

УДК 622.276

**ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ЛЕБЕДИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОСНОВЫ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ
ДОРАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ЛЕБЕДИНСКОГО ПОДНЯТИЯ**



**GEOLOGICAL AND PHYSICAL CHARACTERISTICS
OF THE LEBEDINSKOYE GAS FIELD AND THE BASIS
FOR THE DESIGN OF FORECASTING INDICATORS OF OPTIONS
FOR THE DEVELOPMENT OF THE LEBEDINSKOYE DEPOSIT**

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 приведено геологическое строение месторождения и залежей (литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений и газоносность месторождения); описаны гидрогеологические и инженерно-геологические условия, а также характеристика режима водонапорного бассейна (размеры и параметры водонапорного бассейна). Рассмотрена физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов (геофизические исследования скважин и параметры продуктивных пластов по керну и ГИС) и приведён состав и свойства пластовых флюидов (физико-химическая характеристика газа, физико-химическая характеристика пластовых вод, оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод и рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки). Представлена сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (толщины продуктивных горизонтов и анализ результатов газогидродинамических исследований скважин).

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика месторождения; геологическое строение месторождения и залежей; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; геофизические исследования скважин (ГИС-бурение); состав и свойства пластовых флюидов; толщины продуктивных горизонтов; запасы газа.

Gutsu Alexey Sergeevich

Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»,
Ukhta state technical university

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences
Associate Professor of department
«Equipment of oil and gas fields»,
Kuban state technological university

Annotation. The article presents the geological structure of the field and deposits (lithological and stratigraphic characteristics of the discovered deposits and gas content of the field); hydrogeological and engineering-geological conditions are described, as well as a characteristic of the regime of the water basin (dimensions and parameters of the water basin). The physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs (geophysical studies of wells and parameters of reservoirs by core and well logs) are considered and the composition and properties of reservoir fluids (physical and chemical characteristics of gas, physical and chemical characteristics of formation waters, assessment of the regime and nature of the likely progress of formation waters and recommendations on hydrogeological observations and research in the development process). The consolidated geological and physical characteristics of productive formations (thickness of productive horizons and analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells) are presented.

Keywords: geological and physical characteristics of the field; geological structure of deposits and deposits; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; geophysical surveys of wells (GIS-drilling); composition and properties of reservoir fluids; thickness of productive horizons; gas reserves.

Геологическое строение месторождения и залежей

Лебединское месторождение располагается в пределах Тимашевской ступени и вскрывает геологический разрез от палеогеновых до четвертичных отложений включительно.

Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

Литолого-стратиграфический разрез Лебединского месторождения составлен по аналогии с близлежащим Гривенским месторождением по данным бурения и результатам ГИС. Пробуренными скважинами вскрыт комплекс пород от палеогенового до четвертичного включительно. Сводный литолого-стратиграфический разрез представлен на рисунке 1.

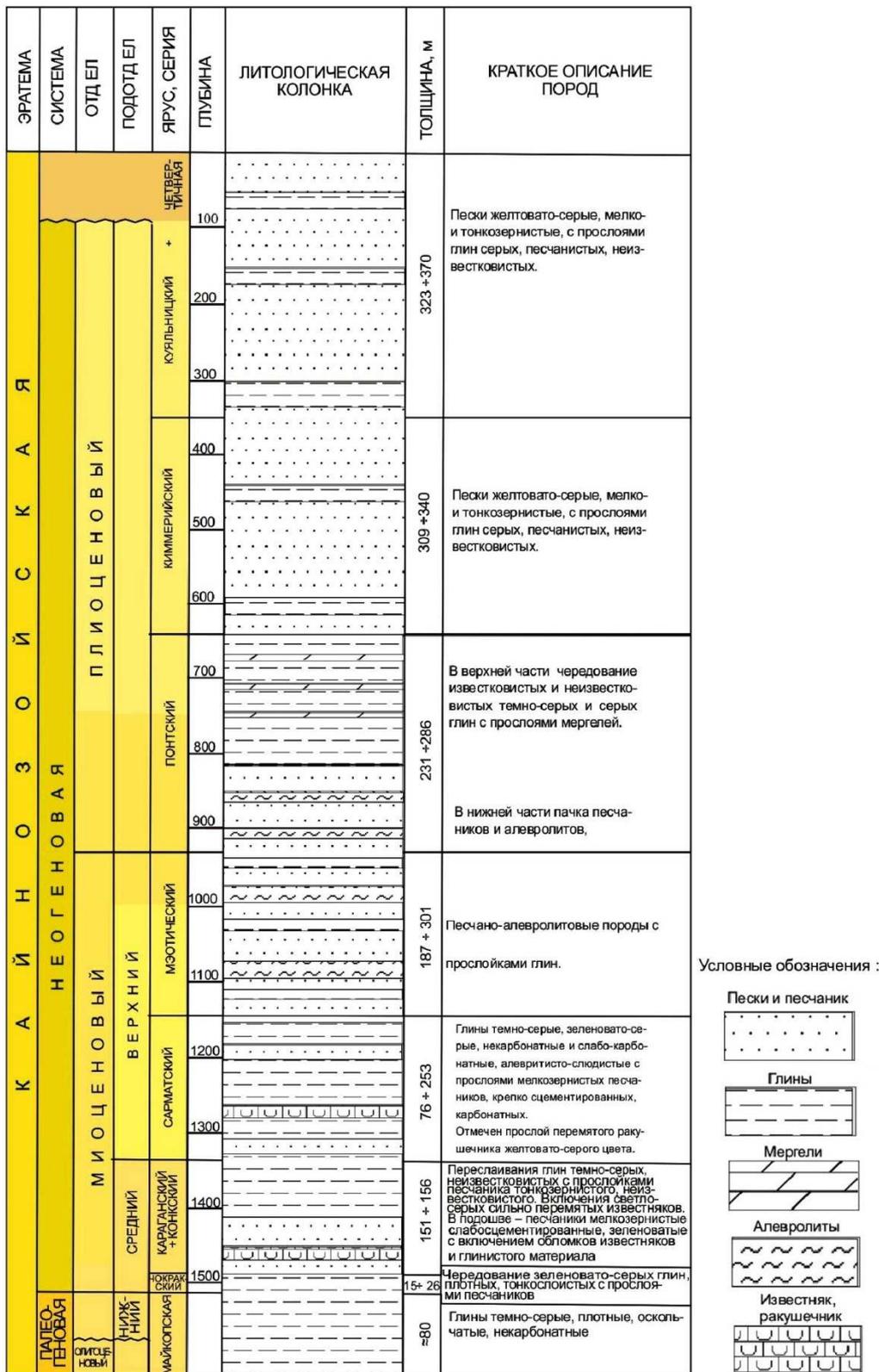


Рисунок 1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез Лебединского газового месторождения

Кайнозойская эратема Kz
Палеогеновая система P
Олигоценый отдел P₃
Майкопская серия N₁¹-P₃ мкр

Майкопские отложения представлены глинами тёмно-серыми, плотными, оскольчатыми, некарбонатными. Вскрытая толщина (скважина № 7) – 80 м.

Неогеновая система N
Миоценовый отдел N₁
Средний подотдел N₁²

Чокракские отложения N₁² ch представлены чередованием зеленовато-серых глин, плотных, тонкослоистых с прослоями песчаников.

Вскрытая толщина чокракских отложений колеблется от 15 до 26 м.

Караганские N₁² k и *конкские* N₁² k отложения относятся к среднемиоценовым, не разделяются ввиду их литологического сходства и отсутствия kernового материала, сложены глинами тёмно-серыми, известковистыми с прослойками песчаника тонкозернистого, известковистого. Отмечаются включения светло-серых сильно перемятых известняков. В подошве – песчаники мелкозернистые, слабосцементированные, зеленоватые с включением обломков известняков и глинистого материала.

Толщина отложений по площади месторождения изменяется от 151 до 156 м.

Верхний подотдел N₁³

Сарматские отложения литологически представлены глинами тёмно-серыми, зеленовато-серыми, некарбонатными и слабокарбонатными, алевритисто-слюдистыми с прослоями мелкозернистых песчаников, крепко сцементированных, карбонатных, отмечен прослой перемятого ракушечника желтовато-серого цвета.

Толщина отложений сарматского яруса уменьшается с востока на запад с 253 до 76 м.

Мэотические отложения литологически представлены песчано-алевролитовыми породами с прослойками глин. Толщина отложений, увеличивается в западном направлении и колеблется от 187 до 301 м.

Плиоценовый отдел N₂

Понтские N₁₋₂ pt отложения в нижней части представлены пачкой песчаников и алевролитов, верхняя часть представлена чередованием известковистых и известковистых тёмно-серых и серых глин с прослоями мергелей.

Толщина отложений по площади месторождения увеличивается в юго-западном и западном направлении и изменяется от 231 до 286 м.

Киммерийские N₂ km отложения представлены преимущественно песками желтовато-серыми, мелко- и тонкозернистыми, с прослоями глин серых, песчаных, известковистых.

Толщина отложений по площади месторождения увеличивается в южном направлении и изменяется от 309 до 340 м.

Четвертичная система Q плюс куяльницкий N₂kj ярус

Этот комплекс отложений сложен суглинками желтовато-серыми, бурыми, переходящими вниз по разрезу в песчаные, известковистыми глинами с прослоями глинистых песков.

Толщина отложений по площади месторождения увеличивается в южном направлении и изменяется от 323 до 370 м.

Газоносность месторождения

На Лебединском месторождении выявлено четыре поднятия (Лебединское, Восточно-Лебединское, Западно-Лебединское и Южно-Лебединское), к которым приурочено шесть газовых залежей. По результатам опробования и материалам ГИС промышленная газоносность установлена в отложениях второго пласта понтского горизонта (пропластки II¹ и II²) и в мэотических отложениях.

Характер распространения продуктивных пластов понтских (пласт II) и мэотических отложений приведён на структурных картах (рисунки 2 и 3).

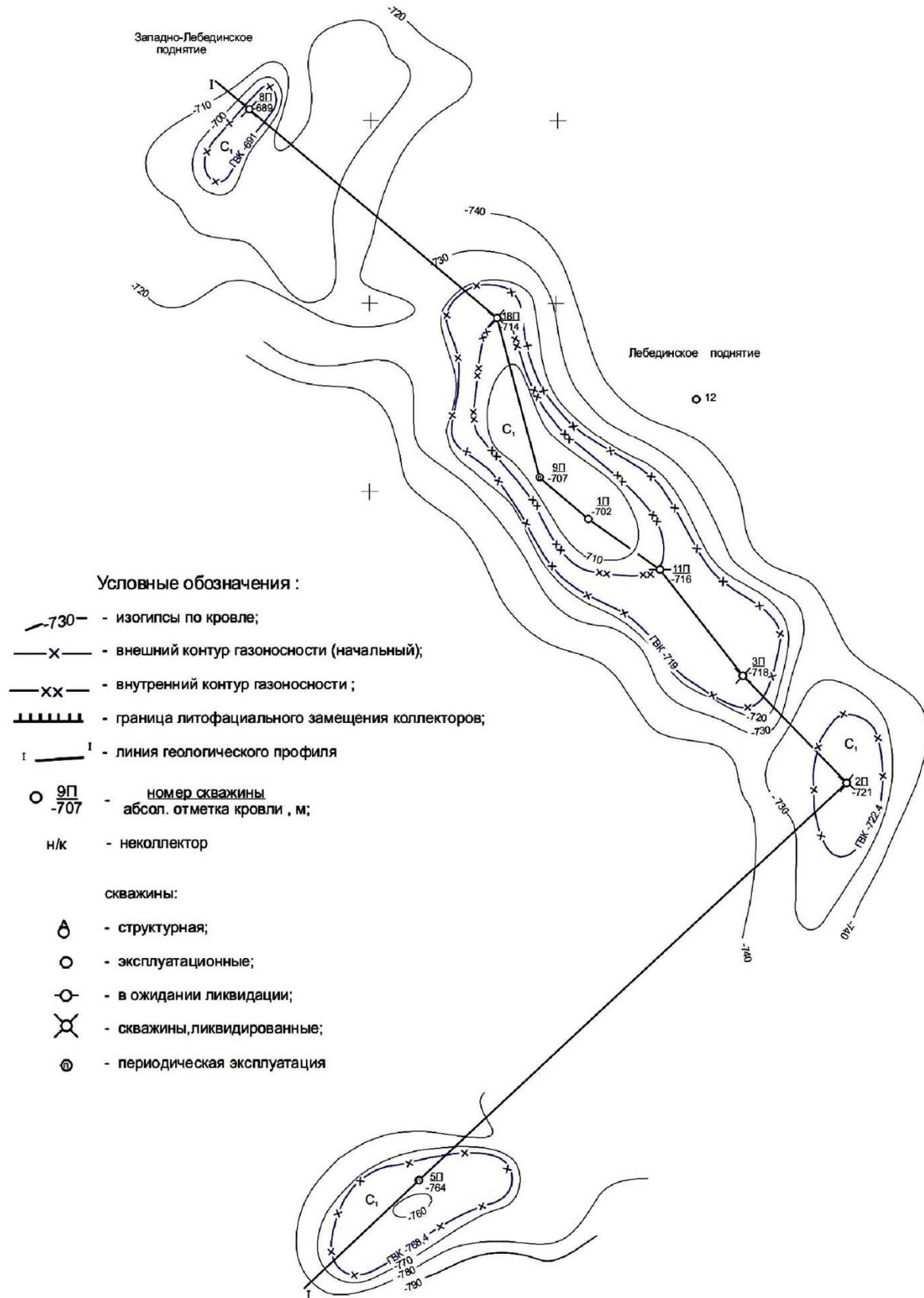
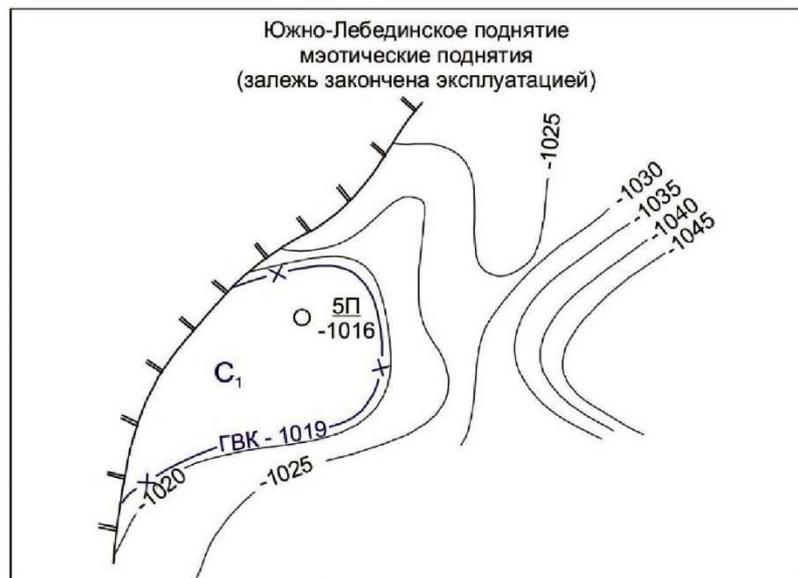
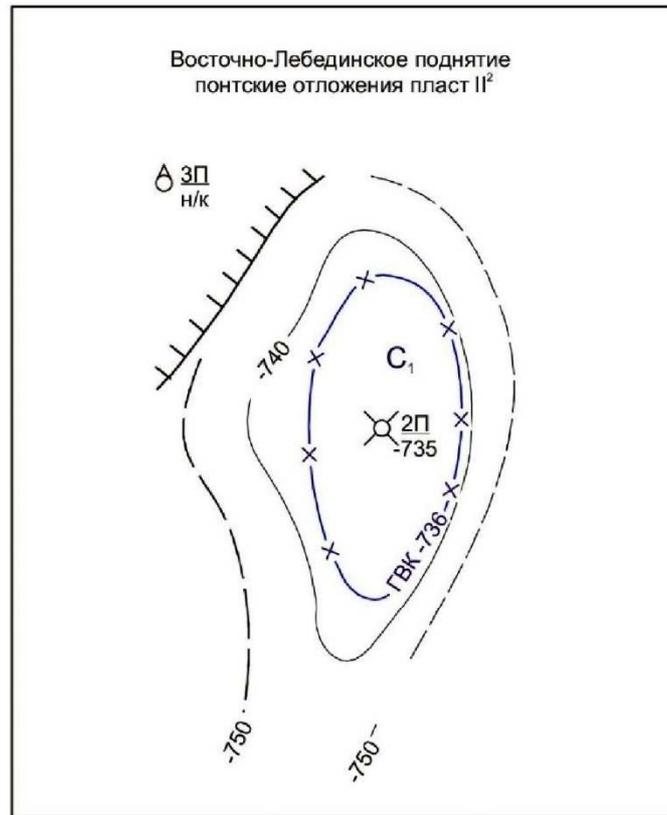


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле коллекторов понтских отложений II¹ Лебединского газового месторождения



Условные обозначения :

- 730- - изогипсы по кровле;
- внешний контур газоносности (начальный);
- внутренний контур газоносности ;
- граница литофациального замещения коллекторов;
- граница стратиграфического замещения коллекторов;
- линия геологического профиля

- номер скважины
абсол. отметка кровли , м;
- н/к - неколлектор
- скважины:
- структурная
- эксплуатационные;
- в ожидании ликвидации;
- скважины ликвидированные;
- периодическая эксплуатация

Рисунок 3 – Структурные карты по кровле коллекторов Восточно-Лебединского (понтские отложения II²) и Южно-Лебединского (мэотического отложения) поднятий Лебединского газового месторождения

Отложения второго пласта понтского горизонта вскрыты всеми скважинами и залегают на глубинах от 694 (скважина № 8) до 792 м (скважина № 5). Пласт состоит из одного или двух пропластков песчаника. Верхний пропласток II¹ развит по всей площади, пропласток II² вскрыт в скважинах №№ 2, 5 и 8.

Мэотические отложения продуктивны в скважине № 5 и залегают на глубинах от 1023 до 1043 м.

Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

На Лебединском поднятии пробурены скважины №№ 1, 3, 9, 11 и 18. Во всех скважинах получены притоки газа.

Газоводяной контакт газовой залежи Лебединского поднятия (понтские отложения пласт II¹) принят на абсолютной отметке – 719,0 м по результатам испытания в скважине № 3, где в интервале от 726,0 до 727,0 м (от – 718,2 до – 719,2 м) получен приток газа. При опробовании отмечено появление пластовой воды до 4,4 м³/сут. По материалам ГИС газоводяной контакт в этой скважине отбивается на отметке – 719 м.

Залежь пластовая, сводовая, с «сухим» полем. размеры залежи: длина 5,6 км, ширина 1,5 км, высота 17 м. Площадь газоносности 5,5 км².

*Восточно-Лебединское поднятие
(понтские отложения, пласт II¹ и пласт II²)*

На Восточно-Лебединском поднятии пробурена скважина № 2.

Газоводяной контакт газовой залежи Восточно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II¹) принят на абсолютной отметке – 722,4 м по результатам испытания в скважине № 2, из интервала перфорации от 726,0 до 727,0 м (от – 718,0 до – 719,0 м) получен приток газа. По материалам ГИС газоводяной контакт залежи отбивается на отметке – 722,4 м.

Залежь – пластовая, сводовая. размеры залежи: длина 1,6 км, ширина 0,3 км, высота 1,6 м. Площадь газоносности составляет 0,8 км².

Газоводяной контакт газовой залежи Восточно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II²) принят на абсолютной отметке – 736 м по результатам испытания в скважине № 2, из интервала перфорации от 742,4 до 743,4 м (от – 734,4 до – 735,4 м) получен приток газа дебитом 8,6 м³/сут., диаметр штуцера 3 мм.

Залежь пластовая, сводовая, возможно и литологически экранированная (пласт II² в соседних скважинах не прослеживается). размеры залежи: длина 1,6 км, ширина 0,3 км, высота 1,2 м. Площадь газоносности 0,8 км² (по аналогии с вышележащим пластом II¹).

Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

На Западно-Лебединском поднятии пробурена скважина № 8, в которой из интервала перфорации от 696,0 до 697,5 м (от – 689,0 до – 690,5 м) получен приток газа дебитом от 8,8 тыс. м³/сут. до 36,1 тыс. м³/сут., на штуцерах диаметром от 3 до 6 мм. По материалам ГИС подошва газонасыщенной части пласта отбивается на абсолютной отметке – 691,0 м.

Газоводяной контакт газовой залежи Западно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II¹) принят на отметке – 691,0 м.

Залежь – пластовая, сводовая, повсеместно подстилаемая водой. размеры залежи: длина 1,2 км, ширина 0,3 км, высота 3,0 м.

*Южно-Лебединское поднятие
(понтские отложения, пласт II¹ и мэотические отложения)*

На Южно-Лебединском поднятии (понтские отложения, пласт II¹) пробурена скважина № 5, вскрывшая пласт II¹ в интервале от 771,2 до 792,0 м (от – 764,0 до – 784,8 м). Газоводяной контакт принят на отметке – 768,4 м.

Залежь – пластовая, сводовая, подстилаемая водой по всей площади. размеры залежи: длина 2,2 км, ширина 0,9 км, высота 4,4 м, площадь газоносности – 1,3 км².

На этом же поднятии в скважине № 5 ниже по разрезу вскрыт песчаный пласт в мэотических отложениях в интервале глубин от 1023,2 до 1026,0 м (от – 1015,5 до – 1018,3 м). В результате опробования пласта в интервале от 1022,5 до 1024,0 м (от – 1014,8 до – 1016,3 м) получен приток газа дебитом до 40 тыс. м³/сут., на штуцере диаметром 5 мм. По материалам ГИС пласт полностью газонасыщен.

Газоводяной контакт газовой залежи Южно-Лебединского поднятия (мэотические отложения) принят на отметке – 1019 м.

Залежь – пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная. размеры залежи: длина 1,0 км, ширина 0,8 км, высота 2,8 м, площадь газоносности – 0,76 км².

В таблице 1 приведено описание структурных особенностей залежей Лебединского месторождения.

Средние абсолютные отметки ГВК по продуктивным пластам залежей Лебединского газового месторождения приведены в таблице 2.

Результаты испытаний скважин и особенности строения залежей Лебединского газового месторождения приведены на геологическом разрезе (рисунок 4).

Схема корреляции продуктивных пластов понтских отложений по линии I-I показана на рисунке 5.

Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна

Лебединское месторождение с гидрогеологической точки зрения расположено в зоне Азово-Кубанского артезианского бассейна.

Верхний водоносный комплекс на Лебединском месторождении связан с *четвертичными отложениями и с верхним плиоценом* до глубины 110 и 120 м. Водоносными породами являются пески и алевролиты. Статистические уровни вод в скважинах устанавливаются на 1–2 м ниже поверхности земли. Дебиты вод в скважинах – 18–23 м³/сут.

Куяльницкий водоносный комплекс связан с песками и алевролитами в интервале глубин 120–455 м, содержит почти пресные пластовые воды с минерализацией 15–20 мг-экв./л.

Киммерийский водоносный комплекс связан с пачкой песчаников на глубинах 455–650 м, содержит пластовые воды, относящиеся к гидрокарбонатнонатриевому типу с минерализацией до 44 мг-экв./л, дебиты вод изменяются от 100 до 120 м³/сут.

Понтский водоносный комплекс приурочен к прослоям песков различной толщины, заключённых среди плотных глин. Воды этого горизонта изучены по скважине № 3, где при испытании пласта в интервале 726–727 м получен приток газа с водой (дебит воды до 4,5 м³/сут). Пластовая вода относится к хлоридно-кальциевому типу с общей минерализацией 487,8 мг-экв./л (14,4 г/л).

В воде отмечено содержание йода 12,27 мг/л, брома 37,3 мг/л.

Мэотический водоносный комплекс связан с мощными песчано-алевролитовыми прослоями. Воды напорные. Движение потока происходит в северо-западном направлении – в сторону Азовского моря. Пробы пластовой воды мэотического яруса на Лебединском месторождении не отбирались. Химический состав пластовых вод мэотического яруса приводится по аналогии с соседними месторождениями (Фрунзенским, Западно-Красноармейским). Пластовые воды относятся к хлоркальциевому типу с минерализацией 1720–1800 мг-экв./л. В водах отмечается присутствие йода, брома и бора.

Воды сарматских, конкских и караганских отложений на описываемой площади не изучались.

При испытании чокракских отложений в скважине № 5 в интервале 1561–1564 м получен приток воды с минерализацией 23,7 г/л. Вода хлоридно-натриевого типа. Содержание микроэлементов (мг/л): бора – 31,2; брома – 80; йода – 44. Содержание воднорастворённых органических веществ невысокое (мг/л): фенолы – 0,18; бензол – 0,14.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Геофизические исследования скважин (ГИС-бурение)

В скважинах Лебединского месторождения выполнен комплекс ГИС-бурение, включающий: СК, БКЗ, ИК, БК, МБК, МКЗ, КВ, АК, ГК, НГК, термометрию, инклинометрию, контроль качества цементации. Помимо этого в скважинах №№ 2, 5 и 7 проведён НК-т; в скважинах №№ 5 и 7 – ГГК.

Таблица 1 – Характеристика структурных особенностей залежей газа Лебединского газового месторождения

Поднятие	Отложение	Пласт	Пропласток	Тип залежи	Размер (длина, ширина), км	Средняя глубина залегания кровли, абсолютная отметка, (-) м	Высота залежи, м
Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая, с «сухим» полем	5,6×1,5	711	17
Восточно-Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая	1,6×0,3	721	1,6
		II	II ²	пластовая, сводовая, литологически экранированная	1,6×0,3	735	1,2
Западно-Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая, водоплавающая	1,2×0,3	689	3,0
Южно-Лебединское	понтские	II	II ¹	пластовая, сводовая, водоплавающая	2,2×0,9	764	4,4
	мэотические			пластовая, стратиграфически экранированная	1,0×0,8	1016	2,8

Таблица 2 – Средние абсолютные отметки ГВК по продуктивным пластам

Поднятие	Отложение	Пласт	Пропласток	Номер скважины	Абсолютная отметка ГВК, (-) м	
					по геофизическим данным (подошва газа)	по опробованию скважин
Лебединское	понтские	II	II ¹	3	719,0	719,2
	понтские	II	II ¹	2	722,4	–
Восточно-Лебединское	понтские	II	II ²	8	736,0	735,4
	понтские	II	II ¹	5	691,0	690,5
Западно-Лебединское	понтские	II	II ¹	5	768,4	–
	понтские	II	II ¹		1019,0	1016,3
Южно-Лебединское	мэотические					1019,0 (по ГИС)

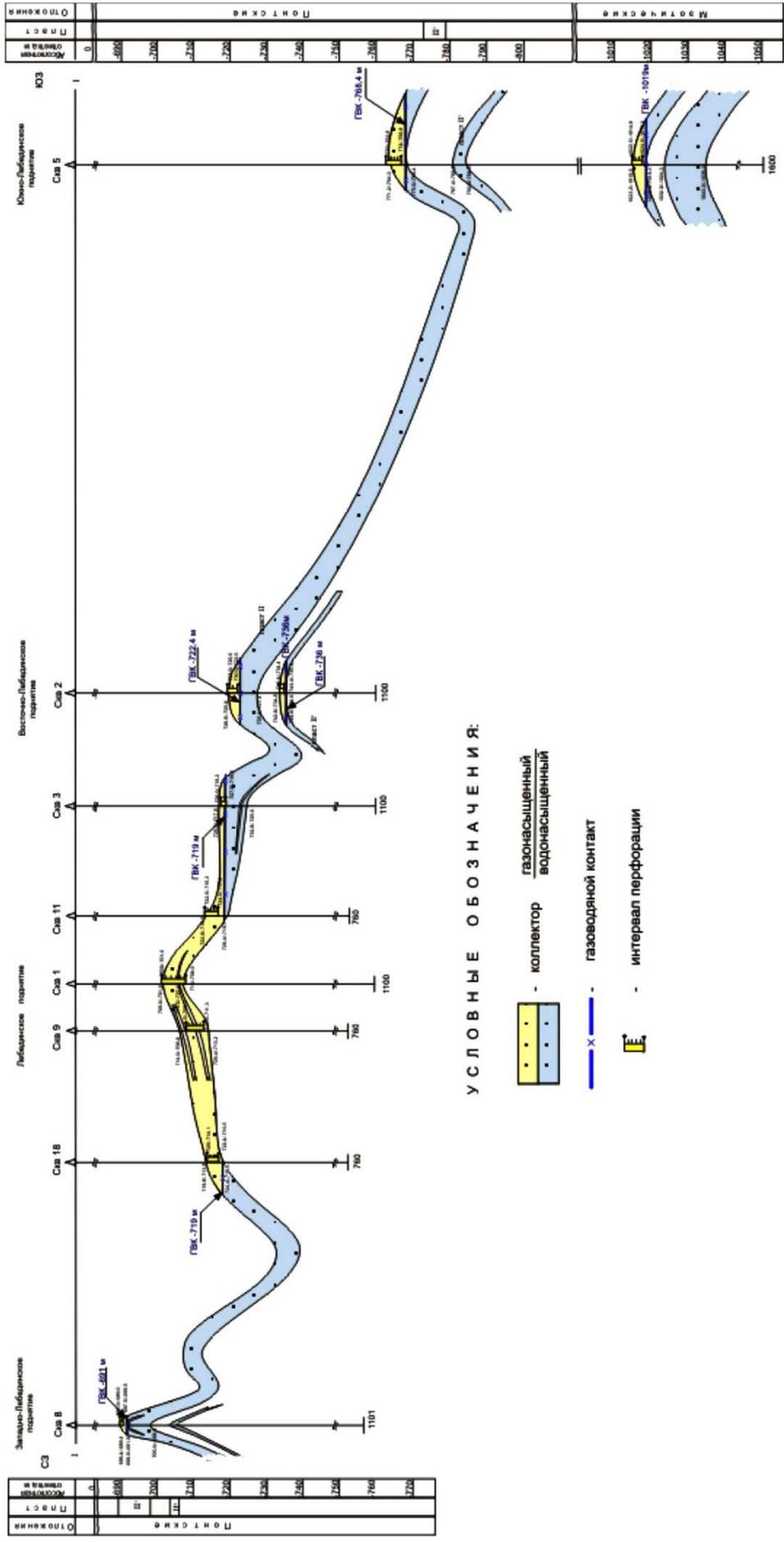


Рисунок 4 – Геологический разрез продуктивных пластов понтских и мезозойских отложений по линии I-I Лебединского газового месторождения

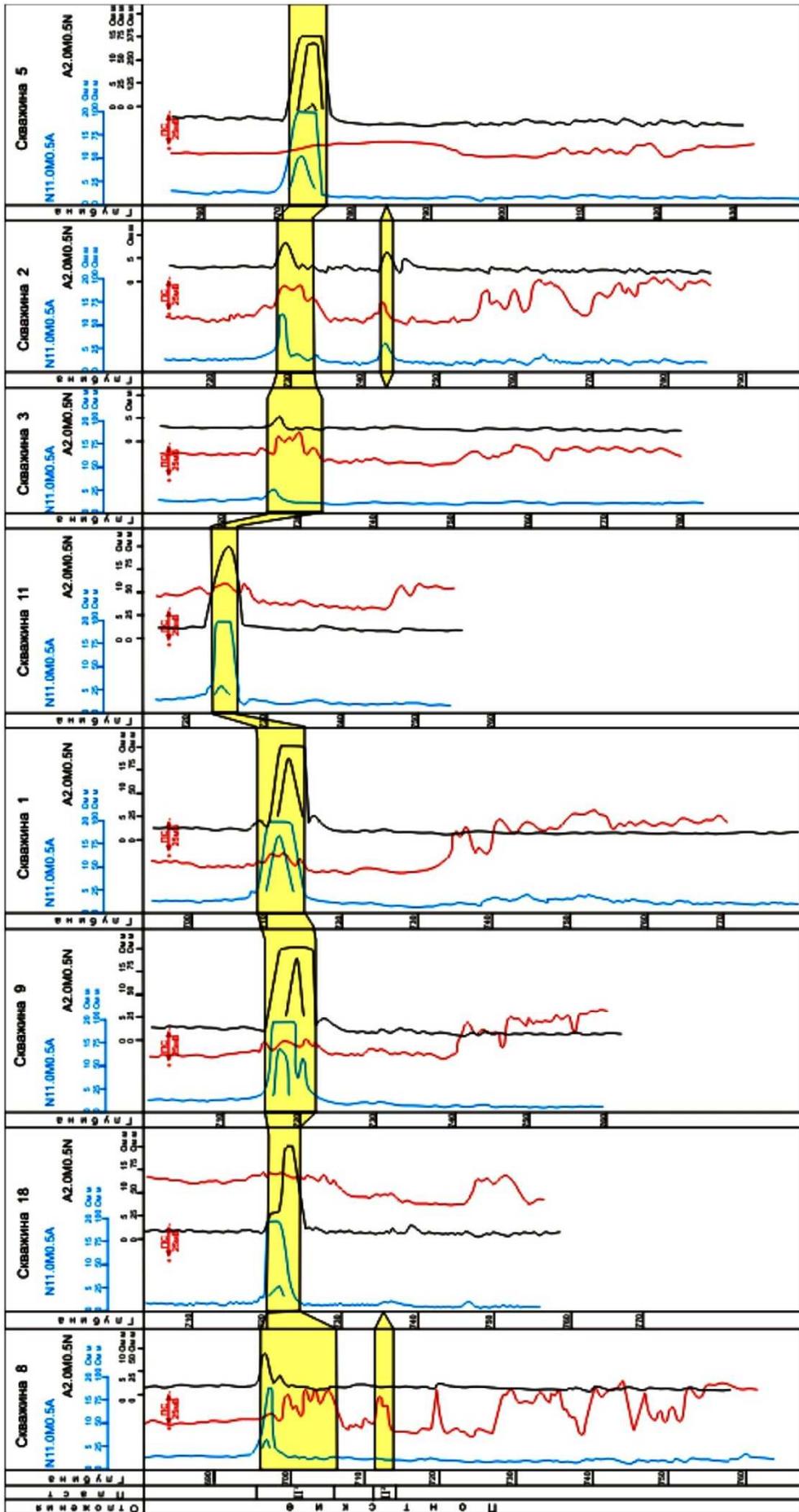


Рисунок 5 – Схема корреляции продуктивных пластов понтских отложений по линии I-I Лебединского газового месторождения

Пласты-коллекторы в разрезе выделялись в соответствии с прямыми качественными признаками коллекторов с использованием данных БКЗ, ПС, кавернометрии и микрометодов.

Коэффициент пористости K_n определялся методом относительного сопротивления $\frac{\rho_{\text{отн}}}{\rho_{\text{с}}} = f(K_n)$ с использованием обобщенной номограммы для слабосцементированных песчаников. Удельное электрическое сопротивление неизменной полностью водонасыщенной части пласта $\rho_{\text{вп}}$ определялось по данным ИК, БК и БКЗ. Для коллекторов понтского горизонта УЭС пластовой воды $\rho_{\text{с}} = 0,34$ Ом·м; для коллекторов мэотиса $\rho_{\text{с}} = 0,09$ Ом·м. При подсчёте запасов приняты определённые по данным ГИС следующие значения пористости:

• $K_n^{\text{ГИС}} = 0,32$ доли ед. для пласта II Лебединского, Восточно-Лебединского поднятий и отложений мэотиса;

• $K_n^{\text{ГИС}} = 0,29$ доли ед. для пласта II Западно-Лебединского и Южно-Лебединского поднятий.

По данным анализов кернa среднеарифметическое значение пористости пласта II понтских отложений $K_n^{\text{керна}} = 0,35$ доли ед.; мэотические отложения керном не охарактеризованы.

Коэффициент водонасыщенности $K_{\text{с}}$ определялся по зависимости, рекомендованной Вендельштейном Б.Ю. для гидрофильных коллекторов.

Для подсчёта запасов приняты следующие значения газонасыщенности, определённые по данным ГИС:

• $K_2^{\text{ГИС}} = 0,87$ доли ед. для пласта II Лебединского и Восточно-Лебединского поднятий;

• $K_2^{\text{ГИС}} = 0,85$ доли ед. для пласта II Западно-Лебединского поднятия;

• $K_2^{\text{ГИС}} = 0,89$ доли ед. для пласта II Южно-Лебединского поднятия;

• $K_2^{\text{ГИС}} = 0,62$ доли ед. для отложений мэотиса.

По данным анализов кернa коэффициент газонасыщенности не определялся.

За анализируемый период промыслово-геофизические исследования по оценке эксплуатационных характеристик пластов на месторождении не проводились. Значения основных параметров продуктивных пластов – эффективные толщины, коэффициенты пористости, проницаемости, газонасыщенности не уточнялись.

Параметры продуктивных пластов (пористость, газонасыщенность, проницаемость) по керну и ГИС

Параметры продуктивных пластов понтских отложений определялись на основании комплексного анализа результатов лабораторного исследования кернового материала в скважинах №№ 1 и 6, а также по данным геофизических и газогидродинамических исследований.

Понтские отложения

Пористость коллекторов понтского горизонта Лебединского газового месторождения определялась по результатам анализа кернa (скважины №№ 1 и 6) и по результатам обработки материалов комплекса ГИС. Среднеарифметическое значение коэффициента пористости по керну для понтских отложений составило 0,353.

По материалам ГИС коэффициент пористости определён в скважинах №№ 2, 3, 5 и 8 и по поднятиям составил:

- Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,32;
- Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,29;
- Восточно-Лебединское поднятие:
 - 1) понтские отложения пласт II¹ – 0,32;
 - 2) понтские отложения пласт II² – 0,32;
- Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,29.

Эти значения пористости (по материалам ГИС) приняты при подсчёте запасов и проектировании.

Начальная газонасыщенность по керну не определялась.

По материалам ГИС коэффициент газонасыщенности определён в скважинах №№ 1, 2, 3, 5 и 8 и по поднятиям составил:

- Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,87;
- Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,85;
- Восточно-Лебединское поднятие:
 - 1) понтские отложения, пласт II¹ – 0,87;
 - 2) понтские отложения, пласт II² – 0,87;
- Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹) – 0,89.

Эти значения газонасыщенности (по материалам ГИС) приняты при подсчёте запасов и проектировании.

Проницаемость понтских отложений определялась в процессе газогидродинамических исследований скважин №№ 1, 2, 3, 5, 8, 9 и 11. Рассчитанная по коэффициенту А уравнения притока проницаемость изменяется от $113 \cdot 10^{-15}$ (скважина № 1) до $2330 \cdot 10^{-15}$ м² (скважина № 8).

Мэотические отложения

Пористость и начальная газонасыщенность коллекторов мэотического горизонта Лебединского газового месторождения по результатам анализа керна (скважины № 5) не определялась.

По материалам ГИС коэффициент пористости определён в скважине № 5 и составил 0,32.

По материалам ГИС коэффициент газонасыщенности определён в скважине № 5 и составил 0,62.

Проницаемость мэотических отложений определялась в процессе газогидродинамических исследований в скважине № 5. Рассчитанная по коэффициенту А уравнения притока проницаемость изменяется от $578 \cdot 10^{-15}$ до $2519 \cdot 10^{-15}$ м².

Физико-химическая характеристика газа

Исследования по определению физико-химического состава газа проводились в лаборатории газогидродинамических исследований ОАО «СевКавНИПИгаз».

Отборы проб производились из скважин №№ 1, 2, 3, 8, 9 и 11, которые вскрыли понтские отложения, и из скважины № 5 при испытании мэотических отложений.

Согласно проведённым анализам состав газа понтских и мэотических отложений очень близок по качественному и количественному содержанию компонентов.

Пластовый газ состоит, в основном, из метана – 99,347 % об., этана – 0,018 % об., углекислого газа – 0,09 % об., азота – 0,545 % об. Относительная плотность газа по составу – 0,558.

Физико-химическая характеристика пластовых вод

При испытании скважины № 3 (Лебединское поднятие, понтские отложения) получен приток газа с незначительным количеством пластовой воды. Результаты анализа воды из скважины № 3 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты анализа воды из скважины № 3 (понтские отложения)

Возраст отложения	понтские		
Интервал перфорации, м	726-727		
Условия отбора	dшт = 4 мм, сепаратор		
Удельный вес / рН	1,009 / 7,0		
Катионы	мг/л	мг-экв./л	%-экв./л
Na ⁺ + K ⁺	5011	217,87	44,66
Ca ²⁺	240	12,00	2,46
Mg ²⁺	122	10,00	2,05
NH ₄ ⁺	73	4,04	0,83

Окончание таблицы 3

Анионы:			
Cl ⁻	8224	232,00	47,56
SO ₄ ²⁻	53	1,11	0,23
CO ₃ ²⁻	не обнаружено		
HCO ₃ ⁻	659	10,80	2,21
Сумма ионов	14382	487,82	100,00
Микроэлементы:			
В	не обнаружено		
J ⁻	12,27	–	–
Br ⁻	37,30	–	–
rNa/Cl	0,94	–	–
r(Cl-Na):Mg	1,41	–	–
Генетический тип воды	хлоридно-кальциевый		

Оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод

Многолетний период эксплуатации месторождения свидетельствует о разработке газовых залежей в условиях водонапорного режима, близкого к жёсткому. Подтверждением этому служит значительное отставание темпов падения пластового давления от отборов газа и зависимости приведённого пластового давления в функции накопленного отбора газа.

Бурение дополнительных контрольных и пьезометрических скважин на месторождении не предусматривается. Контроль за режимом разработки залежи рекомендуется осуществлять эксплуатационным фондом скважин.

Рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки

Гидродинамические исследования продуктивного пласта-коллектора (смачиваемость, коэффициент вытеснения газа водой и т.д.) лабораторными методами не исследовались.

В процессе эксплуатации рекомендуется проводить контроль за химическим составом, количеством и качеством воды в продукции скважины.

Толщины продуктивных горизонтов

Выделение общих, эффективных и эффективных газонасыщенных толщин продуктивных отложений Лебединского газового месторождения проводилось по материалам ГИС (на основе качественных и количественных критериев) с учётом результатов анализов керна и опробований скважин.

Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

Общая толщина продуктивного пласта на Лебединском поднятии изменяется от 4,6 м (скважина № 18) до 27,2 м (скважина № 11).

Эффективная толщина продуктивного пласта изменяется в интервале от 4,2 м (скважина № 9) до 27,1 м (скважина № 11).

Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0 м (скважина № 3) до 5,6 м (скважина № 1). Для проектирования принято средневзвешенное значение эффективной газонасыщенной толщины равное 4,1 м.

Восточно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹ и пласт II²)

Общая толщина продуктивного пласта II¹ понтских отложений на Восточно-Лебединском поднятии составляет 6,6 м (скважина № 2).

Эффективная толщина составляет 6,6 м (скважина № 2).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Восточно-Лебединском поднятии – 0,5 м.

Общая толщина продуктивного пласта II2 понтских отложений на Восточно-Лебединском поднятии – 1,2 м (скважина № 2).

Эффективная толщина – 1,2 м (скважина № 2).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Восточно-Лебединском поднятии – 0,4 м.

Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II¹)

Общая толщина продуктивного пласта II1 понтских отложений на Западно-Лебединском поднятии составляет 9,2 м (скважина № 8).

Эффективная толщина – 8,4 м (скважина № 8).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Западно-Лебединском поднятии – 1 м.

*Южно-Лебединское поднятие
(понтские отложения, пласт II¹ и мэотические отложения)*

Общая толщина продуктивного пласта II1 понтских отложений на Южно-Лебединском поднятии составляет 5,4 м (скважина № 5).

Эффективная толщина – 4,4 м (скважина № 5).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Южно-Лебединском поднятии продуктивного пласта II1 понтских отложений – 2,77 м.

Общая толщина продуктивного пласта мэотических отложений на Южно-Лебединском поднятии – 19,8 м (скважина № 5).

Эффективная толщина – 13,8 м (скважина № 5).

Средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина на Южно-Лебединском поднятии продуктивного пласта мэотических отложений составляет 1,46 м.

В таблице 4 представлены величины, характеризующие коэффициенты песчанности и расчленённости разреза.

Таблица 4 – Характеристика неоднородности продуктивного пласта

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанности		Коэффициент расчлененности	
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации
Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹)				
5	0,906	77,45	2,02	62,36
Восточно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹ / пласт II ²)				
1/1	1,0/1,0	0/0	2,0/1,0	0/0
Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹)				
1	0,91	0	1,0	0
Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II ¹ / мэотические отложения)				
1/1	1,0/0,7	0/0	1,0/2,0	0/0

Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин

Первые газогидродинамические исследования на Лебединском газовом месторождении были проведены в период с 1991 по 1994 годы в поисковых скважинах №№ 1, 2, 3, 5 и 8.

В соответствии с результатами проведённых исследований в проекте ОПЭ, составленном в 1994 году, были обоснованы величины допустимых дебитов газа, депрессии на пласт, а также величины коэффициентов фильтрационных сопротивлений А и В, зависящие от степени несовершенства скважины, геометрии зоны дренирования, параметров пласта и свойств газа. В конце 1996 года месторождение было введено в опытно-промышленную эксплуатацию.

В процессе эксплуатации газодинамические исследования неоднократно проводились в скважинах №№ 1, 3, 5, 9 и 11. В ходе проведённых исследований выполнялись глубинные замеры пластовых и забойных параметров при различных режимах работы скважин, определение дебитов газа, расчёт проницаемости и фильтрационных коэффициентов для составления уравнения притока газа к забою скважин.

После составления последнего проектного документа проведены исследования методом смены стационарных режимов фильтрации в действующей скважине № 1 (Лебединское поднятие) для уточнения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта, депрессий и дебитов газа на различных режимах работы. Результаты исследований скважины № 1 за анализируемый период приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты исследований скважин Лебединского поднятия

Наименование	Количество, шт.		Интервал изменения	Значение
	скважин	измерений		
Начальное пластовое давление, МПа	–	–	–	7,27
Статическое давление, МПа	1	2	6,56–6,58	6,57
Давление на устье работающей скважины, МПа	1	8	6,44–6,51	6,48
Депрессия на пласт, МПа	1	8	0,006–0,019	0,012
Дебит газа, тыс. м ³ /сут.	1	8	4,23–16,9	16,9
Количество выносимой воды, м ³ /сут.	–	–	–	–
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:				
A, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	1	2	0,0068–0,0082	0,0082
B, (МПа/(тыс. м ³ /сут.)) ²	1	2	0,000481–0,000865	0,000865
C	1	1	0,00392	0,00392
Пластовая температура, °С	1	2	31,6–33,6	33,6
Проницаемость пласта в газовой зоне, ×10 ⁻¹⁵ м ²	1	2	578–681	578

В октябре 2010 года исследование скважины № 1 проведено на трёх режимах фильтрации через штуцера диаметром 2,0; 2,5; 3,0 мм. На каждом режиме определялись дебиты газа, а также устьевые и забойные параметры. При исследовании скважины в диапазоне создаваемых депрессий на пласт от 0,014 до 0,019 МПа дебиты газа изменялись от 4,23 до 9,51 тыс. м³/сут. Пластовое давление составило 7,22 МПа.

Уравнение притока газа к забою скважины имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = 0,0068 \cdot Q + 0,000481 \cdot Q^2, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; Q – дебит газа, тыс. м³/сут.

Проницаемость призабойной зоны пласта, рассчитанная по коэффициенту A, составила 681 · 10⁻¹⁵ м².

В октябре 2011 года исследование скважины проведено на стационарных режимах фильтрации через штуцера диаметром 3,0; 3,5; 4,0 мм прямым и обратным ходом. Перед проведением замеров было определено положение фактического забоя скважины, глубина которого составила 597,0 м (предположительно образование проницаемой песчаной пробки в НКТ). Интервал перфорации от 709 до 716 м.

При исследовании скважины в диапазоне создаваемых депрессий на пласт от 0,006 до 0,012 МПа дебиты газа изменялись от 9,6 до 16,9 тыс. м³/сут. Выноса жидкости в процессе исследования не отмечалось. Согласно результатам проведённых исследований коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили: A = 0,0082 МПа²/(тыс. м³/сут.); B = 0,000865 (МПа/(тыс. м³/сут.))²; C – 0,00392, проницаемость призабойной зоны пласта равна 578 · 10⁻¹⁵ м². Пластовое давление, замеренное глубинным прибором и пересчитанное на середину интервала перфорации, составило 7,11 МПа.

Анализ результатов исследований свидетельствует об ухудшении условий эксплуатации скважины. Наблюдается снижение проницаемости призабойной зоны пласта с $681 \cdot 10^{-15}$ до $578 \cdot 10^{-15}$ м² и увеличение коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В с 0,0068 до 0,0082 и с 0,000481 до 0,000865 соответственно. Наличие коэффициента С в уравнении притока по результатам исследования указывает на создание дополнительного сопротивления в призабойной зоне скважины, что может быть связано с наличием проницаемой песчаной пробки в НКТ на глубине 597 м.

Максимальная депрессия в процессе исследования достигала 0,012 МПа (диаметр штуцера 4,0 мм), дебит газа при этом составил 16,9 тыс. м³/сут. В пределах создаваемой депрессии на пласт максимально допустимый дебит газа не ограничен, вынос воды или разрушение пласта-коллектора отсутствуют. Так как при исследовании скважины депрессии на пласт и дебиты газа были ниже, чем на рабочем режиме, то образование песчаной пробки в стволе НКТ может свидетельствовать о начале разрушения призабойной зоны при эксплуатации скважины в газопромысловый коллектор на рабочем штуцере диаметром 4,5 мм.

Пластовое давление в залежи за период разработки снизилось с 7,27 до 7,11 МПа, или на 2,2 % от начального. Низкий темп падения пластового давления при существующей накопленной добыче газа объясняется тем, что залежь эксплуатируется в условиях проявления водонапорного режима, близкого к жёсткому.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – 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. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. 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.
11. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
12. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
13. Герасимов Д.К. Разработка газового месторождения: расчёт и экономический анализ инвестиционного проекта // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 182–194.
14. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
15. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 170–172.
16. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells: textbook for students of higher educational institutions. – 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. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : JRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2017. – 326 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Aidamirova Z.G., Bachaeva T.H. Estimation of the oil and gas bearing prospects of the pontic-meothetic deposits of the Coastal group of deposits of the northern board of the Western Kuban pro-bend // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – p. 13–16.
11. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
12. 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.
13. Gerasimov D.K. Gas field development: calculation and the economic analysis of an investment project // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – p. 182–194.
14. Gutsu A.S., Shiyan S.I. Analysis of the current state and prospects of the Lebedinskoye gas field development // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2.
15. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of the Markov models to analysis of the oil and gas fields development and well flow rate estimation // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 part. – Part 1. – p. 170–172.
16. Savenok O.V. Theoretical basis for the development of oil and gas fields. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.