



ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗСОДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ В ВОРОБЬЕВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНОГО ПОГРУЖЕНИЯ БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

Д.Д. МИХАЛЬЧЕНКО^{1,*}, П.Н. СТРАХОВ¹, Г.Н. ПОТЕМКИН^{2,3}, И.Д. ЛОГИНОВ¹

¹ ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы»
6, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117198, Россия

² ООО «ИПНЭ»

13а, ул. Ярославская, г. Москва 129366, Россия

³ ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Южное погружение Бузулукской впадины остается одним из наиболее перспективных районов нефтегазодобычи Оренбургской области благодаря значительным остаточным запасам и благоприятным характеристикам девонских залежей. Месторождения данного региона отличаются сложным геологическим строением, высоким газовым фактором (более 1000 м³/т) и устойчивыми дебитами нефти, что требует применения современных геолого-технических решений. Несмотря на относительно высокий уровень изученности, из-за сложного строения и особенностей флюидодинамики разработка зрелых залежей сопровождается рядом вызовов и сохраняет актуальность для дальнейших исследований.

Цель. Выявление пространственных закономерностей распределения газосодержания пластовых нефтей в пределах южного погружения Бузулукской впадины.

Материалы и методы. В качестве исходных материалов использовались результаты геолого-промысловых исследований и данные по разработке. Применены методы структурно-геологического анализа, сопоставления газосодержания и тектонического положения залежей.

Результаты. Значения газосодержания нефтяных залежей воробьевского горизонта (пласт D_{IV}) в пределах южной и центральной частей Бузулукской впадины демонстрируют существенную вариативность. Анализ пространственного распределения параметра показал наличие общей тенденции повышения газосодержания от Бобровско-Покровского вала в сторону Камелик-Чаганской структурной зоны. При этом наиболее высокие значения (до 902 м³/т) зафиксированы на отдельных месторождениях структурной зоны. Однако в ходе структурно-тектонического анализа прямой и устойчивой зависимости между величиной газосодержания и тектонической приуроченностью выявлено не было. Установленные закономерности носят скорее локальный характер и могут быть обусловлены совокупным влиянием литолого-стратиграфических, тектонических, термобарических и флюидодинамических факторов.

Заключение. Установлена общая тенденция к увеличению газосодержания пластовых нефтей по направлению к южной границе Бузулукской впадины. Полученные данные указывают на многокомпонентную природу формирования аномально высоких значений газосодержания.

Ключевые слова: газосодержание, воробьевский горизонт, Бузулукская впадина, Камелик-Чаганская структурная зона

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Михальченко Д.Д., Страхов П.Н., Потемкин Г.Н., Логинов И.Д. Закономерности распределения газосодержания пластовой нефти в воробьевских отложениях в пре-

делах южного погружения Бузулукской впадины. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(2):20—31. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-2-20-31> EDN: [ESIJHN](https://www.edn.ru/ESIJHN)

Статья поступила в редакцию 09.06.2025

Принята к публикации 16.06.2025

Опубликована 30.06.2025

* Автор, ответственный за переписку

DISTRIBUTION PATTERNS OF GAS CONTENT IN VOROBYOV DEPOSITS WITHIN THE SOUTHERN DIP OF THE BUZULUK DEPRESSION

DANIIL D. MIKHALCHENKO¹, PAVEL N. STRAKHOV¹, GRIGORIY N. POTEKIN^{2,3}, ILIYA D. LOGINOV¹

¹ RUDN University

6, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117198, Russia

² LLC "IPNE"

13A, Yaroslavskaya str., Moscow 129366, Russia

³ Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

ABSTRACT

Background. The southern immersion of the Buzuluk depression remains one of the most promising areas of oil and gas production in the Orenburg region due to significant residual reserves and favorable characteristics of Devonian deposits. The deposits of this region are characterized by a complex geological structure, high gas factor (more than 1000 m³/t) and stable oil reserves, which requires the use of modern geological and technical solutions. Despite the relatively high level of knowledge, due to the complex structure and features of fluid dynamics, the development of mature deposits is accompanied by a number of challenges and remains relevant for further research.

Aim. Identification of spatial patterns of the distribution of the gas content of reservoir oils within the southern immersion of the Buzuluk depression.

Materials and methods. The results of geological and commercial research and development data were used as source materials. Methods of structural and geological analysis, comparison of the gas content and the tectonic position of deposits are applied.

Results. The values of the gas content of the Vorobyovsky horizon oil deposits (formation D_{IV}) within the southern and central parts of the Buzuluk depression demonstrate significant variability. An analysis of the spatial distribution of the parameter showed the presence of a general trend of increasing gas content from the Bobrovsko-Pokrovsky shaft towards the Kamelik-Chagan structural zone. At the same time, the highest values (up to 902 m³/t) were recorded in individual deposits of the structural zone. However, the structural and tectonic analysis did not reveal a direct and stable relationship between the amount of gas content and tectonic confinement. The established patterns are rather local in nature and may be due to the combined influence of lithological, stratigraphic, tectonic, thermobaric and fluid dynamic factors.

Conclusion. A general trend has been established towards an increase in the gas content of reservoir oils towards the southern boundary of the Buzuluk depression. The data obtained indicate the multicomponent nature of the formation of abnormally high values of gas content.

Keywords: gas content, Vorobyovsky horizon, Buzuluk depression, Kamelik-Chagan structural zone

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

For citation: Mikhilchenko D.D., Strakhov P.N., Potemkin G.N., Loginov I.D. Distribution patterns of gas content in Vorobyov deposits within the southern dip of the Buzuluk depression. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(2):20—31. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-2-20-31> EDN: [ESIJHN](https://www.edn.ru/)

Manuscript received 09 June 2025

Accepted 16 June 2025

Published 30 June 2025

* Corresponding author

Южное погружение Бузулукской впадины (ЮПБВ) остается одним из приоритетных районов добычи углеводородов на территории Оренбургской области благодаря значительным запасам и наличию зрелых, но все еще продуктивных месторождений. Залежи, приуроченные к среднедевонскому комплексу, отличаются высокой степенью геологической и структурной сложности, а также специфическими флюидодинамическими характеристиками.

Несмотря на высокий уровень геолого-геофизической изученности южной части Бузулукской впадины, данный район продолжает оставаться в центре внимания исследователей, ряд из которых сходятся во мнении, что основная часть запасов Бузулукской впадины сосредоточена в девонских отложениях ЮПБВ [3, 5, 6].

На ряде месторождений зафиксированы устойчиво высокие значения газовых факторов (свыше 1000 м³/т) при одновременном сохранении высоких дебитов нефти, достигающих 40—200 т/сут и более, обводненность скважин составляет 90—95%, проектный коэффициент извлечения нефти в среднем составляет 0,5.

Разработка таких месторождений сталкивается с рядом проблем, связанных как с выработанностью запасов, обеспечением устойчивой добычи и вовлечением неразбуренных зон залежей, так и с активным разгазированием нефти в условиях пласта, что вызывает необходимость поддержания пластового давления. В этих условиях эффективность традиционных методов разработки существенно снижается, что требует внедрения современного комплекса геолого-технических мероприятий. Наиболее результативными на текущем этапе являются технологии многостадийного гидроразрыва пласта, бурение боковых стволов, а также горизонтальных и многозабойных скважин, направленных на увеличение степени охвата продуктивных пластов при щадящих депрессиях.

Сразу после выявления в начале 1980-х залежей углеводородов (УВ) в средне-верхнедевонских отложениях на юге Бузулукской впадины,

исследователи обращают внимание на необычные для региона фазовое состояние и свойства УВ [4]: установлены газоконденсатные залежи со значительным содержанием конденсата (в карбонатных коллекторах бийского и афонинского горизонтов) и нефтяные залежи с высоким газосодержанием (в песчаниках ардатовского и воробьевского горизонтов). В работе [7] проведен анализ характеристик углеводородов в средне-верхнедевонских отложениях в пределах Саратовской области, включая юго-западную часть Бузулукской впадины. Результаты статистической обработки данных по газосодержанию и термобарическим условиям позволили для ардатовских, воробьевских и афонинских отложений выделить субширотно ориентированные зоны с близким фазовым состоянием углеводородов, то есть с севера на юг зона преимущественного наличия нефтяных залежей сменяется зоной с преобладанием газонефтяных и далее — газоконденсатных залежей. Также отмечается приуроченность зон к границам структур II порядка.

Это подтверждает сложную характеристику флюидной системы и необходимость ее более детального изучения, в том числе на примыкающей территории южного погружения Бузулукской впадины (Оренбургская область). Актуальность таких работ вызвана как задачами прогноза фазового состояния, так и корректного определения типа УВ для околоскритического флюида.

Для понимания особенностей распределения характеристик флюида проведен анализ открытых залежей в воробьевских отложениях в пределах южного погружения Бузулукской впадины на территории Оренбургской области.

Бузулукская впадина располагается в западной части Оренбургской области и представляет собой сложную отрицательную структуру округлой формы на юго-восточном склоне Волго-Уральской антеклизы со стороны глубоко погруженной Прикаспийской синеклизы [1]. В пределах Оренбургского сектора Бузулукской впадины открыто более 50 нефтяных и газовых месторождений,

в частности крупные многозалежные нефтяные: Росташи-Конновское, Давыдовское, Зайкинско-Зоринское, Вишневское и др.

Со среднедевонскими отложениями связывают значительные запасы углеводородного сырья не только южного погружения, но и всей Бузулукской впадины. Промышленной продуктивностью обладают карбонатные породы бийского (пласт D_{VI}), клинцовского и мосоловского (пласт D_V) горизонтов, а также песчаники воробьевского (пласт D_{IV}) и ардатовского (пласт D_{III}) горизонтов [3].

Для дальнейшего изучения был выбран воробьевский горизонт (пласт D_{IV}). Продуктивный пласт D_{IV} , залегающий в основании горизонта, повсеместно распространен в Бузулукской впадине, в том числе в южной и центральной ее частях на месторождениях Гаршинское, Зайкинско-Зоринское, Бобровское, Давыдовское, Загорское, Росташинское и др. (рис. 1).

Залежи в отложениях воробьевского горизонта были проанализированы по степени освоения, типу, тектонической приуроченности и основным параметрам нефти (таблица).

Выявлен большой разброс значений газосодержания нефтяных залежей воробьевского горизонта

(пласт D_{IV}) южной и центральной частей Бузулукской впадины, в том числе аномально высокие значения газосодержания отмечаются на Гаршинском (710 м³/т), Давыдовском (699 м³/т), Западно-Швейцарском (759 м³/т), Швейцарском (760 м³/т) месторождениях. Изменение параметров по площади показано на рисунках 2—5.

Подавляющее число месторождений юга Бузулукской впадины связано со структурами тектонического происхождения [2, 6]. При этом строение Бузулукской впадины в ее южной части в отложениях терригенного девона имеет ряд особенностей. Одной из таких особенностей является фрагментация как фундамента, так и покрывающих его девонских пород на отдельные структурные элементы: блоки и ступени. В связи с этим на первом этапе был проведен анализ свойств УВ месторождений к тектоническим элементам.

В целях выявления зависимости газосодержания от тектонической принадлежности залежи нефти в воробьевских отложениях южной части Бузулукской впадины были разделены в соответствии с их положением в пределах тектонических элементов второго порядка:

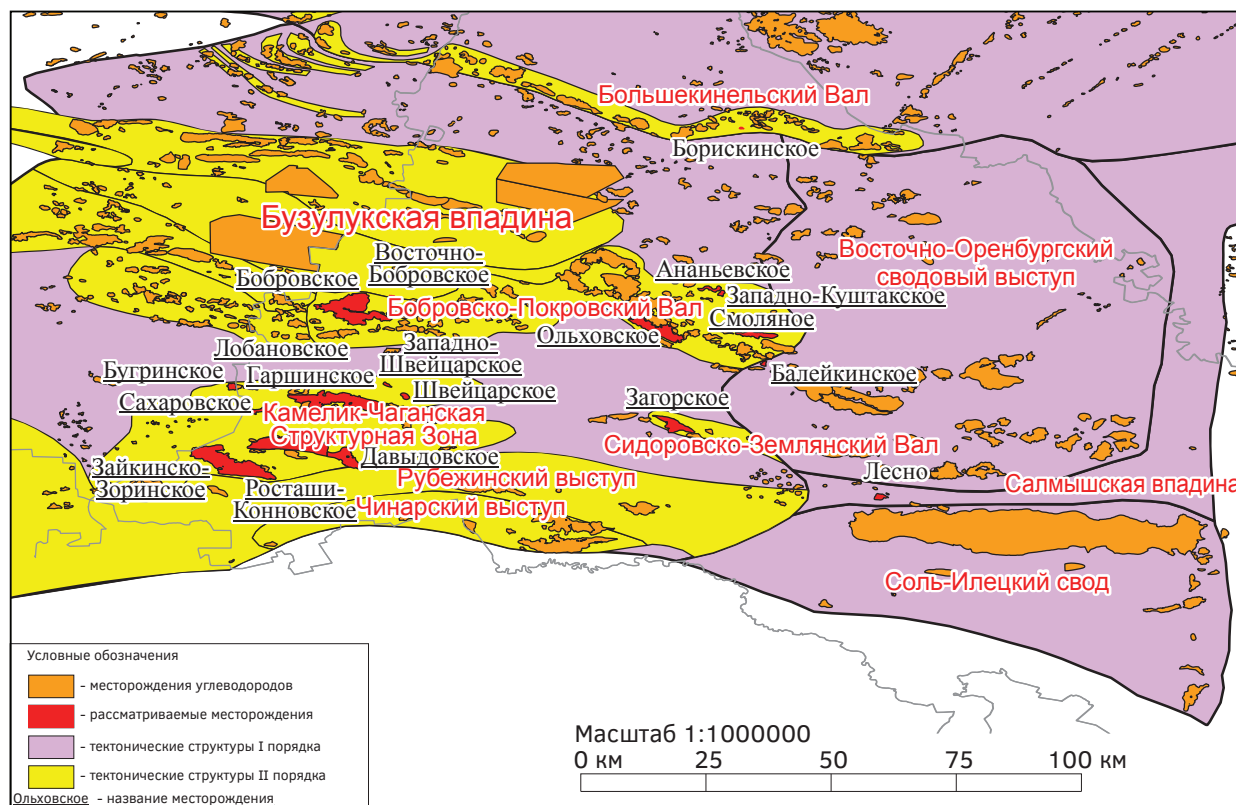


Рис. 1. Обзорная карта района работ

Fig. 1. Overview map of the work area

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

Таблица. Свойства залежей воробьевского горизонта (пласта D_{IV}) месторождений Оренбургской области
Table. Properties of the Vorobyov horizon (formation D_{IV}) fields of the Orenburg region

Месторождение	Степень освоения	Тип залежи	Тектоническая приуроченность	Газосодержание, м ³ /т	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость нефти, мПа*с	Объемный коэффициент, д. ед.
Ананьевское — Н	РБ	Н	БПВ	58,0	0,855	2,22	1,14
Балейкинское — ГН	РБ	Н	БПВ	86,1	0,832	4,61	1,22
Бобровское — ГН	РБ	Н	БПВ	241,3	0,793	0,48	1,52
Борискинское — Н	РБ	Н	БКВ	70,9	0,822	1,53	1,17
Бугринское — Н	РБ	Н	КЧЗС	540	0,770	1,15	1,59
Восточно-Бобровское — Н	РВ	Н	БПВ	99,7	0,805	0,65	1,26
Гаршинское — Н	РБ	Н	КЧСЗ	710,9	0,734	0,18	2,56
Давыдовское — Н	РБ	Н	КЧСЗ	699,0	0,769	0,11	2,66
Загорское — Н	РБ	Н	СЗВ	572,3	0,770	0,23	2,20
Западно-Куштакское — Н	РБ	Н	БПВ	58,8	0,860	2,20	1,15
Западно-Швейцарское — Н	РВ	Н	КЧСЗ	759,0	0,793	0,15	2,66
Зайкинско-Зоринское — НГК	РБ	Н	КЧСЗ	902,0	0,811	0,11	3,10
Лесное — Н	РБ	Н	СВ	97,3	0,802	1,39	1,17
Лобановское — Н	РБ	Н	КЧСЗ	171,8	0,842	3,28	1,40
Матросовское — Н	РБ	Н	ЮТС	57,6	0,835	3,75	1,22
Ольховское — Н	РБ	Н	БПВ	533,3	0,781	0,17	2,19
Росташи-Конновское — Н	РБ	Н	КЧСЗ	555,0	0,783	0,20	1,97
Сахаровское — НГК	РБ	Н	КЧСЗ	184,5	0,842	0,52	1,43
Смоляное — Н	РБ	Н	БПВ	478,4	0,776	0,19	1,70
Судьбадаровское — Н	РВ	Н	ВОСП	289,6	0,817	5,31	1,55
Тат-Кандызское — Н	РБ	Н	ЮТС	28,2	0,813	2,34	1,02
Швейцарское — Н	РВ	Н	КЧСЗ	760,3	0,793	-	-

Примечание. РБ — разрабатываемое, РВ — разведываемое, Н — нефтяное, ГН — газонефтяное, НГК — нефтегазоконденсатное, БВ — Бузулукская впадина, БПВ — Бобровско-Покровский вал, СВ — Салмышская впадина, СЗВ — Сидоровско-Землянский вал, ВОСП — Восточно-Оренбургское сводовое поднятие, ЮТС — Южный склон Татарского свода, КЧСЗ — Камелик-Чаганская структурная зона, БКВ — Большекинский вал.

Note. РБ — developed, РВ — explored, Н — oil, ГН — oil and gas, НГК — oil, gas and condensate, БВ — Buzulukskaya depression, БПВ — Bobrovsko-Pokrovsky shaft, СВ — Salmyskaya depression, СЗВ — Sidorovsko-Zemlyansky shaft, ВОСП — Vostochno-Orenburg arch uplift, ЮТС — Southern slope of the Tatar arch, КЧСЗ — Kamelik-Chagan architectural zone, БКВ — Bolshekinelskiy shaft.

Бобровско-Покровского вала, Сидоровско-Землянского вала и Камелик-Чаганской структурной зоны.

К Бобровско-Покровскому валу отнесено семь месторождений. Из них лишь два — Смоляное и Ольховское — демонстрируют anomalously высокие значения газосодержания, составляющие 478,42 и 533,31 м³/т соответственно. Повышенные значения (241 м³/т) установлены на Бобровском месторождении. Остальные четыре месторождения вала характеризуются стандартными показателями, соответствующими фоновому уровню (рис. 6).

В пределах Сидоровско-Землянского вала расположено единственное месторождение — Загорское, для которого газосодержание составляет 572,3 м³/т.

Наиболее выраженное повышение газосодержания зафиксировано среди месторождений третьей группы, приуроченных к Камелик-Чаганской структурной зоне (рис. 7). Из девяти месторождений данной зоны семь демонстрируют anomalously высокие значения газосодержания в диапазоне от 540 до 902 м³/т. К ним относятся Зайкинско-Зоринское, Росташи-Конновское, Бугринское, Гаршинское, Западно-Швейцарское,



Общую тенденцию увеличения газосодержания с севера на юг от Бобровско-Покровского вала к Камелик-Чаганской структурной зоне демонстрирует карта распределения газосодержания, построенная в пределах рассматриваемых

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING OF HYDROCARBON RESERVES

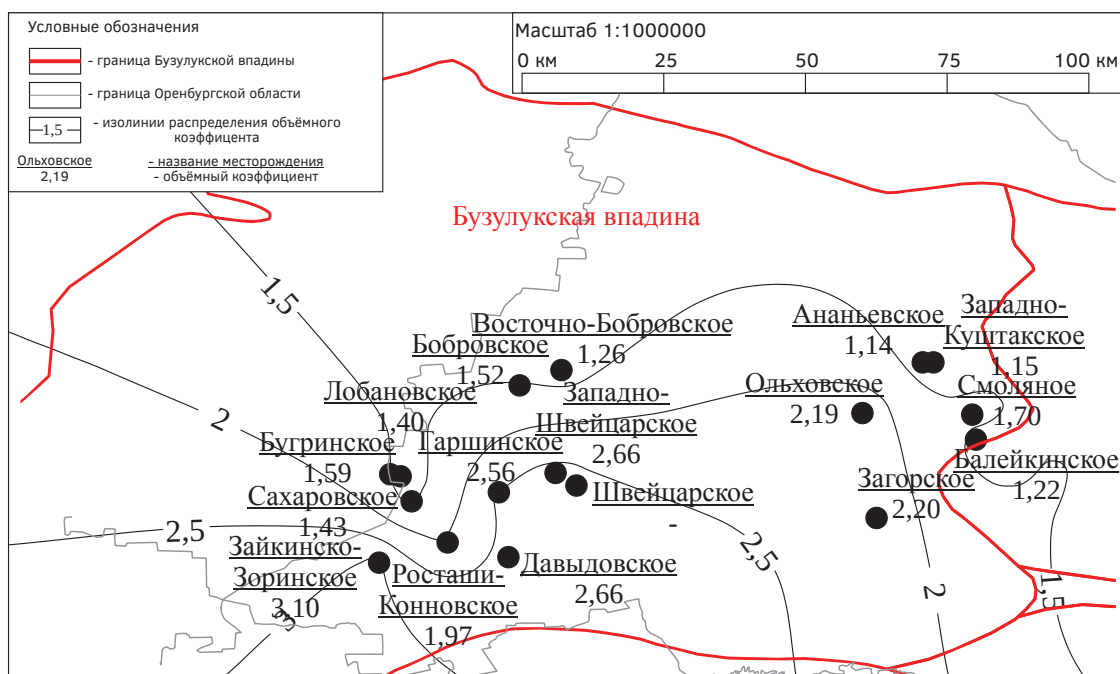


Рис. 4. Карта распределения объемного коэффициента в воробьевских отложениях.
Fig. 4. Volume coefficient distribution map in the Vorobyov deposits.

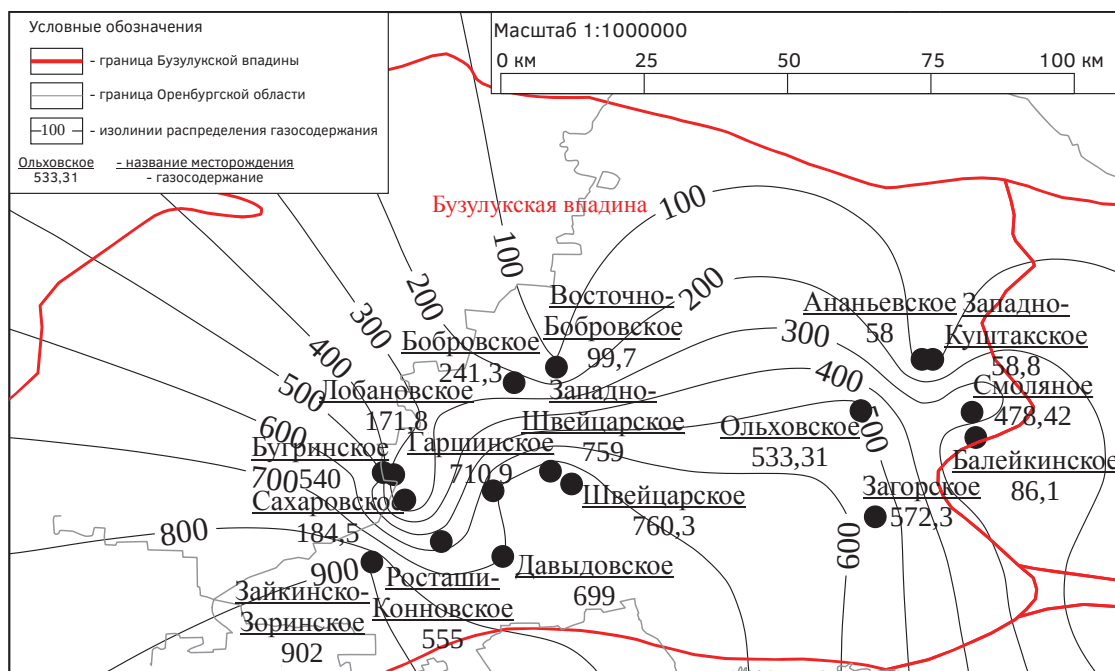


Рис. 5. Карта распределения газосодержания в пределах Бузулукской впадины
Fig. 5. Map of the distribution of gas content within the Buzuluk depression

месторождений (рис. 5), указанная закономерность соответствует установленной в пределах смежных частей Саратовской области [7].

Большинство месторождений с повышенными значениями газосодержания приурочены

к Камелик-Чаганской структурной зоне, которая расположена в юго-западной части Бузулукской впадины и имеет наиболее выраженное ступенчато-блоковое строение: от Гаршинского блока на севере до Рубежинского прогиба на юге.

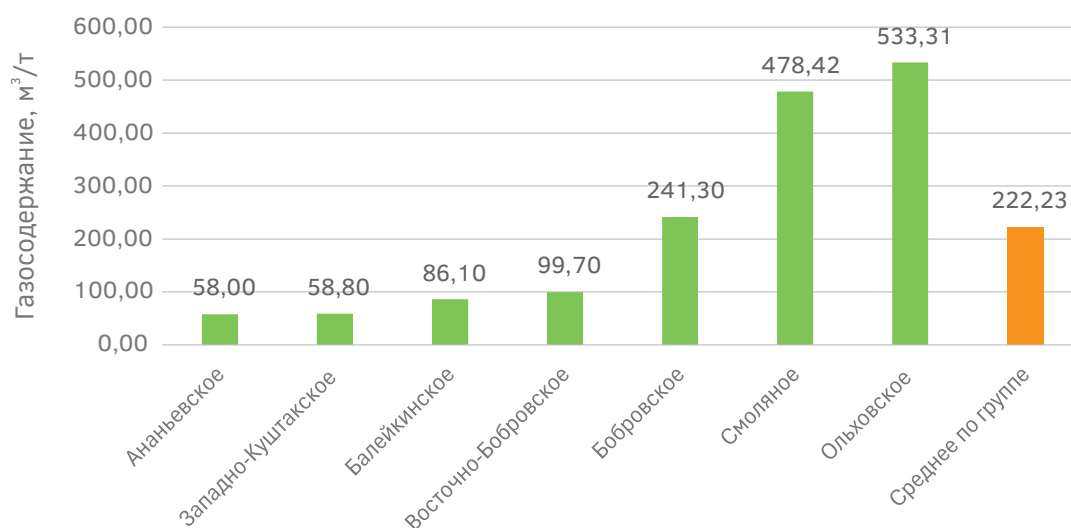


Рис. 6. Гистограмма распределения газосодержания по месторождениям Бобровско-Покровского вала.

Fig. 6. Histogram of the distribution of gas content in the Bobrovsko-Pokrovsky val fields

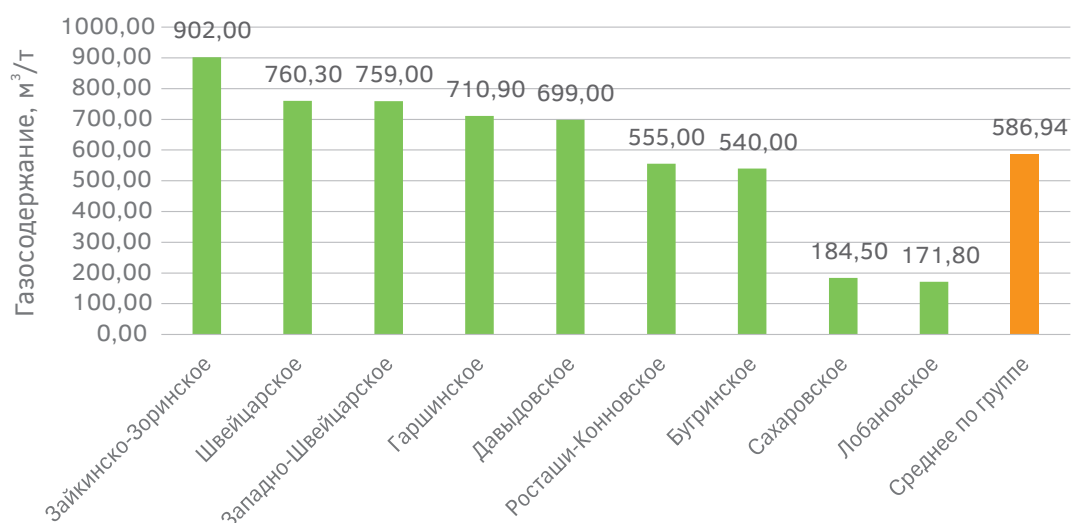


Рис. 7. Гистограмма распределения газосодержания по месторождениям Камелик-Чаганской структурной зоны

Fig. 7. Histogram of the distribution of gas content across the fields of the Kamelik-Chagan structural zone

Значительная часть месторождений этой структурной зоны приурочены к приразломным зонам выделенных ступеней и характеризуются структурно-дизъюнктивным типом ловушек [8].

Однако наличие в пределах Бобровско-Покровского вала месторождений с повышенным газосодержанием не позволяет сделать однозначный вывод о связи аномально высоких значений газосодержания исключительно с тектонической приуроченностью. В связи с этим был проведен сравнительный анализ физико-химических свойств нефти и растворенного газа месторождений с высокими и низкими значениями газосодержания, приуроченных

к Камелик-Чаганской структурной зоне и Бобровско-Покровскому валу.

В пределах Камелик-Чаганской структурной зоны были выбраны месторождения с высоким газосодержанием — Гаршинское и низким — Сахаровское, аналогично были выбраны месторождения в пределах Бобровско-Покровского вала: с высоким газосодержанием — Смоляное и низким — Ананьевское.

На Гаршинском месторождении по результатам изучения распределения параметров плотность пластовой нефти — 542,0 кг/м³, динамическая вязкость — 0,18 мПа·с (незначительная). Давление насыщения нефти газом

при пластовой температуре — 25,48 МПа, газосодержание при однократном разгазировании — 710,9 м³/т.

По результатам расчета дифференциального разгазирования плотность нефти составила 773,0 кг/м³ (особо легкая), газосодержание — 710,9 м³/т, объемный коэффициент — 2,564. Динамическая вязкость разгазированной нефти — 3,33 мПа·с.

Газ, выделившийся из нефти при дифференциальном разгазировании, относится к горючим. Характеризуется преобладанием содержания метана (57,94%), отсутствием сероводорода, малым содержанием азота + редкие (2,70%) с промышленным содержанием гелия (0,060%). Мольное содержание углекислого газа — 2,70%, этана — 18,72%, пропана — 11,03%, высших углеводородов (пропан + высшие) — 19,65%. Относительная плотность газа по воздуху — 0,913, теплотворная способность — 50467,5 кДж/м³.

По результатам исследований поверхностной пробы нефть малосернистая (массовое содержание серы 0,32%), малосмолистая (смола силикагелевых 2,42%, асфальтенов 0,45%), высокопарафинистая (8,48%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С — 66,0%.

На Сахаровском месторождении в результате исследования поверхностных проб нефти пласта D_{IV} определено: плотность флюида 840 кг/м³, выход светлых фракций до 300 °С — 50%, динамическая вязкость при 20 °С — 4,54 мПа·с. Содержание серы составило 0,73%, твердых парафинов — 9,55% (температура плавления парафина 56 °С), смол силикагелевых — 6,11%, асфальтенов — 2,00%. Нефть является сернистой, высокопарафиновой, смолистой.

При исследовании глубинных проб пласта D_{IV} Сахаровского месторождения методом стандартной сепарации плотность пластовой нефти составила 739 кг/м³, сепарированной — 842 кг/м³, газосодержание — 184,5 м³/т (155,2 м³/м³), объемный коэффициент — 1,435, усадка нефти — 31,0%, давление насыщения — 16,7 МПа.

Растворенный газ, выделившийся при стандартной сепарации, содержит 54,77% метана, 14,67% этана, 13,63% пропана, 2,28% изобутана, 5,07% н-бутана, 1,78% изопентана, 1,75% н-пентана, 1,20% гексанов, 0,24% гептанов, 0,03% октанов. Из компонентов неуглеводородного ряда определен азот в количестве 3,16%, диоксид углерода — 1,34%. Присутствует гелий в кондиционном количестве — 0,078%. Сероводород отсутствует. Удельный вес нефтяного газа равен 1,206 кг/м³, относительная плотность газа по воздуху — 1,001.

В растворенном газе устьевых проб из скважины 325 концентрация метана равна 57,27%, этана — 15,11%, пропана — 12,08%, изобутана — 2,50%, н-бутана — 4,75%, изопентана — 1,96%, н-пентана — 1,88%, гексаны — 0,61%, гептаны — 0,27%. Газ углеводородного состава с концентрацией азота 1,63%, углекислого газа 1,88%, гелия 0,090%. Сероводород отсутствует. Удельный вес газа равен 1,180, относительная плотность по воздуху — 0,979.

Нефть месторождений, приуроченных к Бобровско-Покровскому валу, отличается более высокой плотностью и меньшим газосодержанием.

Так, на Ананьевском месторождении в результате исследования разгазированной нефти пласта D_{IV} в стандартных условиях поверхностной пробы определено: плотность флюида 859 кг/м³, кинематическая вязкость при 20 °С — 12,29 мм²/с, динамическая вязкость при 20 °С — 10,56 мПа·с. Содержание серы составило 1,03%, твердых парафинов — 5,10% (температура плавления парафина 55 °С), смол силикагелевых — 7,09%, асфальтенов — 2,56%. Нефть является сернистой, парафиновой, смолистой.

По результату однократного разгазирования глубинной пробы плотность пластовой нефти составляет 798 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре — 8,3 МПа, газосодержание нефти — 71,3 м³/т (61,3 м³/м³), динамическая вязкость пластовой нефти — 2,22 мПа·с, усадка — 15,25%.

При исследовании глубинной пробы нефти по методу дифференциального (ступенчатого) разгазирования плотность сепарированной нефти равна 855 кг/м³, газосодержание — 58,0 м³/т, объемный коэффициент — 1,14.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании, составляет: углекислый газ — 0,65%, азот — 5,46%, гелий — 0,050%, метан — 53,22%, этан — 20,71%, пропан — 13,00%, бутаны — 5,19%, пентаны — 1,26%, гексаны — 0,33%, гептаны + высшие — 0,14%. Сероводород отсутствует. Плотность газа (смеси) равна 1,110 кг/м³, относительная плотность газа по воздуху — 0,921.

На Смолянском месторождении в поверхностных условиях плотность нефти менее 0,800 г/см³, вязкость — 3,58 мПа·с. Температура застывания нефти составляет -13,9 °С, а начала кипения +54,5 °С.

В нефти также содержатся асфальтены (0,31—3,09), смолы силикагелевые (4,21—12,1), парафины (0,82—7,48), сера (0,28—0,90 весов. %).

В пластовых условиях плотность нефти — 0,6185 г/см³, вязкость — 0,19 мПа·с, температура +69 °С (68—70 °С), давление насыщения — 23,03 МПа. По результатам дифференциального разгазирования объемный коэффициент равен 1,70, газосодержание — 478,4 м³/т, а плотность нефти — 0,776 г/см³.

Растворенный в нефти газ имеет плотность 0,982 кг/м³ и содержит метан — 74,13, этан — 9,2, пропан — 5,44, бутаны — 3,51, азот — 2,67, углекислый газ — 0,92, гелий — 0,09 мольн. % (одна проба). Сероводород в газе отсутствует.

Таким образом, нефти Камелик-Чаганской зоны, особенно Гаршинского месторождения, являются более легкими, обладают высоким газосодержанием и низким объемным коэффициентом, что указывает на их конденсатный или переходный характер.

Нефти месторождений Бобровско-Покровского вала имеют значительно меньшее газосодержание, но при этом обладают более высокими вязкостью и содержанием серы.

Вывод

Анализ пространственного распределения газосодержания нефтяных залежей воробьевского горизонта (пласт D_{IV}) в пределах южной и централь-

ной частей Бузулукской впадины показал его высокую вариабельность с тенденцией к росту с севера на юг.

Наибольшие значения газосодержания (до 902 м³/т) зафиксированы на ряде месторождений Камелик-Чаганской структурной зоны, что указывает на наличие определенной закономерности повышения газосодержания в этом направлении. Однако выявленные отклонения — в частности, относительно низкие значения на Сахаровском и Лобановском месторождениях, а также наличие месторождений с повышенным газосодержанием в пределах Бобровско-Покровского вала — не позволяют на текущем этапе говорить об однозначной зависимости между уровнем газосодержания и тектонической приуроченностью.

Полученные данные свидетельствуют о сложной и многокомпонентной природе факторов, определяющих насыщенность залежей нефти растворенным газом. Среди возможных причин аномально высоких значений газосодержания следует указать тектонические, генетические и термобарические условия, а также особенности условий формирования и текущего состояния залежей, в том числе качества покрывших, тектонической истории региона и условий переформирования залежей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранов В.К., Галимов А.Г., Донцевич И.А. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997. 272 с.
2. Голов А.А., Мохнаткин В.А. Перспективы развития поисково-разведочных работ на южном погружении Бузулукской впадины в Оренбургской области // Геология нефти и газа. 2004. № 3. С. 11—16.
3. Жемчугова В.А., Мятчин О.М. Среднедевонские резервуары нефти и газа на юге Бузулукской впадины: особенности строения, условия образования, нефтегазоносный потенциал // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2015. № 6. С. 36—43.
4. Кутеев Ю.М., Макаров Г.В., Желтовский В.И. (ВНИИГаз). Новый тип залежей УВ в юго-западной части Оренбургской области // Геология нефти и газа. 1988. №3. С. 17—22.
5. Кутеев Ю.М., Савинкова Л.Д. Состояние ресурсной базы углеводородов Оренбургской области // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2011. № 2. С. 16—21.
6. Литолого-тектоническая модель строения девонских терригенных отложений на территории Самарского региона (часть 1) / И. С. Гутман, Г. Н. Потемкин, Р. М. Галиев, С. П. Папухин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 21—25.
7. Орешкин И.В., Постнова Е.В., Пятаев А.А. Качественная оценка фазового состояния углеводородных смесей и геотермобарические условия нефтегазоаккумуляции средне-верхнедевонского нефтегазового комплекса в юго-западной части Бузулукской впадины (Саратовская часть) // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия Науки о Земле. 2015. Т. 15. № 1. — С. 45—55.
8. Строение кристаллического фундамента в краевой юго-восточной зоне Восточно-Европейской платформы / Соколов А.Г., Донцевич И.А., Черепанов А.Г., Леверенц Д.А. // Геология нефти и газа. 2011. № 4. С. 39—46.

REFERENCES

1. Baranov V.K., Galimov A.G., Donskevich I.A. and others. Geological structure and oil and gas potential of the Orenburg region. Orenburg: Orenburg Book Publishing House, 1997. 272 p.
2. Golov A. A. Mokhnatkin, V. A. Prospects for the development of prospecting operations at the southern

- plunge of the Buzuluk depression in the Orenburg region // The geology of oil and gas. 2004. No. 3. pp. 11—16.
3. Zhemchugova V.A., Myatchin O.M. Srednedevon oil and gas reservoirs in the south of the Buzuluk depression: structural features, formation conditions, oil and gas potential // Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology. 2015. No. 6. pp. 36—43.
 4. Kuteev Yu.M., Makarov G.V., Zheltovsky V.I. (VNIIGaz). A new type of hydrocarbon deposits in the southwestern part of the Orenburg region // The geology of oil and gas. 1988. No. 3. pp. 17—22.
 5. Kuteev Yu.M., Savinkova L.D. The state of the hydrocarbon resource base of the Orenburg region // Mineral Resources of Russia. Economics and management. 2011. No. 2. pp. 16—21.
 6. Lithological and tectonic model of the structure of Devonian terrigenous deposits in the Samara region (part 1) / I.S. Gutman, G.N. Potemkin, R.M. Galiev, S.P. Papukhin // Oil industry. 2015. No. 4. pp. 21—25.
 7. Oreshkin I. V., Postnova, E. V., Pyataev, A. A. Qualitative assessment of the phase state of hydrocarbon mixtures and geothermobaric conditions of oil and gas accumulation of the Sredne-Verkhnedevonsky oil and gas complex in the southwestern part of the Buzuluk depression (Saratov region) // Proceedings of the Saratov University. A new series. Earth Science Series. 2015. Vol. 15, No. 1, pp. 45—55.
 8. Sokolov A.G., Dentskevich I.A., Cherepanov A.G., Leverents D.A. The structure of the crystalline basement in the marginal southeastern zone of the East European Platform // Geology of oil and gas. 2011. No. 4. pp. 39—46.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Михальченко Д.Д. — собрал исходные данные и провел их анализ, разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Страхов П.Н. — разработал концепцию статьи, определил научно-методологические подходы к подготовке статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Потемкин Г.Н. — разработал концепцию статьи, определил научно-методологические подходы к подготовке статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Логинов И.Д. — провел литературный анализ существующих научных данных по теме работы, подготовил текст статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Daniil D. Mikhhalchenko — collected the initial data, conducted the analysis, developed the concept of the article, prepared the text of the article, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Pavel N. Strakhov — developed the concept of the article, determined the scientific and methodological approaches to the preparation of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Grigory N. Potemkin — developed the concept of the article, determined the scientific and methodological approaches to the preparation of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Iliya D. Loginov — conducted a literary analysis of existing scientific data on the topic of the work, prepared the text of the article, agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Михальченко Даниил Дмитриевич* — аспирант департамента недропользования и нефтегазового дела Инженерной академии ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы».

6, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117198, Россия

e-mail: 1142240005@pfur.ru

SPIN-код: 5492-7287

ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-6381-0717>

Daniil D. Mikhhalchenko* — graduate student, Department of Mineral Developing and Oil & Gas, Academy of Engineering, Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University).

6 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117198, Russia

e-mail: 1142240005@pfur.ru

SPIN-code: 5492-7287

ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-6381-0717>

Страхов Павел Николаевич — доктор геолого-минералогических наук, профессор департамента недропользования и нефтегазового дела Инженерной академии ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы». 6, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117198, Россия
e-mail: pavel.n.strakhov@mail.ru
SPIN-код: 4821-8375
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9990-4514>

Потемкин Григорий Николаевич — кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по геологии ООО «ИПНЭ»; доцент ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе». 13а, ул. Ярославская, г. Москва 129366, Россия
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: potemkingn@mgri.ru
SPIN-код: 4229-0832
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-7178-1286>

Логинов Илья Дмитриевич — аспирант департамента недропользования и нефтегазового дела Инженерной академии ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы». 6, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117198, Россия
e-mail: 1142240028@pfur.ru
SPIN-код: 2561-1435
ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0009-3368-1504>

Pavel N. Strakhov — Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor of the Department of Mineral Developing and Oil & Gas, Academy of Engineering, Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University). 6 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117198, Russia
e-mail: pavel.n.strakhov@mail.ru
SPIN-code: 4821-8375
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9990-4514>

Grigory N. Potemkin — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Deputy General Director for Geology of IPNE LLC, Assoc. Prof. of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting. 13A, Yaroslavskaya str., Moscow 129366, Russia
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: potemkingn@mgri.ru
SPIN-code: 4229-0832
ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-7178-1286>

Iliya D. Loginov — graduate student, Department of Mineral Developing and Oil & Gas, Academy of Engineering, Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University). 6 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117198, Russian Federation
e-mail: 1142240028@pfur.ru
SPIN-code: 2561-1435
ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0009-3368-1504>