

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ
ДОРАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ
КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND PROSPECTS
FOR FURTHER DEVELOPMENT OF THE CENOMAN GAS DEPOSIT
OF THE KOMSOMOLSKOYE FIELD**

Корюков Владислав Сергеевич

студент
института Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
vlad_koriukov@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры
Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет»
olgasavenok@mail.ru

Березовский Денис Александрович

заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Аннотация. В статье рассматривается анализ текущего состояния разработки Комсомольского месторождения, расположенного на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Одной из особенностей разработки месторождения и эксплуатации промыслов является наличие четырёх эксплуатационных участков, характеризующихся различными запасами газа и продуктивными характеристиками скважин. Межпромысловый транспорт газа осуществляется за счёт естественного перепада давления, сформировавшегося в условиях разновременности ввода участков в эксплуатацию. В связи с этим задача регулирования разработки и прогнозирования уровней добычи газа на перспективу приобретает особо важное значение. Приведено обоснование основных проектных решений по разработке, включающих комплекс геолого-технологических мероприятий для повышения технологической и технико-экономической эффективности разработки на основе имеющейся геолого-промысловой информации по сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения.

Ключевые слова: основы для проектирования разработки; состояние проектирования газовой залежи; анализ состояния фонда скважин; температурные режимы работы скважин; анализ обводнения залежи; выбор расчётных вариантов разработки; технологические показатели разработки.

Koryukov Vladislav Sergeevich

Student
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
vlad_koriukov@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

deputy chief of department of the branch
LLC «Gazprom mining Krasnodar»,
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Annotation. The article considers the analysis of the current state of development of the Komsomolskoye field, located on the territory of the Purovsky district of the Yamalo-Nenets Autonomous District. One of the features of field development and field exploitation is the presence of four production sites characterized by different gas reserves and productive characteristics of wells. Interfield gas transportation is carried out due to the natural pressure drop formed in the conditions of different input intervals. In this regard, the task of regulating the development and forecasting of gas production levels for the future is of particular importance. The substantiation of the main design solutions for the development, including a set of geological and technological measures to improve the technological and technical and economic efficiency of the development based on the available geological field information on the Cenoman gas deposit of the Komsomolskoye field.

Keywords: framework for design development; gas reservoir design status; analysis of well stock status; well temperature conditions; reservoir water analysis; selection of design options; technological development indicators.

Общие сведения о месторождении

Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа (рис. 1). Добыча газа осуществляется с 1993 года вводом в разработку наиболее крупного восточного купола (участка). В настоящее время кроме восточного эксплуатируются западный, северный и центральный участки. Лицензия на эксплуатацию сеноманской залежи принадлежит ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

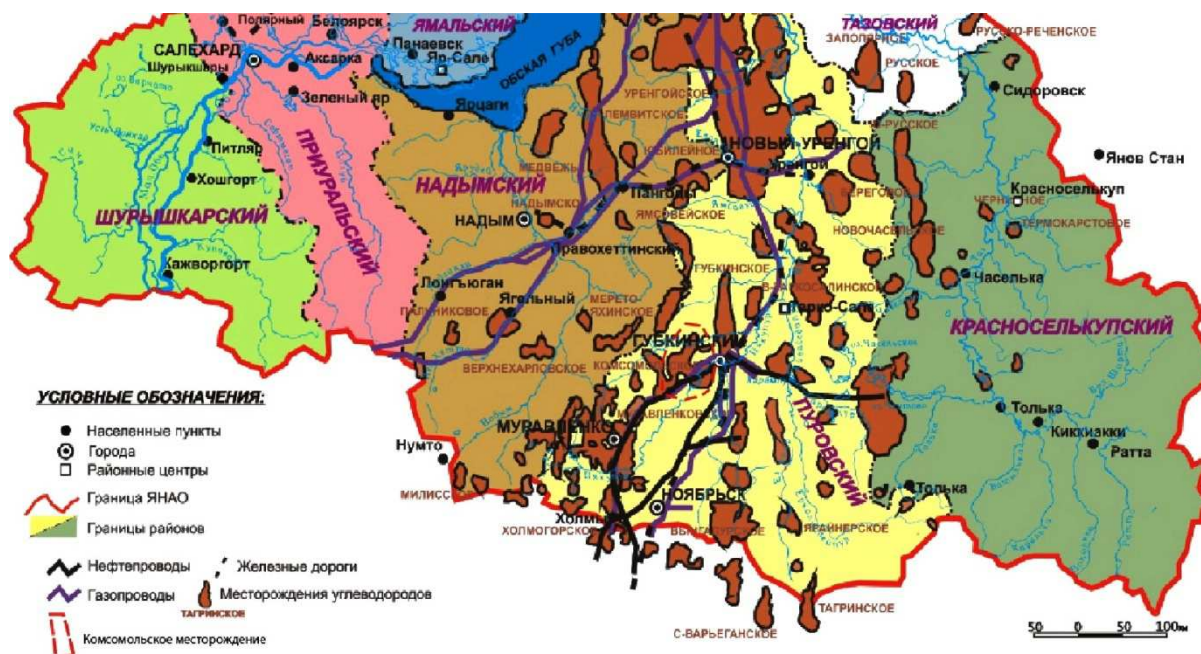


Рисунок 1 – Обзорная карта Ямало-Ненецкого автономного округа

Сеноманская газовая залежь Комсомольского месторождения находится на стадии падающей добычи, которая характеризуется интенсивным обводнением продуктивного разреза, более жесткими условиями разработки пластов и технологических режимов работы промышленного оборудования.

Сеноманская залежь газа пласта ПК1 Комсомольского месторождения была открыта в 1966 году скважиной № 1, давшей при испытании фонтан газа дебитом 705,2 тыс. м³/сут. Впоследствии было пробурено более двухсот разведочных и эксплуатационных скважин и уточнены начальные запасы газа, которые оцениваются более чем в 770 млрд м³.

Впервые запасы газа по Комсомольскому месторождению были утверждены ГКЗ (протокол № 5774 от 24.09.1969 г.) в 1969 году по результатам бурения 30 разведочных скважин в объеме 377,6 млрд м³ (сеноманская залежь, восточный купол). Уточнение контура газоносности на восточном куполе позволило спустя два года получить более точную оценку запасов – 457,6 млрд м³.

В дальнейшем разведка залежи продолжалась в основном на западном и северном куполах и на нижележащие горизонты. В ноябре 1987 года ГКЗ утвердила величину начальных запасов газа в сеноманской залежи (восточный, западный и северный купола) в объеме 773 580 млн м³ (протокол ГКЗ № 10297 от 20.11.1987 г.).

В 1999 году ОАО «СибНАЦ» была проведена переоценка запасов газа на основе анализа данных бурения и исследования 17 эксплуатационных скважин с увязкой результатов обработки гидродинамических исследований разведочных скважин. При рассмотрении этой оценки в ЦКЗ МПР РФ, в связи с замечаниями экспертов, отчет был направлен на доработку и в 2000 году было составлено дополнение к отчету.

Результаты выполненного пересчета начальных запасов свободного газа залежи ПК1, утвержденные ЦКЗ МПР РФ (протокол № 114 от 01.02.2001 г.) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сводная таблица подсчётных параметров и запасов свободного газа

Категория запасов	Площадь газоносности, тыс. км ²	Средняя толщина, м	Объём газосодержащих пород, тыс. м ³	Коэффициенты		Пластовое давление, физ. атм.		Поправки		Начальные запасы свободного газа, млн м ³
				пористости	газонасыщенности	начальное	конечное	на свойства газа	на температуру	
В	82 985	74,09	6 148 756	0,346	0,768	96,1	1,04	1,18	0,98	179 910
С ₁	797 934	25,60	20 423 994	0,346	0,768	96,1	1,04	1,18	0,98	597 596
Итого по залежи	880 919	30,18	26 840 260	0,346	0,768	96,1	1,04	1,18	0,98	777 506

Начальные запасы свободного газа составили 777 506 млн м³.

Балансовые запасы газа сеноманской залежи, оценённые по категориям В и С₁, составили соответственно 179 910 и 597 596 млн м³ (всего – 777 506 млн м³).

В 2018 году ООО «ЦНИП ГИС» проведена переоценка запасов газа сеноманской залежи Комсомольского месторождения по состоянию изученности на 01.01.2018 г.

Запасы газа по категории А составили 188873 млн м³, по категории В – 465337 млн м³, категории С₁ – 149017 млн м³, в том числе за пределами лицензионного участка 186 млн м³.

В подсчёте 2018 года запасы газа по сумме промышленных категорий А+В+С₁ увеличились по сравнению с утверждёнными ГКЗ (категория С₁) на 29647 млн м³ или 3,8 %. Увеличение запасов произошло в основном за счёт увеличения средневзвешенного значения коэффициента пористости на 6,1 %, при этом площадь газоносности уменьшилась на 2,4 %. Небольшое увеличение газонасыщенной толщины произошло по причине уточнения методики выделения коллекторов с использованием количественных граничных критериев.

По сравнению с числящимися на Госбалансе запасы газа по сумме категорий А+В+С₁ увеличились на 25721 млн м³ или 3,3 %, в том числе запасы категории В полностью переведены в категорию А в пределах Западного и Восточного куполов, а в пределах Северного и Центрального куполов выделена категория В.

Основное увеличение запасов связано с увеличением площади газоносности на 2,5 % за счёт уточнения модели залежи по результатам сейсморазведочных работ 3D, небольшим увеличением газонасыщенной толщины и соответственно увеличением газонасыщенного объёма на 2,9 %, также уточнился коэффициент пористости и газонасыщенности и величина пластового давления.

Состояние проектирования газовой залежи

За период с 1975 года по настоящее время ООО «ТюменНИИгипрогаз» выполнено 7 проектных технологических документов по разработке сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения.

С 2004 года действующим проектным документом являются «Коррективы технологических показателей разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол секции по разработке № 23-р/2004 от 14.04 2004 г.). Утверждённым документом предусматривалась годовая добыча газа в основной период разработки на восточном куполе – 21,55 млрд м³, на западном – 6,30 млрд м³ и на северном – 3,25 млрд м³. Также предусмотрено снижение уровня отборов газа на западном куполе на 0,6 млрд м³ с 2007 года и ввод в разработку центрального купола с максимальным объёмом годовой добычи до 1,5 млрд м³, что позволило бы поддерживать годовые отборы газа в целом по месторождению на уровне

31,1 млрд м³ до 2008 года и с учётом дополнительных объёмов газа Северо-Комсомольского месторождения обеспечить проектную загрузку УКПГ.

Однако проектные решения по вводу центрального купола в срок выполнены не были, в связи с чем ООО «ТюменНИИгипрогаз» выполнил работу «Корректировка основных проектных решений по разработке центрального купола Комсомольского месторождения» (протокол секции по разработке № 72-р/2007 от 26 ноября 2007 года). Согласно протокола, откорректированы технологические показатели разработки центрального купола на 2016–2018 гг. со снижением уровня годовой добычи газа до 0,45 млрд м³. Разработку купола предлагалось осуществлять двумя кустами (6 скважин) вместо трёх (9 скважин), что связано с опережающим обводнением данного участка.

Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.07.2018 г. общий фонд скважин по месторождению составил 210 ед., в том числе 166 эксплуатационных, из которых 159 действующих и 7 в бездействии, 34 наблюдательных, 5 поглощающих, 4 ликвидированных. Основные причины бездействия скважин связаны с обводнением, наличием песчано-жидкостных пробок на забое и снижением продуктивности скважин (рис. 2).

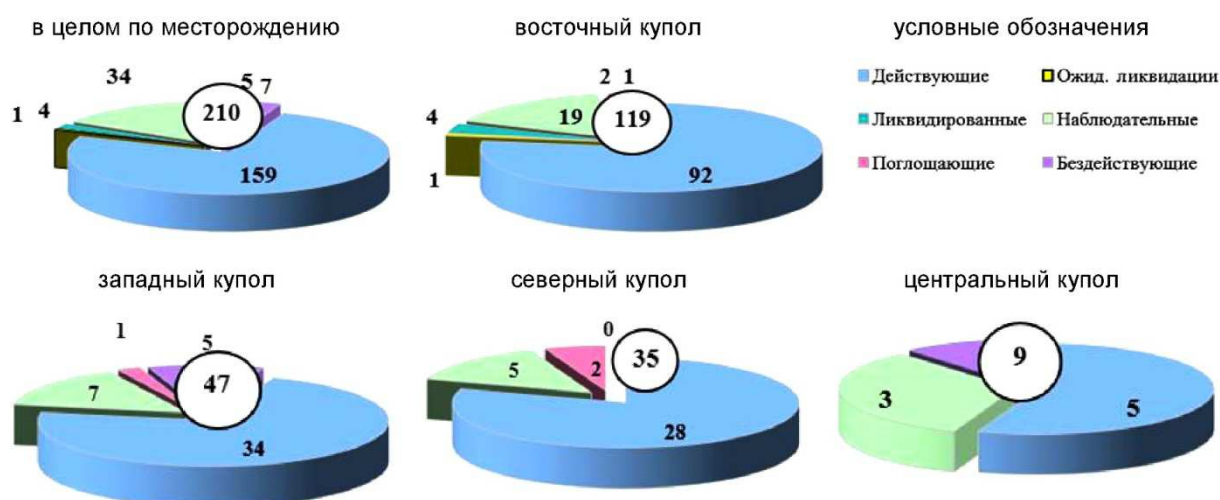


Рисунок 2 – Состояние фонда скважин Комсомольского месторождения по состоянию на 01.07.2018 г.

Анализ технологических режимов работы скважин

Восточный купол

На восточном куполе по состоянию на 01.07.2018 г. средний дебит одной скважины составил 400 тыс. м³/сут., при этом изменяясь от 92 (скважина № 1122) до 695 тыс. м³/сут. (скважина № 1075).

Из общего количества действующих скважин 8,7 % (8 ед.) работали с дебитами до 200 тыс. м³/сут. Большая часть скважин купола (78,3 % или 72 ед.) эксплуатировалась с дебитами от 200 до 600 тыс. м³/сут. По 12 скважинам дебит превысил 600 тыс. м³/сут.

Величины рабочих депрессий изменялись от 0,01 МПа при дебите 423 тыс. м³/сут. (скважина № 1156) до 0,33 МПа при дебите 324 тыс. м³/сут. (скважина № 1074). Гистограмма распределения скважин по рабочим депрессиям показывает, что для 85,9 % скважин (79 ед.) депрессия на пласт не превысила 0,2 МПа. Рабочие депрессии от 0,2 до 0,4 МПа характерны для 14,1 % скважин (13 ед.).

Рассмотрим распределение скважин по скоростям газового потока у башмака НКТ и по величине потерь давления в стволе по состоянию на 01.07.2018 г. Величины скорости в НКТ по скважинам изменялись от 1,9 (скважина № 1122) до 13,9 м/с (скважина № 1075), составляя в среднем 8,4 м/с. Для 63,0 % эксплуатационного фонда скважин (58 ед.) характерны скорости от 5 до 10 м/с, 29,3 % скважин (27 ед.) эксплуа-

тировались со скоростями более 10 м/с. В семи скважинах купола (№№ 1037, 1055, 1061, 1081, 1122, 1154 и 1164) скорость газа в НКТ не превысила 5 м/с. В данных скважинах возможны проблемы самоочистения забоя от песка и конденсационных вод.

Среднее значение потерь давления по стволу скважин составило 0,29 МПа. Большая часть фонда (93,5 % или 86 ед.) работала с потерями по стволу от 0,2 до 0,4 МПа. Для трёх скважин характерны потери более 0,4 МПа. Не большие потери давления обусловлены использованием НКТ диаметром 168 мм.

Рассмотрим распределение скважин восточного купола месторождения по скоростям газа в призабойной зоне скважин по состоянию на 01.07.2018 г. Средняя скорость в призабойной зоне скважин составила 3,4 м/с. Для 87,0 % скважин (80 ед.) скорости не превысили 5 м/с. При скоростях от 5,0 до 10,0 м/с начинается разрушение слабосцементированного коллектора, что можно отнести к 13,0 % фонда (12 ед.). Соответственно в основной части фонда скважин восточного купола технологический режим не превысил предельно-допустимый, что обеспечил сохранение целостности коллектора.

Рассмотрим технологические режимы работы скважин восточного купола за первое полугодие 2018 года. Устьевое давление в среднем по куполу составило 2,82 МПа. Средняя депрессия на пласт к концу второго квартала 2018 года составила 0,14 МПа. Потери давления в газопроводах системы сбора газа составили 0,16 МПа, а снижение температуры в ГСС – 3,2 °С.

Западный купол

На западном куполе фактическая средняя величина рабочих дебитов составила 315 тыс. м³/сут., при этом значения по скважинам изменялись от 33 (скважина № 1502) до 538 тыс. м³/сут. (скважина № 1342). Согласно гистограмме распределения действующего фонда по дебитам 3 скважины (3,3 %) эксплуатировались с дебитом до 200 тыс. м³/сут. Большая часть скважин – 79,4 % (27 ед.) работали с дебитами от 200 до 400 тыс. м³/сут. Для 11,8 % скважин (4 ед.) дебит газа превысил 400 тыс. м³/сут.

При проектной депрессии на пласт 0,14 МПа фактические депрессии изменялись от 0,03 МПа при дебите 275 тыс. м³/сут. (скважина № 1491) до 0,42 МПа при дебите 293 тыс. м³/сут. (скважина № 1382). Средняя величина рабочей депрессии на пласт составила 0,19 МПа. Депрессии до 0,2 МПа характерны для 61,8 % скважин (21 ед.). С депрессией более 0,2 МПа эксплуатировались 13 скважин. При этом в двух скважинах величина депрессии превысила 0,4 МПа (№№ 1361 и 1382).

Величины скорости в НКТ по скважинам изменялись от 1,2 м/с (скважина № 1502) до 15,0 м/с (скважина № 1342), составив в среднем 10,5 м/с. Из диаграммы распределения скважин по скоростям в НКТ видно, что для большинства скважин эксплуатационного фонда скорости превысили 5 м/с. Таким образом, вынос песчано-глинистых частиц породы и конденсационной воды с забоя обеспечивались во всех скважинах купола за исключением скважины № 1502.

Среднее значение потерь давления по стволу скважины составило 0,56 МПа. Большая часть фонда (67,6 % или 23 ед.) работала с потерями по стволу от 0,5 до 1,0 МПа и 32,4 % фонда с потерями до 0,5 МПа.

Рассмотрим распределение скважин западного купола по скоростям газа в призабойной зоне скважин по состоянию на 01.07.2018 г. Средняя скорость составила 2,8 м/с. Для большинства скважин эксплуатационного фонда (94,1 % или 32 ед.) скорости не превысили 5 м/с. Со скоростями более 5,0 м/с, при которых начинается разрушение коллектора, работали 2 скважины (№№ 1383 и 1501).

Северный купол

На северном куполе на 01.07.2018 г. средний дебит скважин по проекту составил 366 тыс. м³/сут. при фактическом среднем дебите 312 тыс. м³/сут. Все скважины действующего фонда эксплуатировались с дебитами от 200 до 400 тыс. м³/сут.

При проектной депрессии на пласт 0,22 МПа фактические депрессии изменялись от 0,03 МПа при дебите 295 тыс. м³/сут. (скважина № 1252) до 0,37 МПа при дебите 240 тыс. м³/сут. (скважина № 1322). Средняя величина рабочей депрессии на пласт составила 0,17 МПа. Гистограмма распределения скважин по рабочим депрессиям по-

казывает, что депрессия в 67,9 % (19 ед.) действующих скважин не достигала 0,2 МПа. Для 25,0 % (7 ед.) скважин величина депрессии изменялась от 0,20 до 0,30 МПа. В двух скважинах депрессия на пласт составила более 0,3 МПа (№№ 1301 и 1322).

Скорость в НКТ по скважинам изменялась от 6,3 (скважина № 1281) до 10,3 м/с (скважина № 1241), составляя в среднем 8,3 м/с. Условия выноса песчано-глинистых пород и конденсационной воды с забоя обеспечены во всех скважинах купола.

Среднее значение потерь давления в стволе скважины составило 0,56 МПа. Большая часть фонда (78,6 % или 22 ед.) работала с потерями по стволу от 0,5 до 1,0 МПа.

Рассмотрим распределение скважин северного купола по скоростям газа в призабойной зоне по состоянию на 01.07.2018. Средняя скорость в призабойной зоне скважин составила 3,7 м/с. Для большинства скважин эксплуатационного фонда (67,9 % или 19 ед.) значение скорости лежит в интервале до 5,0 м/с. Со скоростями от 5,0 до 10,0 м/с, при которых начинается разрушение коллектора, работало 32,1 % скважин (9 единиц).

Центральный купол

На центральном куполе средний дебит скважины составил 143 тыс. м³/сут. при средней рабочей депрессии на пласт 0,11 МПа. Максимальный дебит составил 174 тыс. м³/сут. (скважина № 1522), минимальный 117 тыс. м³/сут. (скважина № 1523). Рабочая депрессия по скважинам изменялась от 0,04 (скважина № 1511) до 0,17 МПа (скважина № 1521).

Средняя скорость движения газа в НКТ составила 4,0 м/с и не обеспечила самоочищение забоев скважин. Для сохранения числа действующих скважин необходима регулярная продувка эксплуатационного фонда центрального купола. Потери давления по стволу скважин составили в среднем 0,7 МПа. Средняя скорость газа в призабойной зоне скважин составила 4,14 м/с.

Температурные режимы работы скважин

На восточном куполе месторождения по состоянию на 01.07.2018 г. средняя устьевая температура эксплуатационного фонда скважин составляет 15,7 °С, при этом изменяется по скважинам от 8,5 °С (скважина № 1055) до 18,0 °С (скважина № 1181). Во всех скважинах обеспечивается безгидратный режим эксплуатации.

Средняя устьевая температура с учётом группировки по величине дебита составляет:

- 14,3 °С по группе скважин с дебитом менее 300 тыс. м³/сут.;
- 16,0 °С по группе скважин с дебитом 300-600 тыс. м³/сут.;
- 16,6 °С по группе скважин с дебитом более 600 тыс. м³/сут.

На западном куполе месторождения по состоянию на 01.07.2018 г. средняя устьевая температура эксплуатационного фонда скважин составляет 14,8 °С, при этом изменяется по скважинам от 6,0 °С (скважина № 1502) до 17,8 °С (скважина № 1450). Во всех скважинах обеспечивается безгидратный режим эксплуатации.

Средняя устьевая температура с учётом группировки по величине дебита составляет:

- 14,6 °С по группе скважин с дебитом менее 300 тыс. м³/сут.;
- 15,0 °С по группе скважин с дебитом более 300 тыс. м³/сут.

На северном куполе месторождения по состоянию на 01.07.2018 г. средняя устьевая температура эксплуатационного фонда скважин составляет 16,2 °С, при этом изменяется по скважинам от 14,9 °С (скважина № 1292) до 17,5 °С (скважина № 1221). Во всех скважинах обеспечивается безгидратный режим эксплуатации.

Средняя устьевая температура с учётом группировки по величине дебита составляет:

- 16,1 °С по группе скважин с дебитом менее 300 тыс. м³/сут.;
- 16,3 °С по группе скважин с дебитом более 300 тыс. м³/сут.

На центральном куполе месторождения по состоянию на 01.07.2018 г. средняя устьевая температура эксплуатационного фонда скважин составляет 13,3 °С, при этом изменяется по скважинам от 11,6 °С (скважина № 1523) до 14,9 °С (скважина № 1522).

Средняя устьевая температура с учётом группировки по величине дебита составляет:

- 12,3 °С по группе скважин с дебитом менее 150 тыс. м³/сут.;
- 14,9 °С по группе скважин с дебитом более 150 тыс. м³/сут.

Во всех скважинах обеспечивается безгидратный режим эксплуатации.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

По состоянию на 01.07.2018 г. накопленный отбор газа в целом по месторождению составил 490,21 млрд м³ (63,0 % от утверждённых запасов газа) при проектной величине 502,34 млрд м³ (64,6 % от утверждённых запасов). За первое полугодие 2018 года добыто 12,45 млрд м³, что практически соответствует проекту 12,67 млрд м³. Отставание составляет 1,7 %.

Количество действующих скважин, составляющее 159 ед., превышает проектное значение на 9 ед. (150 ед. по проекту).

По состоянию на 01.07.2018 г. из залежи восточного купола отобрано 372,22 млрд м³ или 68,6 % от начальных запасов купола, при этом проектная величина составляет 380,40 млрд м³ (70,1 %). Пластовое давление в зоне отбора газа снизилось до 3,23 МПа, что отличается на 4,4 % от проекта (3,38 МПа). Давление на устье скважин равно 2,80 МПа и соответствует проекту 2,76 МПа. Депрессия на пласт равна 0,14 МПа и отличается от проектной на 36,4 % (0,22 МПа). Средний дебит скважин составляет 400 тыс. м³/сут. и ниже проектного уровня на 23,8 % (525 тыс. м³/сут. по проекту). Проектный фонд действующих скважин 89 ед. По факту в работе находится 92 скважины, что связано с переводом наблюдательных скважин в действующий фонд.

Западный купол введён в промышленную эксплуатацию в апреле 1996 года. Фактические годовые отборы газа по западному куполу за все годы разработки были меньше проектных в среднем на 6,4 %. Превышение проектного отбора колебалось от 1,9 % (2016 г.) до 10,8 % (2014 г.). В 2017 году наблюдалось значительное отставание по уровню добычи: фактическая величина составила 4,21 млрд м³, что на 26,2 % ниже проектного значения (5,70 млрд м³ по проекту). К концу первого полугодия 2010 года отставание от проекта 22 %. Отбор по факту составил 2,06 млрд м³, в то время как проектом предусмотрено 2,65 млрд м³.

Пластовое давление в зоне отбора составляет 4,41 МПа, что на 2,0 % меньше проектного значения, равного 4,50 МПа. Фактическое давление на устье скважин составляет 3,67 МПа и соответствует проекту. Депрессия на пласт незначительно отличается от проектной и равна 0,19 МПа (0,14 МПа по проекту). Фактический дебит действующих скважин составляет 315 тыс. м³/сут., что на 23,8 % меньше проектного значения, составляющего 413 тыс. м³/сут. Действующий фонд скважин насчитывает 34 единицы и на 1 единицу меньше проекта.

Третья очередь Комсомольского газового промысла – северный купол, введён в промышленную эксплуатацию в декабре 1999 года. По состоянию на 01.07.2018 г. накопленная добыча газа составляет 34,39 млрд м³ или 41,7 % от запасов газа по куполу. За первый квартал 2018 года добыто 1,59 млрд м³, что на 16,1 % выше величины проектного уровня, равной 1,33 млрд м³.

Пластовое давление в зоне отбора составляет 5,44 МПа и выше проектного значения, равного 5,19 МПа, на 4,5 %. Фактическое давление на устье скважин составляет 4,7 МПа, что на 2,6 % выше проекта (4,58 МПа). Средняя депрессия на пласт составила 0,17 МПа при проектном значении 0,22 МПа (разница 22,7 %). Средний дебит упал до 312 тыс. м³/сут. при 366 тыс. м³/сут. по проекту (отличие 14,9 %). Действующий фонд скважин на 8 единиц больше проектной величины и составляет 28 скважин.

Четвёртая очередь Комсомольского газового промысла – центральный купол, введён в промышленную эксплуатацию в марте 2007 года. Накопленная добыча газа по состоянию на 01.07.2018 г. составила 1,29 млрд м³ или 3,8 % от запасов по всему куполу при 1,42 млрд м³ по проекту. За первое полугодие 2018 года отбор составил 0,16 млрд м³, в то время как проектный уровень равен 0,23 млрд м³. Отставание от проекта составляет 31,0 %.

Пластовое давление в зоне отбора снизилось до 5,17 МПа, что на 3,3 % выше проектного значения (5,0 МПа). Фактическое давление на устье скважин составляет 4,36 МПа – чуть ниже проектного (4,57 МПа). Депрессия на пласт равна 0,11 МПа и ни-

же проектной (0,26 МПа). Средний дебит скважин составляет 143 тыс. м³/сут. и меньше проектного (204 тыс. м³/сут.) на 30 %. Действующий фонд скважин – 5 ед., что на 1 меньше проекта (6 ед.).

Таким образом, за последние 5 лет отмечается систематическое отставание в уровнях годовой и накопленной добычи газа, что требует корректировки проектных технологических показателей разработки.

Следует отметить, что снижение добычи в 2017 году на 22 % по сравнению с 2016 годом связано, в первую очередь, не с технологическими причинами, а с кризисными явлениями, вызванными снижением газопотребления как в России, так и за рубежом.

Анализ распределения пластового давления по площади и разрезу

По состоянию на 01.07.2018 г. среднее пластовое давление в зоне отбора газа восточного купола снизилось с начала разработки на 66,8 % от начального (9,73 МПа) и равняется 3,23 МПа.

На западном куполе замеры пластовых давлений в период с 1993 по 1994 гг. не производились из-за отсутствия освоенных скважин. Первые данные о величине пластового давления здесь были получены по результатам исследования эксплуатационных скважин до ввода их в промышленную эксплуатацию. При этом было установлено снижение пластового давления от начального на 0,25 МПа, что объясняется перетоками газа на восточный купол с центрального и западного. Среднее пластовое давление в зоне размещения скважин западного купола на 01.07.2018 г. составило 4,41 МПа, т.е. снизилось от начального на 54,7 %.

На северном куполе величина пластового давления в первых двух освоенных скважинах (№№ 1311 и 1312) в 1997 году составила 9,42 МПа, т.е. была на 0,31 МПа ниже начального. Среднее пластовое давление по 28 эксплуатационным скважинам по состоянию на 01.07.2018 г. составило 5,44 МПа и снизилось относительно начального на 44,1 %.

Среднее пластовое давление по шести эксплуатационным скважинам центрального купола составило 5,17 МПа и снизилось относительно начального на 46,8 %.

В первом квартале 2018 года снижение давления на куполах Комсомольского месторождения происходило достаточно равномерно. За квартал средняя величина падения давления на восточном куполе составила 0,12 МПа, во втором квартале сократилась до 0,07 МПа. На западном и северном куполах за первый квартал давление снизилось в среднем на 0,11 МПа. Во втором квартале, как и на восточном куполе, падение давления замедлилось до 0,08 МПа. Центральный купол характеризуется величиной падения давления за первый квартал, равной 0,09 МПа, и 0,02 МПа за второй квартал. Замедление темпа снижения давления во втором квартале 2018 года связано с сезонным уменьшением уровня добычи.

В целом разница давлений между куполами в течение полугодия осталась неизменной. Между восточным и северным куполами перепад пластового давления составляет в среднем 2,21 МПа, а между западным и северным куполами 1,02 МПа. Разница давлений сохранилась на уровне конца 2017 года и отрицательно сказывается на рациональном использовании пластовой энергии ввиду необходимости дросселирования газа северного участка на входе в МПК.

Текущие дренируемые запасы Комсомольского месторождения по результатам проведенного анализа методом материального баланса оцениваются на уровне 750 млрд м³. По мере ввода новых объектов разработки (куполов месторождения) в промышленную эксплуатацию величина дренируемых запасов была подвержена сильным колебаниям, связанным с одновременным вводом большого количества добывающих скважин, что отразилось на увеличении площади дренирования. С начала 2014 года отбор газа стабилизировался, и в разработку была вовлечена максимальная площадь дренирования благодаря вводу в эксплуатацию центрального купола месторождения. По состоянию на 01.07.2018 г. величина остаточных дренируемых запасов газа составляет около 260 млрд м³.

Текущие дренируемые запасы восточного купола Комсомольского месторождения оцениваются в 520 млрд м³. Сильные колебания значений дренируемых запасов наблюдались в начале промышленной эксплуатации купола, когда активно увеличивался действующий фонд скважин и в разработку вовлекались новые площади дренирования. В начале 2000-х годов наблюдалось непостоянство действующего фонда скважин, что повлияло на колебания величины дренируемых запасов газа. По состоянию на 01.07.2018 г. величина остаточных дренируемых запасов снизилась до 150 млрд м³.

Оценочные расчёты показали, что средняя величина текущих дренируемых запасов по западному куполу составляет 145 млрд м³. Остаточные дренируемые запасы оценены в объёме 62 млрд м³.

Текущие дренируемые запасы газа северного купола на протяжении разработки имели колебания и к концу первого полугодия 2018 года оцениваются в 80 млрд м³. Остаточные дренируемые запасы оцениваются в 45 млрд м³.

Оценка дренируемых запасов центрального купола с допустимой точностью невозможна по причине относительно небольшого срока эксплуатации объекта и малого количества исходной информации. По усреднённым оценкам величина текущих дренируемых запасов составляет порядка 5 млрд м³. Остаточные дренируемые запасы оцениваются в 5 млрд м³.

Анализ характера распределения пластового давления по площади залежи свидетельствует, что наиболее крупный восточный участок отрабатывается достаточно равномерно. Значительных депрессионных воронок в районах эксплуатационных кустов не отмечается. Аналогичная картина фиксируется и на северном куполе, что свидетельствует о хорошей отработке по площади. На западном куполе произошло смещение центра депрессионной воронки в южном периферийном направлении, что может привести к негативным последствиям в виде активного латерального внедрения законтурной воды.

С целью равномерной отработки запасов газа по разрезу продуктивных отложений на месторождении применена дифференцированная система вскрытия. Характер распределения перфорированных интервалов по эксплуатационным скважинам восточного купола показывает, что 60 % дренируемой толщины приходится на верхнюю и среднюю части разреза. Однако существенного различия в величинах пластовых давлений по разрезу не отмечается. Анализ замеров пластовых давлений по 15 скважинам, дренирующих различные части разреза, показывает, что разница в их текущих величинах не превышает в среднем 0,10 МПа и в целом контролируется глубиной вскрытия пласта.

Анализ обводнения залежи

С целью определения текущего положения газоводяного контакта в сеноманской залежи Комсомольского месторождения в первом полугодии 2018 года проведены геофизические исследования в 43 скважинах.

Подъём ГВК достоверно установлен в 11 скважинах. На северном куполе наибольший подъём за первое полугодие зафиксирован в центральной части, в скважине № 440-р – на 8,0 м. Также подъёмы установлены в скважинах №№ 1261 и 1291 на 0,3 м и 2,7 м соответственно. На восточном куполе изменения уровня ГВК также отмечены преимущественно в центральной части: в скважинах № 103-Н – на 1,6 м, № 1030 – на 0,75 м, № 153-р – на 6,6 м, № 1090 – на 0,8 м. На западном куполе в скважинах №№ 1350 и 1450 ГВК поднялся на 3,3 м и 1,0 м соответственно, а на центральном уровне изменился только в скважине № 141-р – на 1,4 м.

По фактическим данным геофизических исследований выполнен расчёт объёма внедрившейся воды в залежь (таблица 2). Средневзвешенная высота подъёма контакта южного участка составляет 14,1 м. Объём внедрившейся пластовой воды, определённый объёмным методом, составляет 1762 млн м³. На восточном куполе средневзвешенная высота подъёма достигала 19,1 м, на западном – 15,1 м, на северном – 5,4 м, на центральном – 13,9 м. Объём внедрившейся воды по куполам составил: 868 млн м³ на восточном куполе, 479 млн м³ – на западном, 161 млн м³ – на северном, 255 млн м³ – на центральном.

Таблица 2 – Расчёт объёма воды, внедрившейся в залежь (по куполам) по состоянию на 01.07.2018 г.

Годы	Площадь, F, км ²	Средневзвешенная высота подъема ГВК, Н, м	Коэффициент пористости, К _п , доли ед.	Коэффициент начальной газонасыщ., К _{г^{нач}} , доли ед.	Коэффициент остаточной газонасыщ., К _{г^{ост}} , доли ед.	Коэффициент песчаности, К _{песч.} , доли ед.	Объем воды, V, млн.м ³
Северный	214,35	5,4	0,346	0,768	0,276	0,82	161
Западный	224,43	15,1	0,346	0,768	0,276	0,83	479
Центральный	116,84	13,9	0,346	0,768	0,276	0,92	255
Восточный	325,30	19,1	0,346	0,768	0,276	0,82	868
Σ	880,92	-	-	-	-	-	1762
Средневзвешанное	-	14,1	0,346	0,768	0,276	0,84	-

Выбор расчётных вариантов разработки

В настоящее время разработка сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения осложняется рядом факторов геологического, технического и технологического характера (снижение запаса пластовой энергии, обводнение скважин, физический износ оборудования, сезонная неравномерность газопотребления и др.).

Текущий период разработки сеноманской газовой залежи – это стадия падающей добычи газа, характеризующаяся интенсивным внедрением пластовой воды и обводнением скважин, а также более жёсткими условиями работы пласта и промышленного оборудования.

В основу выбора расчётных вариантов разработки сеноманской газовой залежи положен принцип максимально возможного поддержания годовых отборов газа и сохранение действующего эксплуатационного фонда скважин. Предлагается рассмотреть варианты разработки, предусматривающие забурирование боковых стволов в выбывающих из эксплуатации скважинах, а также дополнительное бурение наклонно-направленных скважин на всех куполах месторождения, кроме центрального.

Скважины для забурирования боковых стволов выбирались из фонда скважин, выбывших на данный момент из эксплуатации и расположенных в зоне с наилучшими геолого-промысловыми характеристиками, такими как эффективная газонасыщенная толщина, величина остаточных запасов газа в зоне дренирования скважины и величина подъёма ГВК. Для этой цели были построены карты эффективных газонасыщенных толщин, остаточных запасов газа и текущего подъёма ГВК.

Для прогноза дальнейшей разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения на основе использования геолого-технологической модели, адаптированной по истории разработки по состоянию на 01.07.2018 г., предлагаются к рассмотрению следующие варианты разработки:

- вариант 0 – предусматривающий эксплуатацию залежи без реконструкции дожимного комплекса, но с сохранением проектных годовых отборов газа (расчёт технологических показателей по данному варианту необходимо провести с целью определения возможных годовых отборов газа на месторождении без дополнительных финансовых вложений на реконструкцию промысла);
- вариант 1 – предусматривает дальнейшую эксплуатацию залежи при проведении реконструкции дожимного комплекса;
- вариант 2 предусматривает зарезку 15 боковых стволов, начиная с 2023 года, в том числе 5 ед. на восточном, 3 на западном и 7 на северном куполах (боковые стволы вводятся в эксплуатацию по мере выбытия имеющегося фонда скважин: в 2023 году вводятся 2 боковых ствола на восточном куполе и 3 ствола на западном, в 2024 году – 2 на восточном и 3 на северном, в 2025 году – 4 на северном и 1 на восточном);
- вариант 3 – предусматривается зарезка 19 боковых стволов против 15 в варианте 2 (на восточном куполе – 8, на западном – 3 и северном – 8) (в данном варианте боковые стволы вводятся, начиная с 2023 года – 3 боковых ствола на восточном куполе, 3 ствола на западном, в 2024 году – 3 ствола на восточном и 3 на северном и в 2025 году 2 на восточном и 5 на северном).

Необходимость расчётов по второму и третьему варианту заключается в оценке эффективности работы восточного купола при различных годовых отборах.

- вариант 4 – предусматривает бурение 10 дополнительных наклонно-направленных скважин (на восточном куполе 1 куст вводится в 2023 году, на западном куполе 3 куста вводятся в разработку в 2024 году и на северном куполе 1 куст вводится в разработку в 2025 году). Каждый куст состоит из двух скважин.

Во всех вариантах, кроме варианта 0, учитывалась реконструкция дожимного комплекса (ввод дополнительных мощностей).

Построение геолого-технологической модели сеноманской залежи Комсомольского месторождения

Модель системы сбора газа

Модель наземной инфраструктуры Комсомольского месторождения построена в программном комплексе «PIPESIM» компании «Schlumberger». Модель состоит из 581 узлов и 584 ветвей, подключение скважин производится выкидными линиями диаметрами 114–229 мм, длиной до 100 м. Диаметр коллекторов по Комсомольскому месторождению меняется от 325 до 1024 мм.

Программный комплекс «PIPESIM» имеет в своем составе набор модулей для моделирования скважин, течения установившихся потоков многофазной жидкости в системе трубопроводов и оборудования. Модули интегрированы таким образом, чтобы можно было построить полную модель системы добычи, начиная с забоя скважин и заканчивая пунктом сбора газа.

Сеть сбора газа состоит из узловых точек и соединяющих участков трубопроводов (рис. 3–6). Узловые точки – это точки, из которых выходят отводы газопровода или где соединяются два или более участков ГСС. Фонтанная арматура газовых скважин оснащается устьевым штуцерирующим устройством.

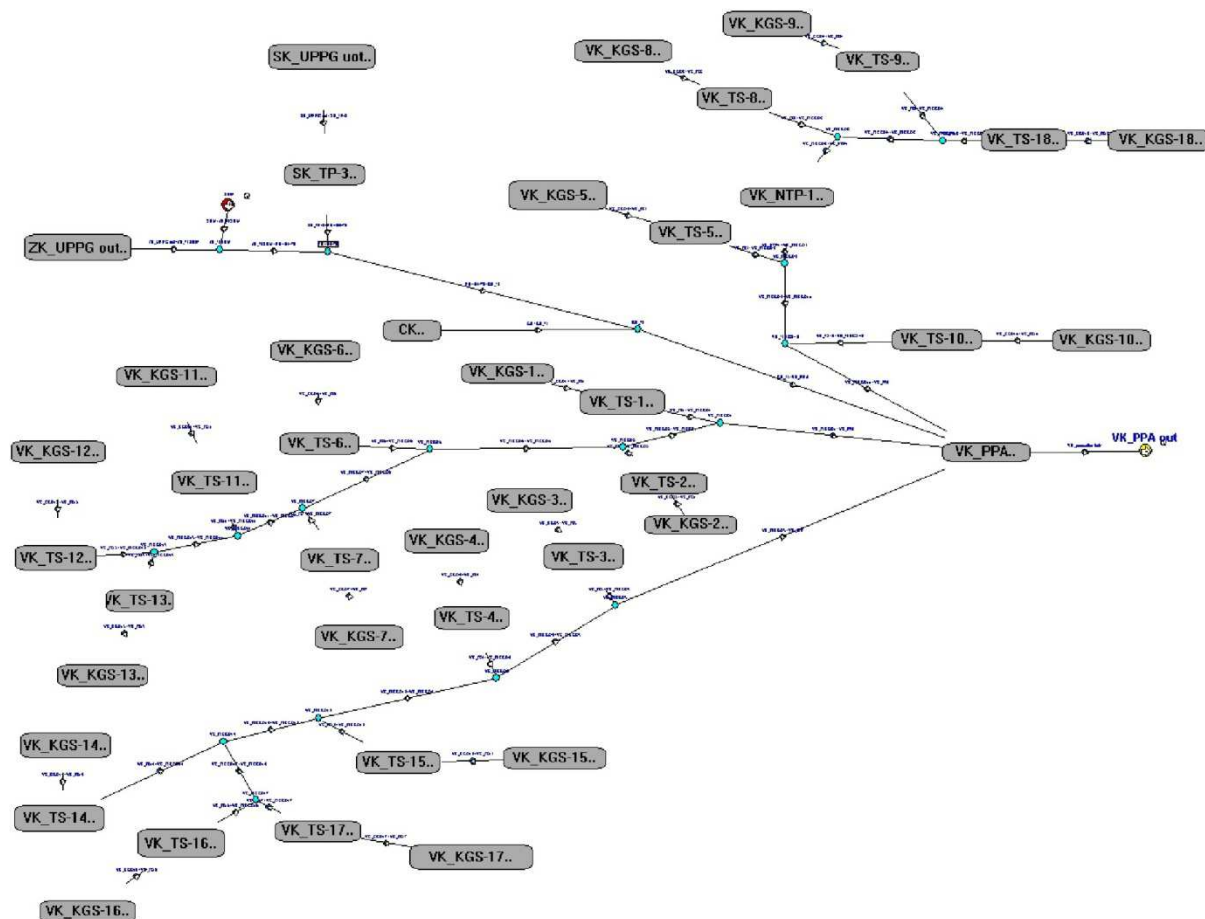


Рисунок 3 – ГСС Восточного купола Комсомольского месторождения

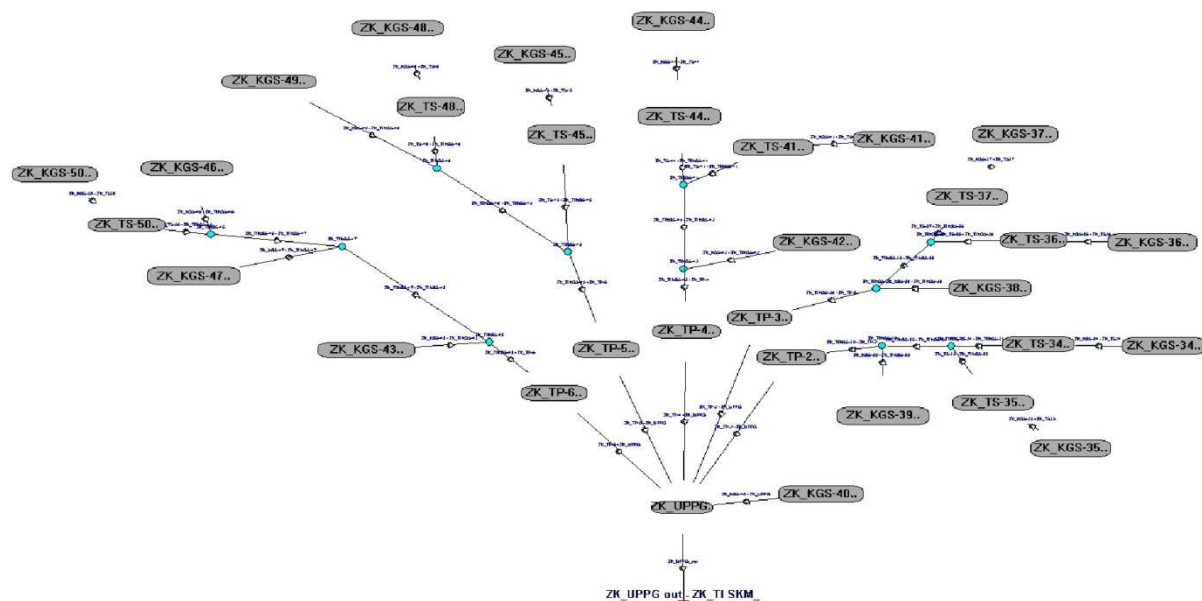


Рисунок 4 – GCC Западного купола Комсомольского месторождения

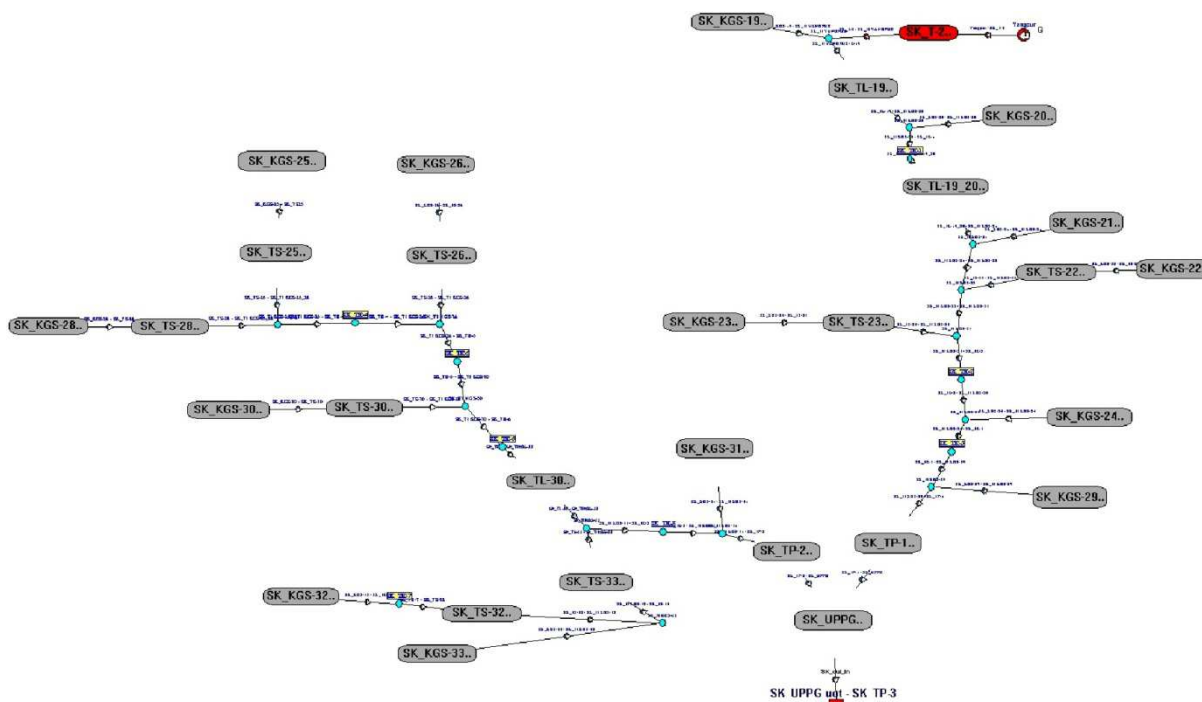


Рисунок 5 – GCC Северного купола Комсомольского месторождения

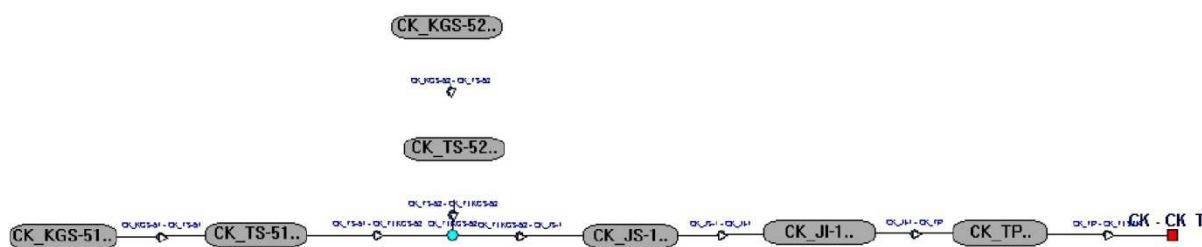


Рисунок 6 – GCC Центрального купола Комсомольского месторождения

Источником движения многофазного потока в GCC является разность давлений в пласте и на входе в УКПГ. Средством регулирования работы системы сбора газа является давление на входе в УКПГ.

Так как добыча ведётся с разных куполов, состав газа принят для всех скважин одинаковым согласно модели флюида купола.

В модели скважин загружены данные инклинометрии, что позволяет более точно определять потери давления в стволе скважины, а также продуктивные характеристики скважин – коэффициенты фильтрационных сопротивлений «а» и «b».

В программном комплексе «PIPESIM» предусмотрена возможность выбора модели притока флюида к забою скважин. После проведённых тестовых расчётов параметров работы скважин с использованием различных уравнений притока была выбрана модель «Jones's Equation».

Путём тестовых расчётов для условий Комсомольского месторождения подобраны корреляции для вертикального и горизонтального потоков. Анализ расчётов с учётом результатов фактических замеров давления по стволу газовых скважин показал, что корреляция Mukherjee & Brill для вертикального потока наиболее корректна для условий газовых месторождений.

Для горизонтального потока корреляция подобрана по результатам замеров устьевых рабочих параметров на скважинах с последующим замером давления и суммарного расхода газа на входе в УКПГ. С помощью операции Flow Correlation Matching была подобрана зависимость Lockhart & Martinelli, как наиболее точно описывающая фактические перепады давления по шлейфам.

Подобранные способы корреляции вертикальных и горизонтальных потоков приняли за основные для условий Комсомольского месторождения и наложили на все скважины и шлейфы.

На следующем этапе настройки параметров газосборной сети Комсомольского месторождения была выполнена глобальная и локальная адаптации. Глобальная адаптация – это процедура изменения параметров всей сетевой модели. Локальная адаптация подразумевает изменение параметров для отдельного шлейфа, скважины.

Первоначальный расчёт газосборной сети проведён на суммарный расход газа по УКПГ. Для настройки использовались результаты исследований скважин и промышленная информация. После сопоставления рассчитанных давлений и расходов по скважинам с фактическими проводилась корректировка исходных параметров. С целью оценки достоверности модели решалась обратная задача. Для этого на пункте сбора газа задавали значения входных давлений и после моделирования сравнивали полученные результаты с фактическими расходами газа по скважинам.

В целом модели газосборных сетей позволяют получать следующую информацию:

- массовый расход газа, объёмный расход газа по скважинам, скорость газа и жидкости в шлейфах;
- давления пластовое, забойное, устьевое и давления после устьевого штуцера;
- расход жидкости по скважинам;
- распределение давления и температуры по газосборной сети (в точке узла вывода рассчитанных параметров);
- распределение давления и температуры по стволу скважины (если есть узлы вывода рассчитанных параметров);
- направление потока в шлейфах;
- расход газа или давление в пункте сбора.

Адаптированные модели были объединены в единую композиционную модель всех промыслов Комсомольского месторождения. Построенная модель инфраструктуры Комсомольского месторождения позволяет рассчитать систему «забой скважин – устье скважин – газосборные шлейфы – узел входа в УКПГ». При этом полученные расчётные результаты хорошо согласуются с фактическими данными, что позволяет применять модель для получения численных результатов.

Необходимо отметить, что на Комсомольском месторождении отсутствует возможность замеров расхода газа по скважинам. Дебит газа определяется расчётным путём посредством сопоставления величин устьевого рабочего давления, коэффициентов фильтрационных сопротивлений «а» и «b», текущего пластового давления в районе скважины. Поэтому в качестве наиболее достоверного параметра были приняты результаты периодических замеров давлений на устьях скважин и на входе УКПГ.

Технологические показатели разработки

Расчёты прогнозных технологических показателей разработки Комсомольского месторождения выполнены по четырём вариантам разработки с учётом плана производства продукции ООО «Газпром добыча Ноябрьск» на 2019-2021 гг. Расчётные варианты различаются количеством забуриваемых боковых стволов и дополнительно пробуренных наклонно-направленных скважин. Принималось, что уровни добычи газа составят в 2019 году – 21,98 млрд м³/год, в 2020 году – 19,58 млрд м³/год, уровень годовой добычи газа в 2021 году не превысит 18,26 млрд м³/год.

Для расчёта технологических показателей разработки приняты запасы газа, полученные в процессе адаптации геолого-технологической модели в объёме 777,5 млрд м³. Коэффициент эксплуатации скважин принят равным 0,98.

Расчёт для всех вариантов разработки выполнен до 01.01.2030 г., обеспечивающий коэффициент газоотдачи в целом по залежи более 80 %. Критерием ограничения расчётов послужило падение устьевых давлений ниже 0,1 МПа.

Ниже приведено краткое описание вариантов разработки.

Вариант 0 не предусматривает реконструкцию системы ДКС. Расчёты на модели показали, что существующие агрегаты дожимного комплекса не обеспечат запланированного уровня отбора газа в период 2019-2021 гг. Так, в 2019 году годовая добыча газа составит 17,86 млрд м³ (на 18,93 % меньше запланированных уровней отборов), добыча газа в 2020 году составит 16,44 млрд м³ (меньше на 16,06 % от плана производства продукции), в 2021 году из залежи будет отобрано 15,15 млрд м³ (годовой отбор газа меньше на 17,33 % от запланированных уровней).

К концу расчётного периода из залежи будет отобрано 662,86 млрд м³ газа, что составит 85,25 % от начальных запасов газа, принятых для проектирования (в том числе по восточному куполу 472,65 млрд м³, что составляет 92,59 % от начальных запасов газа). Действующий фонд скважин сократится до 26 ед., пластовое давление в эксплуатационном поле снизится в среднем по куполам до 1,8 МПа, в целом по залежи – до 2,22 МПа. Среднее устьевое давление по эксплуатационным скважинам составит 1,2 МПа, средний дебит по скважинам будет равен 187 тыс. м³/сут., депрессия на пласт составит в среднем 0,19 МПа. Внедрение пластовой воды на 01.01.2030 г. в целом по залежи составит 4778 млн м³, в том числе 2039 млн м³ в эксплуатационной зоне.

Вариант 1. Согласно прогнозным технологическим показателям разработки к концу расчётного периода из залежи будет отобрано 666,50 млрд м³ газа, что составит 85,72 % от начальных запасов газа, принятых для проектирования (в том числе по восточному куполу 473,76 млрд м³, что составляет 92,8 % от начальных запасов газа). Действующий фонд скважин сократится до 19 ед., пластовое давление в эксплуатационном поле снизится в среднем по куполам до 1,76 МПа, в целом по залежи – до 1,97 МПа. Среднее устьевое давление по эксплуатационным скважинам составит 1,24 МПа, скважины будут работать со средним дебитом равным 193 тыс. м³/сут., депрессия на пласт составит в среднем 0,15 МПа. Внедрение пластовой воды на 01.01.2030 г. в целом по залежи составит 4875 млн м³, в том числе 2091 млн м³ в эксплуатационной зоне.

Вариант 2 предусматривает забуривание 15 боковых стволов в выбывающих из эксплуатационного фонда скважин, начиная с 2023 года, в том числе 5 ед. на восточном куполе (в скважинах №№ 1081, 1094, 1123, 1145 и 1074), 3 на западном куполе (в скважинах №№ 1371, 1381 и 1441) и 7 на северном куполе (в скважинах №№ 1201, 1211, 1231, 1261, 1282, 1321 и 1332). Накопленный отбор газа к концу расчётного периода составит 670,03 млрд м³ (86,18 % от начальных запасов), в том числе по восточному куполу – 473,68 млрд м³ (92,79 % от начальных запасов). Действующий фонд скважин на начало 2030 года снизится до 12 ед., скважины будут работать со средним дебитом 200 тыс. м³/сут. и депрессией на пласт 0,13 МПа. Пластовое давление в зоне размещения эксплуатационных скважин снизится в среднем до 1,3 МПа, устьевые давления будут равны в среднем 0,87 МПа. К концу рассматриваемого периода в залежь внедрится 4932 млн м³ пластовой воды.

В варианте 3 предусматривается бурение 19 боковых стволов в скважинах, выходящих из эксплуатационного фонда в период с 2023 по 2025 гг. Предлагается на восточном куполе забурить 8 боковых стволов (в скважинах №№ 1081, 1094, 1112, 1123, 1145, 1154, 1074 и 1163), на западном куполе 3 (в скважинах №№ 1371, № 1381, № 1441) и северном куполе – 8 (в скважинах №№ 1192, 1201, 1211, 1231, 1261, 1282, 1321 и 1332). Накопленная добыча газа на конец расчётного периода составит по восточному куполу 473,74 млрд м³ (92,8 % от начальных запасов газа), в целом по залежи – 670,08 млрд м³ (86,18 % от начальных запасов газа). Среднее пластовое давление в эксплуатационной зоне снизится до 1,3 МПа, устьевое давление – до 0,87 МПа. К концу расчётного периода в эксплуатационном фонде останется 11 ед. скважин, которые будут работать со средним дебитом 241 тыс. м³/сут. и депрессией на пласт 0,14 МПа. В целом по залежи внедрение пластовой воды составит 4938 млн м³.

Вариант 4 предусматривает дополнительное строительство 10 наклонно-направленных скважин (5 кустов по две скважине в кусте) в период с 2023 по 2025 гг., в т.ч. на восточном куполе 1 куст, западном – 3 куста, северном – 1 куст. К началу 2030 года накопленный отбор газа в целом по залежи составит 670,37 млрд м³ газа (86,22 % от начальных запасов газа, принятых для проектирования), в том числе по восточному куполу – 467,18 млрд м³ (91,51 % от начальных запасов газа по куполу). Пластовое давление в зоне размещения эксплуатационных скважин при разработке залежи по данному варианту снизится до 1,55 МПа, устьевое давление в среднем по скважинам упадёт до 1,03 МПа. В эксплуатации останется 13 ед. скважин, они будут работать со средним дебитом 327 тыс. м³/сут. и депрессией на пласт 0,19 МПа. Согласно выполненным расчётам к концу рассматриваемого периода в залежь внедрится 4881 млн м³ пластовой воды.

Сводные технологические показатели по вариантам разработки представлены в таблице 3.

Технологическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки

Эксплуатация сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения осложняется в настоящее время поступлением значительных объёмов пластовой воды в призабойные зоны скважин, что вызывает их обводнение и выбытие из действующего фонда. Данное обстоятельство не позволяет увеличивать отборы газа как в целом по залежи, так и по куполам месторождения. Наличие гидродинамической связи между куполами и разница в текущих пластовых давлениях, связанная с различными сроками ввода их в эксплуатацию, предопределяет наличие перетоков газа между куполами.

Система сбора газа на месторождении, предусматривающая бескомпрессорный транспорт газа с периферийных участков, не даёт возможности эффективно регулировать добычу газа отдельно по куполам, т.к. изменение режима работы одного участка влечёт за собой изменение работы всей залежи в целом.

По результатам сопоставления технологических расчётов (годовых отборов газа) по вариантам 0 и 1 можно сделать вывод, что разработка залежи по предыдущему проекту невозможна без корректировки уровней годовых отборов и реконструкции дожимного комплекса.

Анализ рассмотренных пяти вариантов разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения позволяет сделать следующие выводы:

- максимальную накопленную добычу газа имеют варианты 2, 3 и 4 (порядка 670 млрд м³), в которых предусмотрена резка боковых стволов и дополнительное бурение наклонно-направленных скважин;
- максимальный коэффициент газоотдачи (более 86 %) на конец рассматриваемого периода также имеют варианты 2, 3 и 4;
- минимальное пластовое давление после 2029 года остаётся при разработке залежи по вариантам 2 и 3, это показывает, что залежь лучше дренируется.

Также необходимо отметить, что уровни годовой добычи газа в вариантах 2 и 3 выше, чем в варианте 4, о чём свидетельствует прирост накопленной добычи газа за счёт забурки боковых стволов, который оценивается порядка 5,06–5,24 млрд м³.

Таблица 3 – Сводные технологические показатели по вариантам разработки

Параметры	Варианты разработки				
	0	1	2	3	4
<i>Накопленная добыча газа на конец расчетного периода, млрд.м³</i>					
в целом по залежи	662,86	666,50	670,03	670,08	670,37
Восточный купол	472,65	473,76	473,68	473,74	474,57
Западный купол	130,60	130,84	130,24	130,23	132,78
Северный купол	57,66	59,80	64,02	64,01	60,22
Центральный купол	1,95	2,10	2,10	2,10	2,08
<i>Коэффициент газоотдачи на конец расчетного периода, %</i>					
в целом по залежи	85,25	85,72	86,18	86,18	86,22
Восточный купол	92,59	92,80	92,79	92,80	92,96
Западный купол	100,69	100,88	100,42	100,41	102,37
Северный купол	59,50	61,71	66,07	66,06	62,15
Центральный купол	4,83	5,20	5,19	5,19	5,14
<i>Фонд скважин/ на конец расчетного периода, ед., в т.ч.</i>					
в целом по залежи	26	19	12	11	13
Восточный купол	7	5	5	3	4
Западный купол	12	11	3	3	4
Северный купол	7	3	1	1	5
Центральный купол	0	0	0	0	0
<i>Средний дебит скважины на конец расчетного периода, тыс.м³/сут.</i>					
в целом по залежи	187	193	220	241	327
Восточный купол	150	214	212	200	324
Западный купол	147	127	119	123	432
Северный купол	217	245	185	187	245
Центральный купол	151	98	137	137	137
<i>Пластовое давление на конец расчетного периода (экс), МПа</i>					
Восточный купол	0,68	1,05	1,04	0,98	0,76
Западный купол	1,40	1,38	1,20	1,20	1,13
Северный купол	3,32	2,85	1,79	1,79	2,76
Центральный купол	4,89	4,77	4,78	4,78	4,77
<i>Пластовое давление на конец расчетного периода (всега), МПа</i>					
в целом по залежи	2,22	1,97	1,77	1,78	1,98
Восточный купол	0,84	0,99	1,01	1,05	0,69
Западный купол	1,07	1,31	1,29	1,28	0,65
Северный купол	2,51	2,43	1,41	1,41	2,17
Центральный купол	4,64	4,73	4,73	4,73	4,61
<i>Устьевое давление на конец расчетного периода, МПа</i>					
Восточный купол	0,66	0,74	0,71	0,69	0,38
Западный купол	0,91	1,05	0,95	0,98	0,03
Северный купол	2,03	1,93	0,95	0,95	1,67
Центральный купол	3,98	4,30	4,13	4,13	4,01
<i>Депрессия на пласт на конец расчетного периода, МПа</i>					
в целом по залежи	0,19	0,15	0,13	0,14	0,19
Восточный купол	0,19	0,22	0,24	0,28	0,25
Западный купол	0,16	0,11	0,09	0,08	0,31
Северный купол	0,22	0,28	0,21	0,21	0,22
Центральный купол	0,27	0,11	0,11	0,11	0,22
<i>Внедрение воды в эксплуатационную зону к концу расчетного периода, млн.м³</i>					
Восточный купол	1542,09	1569,43	1573,79	1578,69	1571,20
Западный купол	257,20	268,44	272,95	272,93	259,57
Северный купол	194,07	206,54	230,54	230,64	208,12
Центральный купол	45,93	46,78	46,94	46,95	50,55
<i>Внедрение воды всега к концу расчетного периода, млн.м³</i>					
в целом по залежи	4777,66	4875,04	4931,58	4937,55	4880,61
Восточный купол	3524,01	3575,29	3579,31	3585,04	3582,75
Западный купол	601,99	622,54	629,89	629,88	611,67
Северный купол	510,55	534,98	580,34	580,57	539,30
Центральный купол	141,11	142,23	142,03	142,07	146,90

Изложенное выше позволяет рекомендовать для дальнейшей разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения варианты 2 или 3. С технико-

экономической точки зрения целесообразней разрабатывать месторождение по второму варианту, так как затраты на бурение боковых стволов по рекомендуемому варианту будут значительно меньше.

Таким образом, к практической реализации и с позиций технологии добычи газа рекомендуется вариант 2, предусматривающий зарезку 15 боковых стволов.

Основные положения по реализации рекомендуемого варианта разработки

Расчёты показателей разработки проводились на адаптированной геолого-технической модели сеноманской газовой залежи по состоянию на 01.07.2018 г. для 5 вариантов. Принятые для проектирования начальные геологические запасы газа составили в целом по залежи в объёме 777,5 млрд м³. Расчёт для всех вариантов разработки выполнен до 2029 года.

На основе анализа технологических и технико-экономических расчётов и предложенных принципиальных технических решений к практической реализации рекомендуется вариант 2.

Для разработки месторождения по варианту 2 необходимо предусмотреть бурение 15 боковых стволов: на восточном куполе 5 ед., на западном куполе 3 ед. и на северном куполе 7 ед. Ввод их в эксплуатацию предусмотрен в период с 2023 по 2025 гг. Согласно прогнозным расчётам в 2019 году в целом по залежи годовой отбор газа составит 21,98 млрд м³ и снизится к 2030 году до 0,94 млрд м³. Накопленный отбора газа к концу расчётного периода составит 670,03 млрд м³ (86,18 %). Действующий фонд скважин на конец 2029 года по всей залежи снизится до 12 ед., скважины будут работать с дебитом 189 тыс. м³/сут. и средней депрессией на пласт 0,21 МПа. Пластовое давление в целом по залежи снизится до 1,77 МПа, в зоне размещения скважин составит 1,29 МПа. Средние устьевые давления по всем скважинам 0,92 МПа, в залежь внедриться пластовой воды 4931 млн м³.

На *восточном куполе* к концу расчётного периода накопленный отбор газа составит 470,8 млрд м³, годовой отбор газа снизится до 0,38 млн м³. Фонд скважин составит 7 единиц, работать они будут со средним дебитом 190 тыс. м³/сут. с депрессией на пласт 0,24 МПа. Среднее пластовое давление в зоне размещения скважин по восточному куполу составит 1,04 МПа, в периферийной зоне снизится до 1,85 МПа.

Западный купол. К 2029 году из купола будет отобрано 124,73 млрд м³ газа. Годовой отбор снизится до 0,13 млрд м³. В эксплуатации останется 3 скважины, работать они будут с дебитом 122 тыс. м³/сут. при депрессии на пласт 0,09 МПа. Пластовое давление в зоне размещения скважин снизится до 1,20 МПа, а на периферии – до 2,28 МПа.

Накопленный отбор газа по *северному куполу* на конец расчётного периода составит 54,09 млрд м³. Годовой отбор в 2029 году составит 0,07 млрд м³ при эксплуатационном фонде скважин 1 ед. Скважина будет работать с дебитом 155 тыс. м³/сут. при депрессии на пласт 0,21 МПа. Пластовое давление в эксплуатационной зоне снизится до 1,79 МПа, а на периферии – до 2,73 МПа.

По *центральному куполу* накопленная добыча газа составит 2,1 млрд м³. Годовая добыча на последний год эксплуатации (2023 год) составит 0,02 млрд м³. Дебит скважины в 2023 году составит 137 тыс. м³/сут., депрессия на пласт 0,11 МПа. Пластовое давление в эксплуатационной зоне снизится до 4,73 МПа, а по периферии составит 4,62 МПа. Основной причиной выбытия скважин из эксплуатации является их обводнение пластовой водой.

Проведённый анализ работы дожимного комплекса при разработке залежи по рекомендуемому варианту показал, что дальнейшая эксплуатация Комсомольского газового промысла возможна по варианту, предусматривающему штатный режим работы ДКС на серийно выпускаемых СПЧ со степенью сжатия $\varepsilon = 2,2$ во втором цехе до конца 2023 года.

Для реализации намеченных мероприятий необходимо:

- расширение первой ступени сжатия в 2019 году на 3 полнокомплектных ГПА;
- замена запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) и переизоляция трубопроводов обвязки ГПА в первом цехе с переводом их в надземное положение во II квартале 2023 года.

Также необходимо отметить, что в период с 2024 до 2028 гг. штатный режим эксплуатации ДКС в 3 степени сжатия возможен после замены СПЧ на первой и второй ступенях сжатия на перспективные СПЧ 21-3,0 и СПЧ 41-3,0, а также на СПЧ 76-2,2 на третьей ступени сжатия газа.

На Комсомольском месторождении эксплуатируются скважины, имеющие разную конструкцию, с различными диаметрами обсадных колонн и НКТ (на восточном куполе преимущественно работают скважины с диаметром 168 мм, на западном и северном – с диаметром 114 мм). Необходимо отметить то обстоятельство, что текущие пластовые давления по куполам имеют различные значения. Для зарезки боковых стволов разработаны 3 типа компоновок скважин:

- вариант 1 – частично цементируемый хвостовик-фильтр диаметром 114 мм в эксплуатационной колонне 168 мм (с учётом пластовых давлений от 4 до 5 МПа на северном куполе);
- вариант 2 – цементируемый хвостовик диаметром 146 мм в эксплуатационной колонне 219 мм и фильтр в составе НКТ диаметром 102 мм (с учётом падающих пластовых давлений к 2022 году до 2-3 МПа на восточном куполе);
- вариант 3 – цементируемый хвостовик диаметром 114 мм в эксплуатационной колонне 168 мм и фильтр в составе НКТ диаметром 73 мм (с учётом пластовых давлений от 2 до 3 МПа на западном куполе).

Технологии бурения и крепления для всех вариантов идентичны друг другу.

Выбор и расположение скважин для бурения боковых стволов

Критерии выбора скважин для бурения боковых стволов:

- рассматривались скважины, выбывающие из эксплуатационного фонда в период с 2023 по 2025 гг.;
- наличие наибольших эффективных мощностей в зоне размещения эксплуатационной скважины;
- минимальный подъём ГВК;
- наличие наибольших остаточных запасов газа;
- оценивались продуктивные характеристики забойных зон скважин-кандидатов.

В результате проведённого анализа по данным критериям, было принято решение, что для бурения боковых стволов пригодны скважины:

- на восточном куполе – №№ 1081, 1094, 1123, 1145 и 1074;
- на западном куполе – №№ 1371, 1381 и 1441;
- на северном куполе – №№ 1201, 1211, 1231, 1261, 1282, 1321 и 1332.

Порядок ввода скважин с боковыми стволами приведён в таблице 4.

Таблица 4 – Порядок ввода скважин с боковыми стволами по годам

	2023 год	2024 год	2025 год
Восточный купол	1081, 1094	1123, 1145	1074
Западный купол	1371, 1381, 1441	–	–
Северный купол	–	1201, 1211, 1231	1261, 1282, 1321, 1332

Литература:

1. Дополнение к «Проекту разработки сеноманской залежи Комсомольского месторождения (западный и северный куполы)»: отчёт о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель А.Н. Лапердин. – Тюмень, 1995. – 110 с.
2. Комплексный проект разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского месторождения: отчёт о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель А.Н. Лапердин. – Тюмень, 1996. – 295 с.
3. Дещеня Н.П. Оценка изменения подсчётных параметров подсчёта запасов газа сеноманской залежи 1987 года Комсомольского месторождения по новым данным эксплуатационного бурения и обобщения геолого-геофизического материала. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 1999.

4. Дещеня Н.П. Дополнение к пересчёту запасов 1999 года по Комсомольскому месторождению сеноманской залежи газа пласта ПК₁. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2000.
5. Коррективы технологических показателей разработки сеноманской газовой залежи Комсомольского нефтегазоконденсатного месторождения : отчёт о НИР / ООО «ТюменьНИИГипрогаз»; руководитель А.Н. Лапердин. – Тюмень, 2003. – 100 с.
6. Корректировка основных проектных решений по разработке центрального купола Комсомольского месторождения : отчёт о НИР / ООО «ТюменьНИИГипрогаз»; Руководитель А.С. Гацзолаев. – Тюмень, 2007. – 123 с.
7. Дообустройство Комсомольского газового месторождения : отчёт об инженерно-экологических изысканиях. – Тюмень : ООО «ТюменьНИИГипрогаз», 2005.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
10. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1-4.
13. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
14. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
15. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
16. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
17. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
18. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
19. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
20. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
21. Березовский Д.А., Савенок О.В. Расчёт предельного безводного дебита скважины на примере Комсомольского газового месторождения // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 176–179.
22. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ технологического режима эксплуатации скважин на примере Комсомольского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXXI Международной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (17 января 2018 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2018. – Ч. 1. – С. 5–13.
23. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождений за счёт применения инноваций // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 55–63.
24. Егорова Ю.Л. Применение индикаторных методов для изучения фильтрационных свойств коллекторов и уточнения геологического строения пластов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 76–78.
25. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 109–113.

References:

1. Addendum to the Development Project for the Cenomanian Deposit of the Komsomolskoye Field (Western and Northern Domes) Research report / TyumenNIIgiprogaz; Head A.N. Laperdin. – Tyumen, 1995. – 110 p.
2. Complex project for the development of the Cenomanian gas deposit at the Komsomolskoye field : research report / TyumenNIIgiprogaz; Head A.N. Laperdin. – Tyumen, 1996. – 295 p.
3. Deschenya N.P. Estimation of changes in estimated parameters of gas reserves calculation for the Senomanskaya deposit of 1987 at the Komsomolskoye field based on new data of production drilling and generalization of geological and geophysical material. – Tyumen : OAO SibNATs, 1999.
4. Deschenya N.P. Addendum to the recalculation of 1999 reserves for the Komsomolskoye deposit-birth of the Cenomanian gas reservoir PK₁. – Tyumen : OAO SibNATs, 2000.
5. Adjustments to the technological indicators of the Cenomanian gas deposit development at the Komsomolskoye oil and gas condensate field : research report / TyumenNIIgi-progaz LLC; supervisor A.N. Laperdin. – Tyumen, 2003. – 100 p.
6. Adjustment of the main design solutions for the development of the central dome of the Komsomolskoye field : research report / TyumenNIIgiprogaz; Head A.S. Gatsolaev. – Tyumen, 2007. – 123 p.
7. Upgrade of the Komsomolskoye gas field : engineering and environmental survey report. – Tyumen : TyumenNIIgiprogaz, 2005.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of the oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 539 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at the construction of the oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 522 p.
10. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – T. 1–4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – T. 1–4.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
14. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
15. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
16. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and well work : educational event. – Novochechensk : Lik, 2017. – 326 p.
17. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.
18. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic researches : textbook. – Krasnodar : Published by FSBEI «KubGTU», 2017. – 203 p.
19. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
20. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
21. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Calculation of the maximum waterless well flow rate on the example of the Komsomolskoye gas field // Proceedings of the X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore deposits» (24–26 October 2017, Perm). Section 3: Oil and Gas Field Development. – Perm : Publishing house of the Perm National Research Polytechnic University, 2017. – P. 176–179.
22. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of the technological mode of well operation on the example of the Komsomolskoye field // Collection of articles of the scientific information center «Knowledge» based on the materials of the XXXI International scientific-practical conference «Science development in the XXI century». (17 January 2018, Kharkiv). – Kharkiv : Knowledge Research and Information Centre, 2018. – Part 1. – P. 5–13.
23. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Increasing the efficiency of gas condensate field development through the use of innovations // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific-Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 55–63.

24. Egorova Yu.L. Application of indicator methods for the study of filtration properties of reservoirs and refinement of the geological structure of reservoirs // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 76–78.

25. Kokarev M.O., Mirskiy A.V. Development of technology for enhanced oil recovery at the late stage of field development // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 109–113.