацию второй скважины в конце 1992 г. положительно отразился на продуктивности залежи, что создает впечатление о дренировании обеими скважинами отдельных объемов. Эксплуатация объекта на 01.01.2008 г. не завершена, поэтому можно оценить, и то весьма приближенно начало процесса падающей добычи. Можно высказать предположение, что начало падающей добычи пришлось на 1994 г., при добыче 61 % от балансовых запасов оцененных по МПД (рис. 12).

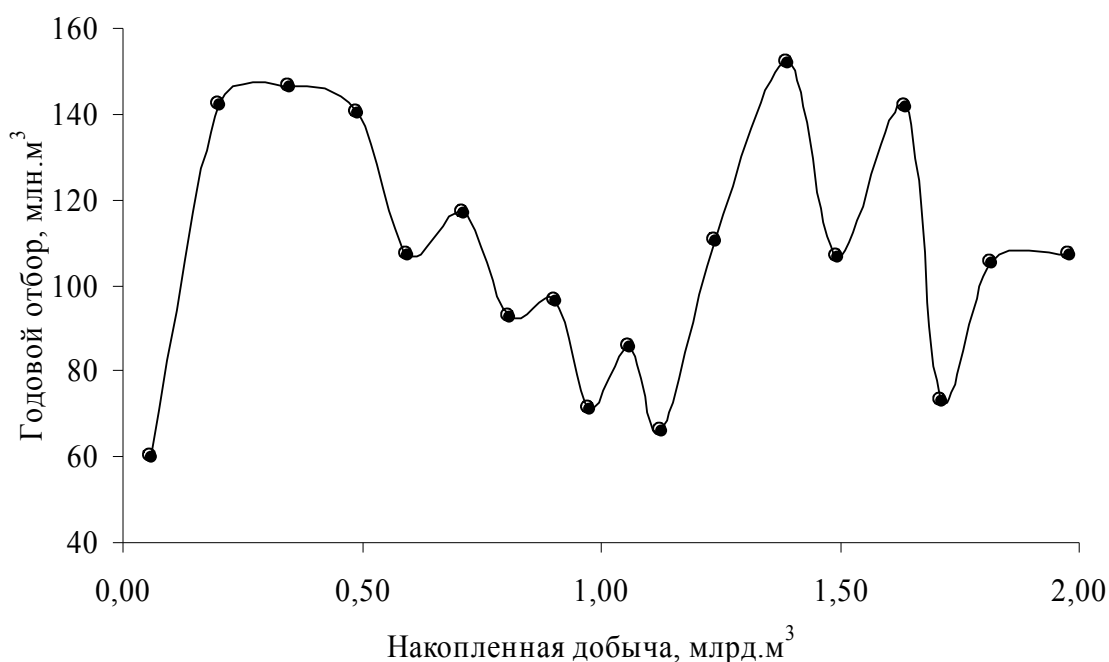


Рисунок 11. Горизонт Т₁-IVа [годовой отбор = f (накопленная добыча)]

Необходимо отметить, что процесс падающей добычи ярко не выражен, хотя годовые отборы из залежи Т₁-IVа являются достаточно высокими 7-8 % от объема балансовых запасов (рис. 12). На 01.01.2008 г. накопленная добыча составляет 2168 млн.м³. Текущий коэффициент газоотдачи составляет 95,2 %.

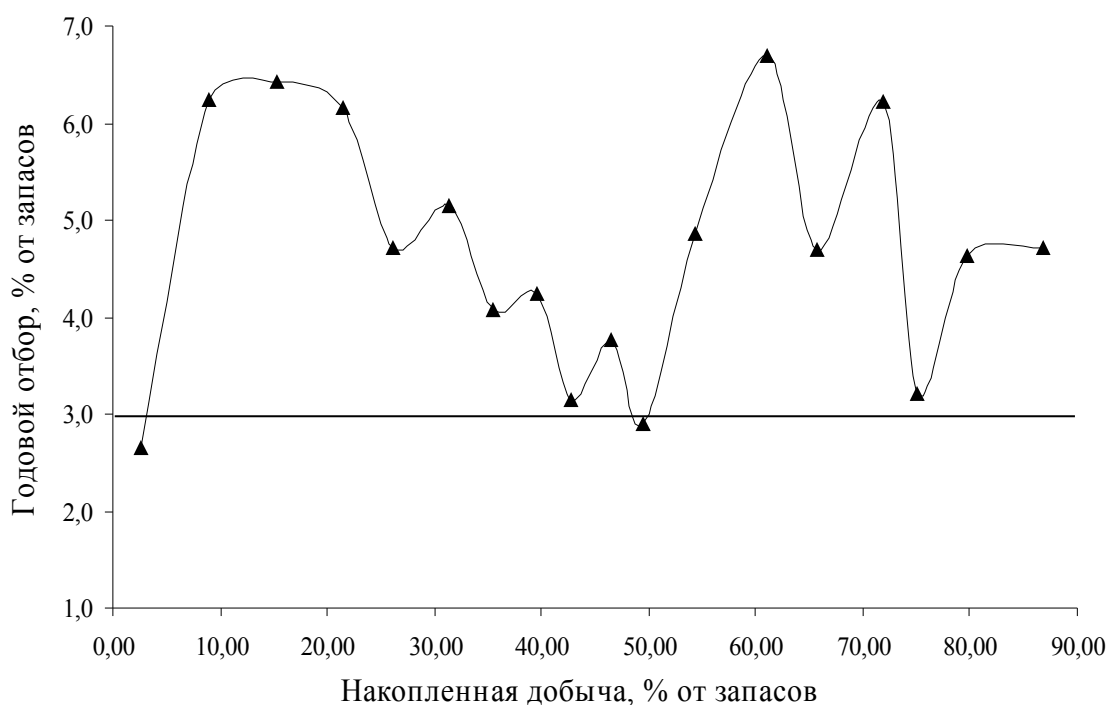


Рисунок 12. Горизонт T₁-IVa [годовой отбор = f (накопленная добыча)], в процентах от запаса

Судить о режиме работы залежи горизонта T₁-IVa не представляется возможным из-за отсутствия достаточной информации для построения графика $p(t)/z[p(t)] = f(Q_{\text{нак}})$ и его анализа.

Горизонт P₂-I

Залежь пластовая, литологически ограниченная, «рукавообразная», залегает в интервале глубин 3150-3450 м. Эффективная газонасыщенная толщина пласта коллектора в скважинах изменяется от 1,2 до 10,8 м, средняя – 4,6 м. Высота залежи не менее 275 м. Начальное пластовое давление – 42,04 МПа, пластовая температура 72 °С. Коэффициент пористости изменяется от 0,15 до 0,209 %. Газопроницаемость по данным исследований керна 0,0009-0,028 мкм², в среднем 0,0092 мкм². Начальная средняя газонасыщенность – 0,62 [2].

Горизонт P₂-I вскрыт и испытан в 26 скважинах, в том числе в 13 скважинах в пределах поля категории С₁. Тем не менее, достоверно установить геометрию газовой залежи не удалось.

Залежь разрабатывался двумя скважинами, одна из которых была переведена в эксплуатационный фонд из разведочных скважин. В настоящее время залежь эксплуатируется одной скважиной. На 01.01.2008 г. накопленный отбор достиг 2062 млн. м³ газа. Текущий коэффициент газоотдачи составляет 34,5 %.

При анализе сопоставления накопленной добычи с годовыми отборами складывается впечатление, что в процесс эксплуатации включены гидродинамически разобщенные залежи, искусственно объединенные в один эксплуатационный объект (рис. 13). Не исключена также вероятность того, что первоначально оказался выработанным пласт с незначительными запасами газа, а затем подключился, обладающий более высоким потенциалом, пласт или залежь вскрытый второй скважиной.

Устойчивое падение добычи газа отмечается при накопленной добыче порядка 1 млрд. м³, что соответствует 16,6 % балансовых запасов. Зона стабильности отборов газа весьма ограничена, хотя эксплуатационные показатели разработки невысоки (объемы годовых отборов в максимуме приближаются к 3,3 % от балансовых запасов (рис.14).

Анализ графика $p(t)/z[p(t)]=f(Q_{\text{нак}})$, построенного по материалам разработки залежи Р₂-I, в определенной степени подтверждает высказанное предположение о дренировании изолированных друг от друга объектов (рис. 15). Левая часть графика при аналитическом продолжении на ось накопленной добычи $Q_{\text{нак}}$ отсекает на ней величину приблизительно равную 1,6 млрд. м³, в то время как аналитическое продолжение средних значений графика дает гораздо более высокие значения. Поэтому видимый излом графика $p(t)/z[p(t)]=f(Q_{\text{нак}})$ при отборе 400 млн. м³ по мнению авторов следует интерпретировать как начало дренирования ранее ограниченного объема залежи.

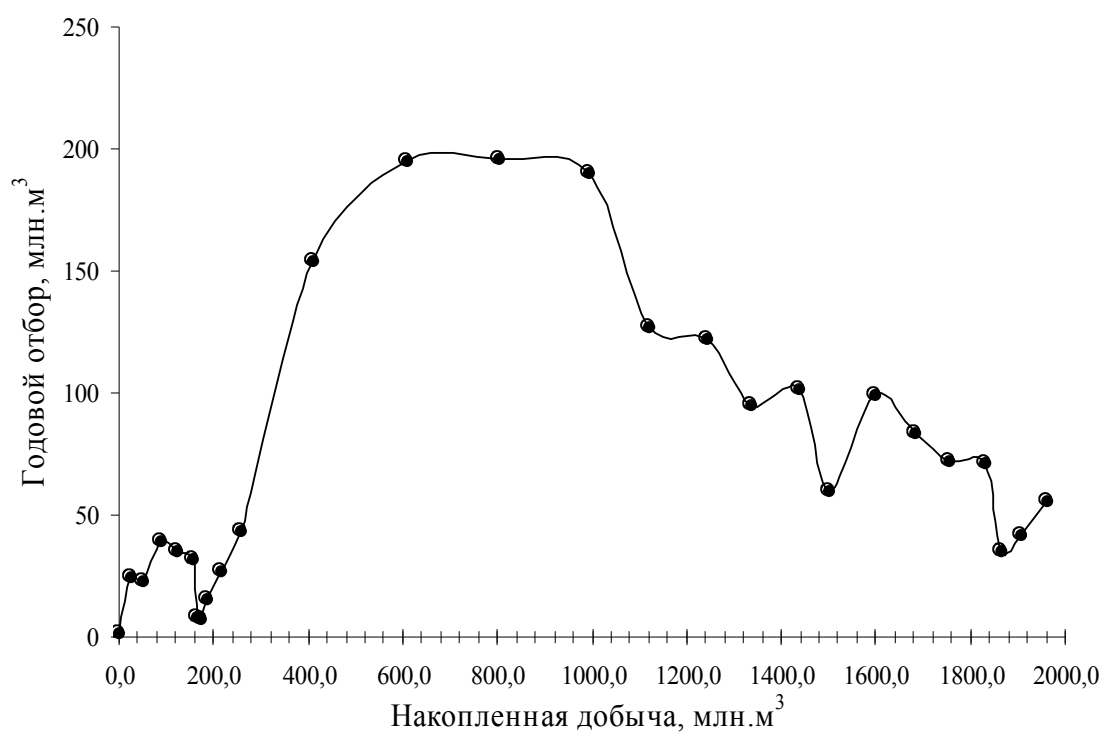


Рисунок 13. Горизонт P₂-1 [годовой отбор = f(накопленная добыча)]

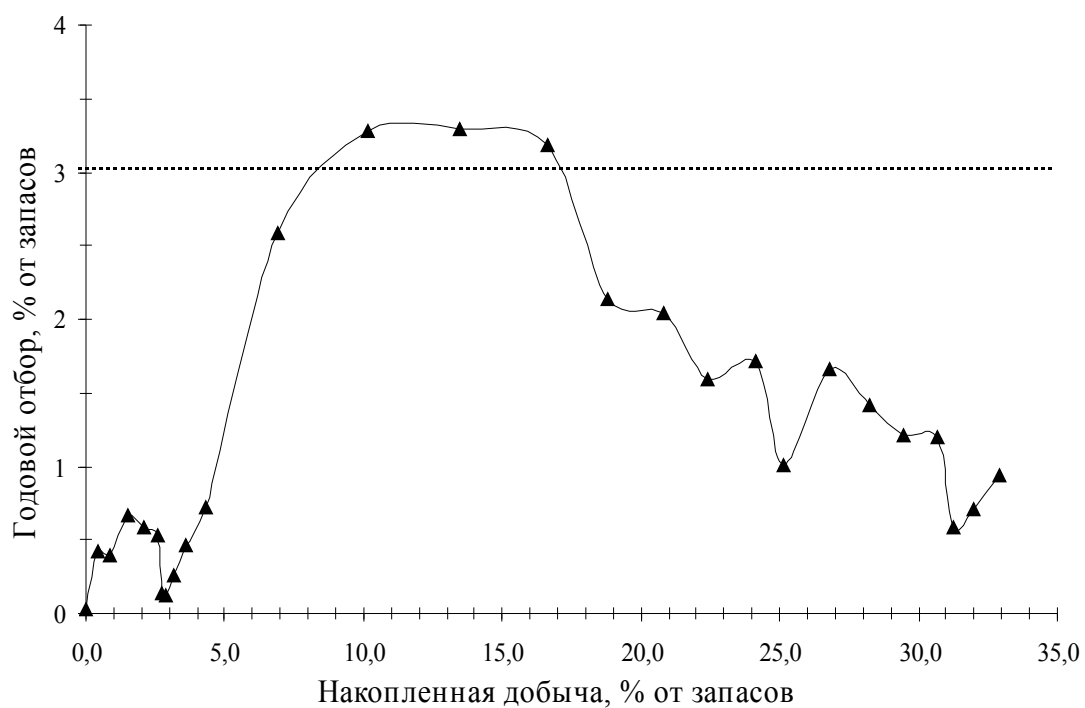


Рисунок 14. Горизонт P₂-1 [годовой отбор = f(накопленная добыча)]

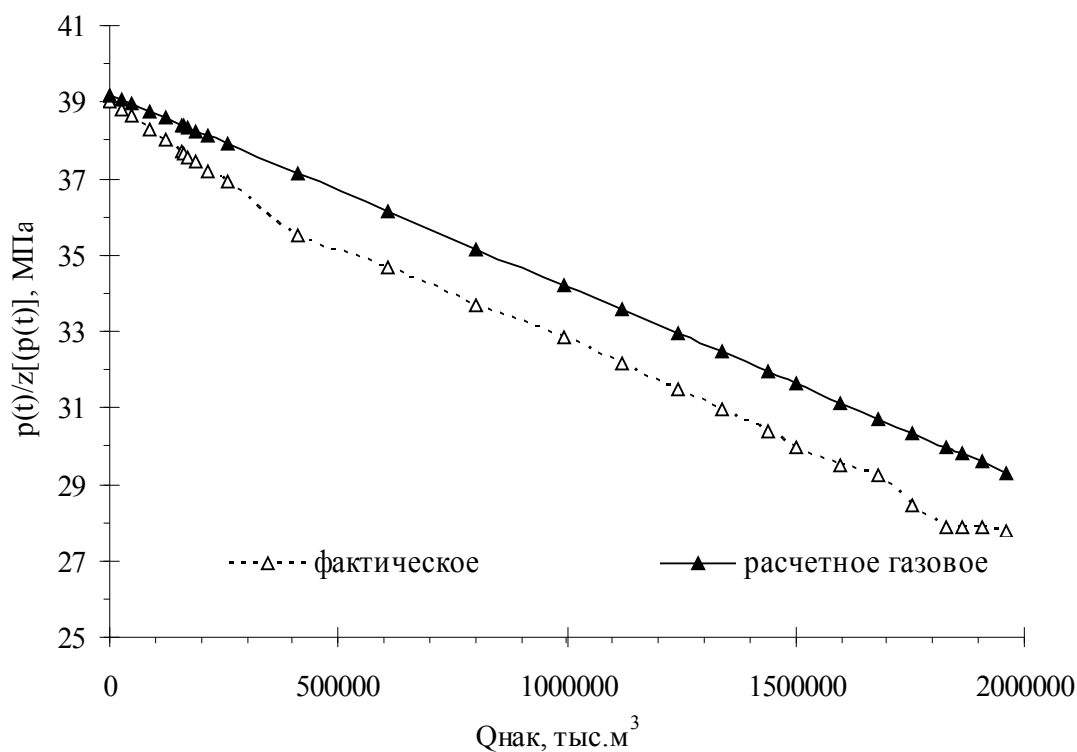


Рисунок 15. Зависимость $p(t)/z[p(t)]$ от $Q_{нак}$ фактическое и расчетное для залежи P₂-1

Некоторые искажения линейности рассматриваемого графика отмечаются при накопленных добывах от 1,6 до 1,8 млрд. м³, однако делать вывод об изменении газового режима работы скважины не следует, так как эта нелинейность, скорее всего, обусловлена погрешностью измерения пластовых давлений.

На основании первичной документации произведена оценка продолжительности работы эксплуатационных скважин по всему месторождению, которая приведена в таблице 3.

Более 71 % эксплуатационных скважин находились в эксплуатации менее 10 лет, средняя продолжительность эксплуатации 1 скважины составила 9,42 лет, что почти в 2 раза меньше амортизационного срока.

Таблица 3

| Время эксплуатации | | | | |
|--------------------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------|
| до 5 лет | свыше 5 лет до 10 лет | свыше 10 лет до 15 лет | свыше 15 лет до 20 лет | свыше 20 лет |
| J ₁ -I | | | | |
| 9 | 8 | 3 | 1 | 1 |
| P ₂ -I | | | | |
| 2 | 1 | | 1 | 1 |
| T ₁ -IV | | | | |
| | 1 | | | 1 |
| T ₁ -X (западный купол) | | | | |
| 2 | 2 | 1 | | |
| T ₁ -Xa (восточный купол) | | | | |
| | | | | 1 |
| Итого: 35 скважин | | | | |
| 13 | 12 | 4 | 2 | 4 |

Если продолжительность работы эксплуатационных скважин оценивать с позиций строгого почасового учета их функционирования, то эксплуатационные показатели их еще более ухудшаются, что не позволяет признать разработку Толон-Мастахского газоконденсатного месторождения удовлетворительной.

Реально извлекаемые объемы газа при существующей системе их эксплуатации оказались значительно меньше балансовых запасов, утвержденных ГКЗ СССР, ЦКЗ «Газпром» и, даже, определенных по МПД.

Заключение

Как видно из анализа по месторождению два раза проводилась переоценка начальных запасов природного газа и преобладающем большинстве в сторону значительного уменьшения. К этому подталкивала промысловая ситуация развивавшаяся в ходе промышленной эксплуатации месторождения, которая не вписывалась в принятые проекты разработки. Проекты разработки могли быть составлены некорректно по причине составления неадекватных геологических моделей залежей Толон-Мастахского ГКМ, что привело к увеличению начальных запасов газа в них и соответственно увеличению годовых объемов добычи. Между тем, практика и опыт разработки газовых месторождений по миру и по

России показывает, целесообразность годовой добычи на уровне 3 % от начальных запасов и не более. При разработке Толон-Мастахского месторождения встречаются годовые отборы до 16 % от начальных запасов залежи (оцененного по методу падения давления), что привело преждевременным обводнениям скважин, снижению сроков службы скважин. Данное явление красноречиво показывают графики накопленной добычи по залежам, где отсутствуют зоны установившихся годовых отборов. На расчетных и фактических графиках зависимостей $p(t)/z[p(t)]$ от $Q_{доб}$ четко вырисовываются газодинамические характеристики залежей, так морфология кривого падения давления свидетельствует об отсутствии активного водонапорного режима, когда как в проекте разработки был принят активный водонапорный режим. Также данные кривые показывают, что по горизонту J_1-I начальные запасы газа несколько занижены, а по горизонтам T_1-X и P_2-1 завышены.

В целом анализ разработки залежей Толон-Мастахского месторождения выявил его низкую эффективность разработки. Низкую эффективность разработки месторождения обусловило принятие в проекте разработки неадекватных геологических моделей залежей, что привело к увеличению начальных запасов газа. Несомненно, что немаловажную роль сыграло и принятие в проекте разработки активного водонапорного режима работы залежей.

Исходя, из сделанного анализа, нужно рекомендовать газодобывающим компаниям уделять особое внимание к изучению внутреннего геологического строения месторождений - основе системы разработки.

Литература

1. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1971. – 104 с.
2. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа. Якутск, 2002.