

УДК 622.276

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ГРАНИЧНОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF THE CURRENT STATUS AND DEVELOPMENT PROSPECTS OF THE GRANICHNOYE GAS-CONDENSATE FIELD

Залоев Павел Денисович

студент-магистрант направления
подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
Jiuxo407@gmail.com

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель
кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. В статье проведён анализ текущего состояния разработки нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия Граничного газоконденсатного месторождения и даны предложения по усовершенствованию текущего варианта разработки с целью интенсификации добычи углеводородов при положительном экономическом эффекте. В данной работе детально рассмотрены вопросы геолого-геофизической характеристики месторождения, состояние разработки месторождения, методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов, а также экономическая эффективность.

Ключевые слова: характеристика текущего состояния разработки месторождения; проектирование разработки месторождения; обоснование выделения эксплуатационных объектов; обоснование вариантов разработки; преимущества модульных компрессорных станций; технологические показатели предложенного варианта разработки; экономический анализ предложенного варианта разработки.

Zaloyev Pavel Denisovich

Masters' student department
code 21.04.01 «Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
Jiuxo407@gmail.com

Leshkovich Nadezhda Mikhailovna

Senior lecturer of oil
and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Annotation. The article analyzes the current state of development of Lower Cretaceous sediments of the Yuzhno-Krylovskoye uplift of the Granichnoye gas-condensate field and offers suggestions for improving the current development option with the aim of intensifying hydrocarbon production with a positive economic effect. In this paper, the issues of the geological and geophysical characteristics of the field, the state of the field development, methods for improving the extraction and intensification of hydrocarbon production, as well as economic efficiency are considered in detail.

Keywords: description of the current state of the field development; field development design; justification for the allocation of operational facilities; justification of development options; advantages of modular compressor stations; technological indicators of the proposed development options; economic analysis of the proposed development options.

Общие сведения о месторождении

Граничное газоконденсатное месторождение расположено в Ленинградском районе Краснодарского края, в 120 км севернее г. Краснодара. Ближайшие населённые пункты – станицы Павловская, Каневская, Крыловская, Новоплатнировская и ряд хуторов.

К северо-востоку от месторождения находится Крыловское газоконденсатное месторождение и к юго-западу – Челбасское, к юго-востоку – Сердюковское.

Скважины Граничного месторождения работают неравномерно. В холодные месяцы скважины работают на потребителя (станция Новоплатнировская), в тёплое время через газопровод-отвод Крыловского ПЗРГ поступает в газопровод Привольная – Ленинградская.

Обзорная карта района месторождения представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Обзорная схема района Граничного газоконденсатного месторождения

Граничное месторождение установлено поисково-разведочным бурением в 1981 году. В декабре 1983 года месторождение введено в разработку.

На Граничном месторождении выявлено три обособленных газоконденсатных залежи: залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия, залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия, залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия.

Сроки ввода и вывода объектов из эксплуатации:

- залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия эксплуатируется с 1987 года, разрабатывается по настоящее время;
- залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия эксплуатировалась в период 1987–2002 гг.;
- залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия эксплуатировалась в период 1983–1992 гг.

Запасы углеводородов

На 01.01.2017 г. на балансе ООО «Газпром добыча Краснодар» по Граничному газоконденсатному месторождению в целом числятся запасы газа категории С₁ в количестве 2699 млн м³, конденсата категории С₁ – 96/85 (геологические / извлекаемые) тыс. тонн.

По залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия на 01.01.2017 г. на балансе ООО «Газпром добыча Краснодар» числятся запасы газа в количестве 2179 млн м³, конденсата – 81/70 (геологические / извлекаемые) тыс. тонн.

Залежь триасовых отложений Южно-Крыловского поднятия завершена разработкой в 2002 году. Отбор газа составил 276 млн м³, газоотдача составила 100 %. Отбор конденсата составил 10 тыс. тонн, конденсатоотдача составила 100 %.

Залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия закончена разработкой в 1992 году. Отбор газа составил 244 млн м³, газоотдача составила 100 %. Отбор конденсата составил 5 тыс. тонн, конденсатоотдача составила 100 %.

Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов по залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия Граничного газоконденсатного месторождения приведены в таблице 1. Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов по Граничному месторождению в целом приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия

Наименование	Величина
Начальные запасы газа, млн м ³	2179
Накопленная добыча газа, млн м ³	1973
Остаточные запасы газа, млн м ³	206
Начальные запасы конденсата, тыс. тонн	81
Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн	70
Накопленное извлечение конденсата, тыс. тонн	50
Остаточные запасы конденсата, тыс. тонн	20
Начальные запасы:	
– метана, тыс. тонн	1288,4
– этана, тыс. тонн	151,6
– пропана, тыс. тонн	53,8
– бутана, тыс. тонн	26,7
– пентана + высшие, тыс. тонн	67,7
– двуокиси углерода, тыс. тонн	79,5
– азота, тыс. тонн	34,8

Таблица 2 – Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов по месторождению в целом

Наименование	Величина
1	2
Начальные запасы газа, млн м ³	2699
Накопленная добыча газа, млн м ³	2493
Остаточные запасы газа, млн м ³	206
Начальные запасы конденсата, тыс. тонн	96
Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн	85
Накопленное извлечение конденсата, тыс. тонн	65
Остаточные извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн	20
Начальные запасы:	
– метана, тыс. тонн	1595,9

Продолжение таблицы 2

1	2
– этана, тыс. тонн	187,83
– пропана, тыс. тонн	66,69
– бутана, тыс. тонн	33,1
– пентана + высшие, тыс. тонн	77,07
– двуокиси углерода, тыс. тонн	98,44
– азота, тыс. тонн	43,08

Подсчётные параметры запасов газа и конденсата по залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Подсчётные параметры, запасы газа и конденсата по залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия

Подсчётный параметр	Утверждённые ЦКЗ Роснедр, а также принятые для проектирования
Площадь газоносности, 106 м ²	7,9
Газонасыщенная толщина, м	8,2
Объём газонасыщенных пластов, м ³	65
Коэффициент открытой пористости	0,2
Коэффициент газонасыщенности	0,85
Пластовое давление, МПа	24,41
Пластовая температура, °С	106
Коэффициент сверхсжимаемости	0,940
Начальные запасы газа, млн м ³	2179
Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	35,6
Геологические/извлекаемые запасы конденсата, тыс. тонн	81/70

Объём и качество исходной информации являются достаточными для проектирования дальнейшей разработки Граничного месторождения.

Основные этапы проектирования разработки Южно-Крыловского поднятия Граничного месторождения

1986 – Проект ОПЭ Южно-Крыловского купола Граничного газоконденсатного месторождения с максимальным годовым отбором газа 112 млн м³ газа и эксплуатационным фондом в 3 скважины на оперативно оценённые запасы по категории С₁ 1275 млн м³ газа.

1987 – Коррективы к проекту ОПЭ с максимальным годовым отбором по залежи нижнего мела – 84,6 млн м³ и эксплуатационным фондом в 5 скважин; по залежи триаса – 34,1 млн м³ и эксплуатационным фондом в 2 скважины на оперативно оценённые запасы газа по залежи нижнего мела – 1444 млн м³, по залежи триаса – 357 млн м³.

1991 – Коррективы по отборам газа на запасы газа по залежи нижнего мела – 2170 млн м³, по залежи триаса – 348 млн м³. Максимальный годовой отбор газа по нижнемеловой залежи – 162,3 млн м³ при эксплуатационном фонде 7 скважин, по залежи отложений триаса – 15,8 млн м³ при фонде 2 скважины.

1993 – Коррективы к проекту ОПЭ по нижнемеловой залежи на запасы газа 1800 и 2170 млн м³ и по залежи триаса на запасы 380 и 348 млн м³. Максимальный годовой отбор газа по залежи нижнего мела – 149,7 млн м³ при эксплуатационном фонде 8 скважин, по залежи триаса – 13,8 млн м³ при фонде 1 скважина.

1995 – Проект разработки Граничного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) на запасы газа, подсчитанные по МППД и утверждённые ЦКЗ по залежи нижне-

го мела – 1890 млн м³, по залежи триаса – 380 млн м³. При эксплуатационном фонде 8 скважин максимальный годовой отбор по залежи нижнего мела составил 134,1 млн м³ газа. При фонде 1 скважина по залежи триаса максимальный годовой отбор составил 17,4 млн м³ газа.

2001 – Коррективы к проекту разработки Граничного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) на начальные балансовые запасы газа по залежи нижнемеловых отложений – 1890 млн м³ и залежи отложений триаса – 380 млн м³. Максимальный годовой отбор газа по залежи нижнего мела составил 47 млн м³ при эксплуатационном фонде 8 скважин, по залежи триаса – 4 млн м³ при фонде 1 скважина.

2005 – Коррективы к проекту разработки Граничного газоконденсатного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) на начальные балансовые запасы газа по залежи нижнемеловых отложений – 2179 млн м³ и 81/70 тыс. тонн конденсата. С максимальным годовым отбором газа – 27,6 млн м³ при эксплуатационном фонде 7 скважин.

Общая характеристика текущего состояния разработки месторождения

Граничное месторождение введено в разработку в 1983 году.

На месторождении было выявлено три обособленных газоконденсатных залежи: залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия, залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия, залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия.

В настоящее время в эксплуатации находится только залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия Граничного газоконденсатного месторождения.

По состоянию на 01.01.2017 г. из Граничного месторождения в целом отобрано 2503 млн м³ газа или 92,76 % от начальных запасов и 63,8 тыс. тонн конденсата или 67,9 % от начальных балансовых и 76,9 % от извлекаемых запасов.

Характеристика текущего состояния разработки залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия Граничного месторождения

На Южно-Крыловском поднятии Граничного месторождения пробурено 14 скважин, в том числе 8 поисково-разведочных (№№ 2, 3, 4, 6, 12, 14, 16 и 17) и 6 эксплуатационных (№№ 22, 23, 24, 25, 26 и 27). 5 скважин (№№ 2, 3, 6, 16 и 17) ликвидированы после бурения по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны. Скважины №№ 2, 6 и 17 вскрыли пласт в условиях водонасыщения, в скважинах №№ 3 и 16 отсутствует продуктивный пласт. 3 скважины (№№ 4, 12 и 14) переведены в эксплуатацию.

Скважины №№ 22 и 23, пробуренные на отложения триаса, переведены на нижнемеловой горизонт в 2002 и 1994 годах соответственно.

Таким образом, эксплуатация нижнемеловой залежи Южно-Крыловского поднятия осуществлялась 9 скважинами. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика фонда скважин залежи нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин	Номер скважины
1	2	3	4
Общий фонд скважин	Пробурено	14	2, 3, 4, 6, 12, 14, 16, 17, 22, 23, 24, 25, 26, 27
	В том числе:		
	– поисково-разведочных	8	2, 3, 4, 6, 12, 14, 16, 17
	– эксплуатационных	6	
	в том числе: нижний мел	4	24, 25, 26, 27
	триас	2	22, 23
	Ликвидировано после бурения	5	2, 3, 6, 16, 17

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Фонд добывающих скважин	Переведены из разведочных	3	4, 12, 14
	Возвращены с других горизонтов	2	22, 23
	Всего	9	4, 12, 14, 22, 23, 24, 25, 26, 27
	В том числе:		
	– действующие	6	14, 22, 24, 25, 26, 27
	– бездействующие	3	4, 12, 23
	– в консервации	–	–

Скважины №№ 12 и 23 с 2010 года находятся в консервации с последующей ликвидацией. Скважина № 4 бездействует с 2008 года.

По состоянию на 01.01.2017 г. в эксплуатации находится 6 скважин (№№ 14, 22, 24, 25, 26 и 27), эксплуатирующие залежь нижнемеловых отложений.

Залежь введена в разработку в 1987 году.

Начальные дебиты скважин по нижнемеловой залежи составляли порядка 100-105 тыс. м³/сут.

На рисунке 2 приведена динамика изменения фонда скважин и их дебитов нижнемеловой залежи Южно-Крыловского поднятия.

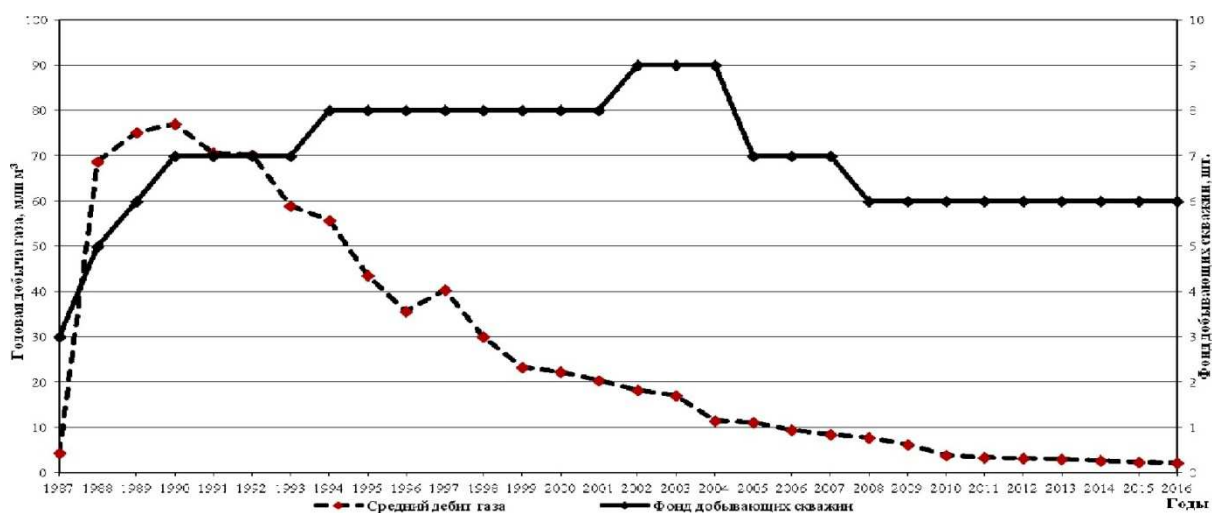


Рисунок 2 – Динамика изменения фонда скважин и их дебитов нижнемеловой залежи Южно-Крыловского поднятия

С 1987 по 1990 годы происходит увеличение годовых отборов газа (период нарастающей добычи). Максимальный отбор отмечен в 1990 году – 187 млн м³ газа или 8,6 % от начальных запасов. Резкое возрастание отборов газа связано с достаточно быстрым вводом скважин в эксплуатацию и их высокой производительностью.

Снижение отборов газа происходит с 1991 года. Это обусловлено завершением разбуривания месторождения. Период с 1991 по 2011 гг. характеризуется снижением всех технологических показателей разработки: пластового давления, среднего дебита одной скважины, годовой добычи газа и конденсата. Темп отбора газа снизился с 8,6 до 0,3 % от начальных запасов.

Некоторое увеличение годовой добычи газа в 1994 году обусловлено увеличением действующего фонда скважин за счёт перевода одной единицы с нижележащего горизонта.

Разработка месторождения на текущий момент находится на заключительной стадии.

Режим эксплуатации – газовый, что подтверждается графиком зависимости приведённого давления от суммарного отбора газа, представленным на рисунке 3. Пластовое давление снизилось на 22,19 МПа или на 90,9 % от начального (24,4 МПа) и составляет 2,22 МПа.

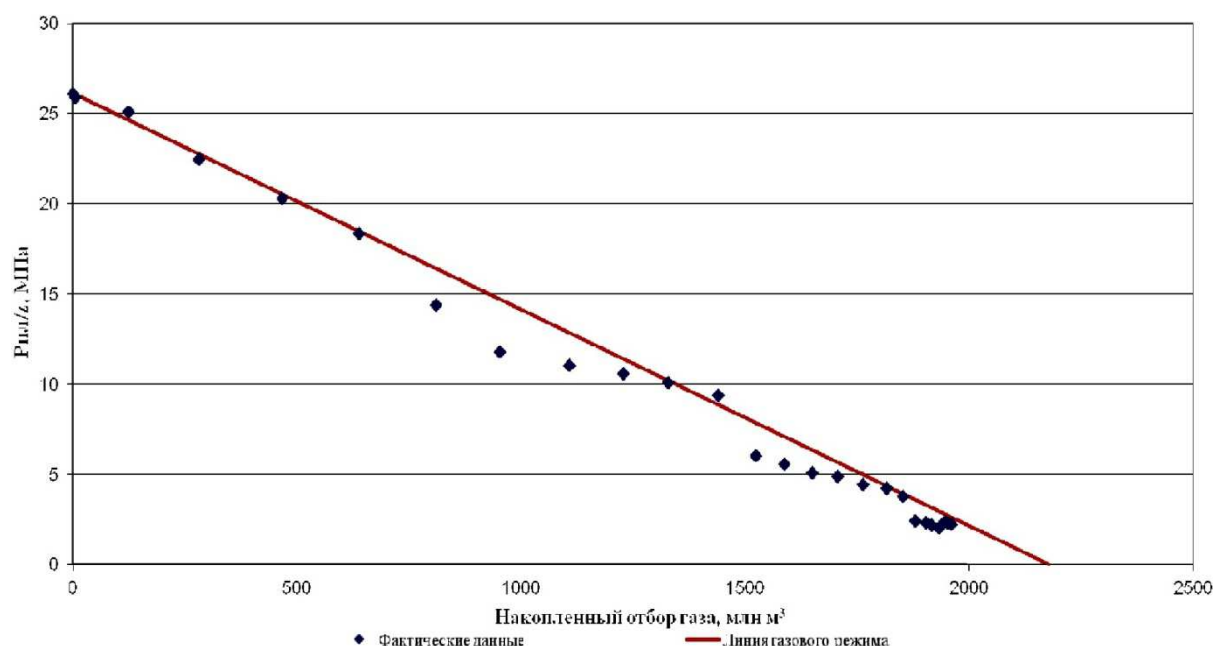


Рисунок 3 – Зависимость приведённого давления от суммарного отбора газа

На протяжении всего срока разработки темп отбора газа практически соответствовал темпу падения пластового давления. Некоторые отклонения величин приведенного пластового давления в ту или иную сторону, вероятнее всего, объясняются неточностью определения пластового давления.

Анализ результатов эксплуатации скважин подтверждает факт резкого снижения добычи углеводородов и выбытия скважин по причине истощения продуктивного горизонта.

Скважины Граничного месторождения работают неравномерно. Зимой скважины работают на потребителя (станция Новоплатнировская), летом в магистральный газопровод (Привольная – Ленинградская), что обуславливает сезонную неравномерность работы скважин (уменьшение добычных возможностей в теплые месяцы года).

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи нижнего мела Южно-Крыловского поднятия отобрано 1983 млн м³ газа или 91 % от начальных запасов и 50 тыс. тонн конденсата или 62,7 % от начальных геологических и 72,6 % от начальных извлекаемых запасов.

Анализируя распределение суммарных отборов газа по площади, можно заметить, что практически по всем скважинам наблюдаются близкие значения накопленных отборов, за исключением скважин №№ 22 и 23, вступивших в разработку нижнемеловой залежи позже остальных. Кроме того, скважина № 23 расположена в зоне ухудшения коллекторских свойств.

Характеристика текущего состояния разработки залежи отложений триаса Южно-Крыловского поднятия Граничного месторождения

Залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия Граничного месторождения эксплуатировалась с 1987 по 2002 год. В разработке принимали участие две скважины №№ 22 и 23.

После обводнения скважины №№ 22 и 23 были переведены на вышележащий горизонт нижнего мела.

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи отобрано 276 млн м³ газа, что составило 100 % от начальных геологических запасов и 8 тыс. тонн конденсата, что составило 100 % от начальных геологических запасов.

Залежь закончена разработкой.

***Характеристика текущего состояния разработки залежи
нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия
Граничного месторождения***

Залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия Граничного месторождения эксплуатировалась с 1983 по 1992 гг.

В разработке принимало участие три скважины.

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи отобрано 244 млн м³ газа, что составило 100 % от начальных геологических запасов и 5 тыс. тонн конденсата, что составило 100 % от начальных геологических запасов.

Залежь закончена разработкой.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов

На Граничном месторождении выявлено три обособленных газоконденсатных залежи: залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия, залежь отложений триаса Южно-Крыловского поднятия, залежь нижнемеловых отложений Тельмановского поднятия.

По состоянию на 01.01.2017 г. в разработке находится только один эксплуатационный объект – газоконденсатная залежь нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия.

Обоснование вариантов разработки

Имеющийся вариант технологического проекта разработки ООО «Газпром добыча Краснодар» предполагает разработку месторождения действующим фондом скважин, без производства дополнительных работ до их полной остановки.

Проанализировав уже имеющийся вариант технологического проекта разработки ООО «Газпром добыча Краснодар» по Граничному газоконденсатному месторождению, предлагается усовершенствовать его путём применения модульной компрессорной станции типа 302ГП-3,5/4-14 с целью уменьшения давления в промышленном коллекторе с 1,2 МПа до 0,4 МПа и соответственно, увеличения депрессии и дебита скважин, а также ликвидации уменьшения добываемых возможностей в тёплые месяцы года.

По предложенному варианту окончание разработки предусмотрено в 2029 году. Накопленный отбор газа составит 2089,42 млн м³, следовательно, дополнительная добыча – 83,55 млн м³. Отбор конденсата возрастёт до 54,32 тыс. тонн. Конечная газоотдача повысится до 95,89 %. Депрессия увеличится на 0,72 МПа. Годовые отборы газа возрастут в 3 раза. Ввод МКС запланирован на 2019 год. Технологические показатели разработки нижнемеловых отложений Южно-Крыловского поднятия по предложенному варианту разработки представлены в таблице 5.

Газодинамические расчёты проводились по методике средних параметров. В каждый момент времени дебит газа определялся энергетически возможный и допустимый с точки зрения недопущения разрушения призабойной зоны пласта.

Все расчёты проводились исходя из фактических параметров их эксплуатации.

Методика расчёта основывалась на совместном решении уравнения материального баланса для газовой залежи и уравнений, описывающих движение газа от пласта до сборного пункта, при этом учитывается сумма всех сопротивлений движению газа: фильтрационного в пласте и гидравлических в стволах скважин, шлейфах и коллекторе.

Модульная компрессорная станция типа 302ГП-3,5/4-14 (рис. 4) укомплектована двумя дожимными компрессорами с угловым расположением цилиндров, односкоростным электродвигателем, системой автоматического пожаротушения, программой для удалённого контроля и управления МКС и представлена в виде 40-футового морского контейнера.

Предлагаемая МКС поставляется в полной заводской комплектности. Для установки станции специальных фундаментов не требуется, достаточно установить контейнер на ровную твёрдую поверхность. Работа станции полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Высокий уровень систем автоматики и пожарной безопасности позволяет полностью автоматизировать рабочий процесс МКС, что позволяет значительно снизить риски, вызванные «человеческим фактором».

Таблица 5 – Технологические показатели разработки при использовании МКС

Годы	Кольцо скважин	Годовой отбор газа, млн м3	Накопленная добыча газа, млн м3	Средний дебит газа, тыс.м3/сут.	Газоотдача, %	Ресурсы стабильного конденсата, тыс. тонн		Средний дебит конденсата, тонн/сут.	Конденсато-отдача от начальных запасов, %	Конденсато-отдача от извлекаемых запасов, %	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Устьеое давление, МПа	Мероприятия
						годовые	с начала разработки							
2012	6	6,93	1965,93	3,19	90,22	0,22	50,22	0,10	62,0	71,7	2,15	1,65	1,23	
2013	6	6,69	1972,62	3,08	90,53	0,21	50,43	0,10	62,3	72,0	2,09	1,59	1,18	
2014	6	5,91	1978,53	2,73	90,80	0,19	50,62	0,09	62,5	72,3	2,03	1,58	1,18	
2015	6	5,20	1983,73	2,40	91,04	0,17	50,79	0,08	62,7	72,6	1,98	1,57	1,18	
2016	6	4,62	1988,34	2,13	91,25	0,15	50,93	0,07	62,9	72,8	1,93	1,57	1,18	
2017	6	15,90	2004,24	7,33	91,98	0,51	51,45	0,24	63,5	73,5	1,77	0,69	0,35	строительство МКС
2018	6	13,45	2017,69	6,20	92,60	0,44	51,89	0,20	64,1	74,1	1,64	0,64	0,35	
2019	6	11,48	2029,17	5,29	93,12	0,38	52,26	0,17	64,5	74,7	1,52	0,61	0,35	
2020	6	9,95	2039,12	4,58	93,58	0,33	52,59	0,15	64,9	75,1	1,43	0,57	0,35	
2021	6	8,62	2047,74	3,97	93,98	0,29	52,88	0,13	65,3	75,5	1,34	0,55	0,35	
2022	6	7,57	2055,31	3,49	94,32	0,26	53,14	0,12	65,6	75,9	1,26	0,53	0,35	
2023	6	6,69	2062,00	3,08	94,63	0,23	53,37	0,11	65,9	76,2	1,20	0,51	0,34	
2024	6	5,90	2067,90	2,72	94,90	0,20	53,57	0,09	66,1	76,5	1,14	0,50	0,35	
2025	6	5,26	2073,17	2,43	95,14	0,18	53,75	0,08	66,4	76,8	1,08	0,49	0,35	
2026	6	4,71	2077,88	2,17	95,36	0,16	53,92	0,08	66,6	77,0	1,04	0,49	0,35	
2027	6	4,24	2082,12	1,95	95,55	0,15	54,06	0,07	66,7	77,2	0,99	0,48	0,35	
2028	6	3,82	2085,94	1,76	95,73	0,13	54,20	0,06	66,9	77,4	0,96	0,48	0,35	
2029	6	3,48	2089,42	1,60	95,89	0,12	54,32	0,06	67,1	77,6	0,92	0,47	0,34	Ликвидация шести скважин



Рисунок 4 – Общий вид модульной компрессорной станции

Преимущества модульных компрессорных станций:

- экономия затрат при строительстве станции – станции поставляются в полной готовности к пуску, при этом не требуется строительство специального фундамента, достаточно установить контейнер на ровной поверхности;
- полная заводская готовность – станции поставляются с полной трубопроводной обвязкой всего оборудования, включая запорную арматуру и предохранительные клапаны. Все станции оборудованы системами отопления, вентиляции, освещения, регенерации тепла, а также средствами пожарной безопасности;
- удобство транспортировки – благодаря монтажу оборудования в стандартных железнодорожных контейнерах возможна транспортировка станций любым видом транспорта;
- простота и удобство технического обслуживания – для удобства обслуживания компрессоров в станциях предусмотрены технологические ворота, а также дополнительные люки и двери.

Система автоматики МКС обеспечивает:

- возможность подключения и управления с дистанционного пульта управления;
- плавное регулирование производительности в автоматическом режиме по давлению нагнетания в зависимости от потребности газа с последующим отключением компрессоров при прекращении потребления и автоматическом включении при возобновлении потребления;
- защиту компрессорной станции от аварийных режимов;
- визуальный контроль основных параметров;
- пуск и остановка компрессорной станции в ручном и автоматическом режимах;
- автоматическое и ручное управление насосами охлаждающей жидкости и масла;
- автоматический контроль и управление подогревом и вентиляцией станции;
- автоматическую и ручную продувку и разгрузку компрессоров;
- контроль пожарной безопасности станции;
- контроль защиты электродвигателей компрессоров и насосов.

Экономический анализ предложенного варианта разработки

Расчёт технико-экономических показателей разработки Граничного месторождения выполнен в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффек-

тивности инвестиционных проектов» и «Методикой оценки экономической эффективности инвестиционных проектов по форме капитальных вложений».

Расчёт основан на том, что основные фонды рассматриваются как собственность ПАО «Газпром». Все стоимостные показатели приняты в расчёт в текущих ценах.

Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

Исходные данные для технико-экономических расчётов приняты по фактически достигнутым показателям Граничного месторождения филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» – Каневское ГПУ за 2016 год.

Остаточная стоимость основных фондов по состоянию на 01.01.2017 г. составляет 4,41 млн рублей без НДС.

Предложенный вариант предполагает использование модульной компрессорной станции с вводом в эксплуатацию в 2019 году. Сумма дополнительных капитальных вложений принята по состоянию на 06 апреля 2018 года по данным интернет-предложения фирмы ООО «ККЗ» и составляет 30,00 млн рублей без НДС (35,40 млн рублей с НДС).

При определении выручки от реализации приняты цены на газ в соответствии с письмом Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ПАО «Газпром» от 13 февраля 2017 года № 03/0700/2-808. С учётом сезонной неравномерности отборов углеводородов из скважин (в холодные месяцы скважины работают на потребителя (станция Новоплатнировская), в тёплое время в газопровод (Привольная – Ленинградская) выручка от реализации рассчитана без вычета / с вычетом средней плановой стоимости транспортировки газа по системе магистральных газопроводов до конечного потребителя от месторождений ООО «Газпром добыча Краснодар», руб. / тыс. м³.

Период, год	Оптовая цена на газ	Стоимость транспортировки газа по системе магистральных газопроводов до конечного потребителя от месторождений ООО «Газпром добыча Краснодар»	Оптовая цена на газ за вычетом стоимости транспортировки газа по системе магистральных газопроводов до конечного потребителя
2017	5360	573	4787

Эксплуатационные затраты рассчитаны по основным элементам затрат:

1. Материальные затраты по газу приняты в размере 131,52 руб./тыс. м³.
2. Прочие затраты составляют 1859,64 тыс. руб./скв.
3. Среднемесячная зарплата одного работающего составляет 26,57 тыс. руб.
4. Амортизационные отчисления рассчитаны в соответствии с нормами амортизационных отчислений по классификатору основных средств ПАО «Газпром». Ставка амортизационных отчислений для газовых эксплуатационных скважин рассчитана, исходя из срока службы 5 лет для налогового учёта (в целях расчёта налога на прибыль) и 10 лет для бухгалтерского учёта (в целях расчёта налога на имущество).
5. Затраты на продление лицензии (государственная пошлина) – 200 руб.
6. Затраты на капитальный ремонт и ликвидацию скважин приняты в размере 5,437 млн руб./скв.

Налоговая система

Налоговые платежи и отчисления, включаемые в себестоимость и относимые на финансовые результаты, представлены в таблице 6 с указанием процентных ставок, размеров отчислений и базы расчёта в соответствии с нормативными актами и письмом Департамента.

Технико-экономический анализ предложенного варианта разработки

Технологические и технико-экономические показатели предложенного варианта разработки Граничного месторождения представлены в таблице 7.

Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле

Таблица 7 – Технологические и технико-экономические показатели предложенного варианта разработки Граничного месторождения

Наименование показателей	Предложенный вариант
Период расчёта, лет	12
Год окончания эксплуатации, год	2029
Добыча газа за минусом потерь, млн м ³	120,75
Газоотдача, %	95,89
Выручка от реализации газа, млн руб.	647,29
Капитальные вложения без НДС, млн руб.	30,00
Капитальные вложения с НДС, млн руб.	35,40
Эксплуатационные затраты, млн руб.	512,87
в том числе:	
– затраты на продление лицензии	0,0002
– амортизация	34,20
– материальные затраты	15,88
– ФОТ со взносами	111,91
– НДС	75,26
– налог на имущество	1,94
– прочие затраты	203,00
– затраты на капремонт и ликвидацию, млн руб.	70,68
Списание остаточной стоимости ОФ, млн руб.	0,21
Чистая прибыль, млн руб.	99,79
Чистый доход, млн руб. (накопленный денежный поток)	99,58
Чистый дисконтированный доход, млн руб. (накопленный дисконтированный денежный поток)	63,43
Срок окупаемости без дисконтирования, лет	1
Срок окупаемости с дисконтированием, лет	1

Также на рисунках 5 и 6 приведено сравнение показателей чистого дохода (накопленного денежного потока) и чистого дисконтированного дохода (накопленного денежного потока) по существующему варианту разработки (вариант 1) и предложенному варианту разработки (вариант 2).

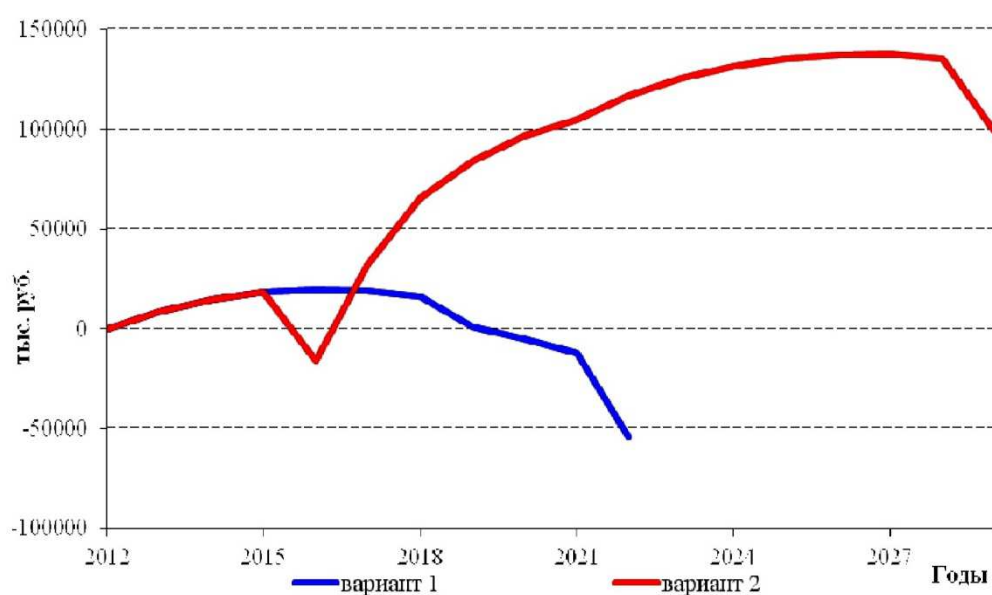


Рисунок 5 – Чистый доход (накопленный денежный поток)

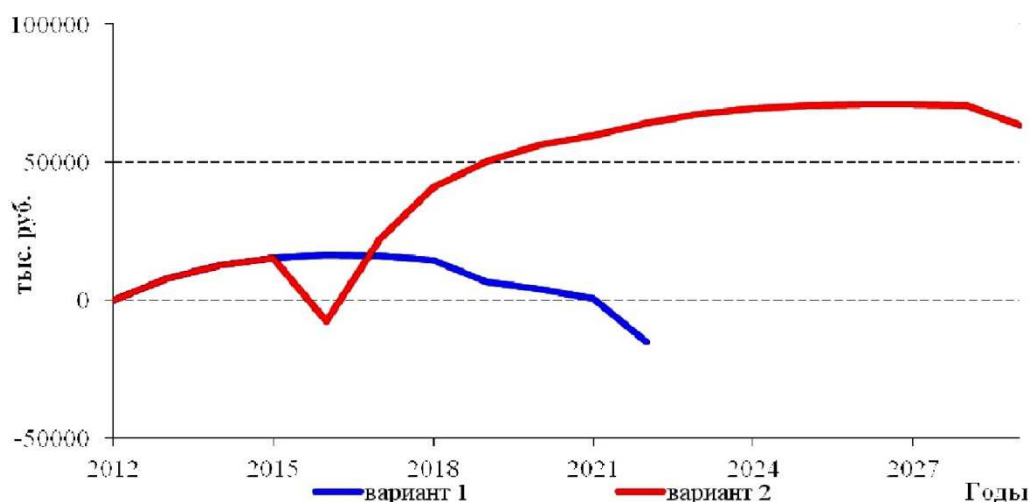


Рисунок 6 – Чистый дисконтированный доход (накопленный денежный поток)

На основе полученных данных представлен вариант использования модульно-компрессорной установки типа 302ГП-3,5/4-14, который по произведённым подсчётам является экономически целесообразным и в дальнейшем принесёт доказанную прибыль.

Также стоит учитывать возможность переноса МКС после ликвидации скважин на Граничном месторождении, на Красноармейское или Патроновское месторождение с затратами только на транспортировку и подключение.

Литература:

1. Коррективы к проекту разработки Граничного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) : отчёт / СевКавНИПИгаз; рук. Ильченко Л.А. – Ставрополь, 2001. – 137 с.
2. Пересчёт запасов углеводородов Граничного газоконденсатного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) : отчёт / СевКавНИПИгаз; рук. Ильченко Л.А. – Ставрополь, 2004. – 168 с.
3. Коррективы к проекту разработки Граничного газоконденсатного месторождения (Южно-Крыловское поднятие) : отчёт / СевКавНИПИгаз; рук. Ильченко Л.А. – Ставрополь, 2005.
4. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов по форме капитальных вложений / Утверждена временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым № 01/07-99 от 09.09.2009 г.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / Утверждены Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК477 от 21.06.1999 г. (вторая редакция).
6. Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах «Газпром добыча Краснодар».
7. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів: Сполум, 2018. – 476 с.
12. 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.
13. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.

15. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : диссертация ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
16. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
17. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
18. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 267 с.
19. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
20. Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 65–69.
21. Буркова А.А., Климов В.В. Повышение эффективности добычи углеводородов на месторождении с падающей добычей (на примере Граничного месторождения Краснодарского края) // 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. 36–41.
22. Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Чернова В.В. Влияние неоднородности пласта на результаты газогидродинамических исследований // 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. 57–60.
23. 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.
24. Залоев П.Д., Лешкович Н.М. Повышение дебита Граничного газоконденсатного месторождения на примере использования модульных компрессорных станций // 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. 83–85.
25. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
26. 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. Adjustments to the Granichnoye field development project (Yuzhno-Krylovskoye uplift) : report / SevKavNIPGaz; hands. Ilchenko L.A. – Stavropol, 2001. – 137 p.
2. Recalculation of hydrocarbon reserves at the Granichnoye gas condensate field (Yuzhno-Krylovskoye uplift) : report / SevKavNIPGaz; hands. Ilchenko L.A. – Stavropol, 2004. – 168 p.
3. Adjustments to the Granichnoye gas condensate field development project (Yuzhno-Krylovskoye uplift) : report / SevKavNIPGaz; hands. Ilchenko L.A. – Stavropol, 2005.
4. Methodology for evaluating the economic efficiency of investment projects in the form of capital investments / Approved by the Acting Chairman of the Management Committee of OAO Gazprom S.F. Khomyakov № 01/07-99 of 09.09.2009.
5. Methodological recommendations for evaluating the efficiency of investment projects / Approved by the Ministry of Economy of the Russian Federation, the Ministry of Finance of the Russian Federation, the State Committee of the Russian Federation for Construction, Architecture and Housing Policy № VK477 dated 21.06.1999. (second edition).

6. Regulations on production control over compliance with industrial safety requirements at hazardous production facilities of Gazprom dobycha Krasnodar.
7. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 603 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – T. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013-2014. – T. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific basis and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
11. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of the naphtha and gasvich sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
12. 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.
13. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and well work : educational event. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
14. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning for the increase of the efficiency of the oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.
15. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : dissertation ... Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.
16. Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas field development : textbook. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 203 p.
17. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering for well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
18. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.
19. Tretyak A.Y., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational health and safety during drilling and operation of oil and gas wells : manual. – Novocherkassk : Lik, 2016. – 290 p.
20. Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current state of operation of producing wells depending on bottomhole pressures // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles / under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 65–69.
21. Burkova A.A., Klimov V.V. Improving the efficiency of hydrocarbon production at the field with falling production (on the example of the Frontier field of Krasnodar Territory) // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific 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 reservoirs. – P. 36–41.
22. Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Chernova V.V. Influence of formation heterogeneity on the results of gas-hydrodynamic research // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : 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. 57–60.
23. Egorova Yu.L. Application of the 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 : 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.
24. Zaloev P.D., Leshkovich N.M. Increase of the flow rate of the boundary gas-condensate field on the example of the use of modular compressor stations // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International scientific-practical conference (March 31, 2017): in 5 volumes : 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. 83–85.
25. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Y.I. Application of Markov models to the analysis of oil and gas field development and assessment of well production rates // Bulatov Readings: Mathematics of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles / Under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 170–172.

26. Kokarev M.O., Mirskiy A.V. Development of technology for enhanced oil recovery at the late stage of field operation // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : 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. 109–113.