

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА  
ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ  
ЮЖНО-СЕРДЮКОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL BASIS FOR DESIGN AND ANALYSIS  
OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT  
OF THE YUZHNO-SERDYUKOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD**

**Березовский Денис Александрович**  
заместитель начальника цеха филиала,  
ООО «Газпром добыча Краснодар»  
Каневское газопромывловое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

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

**Липулени Орланда Дина Эузебиу**  
студентка направления подготовки 21.03.01  
«Нефтегазовое дело»  
институт Нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
orlandalene28@gmail.com

**Аннотация.** В статье описаны геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Южно-Сердюковского газоконденсатного месторождения. Объектом исследования являются газоконденсатные залежи нижнего мела. Приведена характеристика геологического строения (литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений; газоносность месторождения), рассмотрены параметры продуктивных пластов по керну, ГИС и материалам сейсмостратиграфии (пористость, проницаемость, начальная газонасыщенность; толщины продуктивных пластов; показатели неоднородности пластов; результаты лабораторного изучения гидродинамических характеристик пластов-коллекторов). Описаны геофизические исследования на месторождении (разведочная геофизика; геофизические исследования скважин (ГИС-бурение)), приведена физико-химическая характеристика газа и конденсата (результаты исследования скважин на газоконденсатность; конденсатогазовый фактор, отбор проб добываемого газа и конденсата; состав газа сепарации, дегазации, пластового газа и конденсата; пластовые потери конденсата и конденсатоотдача).

**Ключевые слова:** общие сведения по месторождению; геолого-физическая характеристика месторождения; характеристика геологического строения; газоносность месторождения; параметры продуктивных пластов по керну, ГИС и материалам сейсмостратиграфии; результаты лабораторного изучения гидродинамических характеристик пластов-коллекторов; запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов.

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**  
Deputy chief of department of the branch,  
LLC «Gazprom mining Krasnodar»  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.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

**Lipuleni Orlanda Dina Eusebio**  
Student training direction 21.03.01  
«Oil and gas engineering»  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban state technological university  
orlandalene28@gmail.com

**Annotation.** The article describes the geological foundations for the design and analysis of the current state of development of the Yuzhno-Serdyukovskoye gas and condensate field. The object of study are the gas condensate deposits of the Lower Cretaceous. The characteristic of the geological structure (lithological and stratigraphic characteristics of the discovered deposits; gas content of the field) is given, the parameters of the productive strata by core, well logging and seismic stratigraphy materials (porosity, permeability, initial gas saturation; thickness of the productive strata; the heterogeneity of the strata; the results of a laboratory study of reservoir hydrodynamic characteristics collectors). The geophysical studies at the field are described (exploratory geophysics; geophysical studies of wells (well logging – drilling)), the physicochemical characteristics of gas and condensate are presented (the results of the study of gas condensate wells; the condensate-gas factor, sampling of produced gas and condensate; the composition of the gas of separation, degassing, reservoir gas and condensate; reservoir condensate loss and condensate recovery).

**Keywords:** general information on the field; geological and physical characteristics of the field; characteristics of the geological structure; gas content of the field; parameters of productive strata by core, well logging and seismic stratigraphy materials; results of a laboratory study of the hydrodynamic characteristics of reservoirs; reserves of gas, condensate and related components.

## Общие сведения по месторождению

Южно-Сердюковское ГКМ в административно-территориальном отношении расположено на территории Выселковского района Краснодарского края в 100 км северо-восточнее краевого центра г. Краснодара.

Ближайшими населёнными пунктами являются: Новое село, Сердюки, Память Ленина, хутор Бейсужок. Непосредственно в пределах промысловой площади населённых пунктов нет.

В геоморфологическом отношении рассматриваемая площадь приурочена к Прикубанской низменности – слегка всхолмленная равнина, местами осложнённая балками и ложбинами с региональным уклоном в направлении Азовского моря.

Кроме Южно-Сердюковского, газовый промысел обслуживает Сердюковское и Березанское газоконденсатные месторождения (рис. 1).

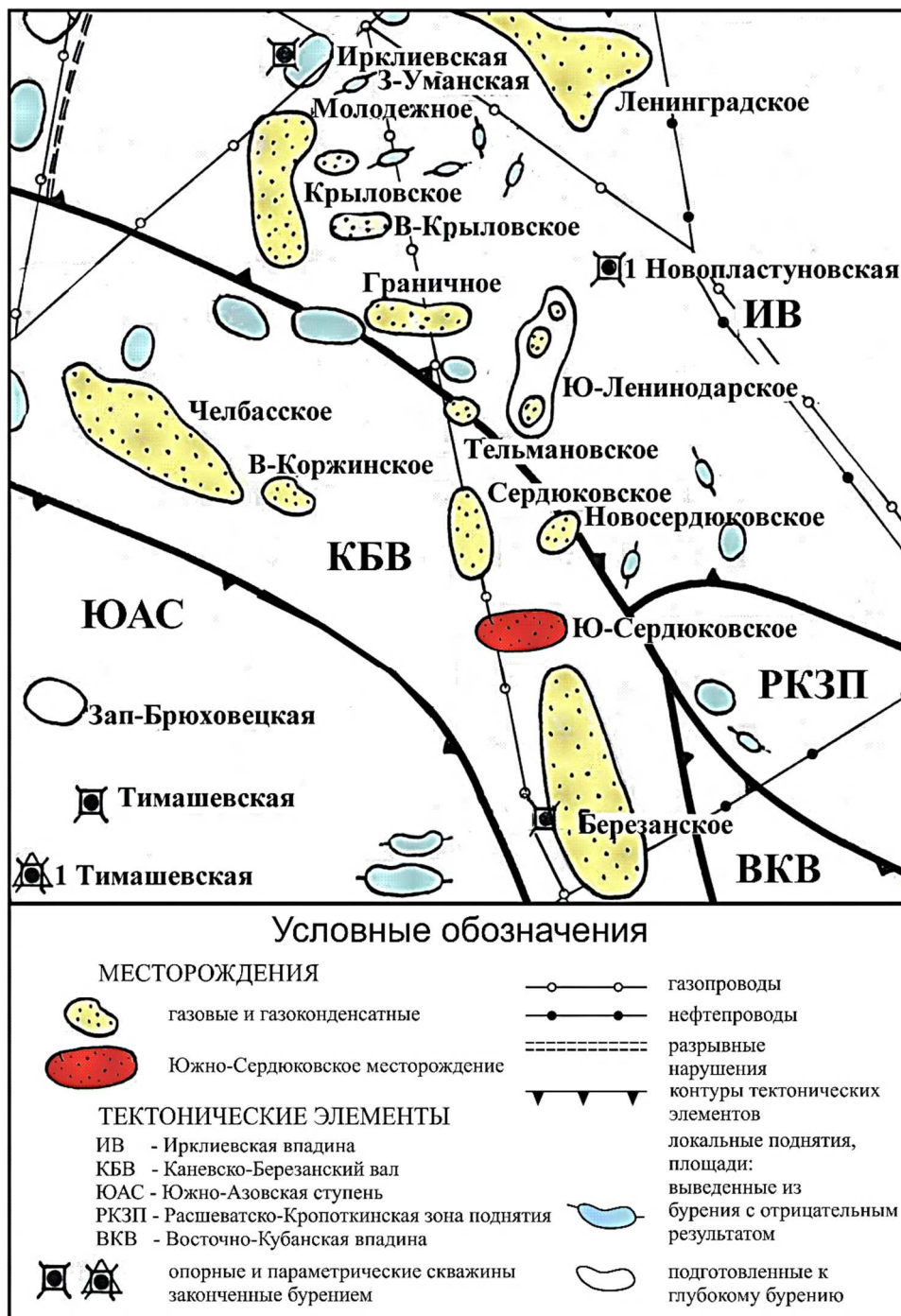


Рисунок 1 – Обзорная схема района месторождения

## Геолого-физическая характеристика месторождения

### *Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений*

Стратиграфическая характеристика Южно-Сердюковской площади составлена по материалам бурения. При описании стратиграфического разреза использовались данные геофизических характеристик и изучения керна по самой площади и соседних площадей (Сердюковской, Северо-Сердюковской, Березанской, Выселковской, Каневской и др.).

#### *Нерасчленённый плиоцен-антропоген*

Разрез представлен толщей чередования прослоев глин и песков, континентального осадконакопления, Кубанской надпонтической серии. Породы представлены жёлто-бурыми суглинками в верхней части, ниже – пёстроокрашенные (буровато-серые, светло-жёлтые с бурыми пятнами) бесструктурные глины, в разной степени песчанистые, переслаивающиеся с алевритами, песками и песчаниками, без фауны. Континентальные отложения с размывом залегают на подстилающих отложениях. Толщина нерасчленённой толщи плиоцена-антропогена на площади колеблется от 330 до 376 м.

### *Миоцен*

#### *Понтический ярус*

В разрезе понта обособляются две пачки: верхняя – песчано-алевритовая и нижняя – глинистая. Верхняя пачка сложена континентальными осадками и представлена песками и алевритами с редкими тонкими прослоями голубовато-серых глин, толщины пачки по площади незначительно меняются в пределах 40–50 м. Нижняя часть морского осадконакопления сложена глинами с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Глины тёмно-серые, известковистые с прослоями алевролитов, встречаются раковины *Paradacna adichi* R.Hoern., *Dreissensia anisoconcha* Andrus. Отложения понта с незначительным внутриформационным перерывом залегают на отложениях меотиса. Толщины понтического яруса по площади изменяются от 119 до 128 м.

#### *Меотический ярус*

Морские отложения меотиса представлены глинами с частыми прослоями известняков и алевролитов. Глины зеленовато- и тёмно-серые, известковистые с прослоями оолитовых и детритусовых известняков (толщиной от 0,15 до 1 м), встречаются скопления раковинного детрита с *Venerupis abichi* R.Hoern., *Abra tellinoides* (Sinz), *Modiola incrassata minor* Andruss. Толщины яруса по площади изменяются от 72 до 80 м.

#### *Сарматский ярус*

Сарматские отложения по площади можно подразделить на 3 части: верхнюю, среднюю и нижнюю.

Верхний сармат представлен песчано-алевролитовыми породами с подчинёнными глинистыми прослоями. Пачками песчаников и алевролитов светло-серых с тонкими прослоями глин серых и тёмно-серых известковистых, и ракушечников содержащих *Mastra timidus* Zhish, *M.cf.caucasica* Zhish. Толщины верхнего сармата изменяются 110–140 м.

Средний сармат более глинистый. Глины зеленовато-серые. Плотные, не ясно-слоистые, известковистые, в разной степени алевритистые с единичными пластинами мергелей в подошве. Породы содержат многочисленные моллюски слоёв с *Cryptumastra res-anseris* Andruss. Толщины подъяруса около 60 м.

Нижний сармат сложен глинами с прослоями песков и песчаников, местами встречаются прослой мергелей. Глины тёмно-серые с зеленоватым оттенком, известковистые с частыми налетами, иногда прослоями песков. Встречаются прослой серых мергелей. В нижней части найдены *Abra retlexa* (Eichw.), *Ervillia dissita* Eichw., *Cardium lithopodolicum* Lask., в верхней – *Mastra eichwaldi* Lask., *M.volkovae* Stekl., *Cardium pium* Shish. Толщины нижнего сармата составляют 50-70 м. Сарматские отложения согласно залегают на подстилающих образованиях.

Общая толщина сарматских отложений по площади изменяется от 267 до 291 м.

#### *Конкский ярус*

Конкский ярус сложен глинами тёмно-серыми, слабоизвестковистыми, алевритистыми с *Spaniodontella sokolovi* Andr., *Adelosina ex gr.marie* (Orb.), *Spirialis konkensis* Zhish. Отложения согласно залегают на нижележащих породах. Толщина яруса около 14 м.

### *Караганский ярус*

Отложения представлены чередованием глин и песков, с преобладанием песчано-алевритового материала. Глины серые, известковистые, песчаники мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слабосцементированные. Найдены раковины *Spaniodontella gentiles* Eisch., *S. opistodon squamigera* Zhizh. Толщины яруса колеблются от 84 до 110 м. Обычно из-за малой толщины вышележащего яруса, караганские и конкские отложения выделяются вместе. Породы согласно залегают на чокракских отложениях. Общая толщина отложений в пределах площади изменяется от 97 до 128 м.

### *Чокракский ярус*

Разрез представлен не полностью, только глинами и алевролитами верхнего чокрака. Породы сложены глинами серыми алевритистыми, содержащими раковины *Spirialis andrussovi tschokrakensis* Zhizh., *Spaniodontella intermedia* Andruss. Верхне-чокракские отложения трансгрессивно, с перерывом залегают на нижнюю часть верхнего майкопа, в разрезе отсутствуют отложения тархана и нижнего чокрака. Толщины верхнего чокрака в пределах площади составляют 11–17 м.

## **Олигоцен-нижний миоцен**

### *Майкопская серия*

В разрезе серии выделяются три литологически различные пачки пород: верхняя и нижняя – глинистые и средняя – песчано-алевритистая.

Верхний майкоп сложен глинами тёмно-серыми и коричневато-серыми, известковистыми, тонкослоистыми, местами алевритистые, содержат тонкие пропластки алевролитов. В кровле верхней части майкопа выделяется аналог I горизонта майкопа (толщиной до 30 м). Глины содержат *Saccamina zuramakensis* Bogd., *S. aff. ovalis* (Subb), ниже встречаются *Neobulimina elongate* (Orb.), *Cibicides stavropolensis* Bogd.

Средняя часть майкопа сложена глинами с пачкой чередования прослоев алевролитов и песчаников, толщиной до 40 м. Песчаники серые мелкозернистые, кварцевые, известковистые. Алевролиты глинистые, тёмно-серые, известковистые. Породы содержат *Bolivina goudkoffi caucasica* Bogd., *Uvigerinella californica* Cushm., *Haplophragmoides kyirendagensis kyirendagensis* Ter. Grig.

Нижний майкоп содержит глины тёмно-серые и зеленовато-серые, обычно известковистые с редкими прослоями алевролитов, редкие раковины *Haplophragmoides deformabilis* Ter. Grig., *Spiroplectamina carinata* (Orb.), *Globigerina officinalis* Subb. Майкопские образования с небольшим размывом залегают на отложениях верхнего эоцена, граница проводится по резкой смене пород, известковистые, тёмно-серые глины майкопа резко залегают на светло-серые известковистые глины Тихорецкой свиты.

Общая толщина майкопских серий в пределах площади изменяется от 431 до 453 м.

### **Верхний эоцен**

#### *Тихорецкая свита*

Разрез сложен глинами с тонкими прослойками алевролитов. В верхней части алевролиты и глины светло-серые, сильно известковистые, алевритистые, плотные, неслоистые с богатой фауной фораминифер слоёв с *Bolivina antegressa*.

В нижней части глины зеленовато-серые, известковистые, алевритистые с обедненной микрофауной фораминифер. Отложения согласно залегают на подстилающих отложениях

Толщины тихорецкой свиты составляют 83–96 м.

#### *Керестинская свита*

Отложения представлены глинами зеленовато-серыми, известковистыми, алевритистыми, неслоистыми с *Lenticulina romeri* (Reuss), *Valvulineria aff. iphigenia* Sam. и др. Толщины свиты в пределах площади составляют 8-12 м.

### **Нижний-средний эоцен (черкесская свита)**

Разрез сложен чередованием крупных пачек алевролитов и глин. Выделяется 4 алевритистые пачки, из них две мощные (толщиной до 100 м), нижние 2 пачки слоистые (толщиной от 10 до 30 м). Глины зеленовато-серые, известковистые, алевритистые,

известковистые с *Saccamina difflugiformis* (Brady), *Ammodiscus tenuissimus* Grayb., *Spiroplectamina* Ehrenb. Алевролиты зеленовато-серые, слабо известковистые и известковистые с редкими прослоями тёмно-серых, известковистых глин. Отложения свиты согласно залегают на подстилающих отложениях. Толщины черкесской свиты в пределах площади колеблются от 355 до 376 м.

### **Палеоцен**

#### *Верхний палеоцен (коноковская свита)*

Разрез подразделен на две части: верхнюю, сложенную глинами и нижнюю, представленную алевролитами и глинами. Верхняя часть – глины тёмно-серые, известковистые, алевритистые с песчаным комплексом фораминифер. Нижняя часть содержит алевролиты серые и светло-серые, известковистые, неслоистые. Глины тёмно-серые, известковистые и слабоизвестковистые с песчаными фораминиферами: *Rhabdammina cylindrical* Gl., *Ammodiscus incertus* Orb., *Glomospira charoides* (P.etJ) и др. (скважина № 1). Отложения коноковской свиты залегают несогласно с внутриформационным перерывом на образованиях ейской свиты. Известковистые породы коноковской свиты залегают на известковистых породах ейской свиты.

Толщины коноковской свиты на площади составляют 132–157 м.

#### *Нижний плиоцен (ейская свита)*

Породы представлены алевролитами с подчинёнными прослоями глин, в верхней части известняков. Алевролиты серые и тёмно-серые, местами пятнистые, известковистые, не слоистые. Прослой глин тёмно-серые, алевритистые, известковистые. В верхней части отмечаются прослой известняков серых и тёмно-серых, обломочно-органогенных, плотных. В глинах и алевролитах найдены фораминиферы *Anomalina welleri* (Plummer), *Gibicides lectus* Vass., *Globigerina varianta* Subb. и др. (скважина № 3). Отложения палеоцена несогласно залегают на образованиях верхнего мела.

Толщины ейской свиты в разрезе площади составляют 121–163 м.

### **Верхний мел**

#### *Верхи маастрихта-дания*

Верхи маастрихта-дания содержат чередования прослоев мергелей и глинистых известняков. Мергели серые, слабо алевритистые, плотные. Известняки светло- и тёмно-серые, глинистые, пелитоморфные с тонкими прослоями глинистых мергелей. Найдены фораминиферы *Textularia boudouiniana* Orb., *Arenobulimina oblique* Orb., *Bolivoides draco* Marsson и др. (скважина № 1). Толщины ярусов в пределах площади резко изменчивы и составляют 38–86 м. Породы верхов маастрихта-дания местами согласно, местами с размывом залегают на сенонских образованиях.

#### *Маастрихт*

Отложения маастрихта на большей части площади размыты, только в районе скважин №№ 1 и 8 они сохранены, где имеют толщины 11–14 м. Породы представлены мергелями серыми и тёмно-серыми, пелитоморфными с фораминиферами слоёв нижнего маастрихта *Bolivoides draco*.

#### *Верхний сантон-кампан*

Разрез представлен мощной толщей мергелей и известняков. В верхней части преобладают мергели зеленовато-серые, глинистые. В нижней части мергели переходят в известняки и сильно известковистые алевролиты. Известняки кремовато-белые, плотные с незначительными прослоями тёмно-серых глин. Известняки содержат богатый комплекс фораминифер с *Stensionina emscherica* Bar., *Globorotalites multiseptus* Br., *Anjmalina berthelini* Muller, *Globotruncana arca* Cushman и др. (скважина № 4). Породы согласно залегают на образованиях джегутинской свиты. Толщины верхнесантон-кампанских отложений в пределах площади изменяются от 146 до 171 м.

#### *Верхний турон-коньяк-нижний сантон (джегутинская свита)*

Джегутинская свита представлена толщей однообразных известняков белых, плотных с крупными стилолитами. Породы содержат фораминиферы *Arenobulimina oblique* Orb., *Amonalina kelleri* Mjatl., *A.thalmanni* Br., *Globotruncana lapparenti* Brotzen,

*Bulimina brevis* Orb. (скважины №№ 4 и 8). Известняки джегутинской свиты согласно залегают на подстилающих образованиях. Толщины джегутинской свиты по площади незначительно изменяются от 67 до 78 м.

*Сеноман-нижний турон (джинальская свита)*

Джинальская свита представлена чередованием известняков и мергелей. Известняки тёмно-серые, глинистые, слюдястые с прослоями серых мергелей. Породы содержат фораминиферы: *Valvulina intermedia* (Reuss), *Anomalina cf. cenomanica* (Brotz.), *A. cf. berthelini* Keller, *Praeglobotruncana stephani* Gand. и др. Породы верхнего мела согласно залегают на отложениях нижнего мела, граница проводится по резкой смене литологии. На чёрные глины альба залегают карбонатные светло-серые породы верхнего мела. Толщины джинальской свиты на площади варьируют от 39 до 48 м.

**Нижний мел**

*Альб (бурханская свита)*

Свита подразделена на глинистую толщу (средний-верхний Альб) и нижний песчаный горизонт (нижний альб).

*Средний-верхний альб (глинистая часть бурханской свиты)*

В свою очередь, верхняя толща песчано-глинистых пород, состоит из трёх частей: верхней и нижней глинистой и средней – песчано-алевролитовой. Глины чёрные, плотные, обычно известковистые в верхней части и неизвестковистые в нижней, с линзовидными пропластками серых мелкозернистых песчаников с гнездами пирита. Глины содержат раковины моллюсков: *Aucelina gruphacoides* Sow., *Pecten (Variamusium) ninae* Karak, и фораминифер: *Guembelina ex gr. globulosa* (Ehren), *Gyroidina bukalovae* Ant., *Anjmalina biinvoluta* Mjatl. и др. Песчаники и алевролиты серые, местами тёмно-серые, кварц-глауконитовые, крепкие, частично глинистые, неизвестковистые. Толщины средней песчано-алевролитовой пачки по площади почти постоянны составляют около 60 м. Толщина глинистой части бурханской свиты по площади изменяется от 130 до 172 м.

*Нижний альб (песчаный горизонт бурханской свиты)*

В нижнем альбе преобладают алевролиты и мелкозернистые песчаники. Алевролиты серые, глинистые, кварц-глауконитовые с прослоями чёрных, неизвестковистых глин с *Narphragmoides rosaceus* Subb., *H. chapmani* Morozova, *Tritaaia pyramidata* (Reuss), и обломками белемнитов (скважина № 8). Песчаники серые, мелкозернистые, реже грубозернистые, кварц-глауконитовые, местами встречается галька различных пород и доломитизированные прослои. Толщины песчаного горизонта по площади незначительно изменяются от 83 до 91 м.

Общая толщина бурханской свиты по площади колеблется в пределах от 213 до 263 м.

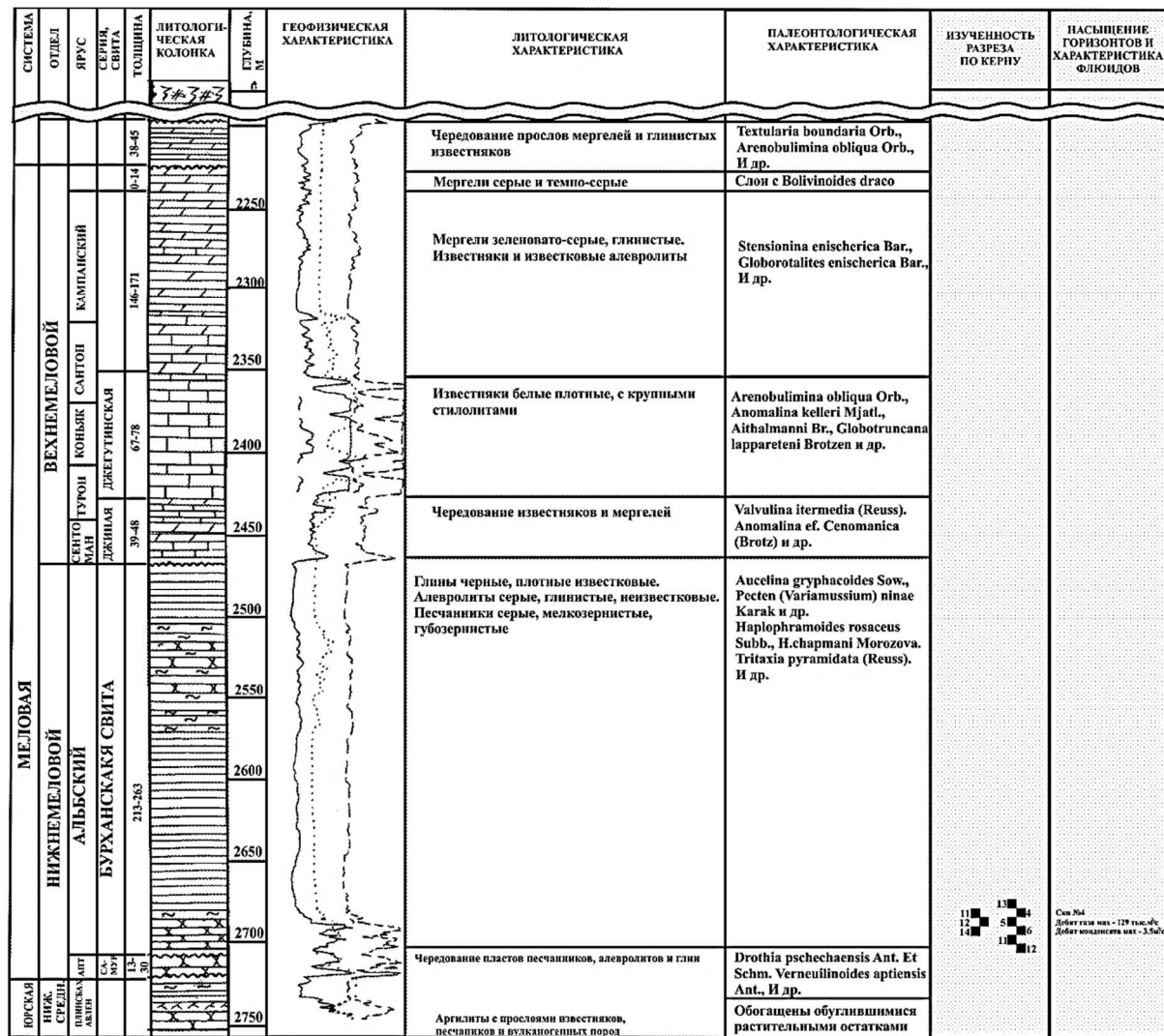
**Верхний апт (самурская свита)**

В изучаемом районе, в связи с крупным предмеловым стратиграфическим переывом самурская свита представлена только своей верхней частью, которая залегают несогласно на отложениях нижней-средней юры. Породы свиты из чередования пластов песчаников, алевролитов и глин. Песчаники зеленовато-серые и тёмно-серые, разнозернистые, неизвестковистые с тонкими глинистыми прожилками. Встречаются пласты серых «сахаровидных» кварцевых, крупнозернистых песчаников средней плотности с примесью углистого детрита. Глины тёмно-серые, алевритистые, переходящие в глинистые алевролиты, неизвестковистые, слоистые с зеркалами скольжения, часто имеют примеси обуглившегося растительного детрита. Породы содержат фораминиферы *Dorothia pschechaensis* Ant. et Schm., *Verneuilioides aptiensis* Ant. и др. (скважина № 2). Также в породах встречен богатый комплекс споро-пыльцы характерный среднему-верхнему апту (скважина № 4). Нижняя граница свиты литологически резкая и проводится по смене зеленовато-серых песчано-алевролитовых пород апта на серо-цветные глины средней юры. Толщины самурской свиты по площади изменяются от 13 до 30 м.

**Нижняя-средняя юра**

Породы представлены аргиллитами с прослоями известняков в нижней части, местами встречаются прослои алевролитов, песчаников и вулканогенных пород. Аргиллиты тёмно-серые до чёрных, крепкие, алевроитистые, известковистые с зеркалами скольжения, трещиноватые, по трещинам заполнение пиритом. Местами обогащены обуглившимся растительным детритом. Известняки тёмно-серые, обломочно-ооидные, очень крепкие с прожилками кальцита и гнёздами пирита. Песчаники тёмно-серые, мелкозернистые, крепкие («сливные»), местами трещиноватые с налётами пирита по трещинам. Алевролиты тёмно-серые, известковистые. Песчаники и алевролиты обогащены углефицированным растительным детритом. Вулканогенные породы представлены прослоями (до 0,1 м) порфиров светло-серых, массивных, вторично изменённых. Породы дислоцированы, с углами выше 30°. Вскрытая толщина на площади составляет 151 м.

Литолого-стратиграфический разрез отложений Южно-Сердюковского месторождения представлен на рисунке 2.



**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**



Рисунок 2 – Сводный литолого-стратиграфический разрез

**Газоносность месторождения**

В тектоническом отношении Южно-Сердюковское газоконденсатное месторождение (ГКМ) приурочено к Березанскому поднятию Ейско-Березанского вала. В структурном плане



месторождение представляет собой брахиантиклинальную складку широтного простирания. По замкнутой изогипсе – 2660 м размеры структуры составляют 5,6×3,5 км.

На северо-востоке Южно-Сердюковская структура сочленяется с Сердюковским поднятием, а на юго-востоке – с Березанским. В группе этих месторождений по нижнемеловым отложениям выделяется 6 пластов-коллекторов. Первый пласт на всех месторождениях считается не имеющим промышленной газонасыщенности.

В последнем подсчёте запасов выделяется 4 пласта, которые являются коллекторами. При подсчёте запасов углеводородов пласты разбиты на 2 пачки: верхняя I пачка (пласты 2 и 3) и нижняя II пачка (пласты 4 и 5). Шестой пласт на Южно-Сердюковском месторождении не вскрыт.

На начало эксплуатации суммарные запасы по обеим пачкам составляли 869,1 млн м<sup>3</sup> газа и 23,722 тыс. тонн конденсата.

Структурные карты по кровле пачек приведены на рисунках 3 и 4.

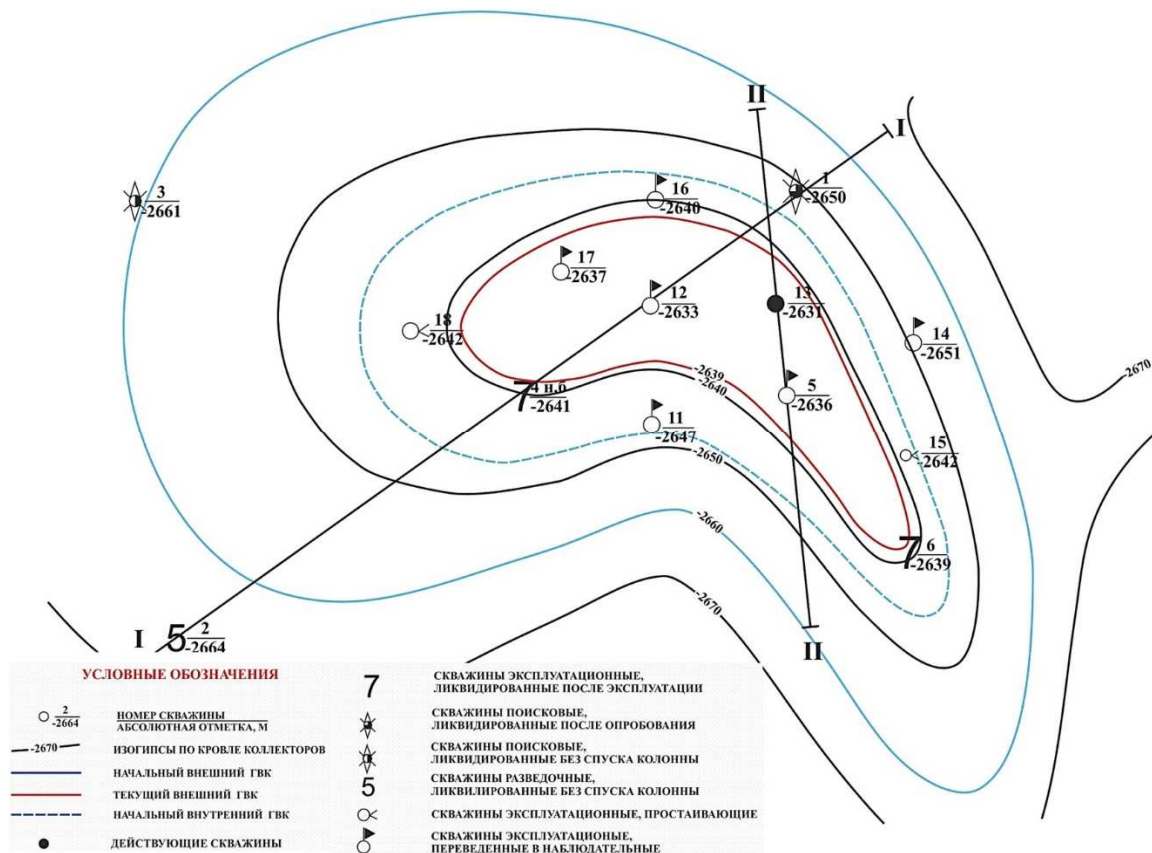


Рисунок 3 – Структурная карта по кровле коллекторов верхней пачки

Продольный и поперечный геологические профили приведены на рисунках 5 и 6.

Южно-Сердюковское месторождение расположено в непосредственной близости к Березанскому и Сердюковскому месторождениям, в которых эксплуатировались те же продуктивные нижнемеловые пласты. К началу эксплуатации Южно-Сердюковского месторождения давление в продуктивных пластах нижнего мела значительно снизилось за счёт эксплуатации Березанского (с 1963 года) и Сердюковского (с 1962 года) месторождений. До начала эксплуатации пластовое давление в нижнемеловых отложениях должно было быть 27,753 МПа (283 кгс/см<sup>2</sup>). Однако при первом вскрытии газовой залежи в скважине № 1 в январе 1978 года пластовое давление было 193,4 кгс/см<sup>2</sup>. К маю 1978 года давление в этой же скважине снизилось до 189,1 кгс/см<sup>2</sup>. Пластовое давление, измеренное в скважине № 4, составляло 182,3 кгс/см<sup>2</sup> на сентябрь 1979 года. К моменту начала эксплуатации Южно-Сердюковского месторождения пластовое давление в газонасыщенных пластах снизилось до 182 кгс/см<sup>2</sup> за счёт перетока газа в Березанское месторождение. Согласно проведённого ранее анализа величина перетока составила 654 млн м<sup>3</sup> газа.



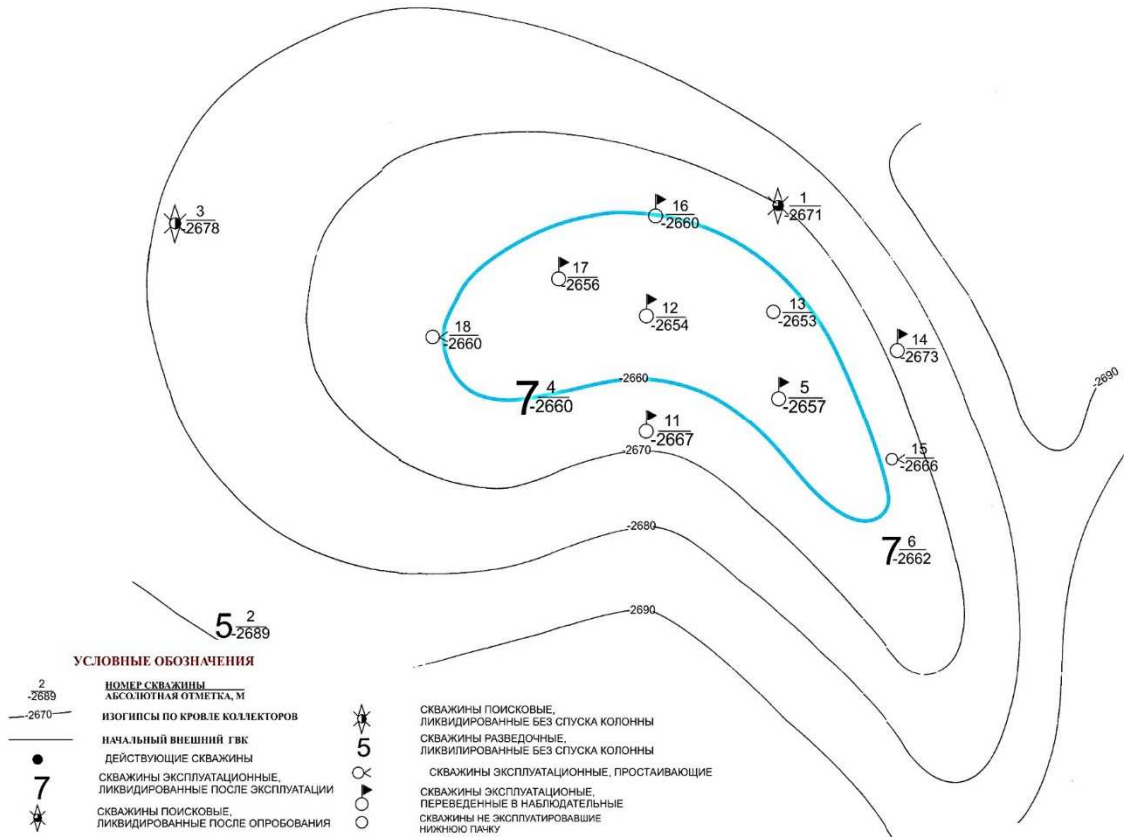


Рисунок 4 – Структурная карта по кровле коллекторов нижней пакки

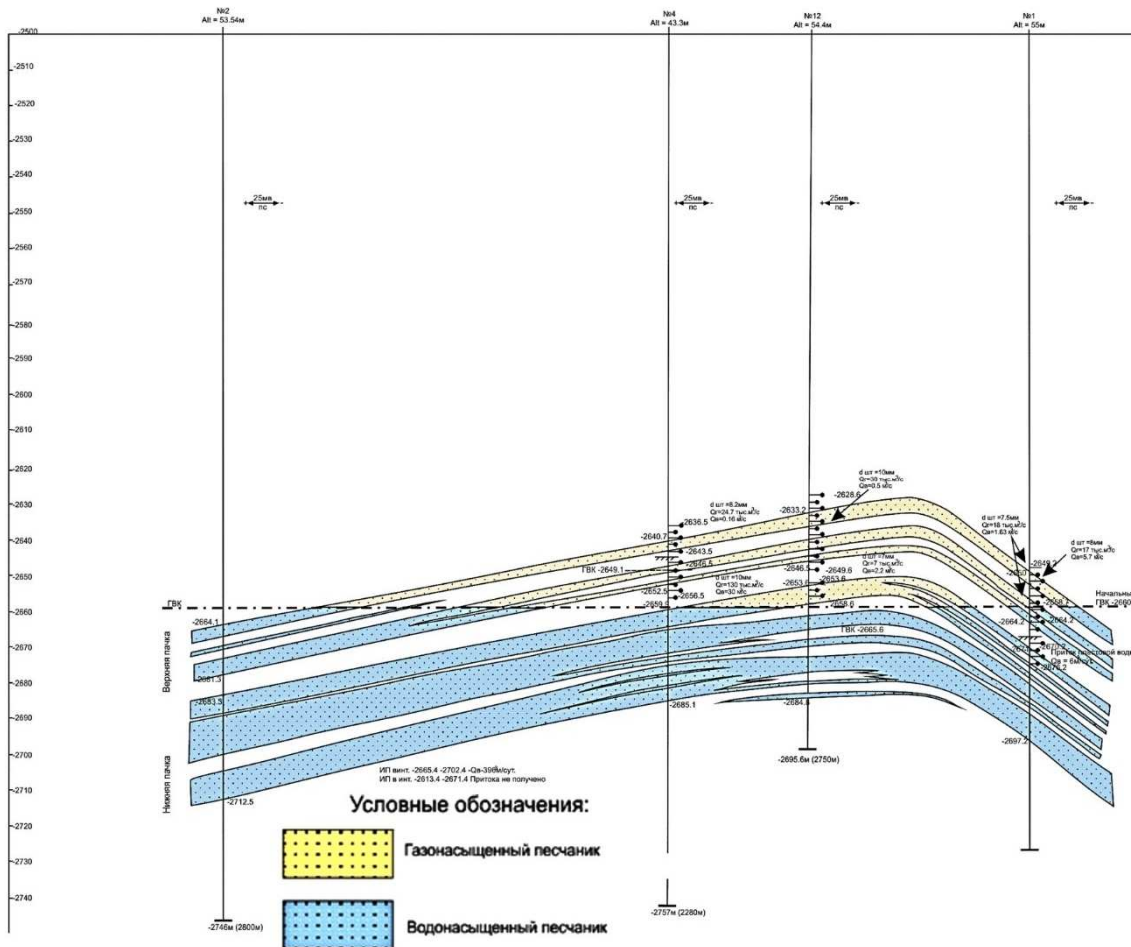


Рисунок 5 – Геологический профиль по линии I-I

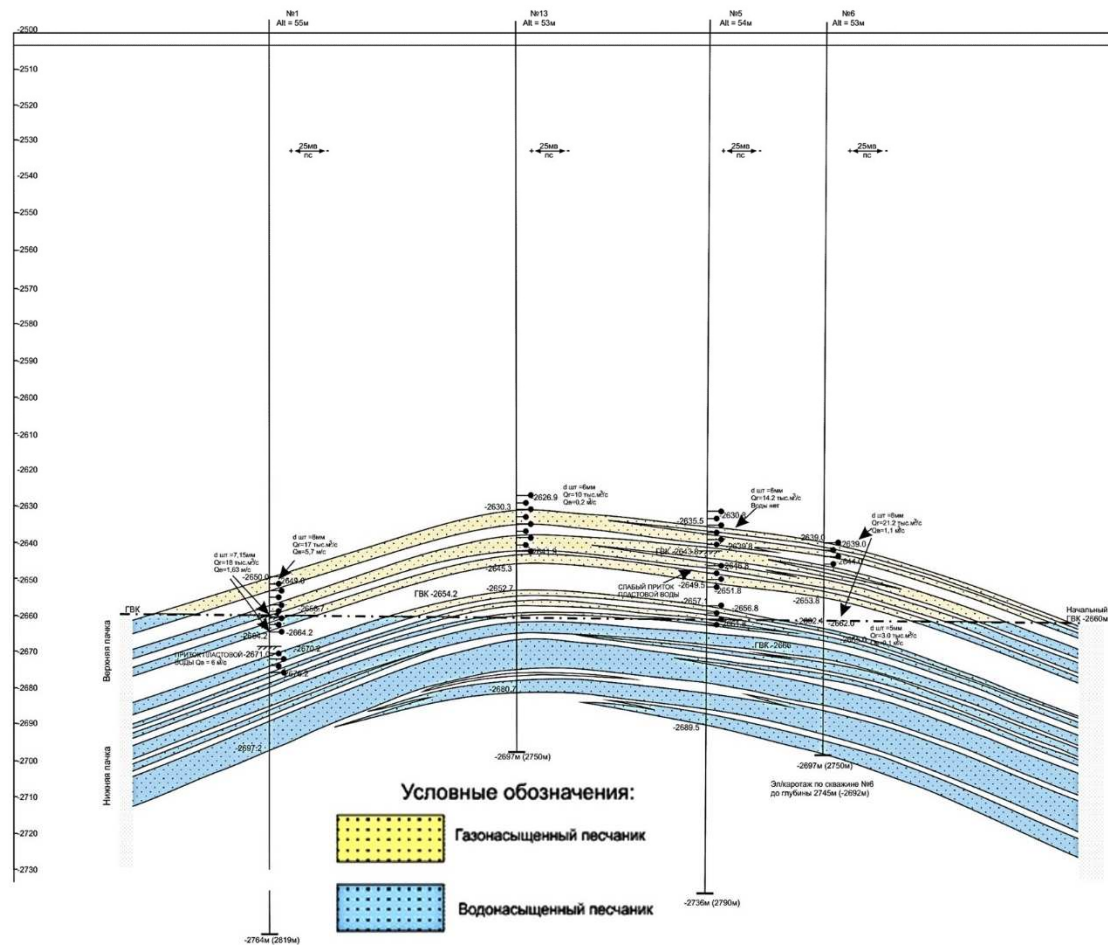


Рисунок 6 – Геологический профиль по линии II-II

Переток газа затрудняет оценку начального положения ГВК. Нижнемеловые газоконденсатные залежи Краснодарского края, как правило, заполнены до замка складки. Заполнены были «под замок» и Березанское, и Сердюковское ГКМ. На этом основании положение ГВК к началу эксплуатации принято на отметке – 2660 м.

Анализ данных определения начального ГВК проведён по ГИС и результатам опробования (табл. 1). При обработке данных ГИС учитывалось довольно редкое явление: начальная водонасыщенность  $\rho_n$  коллекторов были больше водонасыщенности начала фильтрации пластовой воды  $\rho_f$ . При  $\rho_n > \rho_f$  в скважину поступает не контурная и не подошвенная вода, а пластовая вода, изначально насыщающая коллектор. Кроме того, учитывалось наличие водяной линзы между вторым и третьим пластами.

Таблица 1 – Определение положения ГВК

№№ скважины	Дата	Геофизические методы	При опробовании	Примечание
1	2	3	4	5
2 + 3 пласты				
1	11.1977	ниже – 2663	ниже – 2655	
4	02.1979	–	ниже – 2657	$\rho_n > \rho_f$
5	03.1981	ниже – 2652	ниже – 2640	3-й пласт не освоен при опробовании совместно с 4-м
6	05.1981	ниже – 2651	ниже – 2644	опробование совместно с 4-м пластом; воды нет
11	07.1980	ниже – 2656	ниже – 2656	$\rho_n > \rho_f$
12	09.1982	ниже – 2650	ниже – 2650	$\rho_n > \rho_f$

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
13	08.1981	ниже – 2654	ниже – 2642	$\rho_n > \rho_f$
14	02.1982	– 2659,6	ниже – 2656	нижние дыры рядом с $\rho_n > \rho_f$
15	09.1982	–	–	есть водяная линза
16	05.1987	ниже – 2658,6	ниже – 2653	$\rho_n > \rho_f$
17	11.1988	ниже – 2653	ниже – 2653	$\rho_n > \rho_f$
18	09.1987	ниже – 2654	ниже – 2647	есть водяная линза
4 пласт				
1	11.1977	выше – 2670	выше – 2671	пласт не освоен
4	02.1979	– 2660	–	
5	03.1980	выше – 2663	–	
6	04.1981	ниже – 2663	– 2665	
11	07.1980	выше – 2667	–	
12	11.1980	ниже – 2659	ниже – 2659	
13	08.1982	ниже – 2654	–	
15	06.1982	выше – 2670	выше – 2666	
16	05.1987	выше – 2669	–	
17	12.1987	неясная характеристика	–	
18	09.1987	ниже – 2664	–	
5 пласт				
5	03.1980	ниже – 2664	–	
12	11.1980	выше – 2672	–	
16	05.1987	выше – 2670	–	

Приведённые данные позволяют подтвердить начальное положение ГВК на отметке – 2660 м. В единственной скважине № 6 в 4-м пласте начальный ГВК отбит и по ГИС и по опробованию ниже отметки – 2660 м. Однако следует учесть, что эта скважина расположена на периклинали к Березанскому ГКМ, т.е. на пути перетока газа в Березанское ГКМ. Этим и объясняется «оттеснение» начального ГВК.

#### **Параметры продуктивных пластов по керну, ГИС и материалам сейсмографии**

В период разведки в скважинах отбирался керн, проводились газо-гидродинамические исследования и комплекс ГИС.

#### ***Пористость, проницаемость, начальная газонасыщенность***

За время поисково-разведочного бурения (30.07.1977 г. – 05.03.1982 г.) общий метраж проходки составил 19559 м. С отбором керна пройдено 542 м или 2,77 % от общей проходки.

Открытая пористость изучалась по 30 образцам керна и 73 определениям по ГИС. Газонасыщенность определялась только по данным ГИС. Проницаемость определялась только по данным газогидродинамических исследований в четырёх скважинах.

Вся имеющаяся информация была детально изучена. В результате были найдены закономерности для определения пористости, газонасыщенности и гидропроводности. В таблице 2 приведены данные статистической обработки указанных параметров.

#### ***Толщины продуктивных пластов***

Обе продуктивные пачки вскрыты полностью эксплуатационными, поисковыми и разведочными скважинами, за исключением скважин №№ 14, 17 и 18, не вскрывших подошвы II пачки. Статистические характеристики объектов приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Статистические характеристики параметров объектов

Метод исследования	Наименование характеристик	Проницаемость, мД		Пористость, %		Газонасыщенность, %	
		I пачка	II пачка	I пачка	II пачка	I пачка	II пачка
Лабораторные исследования керна	количество скважин	5	5	5	6	-	-
	количество определений	48	42	20	19	-	-
	среднее значение	1,94	273,2	12,8	13,6	-	-
	коэффициент вариации	0,512	0,601	0,721	0,763	-	-
	интервал изменения	<0,01–29,2	<0,01–1737	8,3–19,4	7,8–24,0	-	-
Геофизические исследования	количество скважин	-	-	12	11	9	4
	количество определений	-	-	37	35	18	5
	среднее значение	-	-	13,3	13,7	58,5	53,3
	коэффициент вариации	-	-	0,836	0,842	0,796	0,807
	интервал изменения	-	-	9,5–17,8	11,0–28,0	45–82	38–82
Газогидродинамические исследования	количество скважин	2		-	-	-	-
	количество определений	4		-	-	-	-
	среднее значение	111,535		-	-	-	-
	коэффициент вариации	0,342		-	-	-	-
	интервал изменения	0,6–442,5		-	-	-	-
Рекомендуемые для проектирования средние значения	K <sub>гпр</sub> критическ. 0,5 мД		13	14	58,5	53,3	

Таблица 3 – Статистические характеристики толщин объектов и непроницаемых разделов

Толщина	Наименование характеристик	Величина	
		I	II
Общая	средневзвешенные значения толщин, м	48,7	
	коэффициент вариации	0,744	
	интервал изменения, м	44,4–54,0	
Газонасыщенная	средневзвешенные значения толщин, м	8,71	1,98
	коэффициент вариации	0,402	0,384
	интервал изменения, м	2,4–9,8	1,4–8,4
Эффективная	средневзвешенные значения толщин, м	14,1	27,4
	коэффициент вариации	0,758	0,744
	интервал изменения, м	11,2–21,0	23,8–32,4
Непроницаемых разделов	средневзвешенные значения толщин, м	7,2	
	коэффициент вариации	0,644	
	интервал изменения, м	3,4–9,0	

Карты эффективных толщин представлены на рисунках 7 и 8, газонасыщенных толщин – на рисунках 9 и 10.

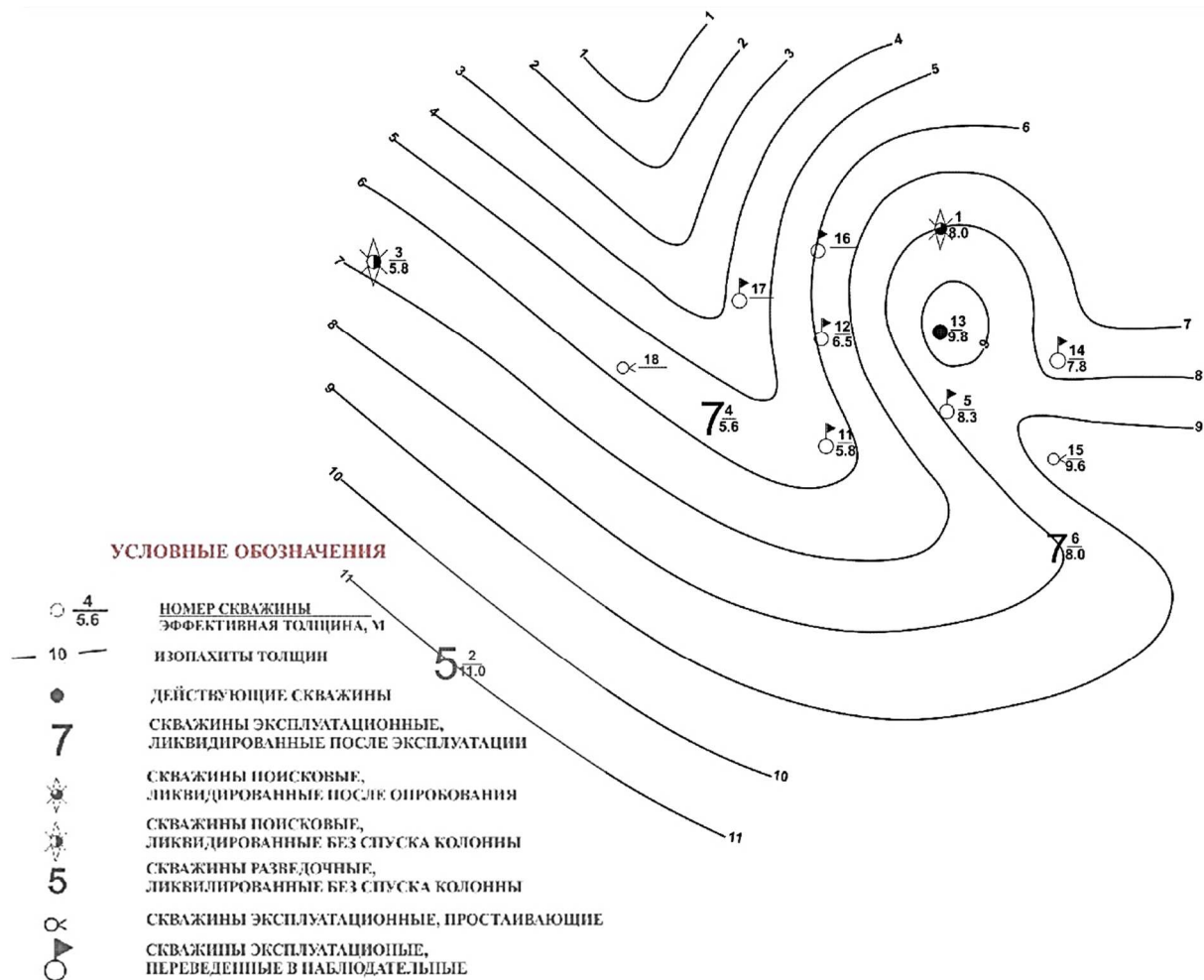


Рисунок 7 – Карта эффективных толщин верхней пачки

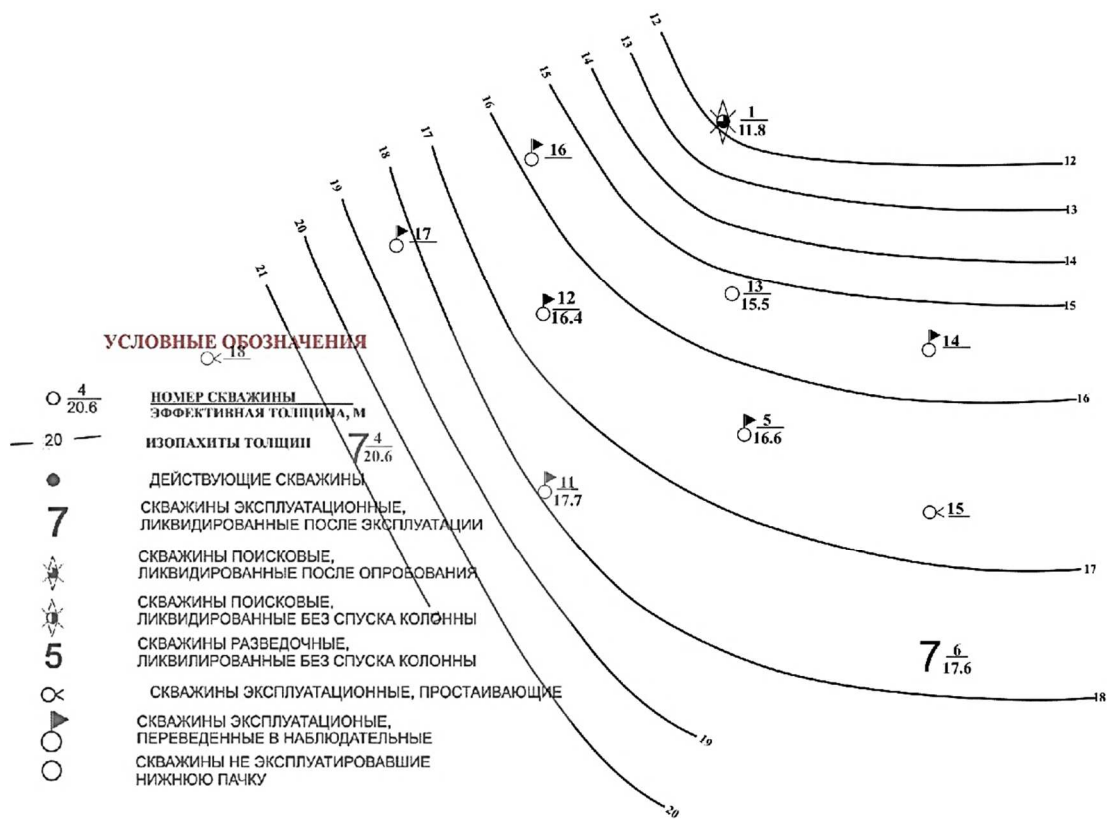


Рисунок 8 – Карты эффективных толщин нижней пачки

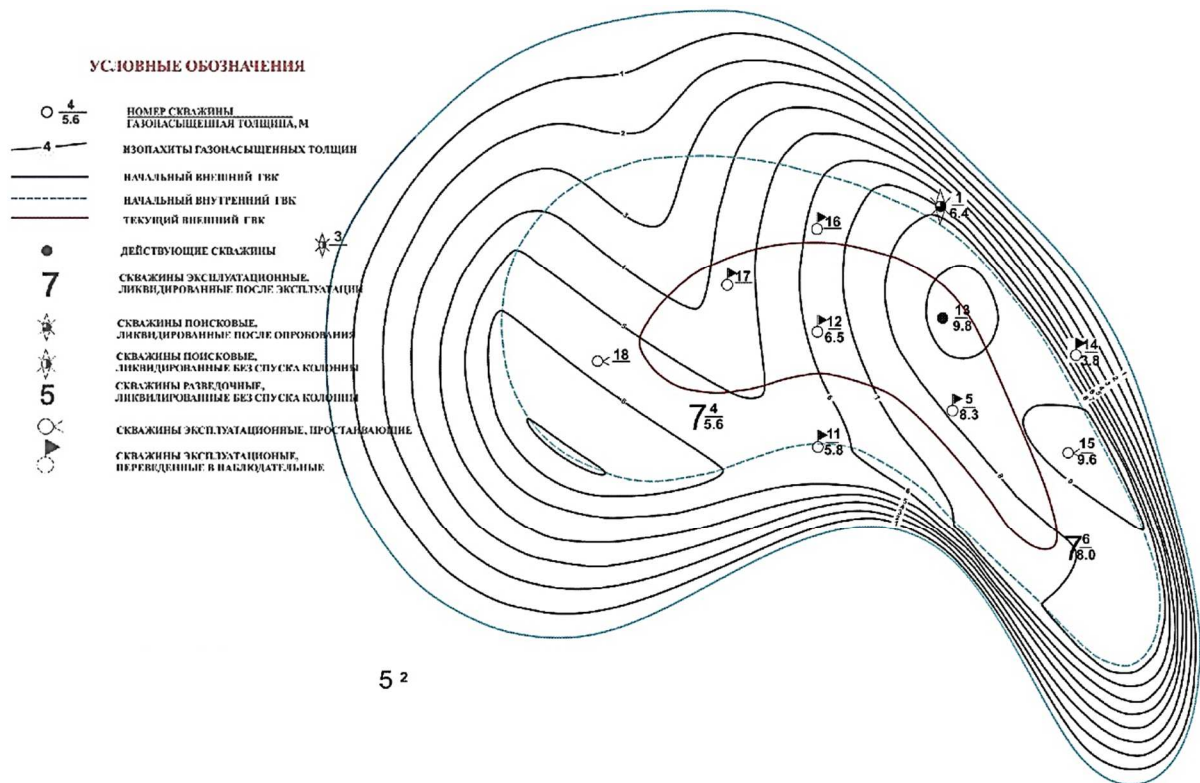


Рисунок 9 – Карта газонасыщенных толщин верхней пачки



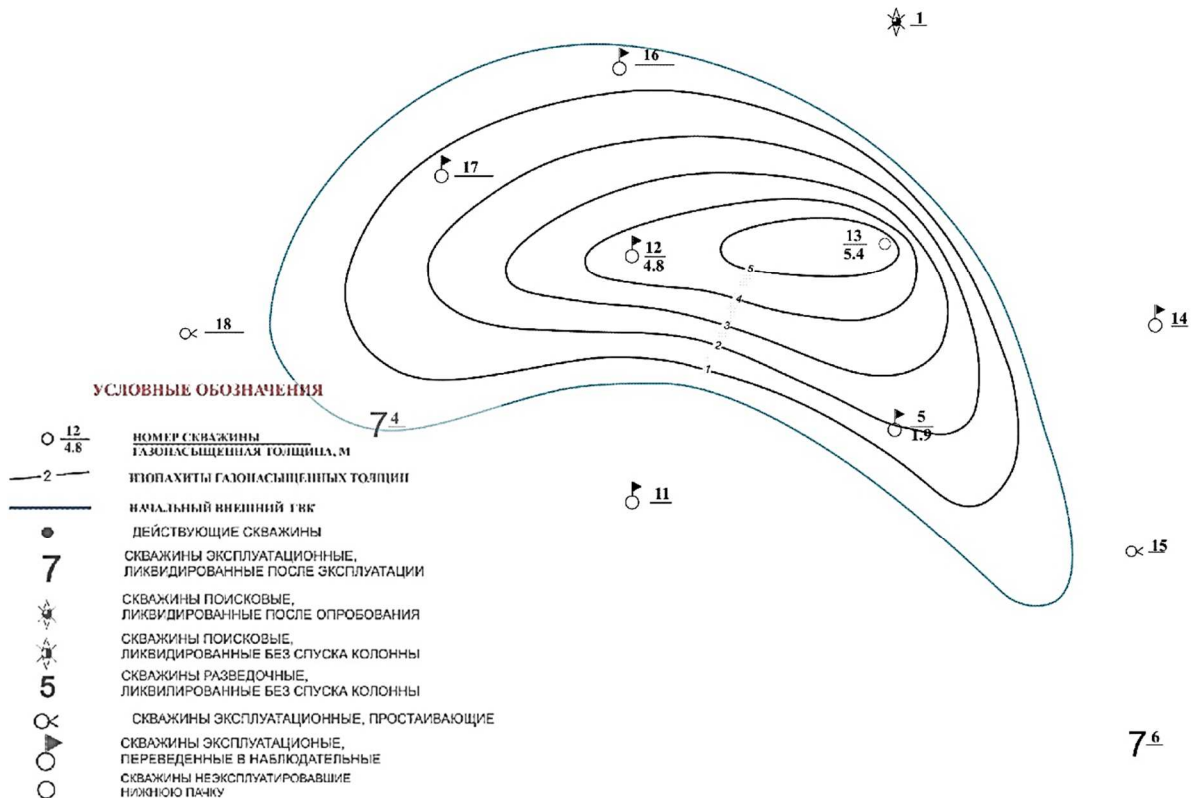


Рисунок 10 – Карта газонасыщенных толщин нижней пачки

### **Показатели неоднородности пластов**

Геологическая неоднородность определяется по данным о минеральных зёрнах скелета породы и его цементирующих составляющих. Анализ кернового материала из скважин Южно-Сердюковского месторождения не содержит таких сведений. Образцы керна не сохранились. Следовательно, нет исходных данных для определения гранулометрических коэффициентов Траска и оценки геологической неоднородности математическими методами.

Имеющиеся данные о толщинах, пористости, проницаемости в совокупности с геологическими профилями указывают на наличие небольшой геологической неоднородности пластов только по площади их распространения.

### **Результаты лабораторного изучения**

гидродинамических характеристик пластов-коллекторов

Отбор керна и его изучение производилось на стадии разведки и первоначального бурения 1977–1982 гг. Лабораторные исследования на смачиваемость, вытеснение и фазовую проницаемость не проводились. Статистические данные о лабораторных определениях гидродинамических характеристик приведены в таблице 2.

### **Геофизические исследования на месторождении**

#### **Разведочная геофизика**

Все разведочные работы проводились одновременно по всему Березанскому выступу (Березанская, Сердюковская и Южно-Сердюковская структуры).

С 1940 по 1949 гг. проведены маршрутные исследования: магнитометрическая съёмка, гравirazведка и электроразведка. По данным гравirazведки выявлен Выселковский максимум силы тяжести. В 1949 году с целью изучения Выселковского гравитационного максимума были проведены рекогносцировочные сейсмические исследования, по результатам которых выявлена южная периклиналь большого поднятия, получившего название Березанского структурного выступа.

В 1957 году сейсмическими исследованиями были выявлены и оконтурены Березанское, Сердюковское и Южно-Сердюковское поднятия по отражающему горизонту верхнего мела. По этим данным составлены паспорта структур, положенные в основу разведочного бурения.

### **Геофизические исследования скважин (ГИС-бурение)**

Промыслово-геофизические исследования Южно-Сердюковской площади проводились в разведочных и эксплуатационных скважинах для решения ряда геологических и технических вопросов: выделения проницаемых продуктивных пластов, определения глубин залегания, отбивки ГВК, определения температур, отбивки ОЦК.

Скважины Южно-Сердюковской площади по видам исследований изучены в разной степени, о чём свидетельствует приведённый ниже анализ.

1. Стандартная электрметрия, включающая замеры КС потенциал зондом ( $\gamma = 0,25$  м) и последовательным градиент-зондом ( $\gamma = 2,6$  м), а также замеры потенциалов собственной поляризации (ПС). Эти работы проводятся по всему стволу в масштабе глубин 1:500 со скоростью 1500–4000 м/час и используются для корреляции разрезов скважин и других геологических построений. Масштаб регистрации КС 2,5 Ом·м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Диаграммы стандартного каротажа хорошего качества.

2. Боковое каротажное зондирование шестью подошвенными градиент-зондами ( $\gamma = 0,3; 0,55; 1,3; 2,5; 4,13; 8,25$  или  $6,25$ ) и кровельными градиент-зондами ( $\gamma = 2,5; 4,13$ ) проводилось в масштабе глубин 1:200 со скоростью 1500–4000 м/час в интервале нижнего мела с целью определения истинного удельного сопротивления пластов и зоны проникновения фильтрата бурового раствора, для выделения газоносных пластов, отбивки ГВК и выбора интервалов перфорации.

3. Микрозондирование проводилось градиент и потенциал-зондами А 0,025, М 0,025 и А 0,05 М 0,05. Используются диаграммы микрозондирования для выделения коллекторов, определения границ пластов и для оценки сопротивления промытой зоны. При чередовании проницаемых и плотных прослоев диаграммы микрозондов чётко выделяют плотные прослои.

4. Радиометрия – проводились замеры естественного гамма-излучения и вызванной гамма-активности. Масштаб записи ГК – 150-187 имп/мин. и 1–2  $\gamma$ /см. НГК – 550–1200 имп/мин. и 0,5 усл. ед./см. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 100–300 м/час.

Результаты замеров используются для расчленения разреза по литологии, для выделения (в комплексе) эффективных мощностей и оценки глинистости.

Радиоактивный метод дополнялся двухзондовым НГК – 35 и 70 см для выделения газовых и обводненных пластов.

В связи с наличием глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в пласт расчленение разреза на газовую и водонасыщенную часть по двухзондовому НГК затруднено.

К недостаткам радиометрии относится:

а) невыдержанность масштабов записи;

б) замеры не охватывают плотные пласты известняков верхнего мела, которые являются опорными.

5. Кавернометрия – проводилась для решения геологических и технических задач в скважинах. Замеры каверномером в интервале продуктивных отложений используются при комплексной интерпретации ГИС, для определения диаметра скважины, для выделения коллекторов глинистых прослоев. Масштаб записи диаметра 5 см/см; масштаб глубин 1:500 по всему стволу скважины и 1:200 в интервале нижнего мела; скорость замера 1000–1500 м/час. Качество удовлетворительное.

6. Термометрия – проводилась с целью определения температур по стволу скважины и определения высоты подъема цемента. Замеры проводились не во всех скважинах. Кривые записаны в масштабе глубин 1:500; масштаб регистрации 0,5°/см.

7. Инклинометрия. В целях контроля в каждой бурящейся скважине проводились замеры азимутов и углов искривления ствола скважины. Результаты замеров используются при геологических построениях.

В заключение следует отметить, что рассматриваемый комплекс и объём исследований не всегда позволяет оценить сопротивление в пластах мощностью менее трёх метров и, следовательно, характер насыщения, а также выделить коллектор.

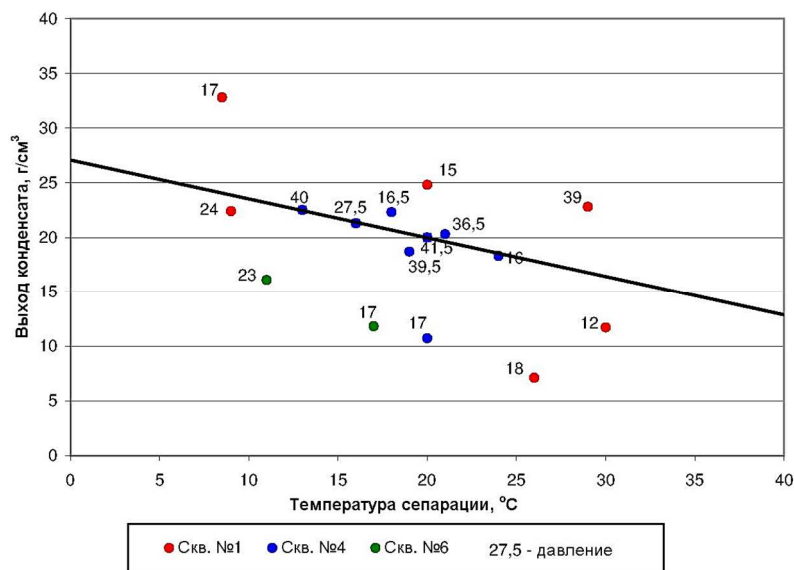
**Физико-химическая характеристика газа и конденсата**

**Результаты исследования скважин на газоконденсатность.  
Конденсатогазовый фактор, отбор проб добываемого газа  
и конденсата**

Исследования на газоконденсатность до начала разработки проводились во время исследований на стационарных режимах в скважинах №№ 1, 4 и 6 (1978–1981 гг.). Данные исследований приведены в таблице 4 и на рисунке 11.

**Таблица 4** – Промысловые данные по определению конденсатогазового фактора

№№ скважины	Дата	Интервал перфорации, м	Рсеп, кгс/см <sup>2</sup>	tсеп, оС	КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Коэффициент усадки, доли ед.
1	21.01.1978	2705–2720	17,0	8,5	42,4	–
		2705–2715	24,0	9,0	29,0	–
	01.06.1978		15,0	20,0	32,1	–
			18,0	26,0	9,2	–
			12,0	30,0	15,1	–
4	07.04.1979	2689–2700	40,0	13,0	29,1	0,81
			41,5	20,0	25,8	0,79
			39,5	19,0	24,1	0,79
			27,5	16,0	27,5	–
			36,5	21,0	26,2	–
	13.09.1979	2680–2687	16,0	24,0	23,6	–
			17,0	20,0	13,8	–
6	21.05.1981	2715–2718	17,0	17,0	15,3	–
			23,0	11,0	20,8	0,90



**Рисунок 11** – Зависимость выхода конденсата от температуры сепарации

Специальные исследования газоконденсатного фактора на бомбе PVT не проводились, а промысловые исследования характеризуются большим разбросом как по температуре, так и по давлению. Это предопределило использование теоретических расчётов для определения зависимости конденсатогазового фактора от давления в залежи.

Состав пластового газа Южно-Сердюковского месторождения близок к составу газа Березанского месторождения. На этом основании по составу газа, фракционному составу конденсата и групповому составу стабильного конденсата была рассчитана зависимость конденсатосодержания от изменения пластового давления (табл. 5).

**Таблица 5** – Зависимость конденсатосодержания от пластового давления

Давление,		Конденсатосодержание,		Пластовые потери,	
МПа	кгс/см <sup>2</sup>	г/м <sup>3</sup>	см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	г/м <sup>3</sup>	см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
27,7	282	29,25	37,8	0,00	0
27,5	280	29,22	37,76	0,05	0,06
25,5	260	28,98	37,45	0,12	0,15
23,5	240	28,56	36,91	0,50	0,64
21,6	220	28,00	36,17	0,90	1,28
19,6	200	27,26	35,22	1,57	2,03
17,7	180	26,37	34,08	1,69	2,83
15,7	160	25,35	32,76	2,84	3,67
13,7	140	24,20	31,28	3,48	4,5
11,8	120	22,97	29,68	4,08	5,27
9,8	100	21,68	28,01	4,61	5,96
7,8	80	20,38	26,34	5,05	6,52
5,9	60	19,24	24,85	5,35	6,91
3,9	40	18,47	23,87	5,49	7,1
2,0	20	19,01	24,55	5,45	7,04
0,1	1	31,30	40,44	5,20	6,72

Состав газа сепарации, дегазации, пластового газа и конденсата

Данные о составе газа и конденсата приведены в таблице 6. Пластовый газ, в основном, состоит из метана (89 %). В газе содержится всего 3 % углекислого газа, что позволяет не проводить специальные мероприятия по борьбе с коррозией.

Теплотворная способность газа, как и на Березанском ГКМ, составляет порядка 9000 ккал/м<sup>3</sup>, относительная плотность газа ≈ 0,6414.

Содержание гелия не превышает 0,02 % по объёму и промышленного значения не имеет.

#### **Пластовые потери конденсата и конденсатоотдача**

Исследования на бомбе PVT не производились. Поэтому параметры состояния PVT определялись расчётным путём:

- давление начала конденсации насыщенного и стабильного конденсата  $P_n = 282 \text{ кгс/см}^2$  (27,655 МПа);
- давление максимальной конденсации насыщенного и стабильного конденсата  $P_m = 40 \text{ кгс/см}^2$  (3,923 МПа);
- начальное конденсатосодержание  $q_{нн} = 47,4 \text{ см}^3/\text{м}^3$  (насыщ.) и  $q_{нс} = 37,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$  (стаб.);
- пластовые потери конденсата при давлении максимальной конденсации  $q_{мн} = 8,9 \text{ см}^3/\text{м}^3$  (насыщ.) и  $q_{мс} = 7,1 \text{ см}^3/\text{м}^3$  (стаб.);
- пластовые потери конденсата при давлении 1 кгс/см<sup>2</sup> (0,0981 МПа)  $q_{он} = 9,38 \text{ см}^3/\text{м}^3$  (насыщ.) и  $q_{ос} = 7,48 \text{ см}^3/\text{м}^3$  (стаб.).

По этим данным рассчитаны конденсатные характеристики для стабильного конденсата и определён коэффициент конденсатоотдачи  $K_{от} = 0,74$ .

Таблица 6 – Компонентный состав газа и конденсата

Компоненты	Состав газов				Состав конденсата				Состав пластового газа		
	сепарации		дегазации		стабильного		сырого		% мольн	г/моли	
	% мольн	г/моли	% мольн	г/моли	% мольн	г/моли	% мольн	% масс			
CH <sub>4</sub>	89,50	787,53	62,59	0,889	0,003	0,003	0,003	0,659	7,086	89,09	789,078
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,63	76,36	16,33	0,232	0,019	0,019	0,191	0,186	3,739	4,63	76,783
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,10	26,60	10,54	0,150	0,096	0,096	0,186	0,067	5,369	1,12	26,936
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,16	5,10	1,86	0,026	0,064	0,064	0,067	0,116	2,587	0,17	5,193
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,16	5,10	2,17	0,031	0,122	0,122	0,116	0,112	4,407	0,18	5,247
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,08	3,17	0,72	0,010	0,138	0,138	0,112	0,112	5,284	0,09	3,292
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,06	2,37	0,48	0,007	0,141	0,141	0,112	0,288	5,284	0,07	2,489
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,02	0,95	0,63	0,009	0,372	0,372	0,288	2,593	17,371	0,05	1,247
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,01	0,55	0,75	0,010	3,425	3,425	2,593	0,000	47,647	0,35	3,153
N <sub>2</sub>	1,26	19,36	0,00	0,000	–	–	0,000	0,000	0,000	1,25	19,360
CO <sub>2</sub>	3,00	72,61	3,93	0,056	–	–	0,114	0,97	1,226	2,98	72,780
He	0,02	0,30	–	–	–	–	–	–	–	0,02	0,300
Всего	100,00	1000,00	100,00	1,42	4,38	4,38	4,44	100,00	100,00	100,00	1005,86

Молярная доля в пластовом газе: газа сепарации – 0,0014; «сухого» газа – 0,9942

Для сравнения фактического и теоретического конденсатосодержания по стабильному конденсату были учтены отклонения промысловых условий сепарации от оптимальных. Результаты сравнения показаны на рисунке 12. С начала разработки месторождения и до конца 1991 года фактическое и теоретическое конденсатосодержание практически совпадают. С 1992 года фактическое конденсатосодержание резко уменьшается и составляет 20–25 % от теоретического. Данный факт объясняется условиями сепарации, не позволяющими полностью выделять конденсат из газа и, соответственно, значительная часть конденсата уносится вместе с газом в газопровод.

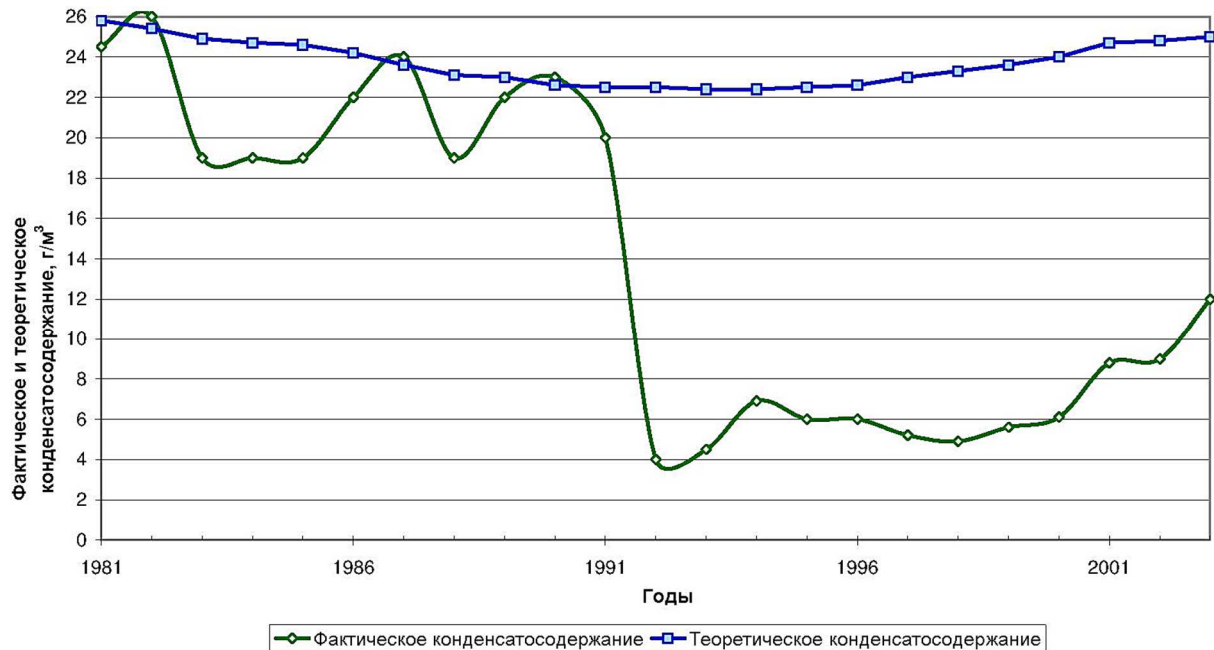


Рисунок 12 – Сопоставление теоретического и фактического конденсатосодержания по стабильному конденсату

## Гидрологическая характеристика месторождения

### Размеры и параметры водонапорного бассейна

В разрезе Ейско-Березанского вала, к которому приурочены Южно-Сердюковское, Сердюковское и Березанское газоконденсатные месторождения выделяется 5 самостоятельных комплексов. Для целей данной работы интерес представляет только нижнемеловой водонапорный комплекс, к которому приурочены промышленные залежи углеводородов.

Водонапорный комплекс данного района является частью обширной водонапорной системы, которая простирается от северных предгорий Кавказа до Таганрогского залива. Полоса выхода песчаных отложений альба на северном склоне Кавказа является областью питания. Область разгрузки комплекса расположена в районе Таганрогского залива (северная периферия бассейна), а также в районе Бейсугского лимана на западе Скифской платформы. Протяжённость бассейна с юго-востока на северо-запад превышает 310–320 км, а с востока на запад составляет примерно  $\approx 300$  км. Площадь водоносного комплекса около 60 тыс. км<sup>2</sup>. Общая эффективная мощность пластов нижнемеловой водонапорной системы в Каневско-Березанской антиклинальной зоне изменяется от 2 до 30 м. Сведения о водонапорной системе приведены в таблице 7.

Выходы нижнемеловых пород в предгорьях Кавказа находятся на отметках 400–800 м. В северном направлении они погружаются до 3000 м (район Усть-Лабинской и Некрасовской площадей) и затем полого воздымаются на Скифской платформе. Кровля коллекторов этого комплекса в пределах Южно-Сердюковской площади залегает на отметке 2650–2750 м.

В пределах Южно-Сердюковского месторождения напор пластовых вод составляет 140 м, на Березанском – 154 м, на Сердюковском – 130 м.



Таблица 7 – Сведения о нижнемеловом водонапорном бассейне

№№ п/п	Параметры	Диапазон изменения параметров		
		среднее значение	минимальное значение	максимальное значение
1	Площадь, тыс. км <sup>2</sup>	60	–	–
2	Толщина, м	16	2	30
3	Открытая пористость, %	18	12	25
4	Проницаемость, 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	606	12	1200
5	Газонасыщенность пластовых вод, м <sup>3</sup> /т	–	–	–
6	Начальное пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	156	2	310
7	Температура, °С	85	20	150
8	Объёмный коэффициент пластовых вод, доли ед.	1,044	1,028	1,06
9	Вязкость пластовых вод, мПа·с	0,942	0,847	1,048
10	Общая минерализация пластовых вод, г/л	12,9	3,9	21,9
11	Плотность пластовых вод, кг/м <sup>3</sup>	1008	1002	1012

Для наиболее активной Каневско-Березанской зоны инфильтрационного водообмена скорость движения пластовых вод составляет 1,2 м/год. Скорость движения вод к северу от этой зоны составляет в среднем 0,08 м/год. Такой режим водообмена характерен для артезианских систем.

Температура пластовых вод альбских отложений в области выходов не превышает 20 °С. С погружением альбских отложений температура увеличивается до 123–125 °С на Армавирской и Южно-Советской площадях и до 110 °С на Березанской, Сердюковской и Южно-Сердюковской площадях. В северном направлении по мере уменьшения глубины залегания комплекса уменьшается пластовая температура. На Южно-Сердюковской площади температура пластовых вод равна 109 °С.

Гидрогеологическая схема альбского водоносного комплекса и опорный разрез месторождений представлены на рисунках 13 и 14.

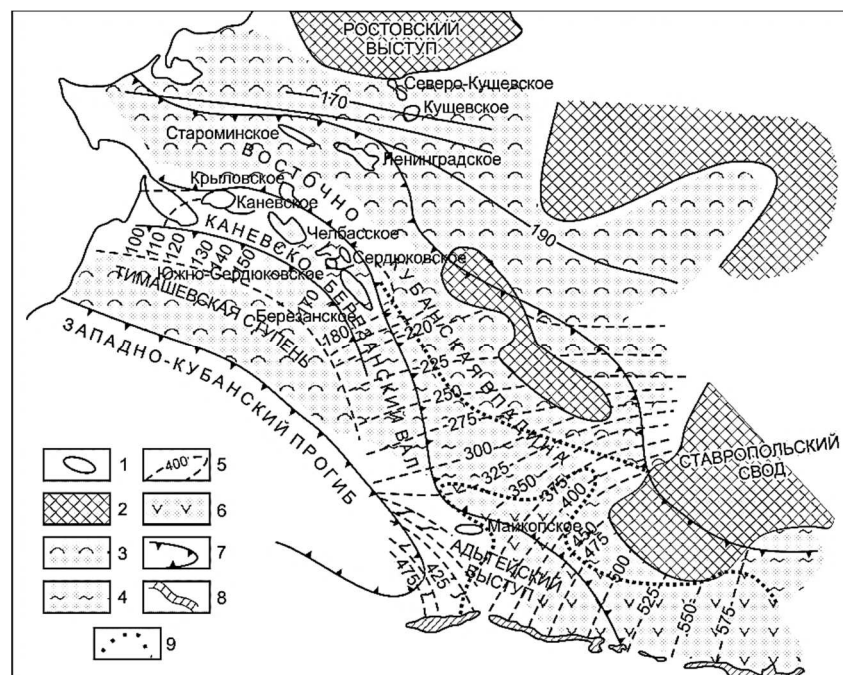


Рисунок 13 – Гидрогеологическая схема альбского водоносного комплекса Западного Предкавказья:

- 1 – газоконденсатные залежи; 2 – области отсутствия альбских пластов-коллекторов;
- 3 – зона хлоркальциевых вод с минерализацией от 800 до 2500 мг-экв./л;
- 4 – зона гидрокарбонатнонатриевых вод с минерализацией от 200 до 800 мг-экв./л;
- 5 – гидроизопьезы, м; 6 – зона гидрокарбонатнонатриевых вод с минерализацией до 200 мг-экв./л;
- 7 – границы геоструктурных элементов; 8 – выходы нижнемеловых отложений на поверхность;
- 9 – границы зон различной минерализации

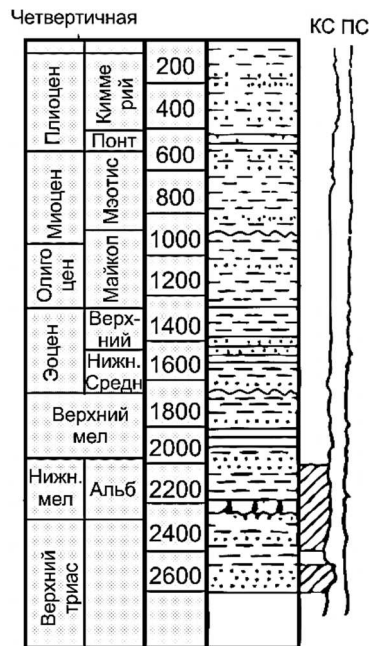


Рисунок 14 – Опорный гидрогеологический разрез

### Физико-химическая характеристика вод

Физико-химическая характеристика пластовой воды, отобранной из скважин Южно-Сердюковского месторождения, представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Физико-химическая характеристика пластовых вод Южно-Сердюковского месторождения

№№ n/n	Параметры	Количество определений	Диапазон изменения параметров		
			минимальное значение	максимальное значение	среднее значение
1	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	расчётн.	0,9	1,2	1,05
2	Объёмный коэффициент, доли ед.	расчётн.	1,028	1,060	1,044
3	Вязкость, мПа·с	2	0,847	1,048	0,942
4	Общая минерализация, мг/экв.	1019,37	405,61	1285,02	781,45
5	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	10	1002	1012	1008
Содержание ионов, мг/л					
6	Cl <sup>-</sup>		1985,76	10850,76	4417,76
7	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		23,04	260,16	156,8
8	HCO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>		427,0	1830,0	1403,0
9	Ca <sup>2+</sup>		76,95	152,30	127,95
10	Mg <sup>2+</sup>		4,86	18,24	9,32
11	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>		1918,66	7469,25	3309,6

Как видно из таблицы 8, тип воды – гидрокарбонатнонатриевый, жёсткость средняя с преобладанием временной жёсткости. Органических веществ растительного и животного происхождения нет. Окислительно-восстановительный потенциал не определялся.

### Оценка режима и характера продвижения пластовых вод

Непосредственно в газовые залежи в начальный период поступление воды путём поршневого вытеснения было затруднено. Это было обусловлено наличием переходных зон, образовавшихся при миграции газа из залежи под влиянием падения давления на Березанском и Сердюковском месторождениях. Однако для всех пластов, кроме первого, сообщаемость с законтурной зоной достаточно велика, что выражается в

проявлении упруговодонапорного режима. Этот факт подтверждает анализ зависимости падения пластового давления от отборов.

**Рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки месторождения**

В настоящее время на месторождении ведутся систематический контроль за минерализацией воды в единственной эксплуатационной скважине № 13 и измерения уровней в наблюдательных скважинах. Такой объём работ обеспечивает контроль за обводнением месторождения и в увеличении его нет необходимости.

**Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов**

Из сопутствующих компонентов в газе Южно-Сердюковского месторождения имеются в скважине № 4 только следы гелия (0,02 % от объёма). Поэтому подсчёт запасов производился по углеводородным компонентам.

В 1983 году тематической партией ПО «Кубаньгазпром» был выполнен подсчёт запасов газа и конденсата объёмным методом. Данные запасы углеводородов были утверждены протоколом ЦКЗ Мингазпрома 30.05.1984 г. в количестве 869,1 млн м<sup>3</sup> газа и 23 (извлекаемых 17) тыс. тонн конденсата.

Газоносные пласты были разделены на две пачки. Верхняя пачка (I) включала в себя 2 и 3 пласты. Нижняя пачка (II) включала 4 и 5 пласты. Балансовые запасы газа были утверждены в количестве 582,9 млн м<sup>3</sup> по категории С<sub>1</sub> и 286,2 млн м<sup>3</sup> по категории С<sub>2</sub>. Протоколом ЦКЗ Мингазпрома от 13.10.1986 г. все запасы переведены в категорию С<sub>1</sub>. Сведения о запасах и подсчётных параметрах приведены в таблицах 9 и 10.

**Таблица 9** – Запасы газа, стабильного конденсата и сопутствующих компонентов

Наименование	Величины
Начальные балансовые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	869,1
Накопленная добыча газа, млн м <sup>3</sup>	770,0
Остаточные балансовые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	99,0
Начальные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	23,0
Начальные извлекаемые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	17,0
Накопленное извлечение стабильного конденсата, тыс. тонн	14,999
Остаточные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	8,001
Начальные запасы:	
метана, тыс. тонн	769
этана, тыс. тонн	42
пропана, тыс. тонн	12
бутанов, тыс. тонн	3
сероводорода, тыс. тонн	0
двуокиси углерода, тыс. тонн	24
нефти, тыс. тонн	0

**Таблица 10** – Сопоставление подсчётных параметров запасов газа и стабильного конденсата

Подсчётные параметры	Утверждённые ЦКЗ Мингазпрома протокол от 13.10.1986 г.		Принятые для проектирования	
	I пачка	II пачка	I пачка	II пачка
1	2	3	4	5
Площадь газоносности, км <sup>2</sup>	16,5	2,4	16,5	2,4
Газонасыщенная толщина, м	8,71	1,98	8,71	1,98

Окончание таблицы 10

1	2	3	4	5
Объем газонасыщенных пластов, м <sup>3</sup>	74685200	4706000	74685200	4706000
Пористость, %	13	14	13	14
Газонасыщенность, доли ед.	0,585	0,533	0,585	0,533
Пластовое давление, МПа	26,8794		26,8794	
Пластовая температура, °С	109		109	
Коэффициент сверхсжимаемости	1,051		1,051	
Балансовые запасы пластового газа, млн м <sup>3</sup>	869,1		869,1	
Потенциальное содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>	27,798		27,798	
Балансовые запасы «сухого» газа, млн м <sup>3</sup>	856,759		856,759	
Балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	23,000		23,000	

### Литература

1. Кравцов Н.А., Кравцов И.Н., Онищенко В.Т. Выполнить коррективы к проекту Южно-Сердюковского месторождения. Отчёт по договору 80 К/91.91. – Ставрополь : Фонды «СевКавНИИгаза», 1991.
2. Кравцов Н.А., Кравцов И.Н., Онищенко В.Т. Анализ состояния разработки Южно-Сердюковского газоконденсатного месторождения : Отчёт по теме Р.01.95. – Краснодар : Фонды П «Кубаньгазпром», 1995.
3. Кравцов Н.А., Кравцов И.Н., Онищенко В.Т. Коррективы к проекту разработки Южно-Сердюковского газоконденсатного месторождения : Отчёт по теме Р.01.97. – Краснодар: Фонды ООО «Кубаньгазпром», 1997.
4. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
7. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка технологических решений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Сборник тезисов 68-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва). Секция 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 20.
8. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования // Сборник научных трудов I Всероссийской молодёжной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть». Секция «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» (17–19 мая 2014 года, г. Красноярск). – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
9. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования // Наука. техника. технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 26-34.
10. Березовский Д.А., Кашкина К.В., Савенок О.В. Разработка эффективной технологии эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных «Проблемы недропользования» (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 179.
11. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 2 (22) лето 2014. – С. 86–89.

12. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. техника. технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
13. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Березовский Д.А., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Экологическое обоснование проектных документов по разработке газовых месторождений Краснодарского края // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 34-35.
15. Березовский Д.А., Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 211–214.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев). – Киев : мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус», 2016. – Ч. 1. – С. 5–10.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.
18. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
19. Березовский Д.А. [и др.]. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. техника. технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
20. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018»: сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). Секция 4: Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
21. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
22. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени Орланда Дина Эузебиу. Перспективы доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2.
23. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени Орланда Дина Эузебиу. Геологические основы для проектирования доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 74–93.
24. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени Орланда Дина Эузебиу. Построение цифровых геологических моделей Некрасовского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 94–114.
25. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
26. Мехдиев К.К. оглы. Методика расчёта параметров каверны в зафильтровом пространстве фонтанных и компрессорных пескопроявляющих скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 27–29.
27. Панцарников Д.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Методы предупреждения осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 70–72.
28. 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. Kravtsov N.A., Kravtsov I.N., Onishchenko V.T. Make corrections to the project of Yuzhno-Serdyukovskoye field. Report on the contract 80 K/91.91. – Stavropol : Funds of «SevKavNIIgaz», 1991.
2. Kravtsov N.A., Kravtsov I.N., Onishchenko V.T. Analysis of the Yuzhno-Serdyukovskoye gas condensate field development status : Report on the subject R.01.95. – Krasnodar : Funds of P «Kubangazprom», 1995.
3. Kravtsov N.A., Kravtsov I.N., Onishchenko V.T. Corrections to the project of Yuzhno-Serdyukovsky gas condensate field development : Report on the theme R.01.97. – Krasnodar : Funds of Kubangazprom, 1997.
4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 c.
6. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas deposits. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 c.
7. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of technological solutions at the final stage of development of gas fields in Krasnodar region // Collection of abstracts of 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014». (14–16 April 2014, Moscow). Section 2: Development of oil and gas fields. Well drilling. – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 20.
8. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of a method of forecasting the composition of rocks-collectors of gas fields at the final stage on the basis of the methods of interdisciplinary modeling // Collection of scientific papers of the I All-Russian MoI-Technical Conference of oil and gas industry «Young Oil». Section «Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields» (May 17-19, 2014, Krasnoyarsk). – Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
9. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Analysis of the gas fields exploitation complications at the final stage and development of a method for a collector rock state prediction on the basis of the interdisciplinary modeling methods // Nauka. tekhnika. – 2014. – № 1. – P. 26–34.
10. Berezovsky D.A., Kashkina K.V., Savenok O.V. Development of an effective technology for the exploitation of gas fields at the final stage by the example of fields in the Krasnodar region // Collection of scientific papers of the International Forum-Contest of Young Scientists «Problems of Subsoil Use» (23–25 April 2014, St. Petersburg). – St.-Petersburg. : National Mineral University «Gorny», 2014. – P. 179.
11. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies adopted at the final stage of gas fields exploitation // GeoEngineering. – 2014. – № 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
12. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of the rocks modeling from the point of view of determination of conditions of occurrence of the production complication factors // Science. technology (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
13. 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.
14. Berezovsky D.A., Pantsarov D.S., Savenok O.V. Ecological substantiation of project documents on development of gas fields of Krasnodar region // Collection of documentations of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for youth «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 34–35.
15. Berezovsky D.A., Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 211–214.
16. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells by the example of OOO Gazprom dobycha Krasnodar // Collection of publications of multidisciplinary scientific journal «Archivarius» on the materials of the XIV International Scientific Conference «Science in the modern world» (November 20, 2016, Kiev). – Kiev : multidisciplinary scientific journal «Archivarius» (November 20, 2016, Kiev). – Part 1. – P. 5–10.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning of the cased wellbore from sand plugs with the help of waterless drills // «New science: from idea to result»: International periodical on the results of the International scientific conference (November 22, 2016, Surgut) in 4 parts. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
18. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies in cleaning the bottomhole bottom sand // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.



19. Berezovsky D.A. D.A. Berezovsky [et al.]. Technologies and principles of development of the multiple fields // *Nauka. tekhnologii. tekhnologii* (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
20. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of phase transition processes in the development of gas condensate fields and recommendations for taking into account their impact on hydrocarbon reserves // XXIII International Scientific Conference «Innovation-2018»: collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent). Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
21. Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in deposits and fields // *Bulatovskie readings*. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
22. Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebiu. Prospects of additional working of Nekrasovskiy gas-condensate field // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Vol. 2.
23. Berezovsky D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebiu. Geological bases for designing of the Nekrasovskoye gas-condensate field additional development // *Science. Technique. Technologies* (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 1. – P. 74–93.
24. Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni, Orlanda Dina Eusebiu. Construction of the digital geological models of the Nekrasovskoye field // *Science. Technique. Technologies* (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 1. – P. 94–114.
25. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Berezovsky D.A. Experimental investigations of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // *Gornyi Informational-Analytical Bulletin. Separate article* (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
26. Mekhdiiev K.K. oglu. Methods of Calculation of Cavern Parameters in Filter Space of Fountain and Compressor Sand-Producing Wells // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2. – P. 2. – P. 27–29.
27. Panzarnikov D.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Methods of preventing complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // *New technologies - oil and gas region: materials of the All-Russian with international participation of scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists* (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – Vol. 2. – P. 70–72.
28. Savenok O.V. Theoretical bases of 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.