



УДК 622.276

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ЛЕБЕДИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE LEBEDINSKOYE GAS FIELD

Гуцу Алексей Сергеевич

студент направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
Ухтинский государственный
технический университет
gutsu.leha@mail.ru

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры оборудования
нефтяных и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Аннотация. В статье выполнен анализ текущего состояния разработки, сопоставление проектных и фактических показателей разработки за анализируемый период и рассчитаны прогнозные показатели вариантов доработки залежи Лебединского газового месторождения. На основании проведённого анализа текущего состояния разработки для газодинамических и технико-экономических расчётов сформированы два варианта доработки залежи Лебединского поднятия существующей скважины № 1. Показано, что рекомендуемый вариант предусматривает проведение капитального ремонта (установка изоляционного цементного моста в интервале нижнего пропластка) с целью продления срока стабильной работы скважины.

Ключевые слова: характеристика текущего состояния разработки месторождения, зависимость приведённого пластового давления от накопленного отбора газа, контроль за обводнением залежи, анализ выполнения программы исследовательских работ, обоснование вариантов разработки, технологические показатели разработки, обоснование технологических потерь газа.

Gutsu Alexey Sergeevich

Student Training Direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»,
Ukhta state technical university
gutsu.leha@mail.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor
of Oil and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Annotation. The article analyzes the current state of development, compares the design and actual development indicators for the analyzed period and calculates the forecast indicators of options for further development of the Lebedinskoye gas field. Based on the analysis of the current state of development for gas-dynamic and technical-economic calculations, two options were developed for further development of the Lebedinskoye uplift of the existing well № 1. It is shown that the recommended option provides for overhaul (installation of an insulating cement bridge in the interval of the lower layer) in order to extend the stable well work.

Keywords: characterization of the current state of field development, dependence of reduced reservoir pressure on accumulated gas extraction, control over watering deposits, analysis of the implementation of the research program, substantiation of development options, technological development indicators, substantiation of technological gas losses.

Х характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Лебединское газовое месторождение расположено на территории Калининского района Краснодарского края вблизи станицы Гривенской и хутора Лебеди. В структурно-тектоническом плане месторождение расположено в пределах Тимашевской ступени.

Литоологически продуктивные пласты сложены хорошо проницаемыми песчаными породами и характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемость – от 642 до 2519 мД, открытая пористость – от 29 до 32 %, газонасыщенность – от 62 до 89 %).

На балансе по Лебединскому месторождению числятся начальные запасы газа категории С1 в объёме 610 млн м³.

Лебединское газовое месторождение введено в разработку в 1996 году. Месторождение включает залежи Лебединского, Западно-Лебединского, Восточно-Лебединского и Южно-Лебединского поднятий. Каждое поднятие рассматривается как самостоятельный эксплуатационный объект.

Общая характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2019 г. приведена в таблице 1.



Таблица 1 – Характеристика фонда скважин Лебединского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин				
		Всего по месторождению	Лебединское поднятие	Западно-Лебединское поднятие	Восточно-Лебединское поднятие	Южно-Лебединское поднятие
Фонд добывающих скважин	Пробурено	3	3 (№ 9, 11, 18)	–	–	–
	Переведены из разведочных	5	2 (№ 1, 3)	1 (№ 8)	1 (№ 2)	1 (№ 5)
	Возвращены с других горизонтов	–	–	–	–	–
	Всего	8	5 (№ 1, 3, 9, 11, 18)	1 (№ 8)	1 (№ 2)	1 (№ 5)
	В том числе:					
	действующие	1	1 (№ 1)	–	–	–
	в освоении после бурения	–	–	–	–	–
	в консервации	1	1 (№ 11)	–	–	–
	переведены на другие горизонты	–	–	–	–	–
	бездействующие	2	1 (№ 9)	–	–	1 (№ 5)
	ликвидированные	4	2 (№ 3, 18)	1 (№ 8)	1 (№ 2)	–
Фонд специальных скважин	Всего	–	–	–	–	–
	В том числе:					
	наблюдательные	–	–	–	–	–
	пьезометрические	–	–	–	–	–
	для закачки промстоков	–	–	–	–	–
	водозаборные	–	–	–	–	–
	и другие	–	–	–	–	–

Всего на площади месторождения пробурено 8 скважин, из них 5 разведочных (№№ 1, 2, 3, 5 и 8) и 3 эксплуатационные (№№ 9, 11 и 18). Все скважины из числа разведочных были переведены в эксплуатационный фонд и использовались в качестве добывающих.

Фонд специальных скважин отсутствует.

По состоянию на 01.01.2019 г. в фонде добывающих скважин числятся:

- действующие – скважина № 1 (Лебединское поднятие);
- бездействующие – скважина № 9 (Лебединское поднятие), скважина № 5 (Южно-Лебединское поднятие);

- в консервации – скважина № 11 (Лебединское поднятие);
- ликвидированные – скважины №№ 3 и 18 (Лебединское поднятие), скважина № 8 (Западно-Лебединское поднятие), скважина № 2 (Восточно-Лебединское поднятие).

В настоящее время в разработке находится газовая залежь Лебединского поднятия, эксплуатация Западно-Лебединского, Восточно-Лебединского и Южно-Лебединского поднятий завершена.

Все залежи Лебединского месторождения разрабатывались в условиях проявления водонапорного режима, близкого к жёсткому.

К настоящему моменту из месторождения в целом отобрано порядка 328 млн м³ газа, т.е. около 62 % от первоначальных запасов.

Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта

Лебединское поднятие

Залежь Лебединского поднятия введена в разработку в конце 1996 года скважинами №№ 1, 9 и 11, всего в эксплуатации залежи принимало участие 5 скважин (№№ 1, 3, 9, 11 и 18).

В 2003 году обводнились контурные скважины №№ 3 и 18, затем в конце 2005 года выбыла из эксплуатации скважина № 11, а в 2007 году – скважина № 9.

В настоящее время разработка залежи Лебединского поднятия ведётся скважиной № 1, расположенной в купольной части залежи.



Динамика фонда добывающих скважин, дебитов газа и значения ВГФ с начала разработки залежи представлена на рисунке 1.

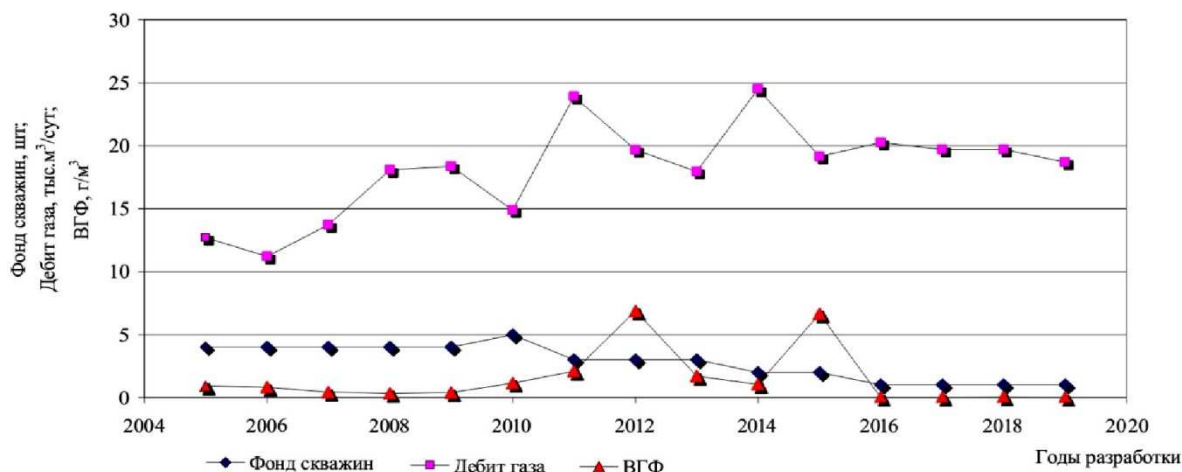


Рисунок 1 – Динамика фонда добывающих скважин, их дебитов и значения ВГФ по Лебединскому поднятию

Динамика годовых отборов газа, добычи воды, пластовых давлений за весь период разработки приведена на рисунке 2.

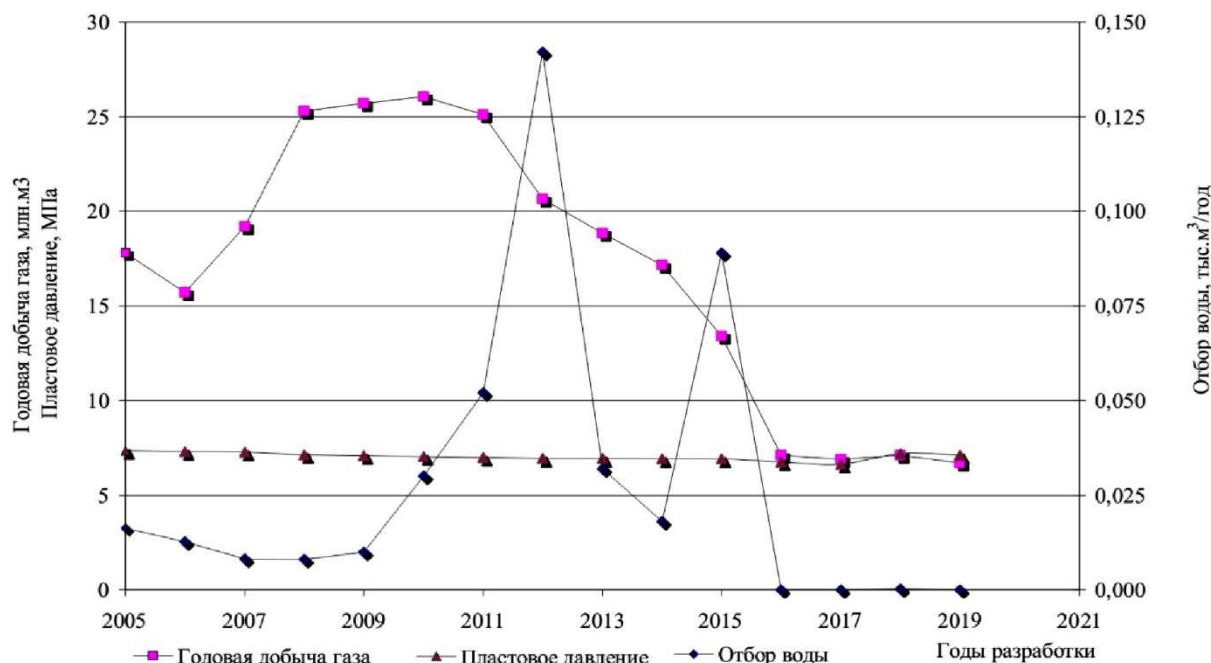


Рисунок 2 – Динамика годовых отборов газа, воды, пластового давления по Лебединскому поднятию

По состоянию на 01.01.2019 г. в целом по месторождению отобрано 252,7 млн м³ газа, что составляет 53,9 % от начальных балансовых запасов.

Начальный период разработки характеризуется как период нарастающей добычи. Уровни годового отбора газа из залежи возрастали, достигнув в 2008 году 25,3 млн м³. Затем до 2011 года уровни годовых отборов газа практически не изменяются, составляя порядка 5 % от начальных балансовых запасов – период стабильной добычи.

Начиная с 2012 года (период падающей добычи), наблюдается снижение годовой добычи газа, связанное с обводнением скважин и выходом их из эксплуатации. Отбор газа снизился с 25,1 млн м³ в 2011 году до 7,1 млн м³ в 2016 году, фонд действующих скважин сократился с трёх до одной единицы соответственно.

С 2016 года по настоящее время залежь эксплуатируется скважиной № 1, годовые отборы газа стабильные и составляют от 6,7 до 7,1 млн м³. Скважина работает без признаков обводнения с дебитом 18–20 тыс. м³/сут.



Пластовое давление из-за высоких фильтрационно-емкостных параметров залежи снижается незначительно. Отбор газа сопровождается практически полным замещением его пластовой водой, что в значительной степени компенсирует падение пластового давления. С начала разработки пластовое давление залежи Лебединского поднятия снизилось с 7,27 до 7,11 МПа или на 2,2 % от начального.

На рисунке 3 приведена карта разработки залежи Лебединского поднятия по состоянию на 01.01.2019 г. Наиболее активно дренировалась сводовая часть структуры в зоне максимальной газонасыщенной толщины пласта. Максимальные отборы газа получены в скважинах №№ 1 (122,8 млн м³) и 9 (85,3 млн м³), расположенных в центре залежи. Минимальным отбором характеризуются скважины №№ 3 и 18, расположенные на периферии структуры и первыми выбывшие из эксплуатации.



Рисунок 3 – Карта разработки Лебединского газового месторождения (Лебединское поднятие) по состоянию на 01.01.2019 г.

На рисунке 4 представлена зависимость приведённого пластового давления от накопленного отбора газа. Характер зависимости указывает на разработку залежи в условиях активного водонапорного режима, близкого к жёсткому водонапорному.

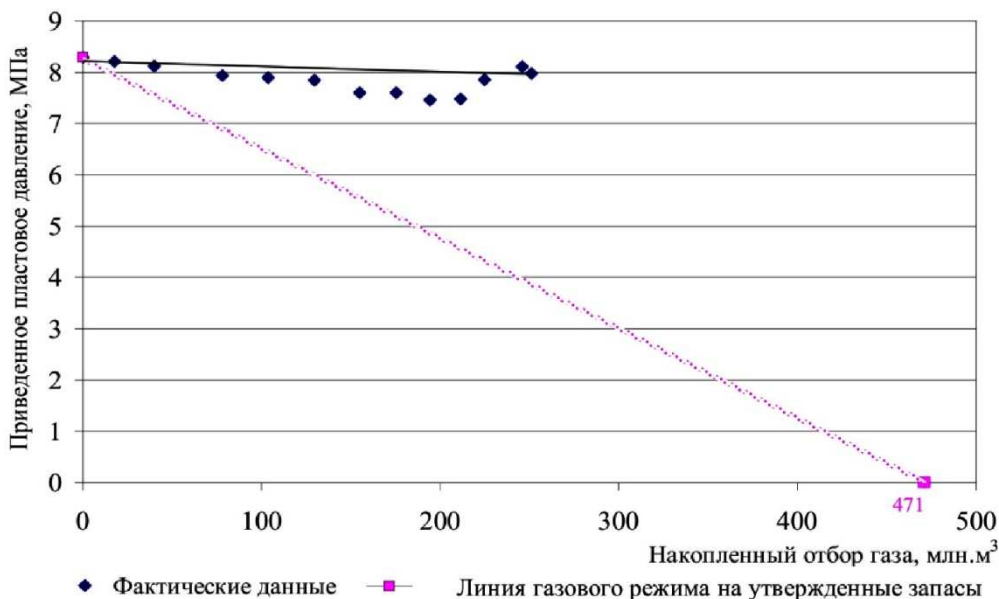


Рисунок 4 – Зависимость приведённого пластового давления от накопленного отбора газа

За анализируемый период контроль за обводнением залежи геофизическими методами не проводился. Поэтому о продвижении ГВК и состоянии обводнения залежи можно судить только по фактическим данным эксплуатации.

Согласно утверждённой геологической модели, начальное положение ГВК залежи Лебединского поднятия принято на абсолютной отметке – 719 м.

В полностью обводнившихся скважинах верхние отверстия интервалов перфорации соответствуют абсолютным отметкам от – 718,2 м (скважина № 3) до – 714,1 м (скважина № 18).

Скважина № 9 частично обводнилась в конце 2015 года, дебит газа резко снизился с 25 тыс. м³/сут. в августе 2015 года до 0,5 тыс. м³/сут. в декабре, значение ВГФ возросло с 1,4 до 70 г/м³. Глубина залегания продуктивного пласта в скважине от – 706,8 до – 713,2 м; интервал перфорации – от – 708,3 до – 711,3 м. Можно предположить, что пластовая вода достигла нижних дыр интервала перфорации.

Скважина № 1, расположенная в сводовой части залежи и проперфорированная в интервале от – 701 до – 708 м, до настоящего времени работает без признаков поступления воды.

На текущий момент времени контроль за продвижением ГВК и обводнением залежи осуществляется по данным гидрохимических и промысловых наблюдений по скважине № 1.

Западно-Лебединское поднятие

Газовая залежь Западно-Лебединского поднятия введена в разработку в конце 2001 года скважиной № 8. В феврале 2003 года залежь полностью обводнилась, скважина № 8, дренировавшая залежь, ликвидирована.

За весь период разработки из залежи Западно-Лебединского поднятия отобрано 5,1 млн м³ газа, что составляет 46,4 % от балансовых запасов. Пластовое давление снизилось на 0,04 % от начального. Эксплуатация залежи завершена. Остаточные запасы в объёме 5,9 млн м³ подлежат списанию.

Восточно-Лебединское поднятие

Газовая залежь II² пласта понтских отложений введена в разработку в апреле 1997 года скважиной № 2. В марте 2001 года залежь обводнилась. За весь период разработки отбор газа составил 7,2 млн м³ (71,4 % от начальных балансовых запасов). Пластовое давление снизилось на 1,84 % от начального.

После проведения капитального ремонта скважина № 2 переведена на пласт II¹ понтских отложений. Скважина проработала два года и обводнилась, отобрав из залежи 6,8 млн м³ газа. Пластовое давление снизилось на 0,03 % от начального.

В целом по Восточно-Лебединскому поднятию отобрано 14 млн м³ газа или 88 % от балансовых запасов, скважина № 2, дренировавшая залежи, ликвидирована. Разработка залежей завершена. Запасы газа в объёме 1,8 млн м³ подлежат списанию.

Южно-Лебединское поднятие

Газовая залежь мезотических отложений введена в разработку в 1996 году скважиной № 5. В мае 1998 года залежь обводнилась. За полтора года эксплуатации из залежи отобрано 8,6 млн м³ газа, что составляет 34,2 % от балансовых запасов, пластовое давление снизилось на 1,5 % от начального.

После проведения капитального ремонта скважина № 5 переведена на вышележащий пласт II¹ понтских отложений.



В настоящее время эксплуатация газовой залежи пласта II¹ завершена. Залежь обводнилась в марте 2008 года при накопленном отборе 51,4 млн м³ газа или 55,9 % от балансовых запасов. Пластовое давление снизилось на 0,1 % от начального.

Всего из залежей Южно-Лебединского поднятия (понтские плюс мезотические отложения) отобрано 60 млн м³ газа или 51,4 % от балансовых запасов. Скважина № 5, дренировавшая залежи, объектов возврата не имеет и действующим проектным документом была рекомендована к ликвидации. Остаточные запасы газа рекомендованы к списанию.

Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа

Действующий проектный документ – дополнение к проекту разработки Лебединского газового месторождения выполнен ОАО «СевКавНИПИгаз».

В работе рассмотрены три варианта разработки залежи Лебединского поднятия, являющейся единственным эксплуатационным объектом на месторождении.

Базовый (нулевой) вариант предполагал доработку залежи действующей скважиной № 1, показатели рассчитаны до полной остановки скважины по причине обводнения. Срок окончания эксплуатации залежи – 2023 год.

Вариант 1 предусматривал проведение в 2021 году капитального ремонта скважины № 1 по изоляции обводнившегося интервала. Срок окончания разработки залежи – 2026 год.

Вариант 2 предусматривал доработку залежи двумя скважинами №№ 1 и 9. Предполагалось в 2019 году восстановление в действующий фонд скважины № 9 и в 2021 году проведение работ по изоляции обводнившегося интервала в скважине № 1. Срок окончания разработки – 2025 год.

С точки зрения экономической эффективности к внедрению принят вариант 1 с технологическими показателями разработки до 2026 года включительно (пока критерии экономической оценки имеют положительные значения).

Сравнение проектных и фактических показателей разработки залежи приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Сопоставление проектных (по действующему документу) и фактических технологических показателей разработки по залежи Лебединского поднятия

Показатель	2018 год		2019 год	
	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5
Добыча газа, млн м ³ /год	6,7	7,1	6,5	6,7
Суммарная добыча газа, млн м ³	245,6	246,0	252,1	252,7
Темп отбора газа от начальных балансовых запасов, %	1,4	1,5	1,4	1,4
Темп отбора от текущих запасов, %	3,0	3,2	2,9	3,0
Конденсатогазовый фактор, г/м ³	–	–	–	–
Добыча конденсата, млн тонн/год				
стабильного	–	–	–	–
нестабильного	–	–	–	–
Суммарная добыча конденсата, млн тонн				
стабильного	–	–	–	–
нестабильного	–	–	–	–
Количество воды в продукции скважин, г/м ³	–	0,028	–	–
Добыча воды, тыс. м ³ /год	–	0,0002	–	–
Накопленная добыча воды, тыс. м ³	–	0,4186	–	0,4186
Годовой объём эксплуатационного бурения, тыс. м	–	–	–	–
Ввод добывающих скважин, шт.	–	–	–	–
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.				
в т.ч. действующих	1	1	1	1
Средняя депрессия на добывающих скважинах, МПа	0,05	0,04	0,05	0,04
Средний дебит газа одной скважины, тыс. м ³ /сут.	19,1	19,7	18,6	18,7
Скорость газа на устье скважин, м/с	–	–	–	–



Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
Давление на устье скважин, МПа	5,27	6,27	5,21	6,27
Давление на входе УКПГ, МПа	2,5	2,6	2,5	2,6
Среднее пластовое давление по залежи, МПа	6,39	7,2	6,36	7,11
Пластовое давление в зоне отбора газа, МПа	6,39	7,2	6,36	7,11
Коэффициент эксплуатации скважин	0,96	0,98	0,96	0,98

Как видно из представленных данных, основные показатели разработки, такие как величина среднего дебита, фонд скважин, годовой и накопленный отбор газа практически соответствуют проектным (отклонения составляют от 0,5 до 4,5 %).

За анализируемый период наблюдается более активное поддержание пластового давления в залежи, чем было предусмотрено проектным документом. На конец 2019 года по проекту пластовое давление равно 6,36 МПа, фактическое давление, уточнённое при исследовании скважины № 1, составило 7,11 МПа.

Анализ выполнения программы исследовательских работ

Все работы по контролю за разработкой, предусмотренные действующим проектным документом, кроме геологического контроля методами ГИС в скважинах № № 1 и 9, выполнялись в полном объёме.

С целью обеспечения выполнения экологических требований при ликвидации скважин в скважине № 11 выполнены исследования технического состояния эксплуатационной колонны и НКТ в статике методами МИД, ГК, ТМ, ЛМ. Уточнено положение элементов конструкции колонны и НКТ; изучено текущее состояние колонн и забоя скважины. При заявленном искусственном забое 745 м фактический забой отбивается по данным ГИС на глубине 743,5 м (с учётом «мёртвой зоны»). Башмак НКТ и интервал перфорации соответствуют данным заявки – соответственно 720 м и 722,5–714,5 м. По данным МИД и ЛМ явных дефектов, и нарушений целостности металла труб эксплуатационной колонны не наблюдается, чётко отмечаются муфты НКТ. Уменьшения стенок НКТ не обнаружено, толщина насосно-компрессорных труб изменяется от 5,1 до 5,5 мм. Толщина стенок эксплуатационной колонны изменяется от 9,5 до 11 мм и соответствует допускам ГОСТ.

По данным термометрии аномалий, характерных для дефектов эксплуатационной колонны, не зафиксировано. Температура на забое составляет 34,7 °С.

Обоснование вариантов разработки

На основании анализа разработки и текущего состояния залежи сформированы два варианта доработки Лебединского поднятия действующей скважиной № 1 при существующей системе сбора и подачи газа в магистральный газопровод. Вариант с проведением работ по восстановлению скважины № 9 рассматривался в предыдущем проектном документе и является экономически не целесообразным.

Вариант 1 является базовым и предполагает разработку залежи действующей скважиной № 1 до полной её остановки, без производства дополнительных работ.

Вариант 2 предусматривает проведение капитального ремонта по изоляции пластовой воды с целью продления срока стабильной работы скважины.

Продуктивный пласт в скважине залегает в интервалах от – 701,6 до – 706,0 м и от – 706, 4 до – 707,9 м. При обводнении нижнего интервала предполагается его изоляция путём установки цементного моста. Капитальный ремонт предусмотрен в 2021 году.

Технологические показатели разработки

Для расчёта процесса доработки залежи Лебединского поднятия использована геологическая модель пласта, представленная при утверждении запасов газа.

Исходные данные для технологических расчётов получены на основании анализа геолого-промыслового материала, параметров фактической эксплуатации и результатов газодинамических исследований скважин. Геологические характеристики пласта и промысловые данные, используемые в расчётах, приведены в таблицах 3 и 4.

**Таблица 3** – Геологические характеристики для технологических расчётов

Наименование	Величина
Средняя глубина залегания пластов объекта, м	713
Размеры объекта (длина×ширина), км	6×12
Площадь газоносности, км ²	5,5
Средняя толщина, м:	
эффективная	4,1
газонасыщенная	4,1
водонасыщенная	–
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,87
Средняя водонасыщенность, доли ед.	0,13
Пористость, доли ед.	0,32
Проницаемость, 10 ⁻¹⁵ м ²	578
Начальное пластовое давление, МПа	7,27
Текущее пластовое давление на 01.01.2019 г.	7,11
Пластовая температура, °К	306
Балансовые запасы газа (начальные), млн м ³	610

Таблица 4 – Промысловые данные для технологических расчётов

Наименование	Величина
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:	
А, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	0,0084
В, (МПа/(тыс. м ³ /сут.)) ²	0,000865
Сопротивление ствола скважины	0,03
Сопротивление шлейфа	0,001
Сопротивление внутрипромыслового коллектора	0,002
Депрессия, МПа	0,05
Давление на входе в газопровод, МПа	2,5
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	0,96

Незначительная по размерам газовая залежь Лебединского поднятия приурочена к обширному водонапорному бассейну. Как показывает анализ разработки, залежь разрабатывается при активном проявлении водонапорного режима. При расчёте прогнозных показателей разработки принималось, что подъём ГВК происходит горизонтально относительно его начального положения.

Темп падения пластового давления определялся по фактической зависимости приведённого пластового давления от накопленного отбора газа.

Расчёты проводились на скважину № 1 в соответствии с технологическим режимом сохранения максимально допустимой депрессии на пласт, не вызывающей разрушения породы забоя. Допустимая депрессия при текущем пластовом давлении определялась по результатам газодинамических исследований скважины № 1.

Прогнозные показатели разработки залежи рассчитывались по уравнениям, последовательно описывающим движение газа от пласта до магистрального трубопровода. Коэффициенты сопротивления ствола скважины, шлейфов и соединительных газопроводов рассчитаны по фактическим параметрам эксплуатации.

По варианту 1 период расчёта составляет 2 года. За расчётный период предполагается отобрать 10,10 млн м³ газа. В целом из залежи Лебединского поднятия будет отобрано 262,8 млн м³ газа, газоотдача составит 55,8 %.

По варианту 2 период расчёта составляет 8 лет. За расчётный период предполагается отобрать 42,10 млн м³ газа. В целом по залежи Лебединского поднятия отбор газа составит 294,8 млн м³ или 62,6 % от начальных балансовых запасов.

Конечная газоотдача залежи Лебединского поднятия аналогична газоотдаче по отработанным эксплуатационным объектам месторождения. По объектам, законченным разработкой, извлечение газа составляет от 46,4 % от начальных балансовых запасов (Западно-Лебединское поднятие) до 88,0 % от начальных балансовых запасов (Восточно-Лебединское поднятие). Коэффициент газоотдачи определяется, прежде всего, «успешным» расположением скважины на площади газоносности.

Сравнение основных прогнозных технико-экономических показателей по вариантам разработки приведено в таблице 5.



Таблица 5 – Сравнение основных прогнозных технико-экономических показателей по вариантам разработки

Показатель	Рабочий вариант	
	1	2
Накопленная добыча за расчётный период, млн м ³	10,10	42,10
Фонд добывающих скважин, шт.	1	1
Период расчёта, лет	2	8
Выручка от реализации, млн руб.	29,28	139,12
Эксплуатационные затраты, млн руб., в том числе:	52,71	125,68
– амортизационные отчисления, млн руб.	30,68	35,52
– капитальный ремонт скважины, млн руб.	–	3,5
Чистая прибыль, млн руб.	–27,73	1,92
Накопленный доход, млн руб.	2,96	37,45
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	3,19	26,83
Норма дисконта, млн руб.	0,1	0,1

Из таблицы 5 видно, что доразработка Лебединского месторождения предпочтительна по второму варианту, т.е. при обводнении нижнего пропластка предлагается его изоляция путём установки цементного моста. Тем самым продлевается срок разработки месторождения, достигается более высокий коэффициент газоотдачи. В случае неудачно выполненного капитального ремонта скважины промысловые объекты месторождения рекомендуются к ликвидации.

Обоснование технологических потерь газа

Расчёт потерь газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой обустройства и технологией разработки Лебединского газового месторождения, проведён в соответствии с действующими нормативными документами.

Для проведения расчётов нормативов потерь в соответствии с типовым перечнем статей потерь газа была проведена инвентаризация статей и источников потерь на всех объектах месторождения. Статьи и объекты, являющиеся источниками потерь природного газа Лебединского месторождения, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень статей потерь газа

Технологические операции – статьи (виды) потерь газа	Объекты, являющиеся источниками потерь газа	Назначение технологических операций (причины потерь газа)
1.1 Опорожнение технологического оборудования и трубопроводов	1.1.1 Технологические трубопроводы	Освобождение (стравливание) от газовой и/или газожидкостной среды перед проведением ремонтных работ; очистка внутренней поверхности с помощью очистных устройств
	1.1.2 Оборудование и трубопроводы технологических установок обработки природного газа	Освобождение оборудования (стравливание) от газовой и/или газожидкостной среды перед проведением освидетельствования и ремонтных работ
1.2 Продувка технологического оборудования и трубопроводов	1.2.1 Скважины	Удаление из ствола скважин газообразных, жидких и твёрдых компонентов потоком газа с целью: – проведения гидрогазодинамических и геофизических исследований; – ликвидации гидратных, парафино-гидратных и жидкостных пробок в стволе скважины
	1.2.2 Технологические трубопроводы	Принудительное удаление газообразных, жидкостных и твёрдых компонентов потоком газа с целью: – очистки внутренней полости трубопроводов при проведении планово-предупредительных и текущих ремонтов трубопроводов и установленной на них линейной арматуры, испытании новых газопроводов, врезке отводов и перемычек, замене запорной и регулирующей арматуры; – ликвидации гидратных пробок



Окончание таблицы 6

1.2 Продувка технологического оборудования и трубопроводов	1.2.3 Оборудование и трубопроводы технологических установок обработки природного газа	Принудительное удаление потоком газа газообразных, жидкостных и твердых компонентов из внутренних полостей оборудования
1.3 Вытеснение воздуха из технологического оборудования и трубопроводов	Технологические трубопроводы, аппараты и агрегаты технологических установок	Вытеснение воздуха газом (до нормативно-остаточного содержания кислорода в выходящем газе) перед пуском установок и/или трубопроводов в эксплуатацию
1.4 Выветривание (дегазация) жидкостей	Установки утилизации сточных вод	Дегазация пластовой (конденсационной) воды
1.5 Обслуживание предохранительных клапанов, КИПиА	Оборудование и трубопроводы технологических установок обработки природного газа	Проверка работоспособности предохранительных клапанов
1.6 Отбор проб природного газа	Технологические установки обработки природного газа	Аналитический контроль производства

Разработка проекта нормативов потерь углеводородного сырья включала в себя мониторинг и анализ фактических потерь по всем объектам Лебединского месторождения за прошедшие три года.

Литература

1. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. 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.
3. 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.
4. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
5. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
6. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск: Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
9. Айдамирова З.Г., Бачаева Т.Х. Оценка перспектив нефтегазоносности понт-меотических отложений Прибрежной группы месторождений северного борта Западно-Кубанского прогиба // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 13–16.
10. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
11. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
12. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 170–172.

References

1. Ecology at construction of the oil and gas wells: a textbook for students of higher educational institutions / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
3. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
4. Prospecting, exploration and exploitation of the oil and gas fields: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : SURGPU (NPI), 2015. – 322 p.
5. Geophysical Research and Well Work: a Training Manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2017. – 326 p.
6. Geoinformatics of the oil and gas wells (in Russian) / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at development of the wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.



8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
9. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of the oil and gas bearing prospects of the pontic-meotic deposits of the Coastal group of deposits of the northern board of the Western Kuban trough // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 13–16.
10. Development of the physicochemical models and methods for forecasting the collector rocks condition / D.A. Berezovskiy [et al.] // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
11. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of the oil-gas saturation coefficient of the reservoir collectors // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 47–50.
12. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of the Markov models to the analysis of the oil and gas fields development and well flow rate estimation // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – P. 170–172.