

УДК 624.131.1 + 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА  
ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ  
ЛЕБЕДИНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL FOUNDATIONS FOR DESIGN AND ANALYSIS  
OF THE CURRENT STATE OF 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

**Савенок Ольга Владимовна**

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

**Шаблий Илья Игоревич**

ведущий специалист,  
ООО «РН – Морской терминал Туапсе»  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Аннотация.** В статье рассмотрены геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Лебединского газового месторождения. Приведено геологическое строение месторождения и залежей (литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений и газонасность месторождения); описаны гидрогеологические и инженерно-геологические условия (характеристика режима водонапорного бассейна; размеры и параметры водонапорного бассейна); дана физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов (геофизические исследования скважин (ГИС-бурение); параметры продуктивных пластов по керну и ГИС); показан состав и свойства пластовых флюидов (физико-химическая характеристика газа; физико-химическая характеристика пластовых вод; оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод; рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки); рассмотрена сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (толщины продуктивных горизонтов; анализ результатов газогидродинамических исследований скважин).

**Ключевые слова:** геолого-физическая характеристика месторождения; геологическое строение месторождения; газонасность месторождения; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; параметры продуктивных пластов по керну и ГИС; сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов; анализ результатов газогидродинамических исследований скважин.

**Gutsu Alexey Sergeevich**

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

**Savenok Olga Vadimovna**

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

**Shabliy Ilya Igorevich**

leading specialist,  
«Rosneft – Morskoy terminal Tuapse» LLC  
ilyashabliy0209@gmail.com

**Annotation.** The article discusses the geological foundations for the design and analysis of the current state of development of the Lebedinskoye gas field. The geological structure of the field and deposits (lithological and stratigraphic characteristics of the discovered deposits and gas content of the field) is given; hydrogeological and engineering-geological conditions are described (characteristic of the regime of the water basin; dimensions and parameters of the water basin); given the physical and hydrodynamic characteristics of the productive formations (geophysical studies of wells (well logging-drilling); parameters of the productive formations by core and well logging); the composition and properties of reservoir fluids are shown (physical and chemical characteristics of the gas; physicochemical characteristics of the reservoir waters; assessment of the regime and nature of the likely progress of the reservoir waters; recommendations for hydrogeological observations and studies during development); The combined geological and physical characteristics of productive formations (thickness of productive horizons; analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells) are considered.

**Keywords:** geological and physical characteristics of the field; geological structure of the field; gas content of the field; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; core and well logging parameters; summary geological and physical characteristics of reservoirs; analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells.

### 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.

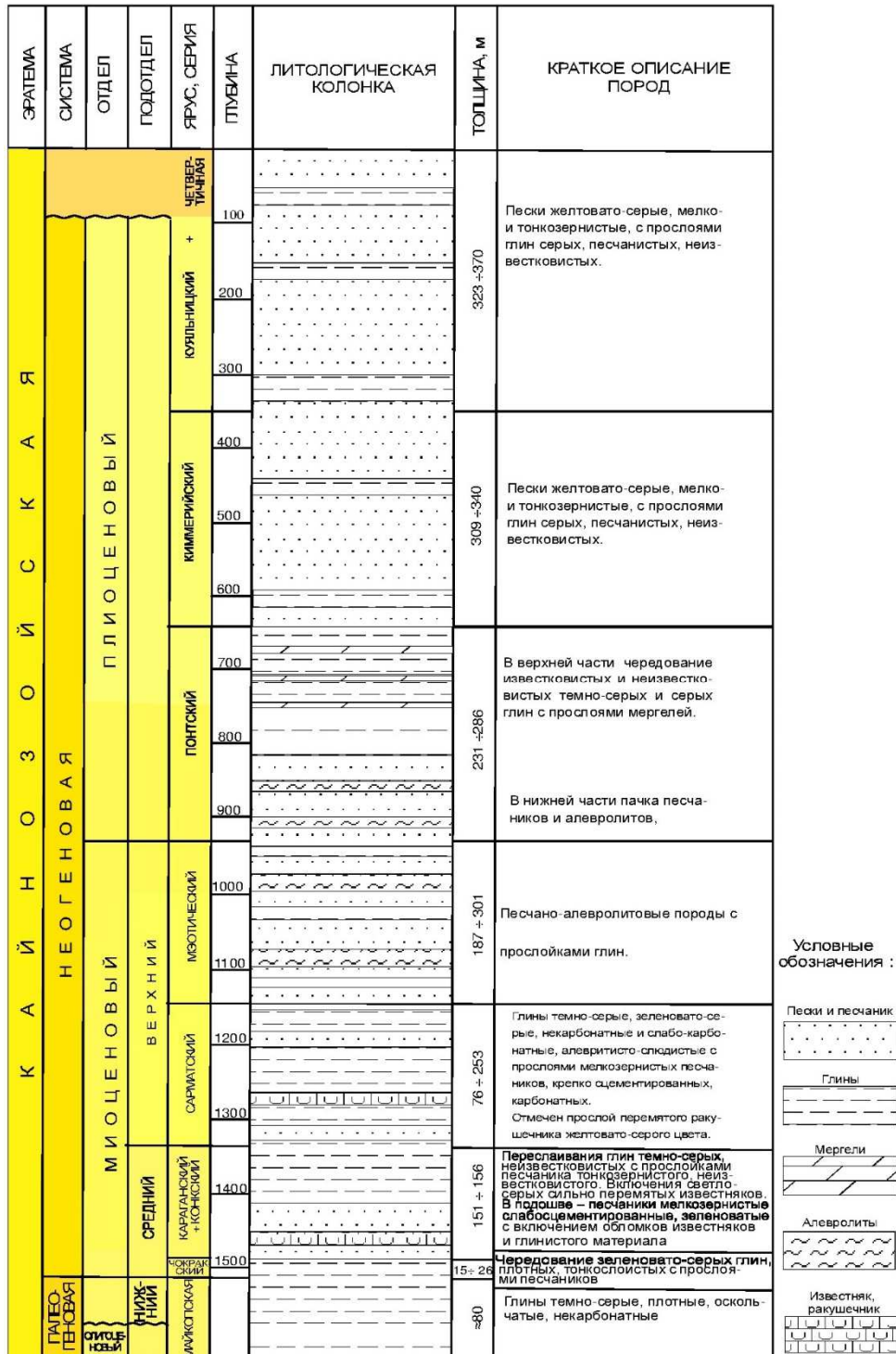


Рисунок 1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез Лебединского газового месторождения

*Кайнозойская эратема Kz*

*Палеогеновая система P*

*Олигоценый отдел P<sub>3</sub>*

*Майкопская серия N<sub>1</sub><sup>1</sup> – P<sub>3</sub> мкр*

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

*Неогеновая система N*

*Миоценовый отдел N<sub>1</sub>*

*Средний подотдел N<sub>1</sub><sup>2</sup>*

*Чокракские* отложения N<sub>1</sub><sup>2</sup> ch представлены чередованием зеленовато-серых глин, плотных, тонкослоистых с прослоями песчаников.

Вскрытая толщина чокракских отложений колеблется от 15 до 26 м.

*Караганские* N<sub>1</sub><sup>2</sup> k и *конкские* N<sub>1</sub><sup>2</sup> k отложения относятся к среднемиоценовым, не разделяются ввиду их литологического сходства и отсутствия ядерного материала, сложены глинами тёмно-серыми, известковистыми с прослойками песчаника тонкозернистого, известковистого. Отмечаются включения светло-серых сильно перемятых известняков. В подошве – песчаники мелкозернистые, слабоцементированные, зеленоватые с включением обломков известняков и глинистого материала.

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

*Верхний подотдел N<sub>1</sub><sup>3</sup>*

*Сарматские* отложения литологически представлены глинами темно-серыми, зеленовато-серыми, некарбонатными и слабокарбонатными, алевритисто-слюдистыми с прослоями мелкозернистых песчаников, крепко цементированных, 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 N<sub>2</sub>*

*Понтские* N<sub>1-2</sub> 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* N<sub>2</sub><sup>2</sup> 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 куюльницкий N<sub>2</sub> kj ярус*

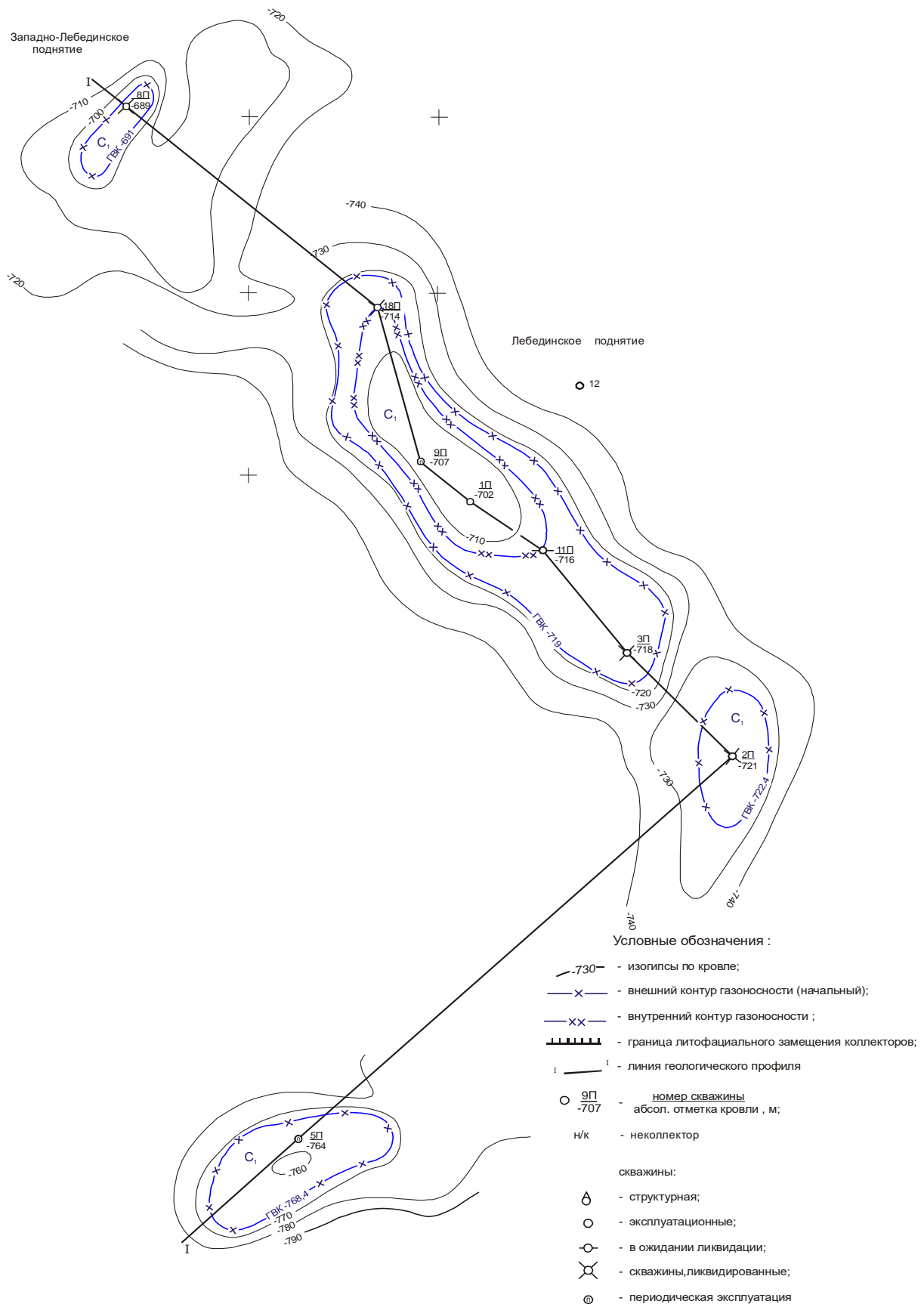
Этот комплекс отложений сложен суглинками желтовато-серыми, бурыми, переходящими вниз по разрезу в песчаные, известковистыми глинами с прослоями глинистых песков.

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

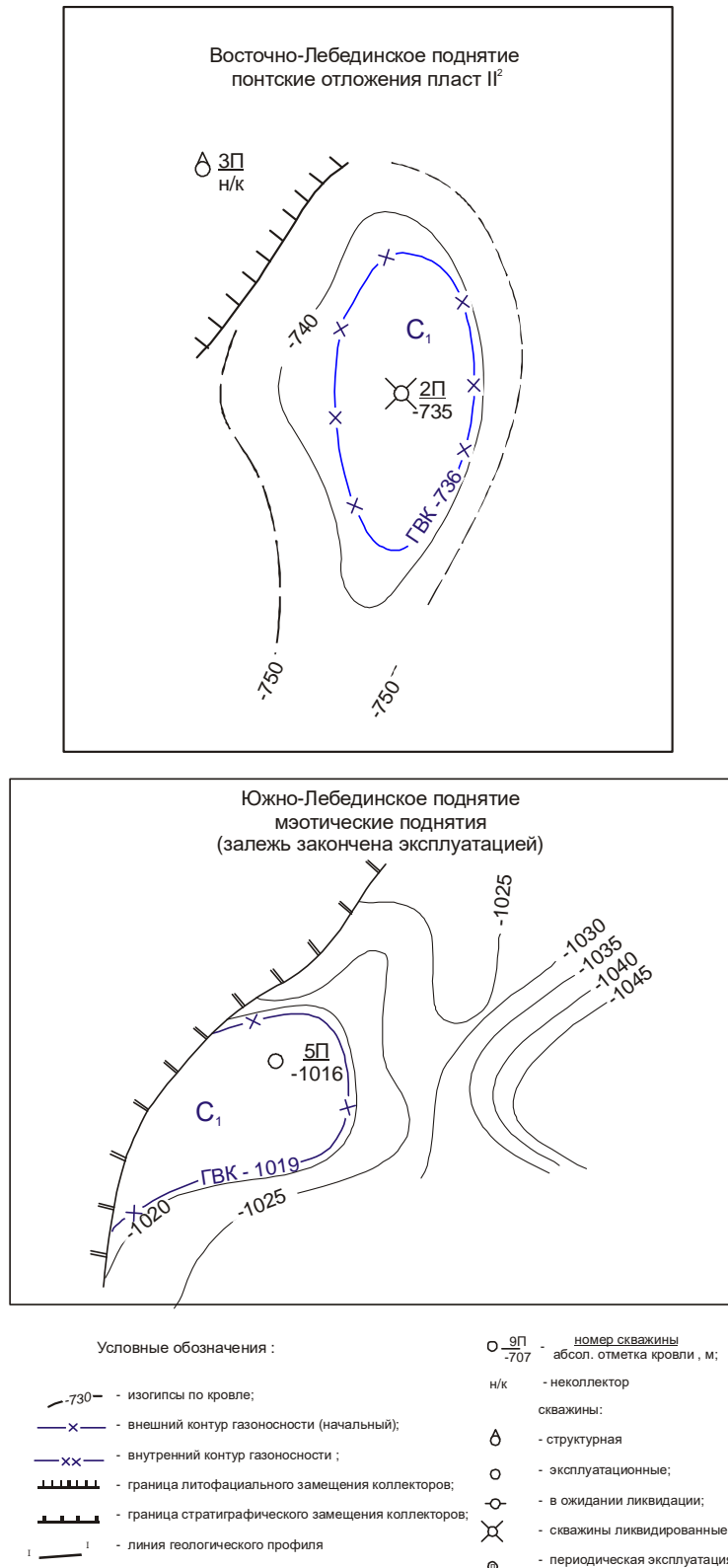
### **Газоносность месторождения**

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 II<sup>1</sup> и II<sup>2</sup>) и в мэотических отложениях.

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



**Рисунок 2** – Структурная карта по кровле коллекторов понтских отложений пласт II<sup>1</sup> Лебединского газового месторождения



**Рисунок 3** – Структурные карты по кровле коллекторов Восточно-Лебединского (понтские отложения II<sup>2</sup>) и Южно-Лебединского (мэотические 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 II<sup>1</sup> развит по всей площади, пропласток II<sup>2</sup> 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 II<sup>1</sup>)*

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 II<sup>1</sup>) 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 м<sup>3</sup>/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 км<sup>2</sup>.

*Восточно-Лебединское поднятие  
(понтские отложения, пласт II<sup>1</sup> и пласт II<sup>2</sup>)*

На Восточно-Лебединском поднятии пробурена скважина № 2.

Газоводяной контакт газовой залежи Восточно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>) 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 км<sup>2</sup>.

Газоводяной контакт газовой залежи Восточно-Лебединского поднятия (понтские отложения, пласт II<sup>2</sup>) 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 м<sup>3</sup>/сут, диаметр штуцера 3 мм.

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

*Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>)*

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. м<sup>3</sup>/сут до 36,1 тыс. м<sup>3</sup>/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 II<sup>1</sup>) 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 II<sup>1</sup> и мзотические отложения)*

На Южно-Лебединском поднятии (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>) пробурена скважина № 5, вскрывшая пласт II<sup>1</sup> 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 км<sup>2</sup>.

На этом же поднятии в скважине № 5 ниже по разрезу вскрыт песчаный пласт в мзотических 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. м<sup>3</sup>/сут., на штуцере диаметром 5 мм. По материалам ГИС пласт полностью газонасыщен.

Газоводяной контакт газовой залежи Южно-Лебединского поднятия (мзотические 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 км<sup>2</sup>.

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.

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 <sup>1</sup>	пластовая, сводовая, с «СУХИМ» полем	5,6×1,5	711	17
Восточно-Лебединское	понтские	II	II <sup>1</sup>	пластовая, сводовая	1,6×0,3	721	1,6
		II	II <sup>2</sup>	пластовая, сводовая, литологически экранированная	1,6×0,3	735	1,2
Западно-Лебединское	понтские	II	II <sup>1</sup>	пластовая, сводовая, водоплавающая	1,2×0,3	689	3,0
Южно-Лебединское	понтские	II	II <sup>1</sup>	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	утверждённые и принятые для построения
Лебединское	понтские	II	II <sup>1</sup>	3	719	719,2	719 (по ГИС)
Восточно-Лебединское	понтские	II	II <sup>1</sup>	2	722,4	–	722,4 (по ГИС)
		II	II <sup>2</sup>		736,0	735,4	736 (по ГИС)
Западно-Лебединское	понтские	II	II <sup>1</sup>	8	691,0	690,5	691 (по ГИС)
Южно-Лебединское	понтские	II	II <sup>1</sup>	5	768,4	–	768,4 (по ГИС)
		мэотические			1019	1016,3	1019 (по ГИС)

Результаты испытаний скважин и особенности строения залежей Лебединского газового месторождения приведены на геологическом разрезе (рис. 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 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/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.

Сведения о водонапорном бассейне, приуроченном к вышеуказанному водоносному комплексу, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сведения о водонапорном бассейне

Параметр		Единица измерения	Среднее значение	Диапазон изменения параметра	
				минимальное значение	максимальное значение
1		2	3	4	5
Площадь		тыс. км <sup>2</sup>	110		
Толщина пласта	понтский ярус (II <sup>1</sup> + II <sup>2</sup> )	м	18	5,8	28,4
	мэотический ярус		≈ 20		
Открытая пористость	понтский ярус (II <sup>1</sup> + II <sup>2</sup> )	%	32	30,1	40
	мэотический ярус		32		
Проницаемость	понтский ярус (II <sup>1</sup> + II <sup>2</sup> )	10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	787,8	2,33	1761
	мэотический ярус		578		
Начальное пластовое давление	понтский ярус (II <sup>1</sup> + II <sup>2</sup> )	МПа	7,28	6,98	7,45
	мэотический ярус		10,25		



Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Температура	понтский ярус (II <sup>1</sup> + II <sup>2</sup> )	°С	35,2	34	36,5
	мэотический ярус		45		
Вязкость пластовых вод		мПа·с	не определялась		
Общая минерализация	понтский ярус (II <sup>1</sup> + II <sup>2</sup> )	мг-экв./л	487,8		
	мэотический ярус		1760	1720	1800

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 2ННК-т; в скважинах №№ 5 и 7 – ГГК.

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

- $K_n^{ГИС} = 0,32$  доли ед. для пласта II Лебединского, Восточно-Лебединского поднятий и отложений мэотиса;
- $K_n^{ГИС} = 0,29$  доли ед. для пласта II Западно-Лебединского и Южно-Лебединского поднятий.

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

Коэффициент водонасыщенности  $K_в$  определялся по зависимости, рекомендованной Вендельштейном Б.Ю. для гидрофильных коллекторов.

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

- $K_2^{ГИС} = 0,87$  доли ед. для пласта II Лебединского и Восточно-Лебединского поднятий;
- $K_2^{ГИС} = 0,85$  доли ед. для пласта II Западно-Лебединского поднятия;
- $K_2^{ГИС} = 0,89$  доли ед. для пласта II Южно-Лебединского поднятия;
- $K_2^{ГИС} = 0,62$  доли ед. для отложений мэотиса.

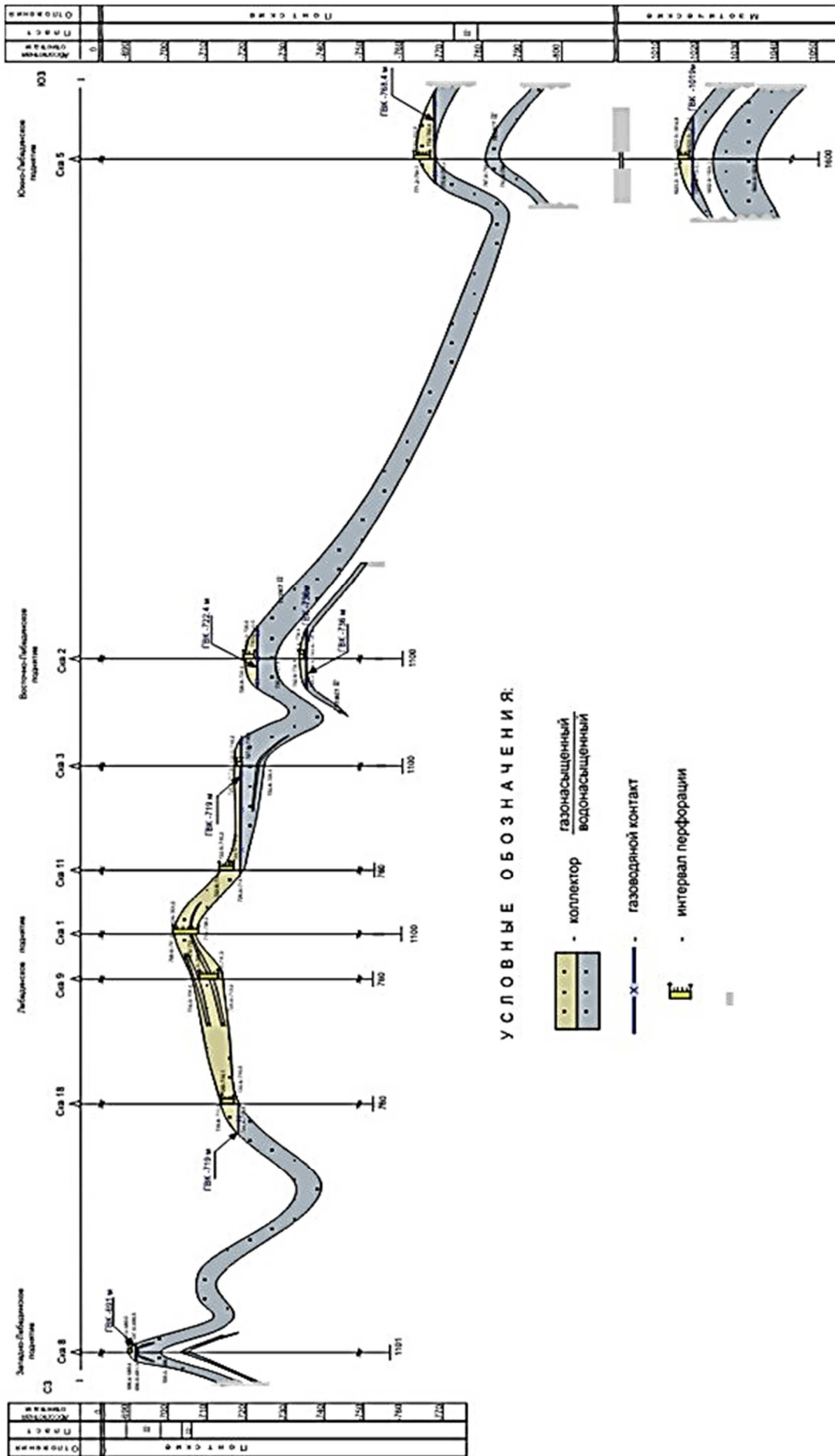


Рисунок 4 – Геологический разрез продуктивных пластов понтских и мзотических отложений по линии I-I Лебединского газового месторождения

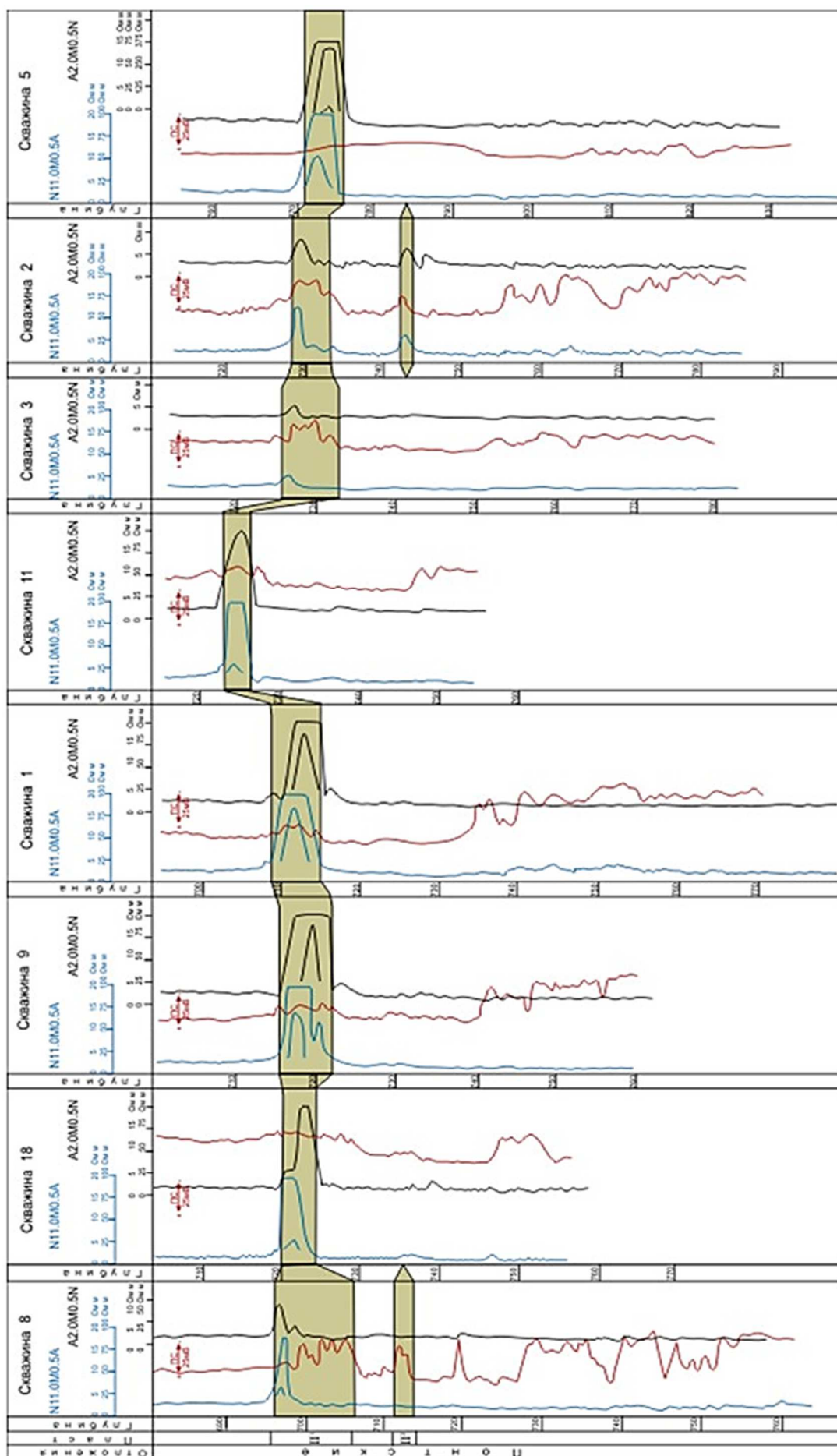


Рисунок 5 – Схема корреляции продуктивных пластов понтских отложений по линии I-I Лебединского газового месторождений

По данным анализов керна, 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 керна (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 определен в скважинах №№ 2, 3, 5, 8 и по поднятиям составил:

- Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>) – 0,32;
- Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>) – 0,29;
- Восточно-Лебединское поднятие:
  - 1) понтские отложения пласт II<sup>1</sup> – 0,32;
  - 2) понтские отложения пласт II<sup>2</sup> – 0,32;
- Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>) – 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, 8 и по поднятиям составил:

- Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>) – 0,87;
- Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>) – 0,85;
- Восточно-Лебединское поднятие:
  - 1) понтские отложения, пласт II<sup>1</sup> – 0,87;
  - 2) понтские отложения, пласт II<sup>2</sup> – 0,87;
- Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>) – 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  $2330 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (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  $2519 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>.

## Состав и свойства пластовых флюидов

### Физико-химическая характеристика газа

Исследования по определению физико-химического состава газа проводились сотрудниками 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 проведенным 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 4.

Таблица 4 – Результаты анализа воды из скважины № 3 (понтские отложения)

Возраст отложения	понтские		
Интервал перфорации, м	726–727		
Условия отбора	d <sub>шт</sub> = 4 мм, сепаратор		
Удельный вес / рН	1,009 / 7,0		
Катионы	мг/л	мг-экв./л	%-экв./л
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	5011	217,87	44,66
Ca <sup>2+</sup>	240	12,00	2,46
Mg <sup>2+</sup>	122	10,00	2,05
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	73	4,04	0,83
Анионы:			
Cl <sup>-</sup>	8224	232,00	47,56
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	53	1,11	0,23
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	не обнаружено		
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	659	10,80	2,21
Сумма ионов	14382	487,82	100,00
Микроэлементы:			
B <sup>-</sup>	не обнаружено		
J <sup>-</sup>	12,27	–	–
Br <sup>-</sup>	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.

**Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов**

***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 учетом результатов анализов керн и опробований скважин.

***Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II<sup>1</sup>)***

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 II<sup>1</sup> и пласт II<sup>2</sup>)***

Общая толщина продуктивного пласта II<sup>1</sup> 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 II<sup>2</sup> 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 II<sup>1</sup>)***

Общая толщина продуктивного пласта II<sup>1</sup> 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 II<sup>1</sup> и мэотические отложения)***

Общая толщина продуктивного пласта II<sup>1</sup> 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 II<sup>1</sup> 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.

Сведения о статистических характеристиках толщин продуктивных пластов Лебединского газового месторождения представлены в таблице 5.

**Таблица 5** – Статистические характеристики толщин пластов

Подняtie	Отложения	Пласт	Толщина, м	Наименование характеристик	По пласту в целом	
Лебединское	понтские	II <sup>1</sup>	общая	среднее значение	17,1	
				интервал изменения	4,6–27,2	
			эффективная	среднее значение	16,1	
				интервал изменения	4,2–27,1	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	4,1	
				интервал изменения	0–5,6	
Восточно-Лебединское	понтские	II <sup>1</sup>	общая	среднее значение	6,6	
				интервал изменения	–	
			эффективная	среднее значение	6,6	
				интервал изменения	–	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	0,5	
				интервал изменения	0–1,6	
		II <sup>2</sup>	общая	среднее значение	1,2	
				интервал изменения	–	
			эффективная	среднее значение	1,2	
				интервал изменения	–	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	0,4	
				интервал изменения	0–1,2	
Западно-Лебединское	понтские	II <sup>1</sup>	общая	среднее значение	9,2	
				интервал изменения	–	
			эффективная	среднее значение	8,4	
				интервал изменения	–	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	1,0	
				интервал изменения	0–1,6	
Южно-Лебединское	понтские	II <sup>1</sup>	общая	среднее значение	5,4	
				интервал изменения	–	
			эффективная	среднее значение	4,4	
				интервал изменения	–	
			газонасыщенная	средневзвешенное значение	2,77	
				интервал изменения	0–4,4	
	мэотические			общая	среднее значение	19,8
					интервал изменения	–
				эффективная	среднее значение	13,8
					интервал изменения	–
				газонасыщенная	средневзвешенное значение	1,46
					интервал изменения	0–2,8

В таблице 6 представлены величины характеризующие коэффициенты песчанности и расчленённости разреза.

**Таблица 6** – Характеристика неоднородности продуктивного пласта

Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчаности		Коэффициент расчленённости	
	среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации
Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II <sup>1</sup> )				
5	0,906	77,45	2,02	62,36
Восточно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II <sup>1</sup> /пласт II <sup>2</sup> )				
1/1	1,0/1,0	0/0	2,0/1,0	0/0
Западно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II <sup>1</sup> )				
1	0,91	0	1,0	0
Южно-Лебединское поднятие (понтские отложения, пласт II <sup>1</sup> /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 гг. 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 в 2010 и 2011 годах 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 7.

**Таблица 7** – 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 <sup>3</sup> /сут.	1	8	4,23–16,9	16,9
Количество выносимой воды, м <sup>3</sup> /сут.	–	–	–	–
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:				
А, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.)	1	2	0,0068–0,0082	0,0082
В, (МПа/(тыс. м <sup>3</sup> /сут.)) <sup>2</sup>	1	2	0,000481–0,000865	0,000865
С	1	1	0,00392	0,00392
Пластовая температура, °С	1	2	31,6–33,6	33,6
Проницаемость пласта в газовой зоне, · 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	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. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление составило 7,22 МПа.

Уравнение притока газа к забою скважины имеет вид:

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

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $P_{заб}$  – забойное давление, МПа;  $Q$  – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Проницаемость призабойной зоны пласта, рассчитанная по коэффициенту А, составила  $681 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>.

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. м<sup>3</sup>/сут. Выноса жидкости в процессе исследования не отмечалось. Согласно результатам проведенных исследований коэффициенты фильтрационных сопротивлений составили:  $A = 0,0082$  МПа<sup>2</sup>/(тыс. м<sup>3</sup>/сут.);  $B = 0,000865$  (МПа/(тыс. м<sup>3</sup>/сут.))<sup>2</sup>;  $C = 0,00392$ , проницаемость призабойной зоны пласта равна  $578 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Пластовое давление, замеренное глубинным прибором и пересчитанное на середину интервала перфорации, составило 7,11 МПа.

Анализ результатов исследований, выполненных в 2010 и 2011 гг., свидетельствует об ухудшении условий эксплуатации скважины. Наблюдается снижение проницаемости призабойной зоны пласта с  $681 \cdot 10^{-15}$  до  $578 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> 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 2011 года 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 2011 года достигала 0,012 МПа (диаметр штуцера 4,0 мм), дебит газа при этом составил 16,9 тыс. м<sup>3</sup>/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. Васильев В.И. [и др.]. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. – М. : Недра, 1984. – 295 с.
4. Вяхирев Р.И. Коротаев Ю.П. Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. – М. : Недра, 1998. – 479 с.
5. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. – М. : Недра, 1999. – 416 с.

6. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений : учебное пособие / под общ. ред. проф. Ю.П. Коротаева. – М. : Недра, 1974. – 373 с.
7. 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.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
9. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2002. – 296 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
12. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
13. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
14. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
16. 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.
17. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство, 2014. – № 9. – С. 84–86.
18. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
19. Гуцу А.С., Шиян С.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Лебединского газового месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
20. 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. 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. Vasiliev V.I. [et al.]. Prediction and regulation of gas field development. – M. : Nedra, 1984. – 295 p.
4. Vyakhirev R.I., Korotayev Yu.P., Kabanov N.I. Theory and experience of gas production. – M. : Nedra, 1998. – 479 p.
5. Vyakhirev R.I., Korotaev Yu.P. Theory and experience of natural gas fields development. – M. : Nedra, 1999. – 416 p.
6. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields : textbook / under general ed. by Prof. Yu.P. Korotaev. – M. : Nedra, 1974. – 373 p.
7. 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.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
9. Lapuk B.B. Theoretical bases of the natural gas deposits development. – Moscow-Izhevsk : Institute for Computer Research, 2002. – 296 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novocheerkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2017. – 326 p.
12. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
13. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
14. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in squagin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.

15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
16. 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.
17. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physico-chemical models and methods of prediction of the collector rocks state // Petroleum industry, 2014. – № 9. – P. 84–86.
18. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of oil and gas saturation coefficient of reservoir collectors // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 47–50.
19. Gutsu A.S., Shiyan S.I. Analysis of the current state and prospects of the Lebedinskoye gas field development // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2.
20. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I. Application of the Markov models to the analysis of the oil-gas field development and to the well flow rate estimation // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 170–172.