

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.112-122>

EDN GDEPLG

УДК 552.578.1+553.98(470.56)

## **Поиск причин газопроявлений на Северо-Елтышевском месторождении**

*Григорьев Н.В., Файзуллина А.А., Федорова А.Э.*

*Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,*

*Альметьевск, Россия*

## **Search for causes of gas shows in Severo-Yeltyshevskoye field**

*N.V. Grigoriev, A.A. Faizullina, A.E. Fedorova*

*TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia*

**E-mail: [grin@tatnipi.ru](mailto:grin@tatnipi.ru)**

**Аннотация.** Исследование и анализ причин газопроявлений на Северо-Елтышевском месторождении проводились путем детального изучения геологической структуры месторождения с учетом сложной системы ее формирования, развития и накопления органических осадков, а также тектонических факторов. Прикаспийская впадина формировалась в условиях длительного интенсивного прогибания и мощного осадконакопления с наличием соленосной толщи нижнепермского периода, разделяющей весь разрез на подсоловой и надсоловой комплексы. По мнению авторов статьи, именно подвергшиеся наиболее значительным и длительным погружениям осадочные породы с органическими осадками стали источниками формирования углеводородов для значительной части юго-востока Русской плиты; неоднородность протекания данного процесса привела к структурной неоднородности и формированию широкого спектра различных фаций.

В данной статье анализ геологических условий показывает, что повышенные концентрации неуглеводородных соединений в нефти и газе приурочены к зонам распространения карбонатных пород преимущественно в бассейнах, в осадочном чехле которых присутствуют полноразвитые соленосные формации большой толщины; данные формации вызывают аномальное распределение геобарического, геотермического и гидрхимического полей, что, в свою очередь, обуславливает аномалии в составе углеводородных флюидов, заполняющих ловушки в соленосных бассейнах.

Авторами проанализированы физические тенденции изменения растворимости азота с учетом парциального давления в атмосфере и газовых шапках; в зависимости от

конкретных условий могут протекать процессы поглощения азота водой и его выделения (дегазация жидкости).

Проведенное бурение скважин позволило выяснить, что газопроявления азота приурочены к соленосным толщинам в отложениях гидрохимической свиты, причем переход растворенных в пластовых водах газов в свободную фазу зачастую осуществлялся под воздействием инверсионных движений в процессе формирования Прикаспийской впадины, а также в результате декомпрессий пластовых вод по геологическим причинам и в процессе разработки месторождений. Также за счет проникновения рассолов в подсолевые комплексы пород повышается минерализация пластовых вод и снижается растворимость газов, что способствует их выделению в свободную фазу.

**Ключевые слова:** *азотопроявление, подсолевой горизонт, прибортовые зоны, подземные воды, газовые скопления, Прикаспийская впадина, гипсометрия*

**Для цитирования:** Григорьев Н.В., Файзуллина А.А., Федорова А.Э. Поиск причин газопроявлений на Северо-Елтышевском месторождении // Нефтяная провинция.-2025.-№3(43).-С. 112-122. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.112-122>. - EDN GDEPLG

**Abstract.** Causes of gas shows in Severo-Yeltysheskoye field were analyzed based on detailed study of field geological structure considering complex behavior of its development, evolution and deposition of organic sediments, as well as tectonic factors. The Peri-Caspian Depression formed under conditions of continuous intense subsidence and extensive sedimentation with presence of Lower Permian salt-bearing formation that divides the entire section into presalt and postsalt units. The authors believe, that the sedimentary rocks with organic deposits, most heavily exposed to the subsidence, have become the sources of hydrocarbons formation for a substantial part of southeast Russian Plate; discontinuity of this process has resulted in structural heterogeneity and formation of a wide range of various facies.

Analysis of geological conditions presented in this paper suggests that increased concentrations of non-hydrocarbon compounds in oil and gas are associated with carbonate rock distribution zones, mainly in basins whose sedimentary cover comprises thick, fully developed salt-bearing formations; such formations cause anomalous distribution of geobaric, geothermal and hydrochemical fields, which, in turn, leads to anomalies in the composition of hydrocarbon fluids filling the traps in salt-bearing basins.

The authors analyze the physical trends in evolution of nitrogen solubility accounting for the partial pressure in the atmosphere and gas caps. Depending on specific conditions, nitrogen absorption by water and its release (liquid gas liberation) can take place.

As evidenced from well drilling data, nitrogen gas shows are confined to salt-bearing rocks in hydrochemical sediments, while the transition of dissolved gases into free phase often results from inversion movements during formation of the Peri-Caspian Depression and from decompressions of formation water due to geological reasons in the course of field development. Moreover, ingress of formation brines in subsalt rocks increases the salinity of formation water and reduces gas solubility facilitating release of the latter into free phase.

**Key words:** *nitrogen show, subsalt horizon, near edge zones, groundwater, gas accumulations, Pre-Caspian Depression, hypsometry*

**For citation:** N.V. Grigoriev, A.A. Faizullina, A.E. Fedorova Poisk prichin gazoproyavleniy na Severo-Yeltyshevskom mesterozhdenii [Search for causes of gas shows in Severo-Yeltyshevskoye field]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(43), 2025. pp. 112-122. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.112-122>. EDN GDEPLG (in Russian)

## Объект и методы исследований

Интенсивные азотопроявления, представляющие собой скопления (залежи) газообразного азота, выявлены при бурении на участках Северо-Елтышевского нефтегазоконденсатного месторождения. Исследуемый участок находится в Южно-Оренбургском (Бузулукском) нефтегазоносном районе Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В тектоническом отношении месторождение располагается на Северо-Елтышевском поднятии – в зоне сочленения Бузулукской впадины и Прикаспийской синеклизмы. По анализу тектонической обстановки месторождение является привлекательным для образования углеводородов, наблюдается широтное простираие как основных тектонических элементов, так и выдержанность гипсометрии основных стратиграфических комплексов. Для данных геологических условий характерны крутые углы наклона отражающих горизонтов, особенно в бортовых зонах, наблюдается влияние соляной тектоники, искажающей поведение подсолевых горизонтов (Прикаспийская впадина, Предуральский прогиб). Северо-Елтышевское месторождение представлено турнейскими отложениями, по данным сейсморазведки ОАО «Татнефтегеофизика», после получения положительных результатов при бурении скв. 3 (получена нефть в турне). При последующем бурении (скв. 1, 2, 4, 5, 8) открыто месторождение нефти в пластах Т1 и Т2 турнейского яруса нижнего карбона, воробьевского и бийского горизонтов среднего девона. В отложениях девона нефтеносность не подтвердилась. Зафиксирован размыв пашийских и кыновских отложений. Именно эти отложения нефтеносны в

Казахстане вблизи с границей с Оренбургской областью. Можно утверждать, что именно из-за размыва этих отложений скважины на Северо-Елтышевской площади непродуктивны в девоне. Анализ волновой картины по временным разрезам Северо-Елтышевского участка позволил выявить зону размыва соответствующих девонских отложений шириной около 1 км и ориентированную вдоль бортовой зоны Прикаспия [1].

### Результаты и обсуждение

По результатам бурения скважин установлено, что зоны азотопроявления наблюдаются в отложениях гидрохимической свиты. Газовые скопления представлены преимущественно смесью углеводородных газов с преобладанием азота.

В результате проведенного анализа компонентного состава газовой смеси установлено, что содержание азота варьируется от 90,024 до 94,555 % мольн (Рис. 1). Такое высокое содержание азота значительно превышает типичные показатели для углеводородных газов и свидетельствует о существенном влиянии азотсодержащих факторов на состав пластового газа.

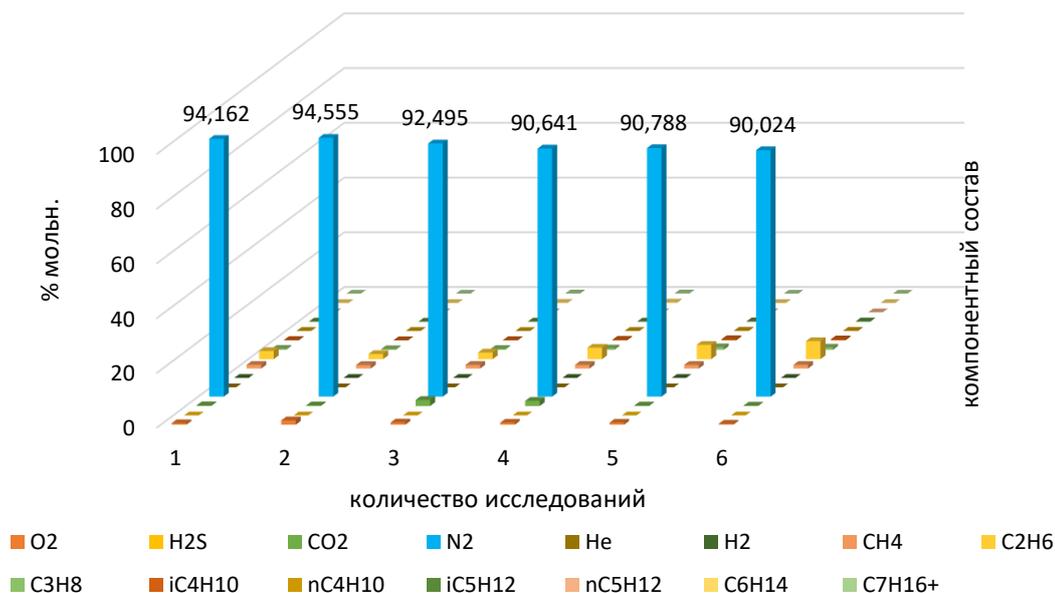
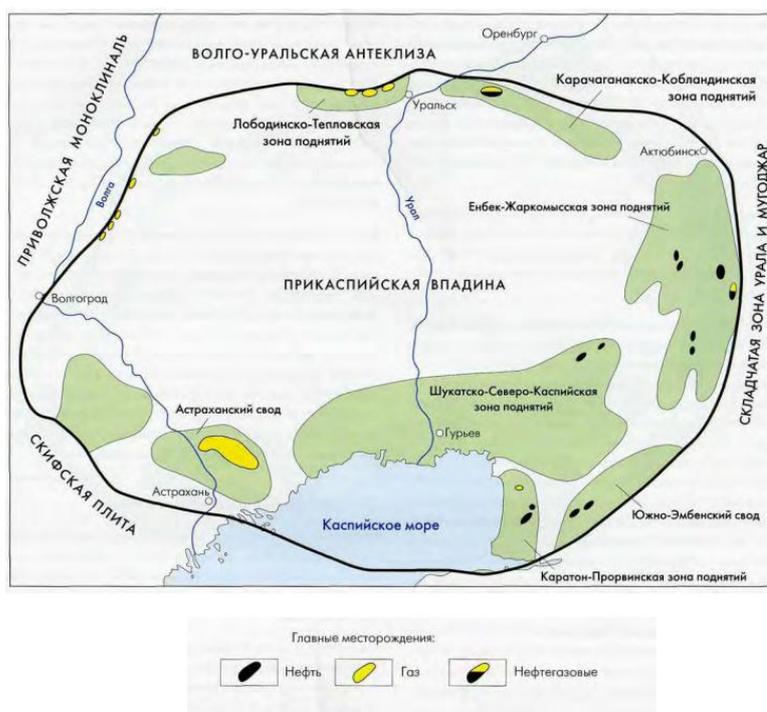


Рис. 1. Результаты анализа компонентного состава газовой смеси

Комплексный анализ факторов, которые могли оказать существенное влияние на формирование зон скопления азотного газа, показал, что наибольшее значение имеет структурно-тектонический фактор. Пространственное размещение газовых скоплений находится в тесной зависимости от тектонического строения района исследований.

Прикаспийская впадина по принятой схеме нефтегеологического районирования соответствует одноименной нефтегазоносной провинции (Рис. 2). В историко-геологическом аспекте она является областью длительного интенсивного прогибания и мощного осадконакопления. В центральной ее части толщина осадочного чехла превышает 20 км. Характерной особенностью разреза чехла является наличие мощной (до 5 км) солевой толщи нижнепермского возраста, разделяющей весь разрез на подсолевой и надсолевой структурно-формационные комплексы. Подсолевые отложения вскрыты в различных районах прибортовых зон Прикаспийской впадины, толщина их изменяется от 3 до 4 км в прибортовых зонах, до 10 км в ее центральной части.



**Рис. 2. Прикаспийская нефтегазоносная провинция**  
(модификация по Г.Х. Дикенштейну, Л.Г. Кирюхину и др.)

Мощные толщи осадочных пород, содержащие огромные массы органического вещества, при опускании на глубину до 20–22 км прошли через все стадии катагенеза, образовав большое количество углеводородов. Особенно это было свойственно подсоловому палеозойскому комплексу пород, составляющему примерно половину всего осадочного чехла и подвергнутому наиболее значительным и длительным погружениям. Эти геологические особенности позволяют рассматривать данную краевую впадину как генератор углеводородов не только для рассматриваемой, но и для значительной части юго-востока Русской плиты. Подтверждением этого служит открытие по периферии впадины и ее внутренним прибортовым частям газоконденсатных месторождений в районе Оренбурга и Астрахани, а также месторождений нефти, конденсата и газа в пределах внутренней бортовой части Прикаспия.

При общей направленности тектонических движений и погружении темп их менялся в пространстве и во времени, что создавало благоприятные предпосылки для формирования гаммы различных фаций – от мелководных до глубоководных осадков. При этом контуры палеозойских бассейнов были значительно шире современных границ Прикаспийской впадины и включали огромные территории юго-востока Русской плиты и сопредельных герцинских геосинклинальных зон. Активная соляная тектоника обусловила многообразие структурных форм в надсолевых отложениях и связанных с ними ловушек нефти и газа. Однако в этих отложениях, как правило, ловушки характеризуются незначительными размерами. В подсоловых отложениях Прикаспийской впадины выделяется ряд крупных структурных элементов, которые осложнены структурами более низкого ранга: линейно-вытянутыми мегавалами, валами, куполовидными поднятиями и рифогенными постройками. Больше всего привлекает разведка нефтегазности подсоловых отложений. Перспективы их связаны с карбонатными отложениями палеозоя внутренних бортовых зон Прикаспийской впадины.

Сложное строение подсоловых отложений, резкая изменчивость литологического состава, наличие многочисленных перерывов в осадконакоплении и недостаточная освещенность их бурением не позволяют однозначно трактовать особенности структуры и истории геологического развития Прикаспийской впадины. Именно этим объясняется существование нескольких моделей строения подсолового комплекса. В подсоловых отложениях Прикаспийской впадины установлена региональная нефтегазоносность с преимущественной концентрацией запасов углеводородов в небольшом числе крупных месторождений в карбонатных резервуарах. Природные резервуары нефти и газа приурочены к внутренним прибортовым зонам впадины. Развитие карбонатных коллекторов различных типов зафиксировано в широком стратиграфическом диапазоне: от среднего девона до артинского яруса нижней перми. Накопление разновозрастных карбонатных толщ подсолового палеозоя тесно связано с историей геологического развития Прикаспийской впадины, прошедшей в среднедевонско-артинское время этап прогрессирующего формирования глубоководной котловины. Замещение мелководных карбонатных отложений на относительно глубоководные происходит с формированием седиментационных уступов различной амплитуды: от первых сотен метров до 2000 м. Наблюдается определенная закономерность в размещении областей карбонатного осадконакопления палеошельфов и участков формирования органических построек и приуроченность их к положительным структурным элементам подстилающих более древних толщ. Разведанные месторождения углеводородов в подсоловом комплексе Прикаспийской впадины приурочены к крупным седиментационным или тектоно-седиментационным формам, сложенным отложениями палеозоя. В настоящее время установлены закономерности распределения месторождений углеводородов различного фазового состояния в пределах Прикаспийской впадины. На восточном и юго-восточном бортах располагаются нефтегазовые и нефтяные месторождения; на остальной территории

развиты и прогнозируются газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения [2].

Однако открытым остается вопрос об источниках азота. Анализ геологических условий размещения в нефтегазоносных бассейнах месторождений различных по составу нефтей и газов показал, что месторождения, характеризующиеся повышенными концентрациями неуглеводородных соединений в нефти и газе, приурочены к зонам распространения карбонатных пород преимущественно в бассейнах, в осадочном чехле которых присутствуют полноразвитые соленосные формации большой толщины.

Присутствие в разрезе осадочного чехла пластичных соленосных толщ приводит к аномальному распределению геобарического, геотермического и гидрохимического полей, которые, в свою очередь, вызывают аномалии в составе углеводородных флюидов, заполняющих ловушки в соленосных бассейнах. Влияние соленосных толщ на присутствие неуглеводородных компонентов в составе залежей углеводородов выражается еще и в том, что проникновение рассолов в подсолевые комплексы пород приводит к повышению минерализации пластовых вод и снижению растворимости газов, способствуя их выделению в свободную фазу. При формировании скоплений высокоазотных газов соленосные толщи являются мощными покрывками, создающими благоприятные условия для сохранения высоких концентраций азота [3].

Азот является одним из наиболее распространенных химических элементов на Земле. В природе он может присутствовать в составе химических соединений с другими элементами и газообразном состоянии в виде двухатомной молекулы  $N_2$ . Содержание газообразного азота в атмосферном воздухе составляет более 78 % по объему. В растворенном состоянии азот присутствует в любых видах природных вод, где он также присутствует в виде ионов растворимых химических соединений или растворенного газа. Главными компонентами являются ионы аммония ( $NH_4$ ), нитратов ( $NO_3$ ),

нитритов ( $\text{NO}_2$ ) и молекулярного азота ( $\text{N}_2$ ). Азот в виде  $\text{N}_2$  присутствует в газообразной растворенной форме. Растворимость азота в воде низкая и составляет 23,6 мл/л (29,5 мг/л) при  $0^\circ\text{C}$  и парциальном давлении 0,1 МПа. При увеличении температуры растворимость азота уменьшается, а повышение давления приводит к росту растворимости. По закону Генри – Дальтона, при постоянной температуре растворимость в данной жидкости каждого из компонентов газовой смеси, находящейся над жидкостью, пропорциональна их парциальному давлению. Исходя из этого, растворенный в воде газ будет стремиться прийти в равновесие с парциальным давлением этого газа в атмосфере, а газ, растворенный в подземных водах, соответственно, стремится прийти к равновесию с давлением этого газа в газовых шапках. При содержании газа в воде меньше, чем это необходимо для обеспечения равновесия с газом в газовой среде, происходит поглощение газа водой, а при высоком содержании газа наблюдается его выделение (дегазация жидкости).

Азот в природе имеет смешанное биогенное и глубинно-абиогенное происхождение. В подземных водах верхних горизонтов земной коры он имеет в основном атмосферное происхождение, и его содержание обусловлено парциальным давлением азота в атмосферном воздухе. Азот абиогенного (мантийного) генезиса поступает на поверхность в областях современного вулканизма, откуда он может попасть в состав подземных вод. В подземных водах нефтегазоносных районов азот имеет гетерогенную природу (азот, выделившийся из осадков при их уплотнении, атмосферный азот, биогенный азот, образовавшийся при разложении органических веществ). Однако в силу специфики состава подземных вод его значительную долю составляет биогенный азот, образование которого связано с разложением как органического вещества осадочных пород, так и растворенных нефтяных фракций [4].

## Выводы

В результате проведенных исследований установлено, что выявленные бурением на Северо-Елтышевском месторождении газовые скопления азота приурочены к соленосным толщинам гидрохимической свиты. Неоднократные инверсионные движения на различных этапах развития Прикаспийской впадины способствовали выделению растворенных в пластовых водах газов в свободную фазу.

Выделение газообразного азота из подземных вод и его накопление в виде самостоятельных залежей и шапок происходит в результате декомпрессии пластовых вод по естественным (геологическим) или техногенным причинам (разработка месторождений нефти).

## Список литературы

1. Соколов А.Г. Перспективы нефтегазоносности южных районов оренбургской области // Проблемы региональной экологии. – 2011. – № 5. – С. 143-146.
2. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / под ред. К.И. Багринцевой. – М., 2003. – 264 с.
3. Трунова М.И. Влияние соленосных толщ на содержание неуглеводородных компонентов в залежах нефти и газа Прикаспийской впадины и юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 7. – С. 15-18.
4. Факторы образования газовых скоплений в нефтеносных отложениях и затрубном пространстве нефтяных скважин / Р.Р. Хасанов [и др.] // Георесурсы. – 2020. – № 4. – С. 22-29.

## References

1. Sokolov A.G. Prospects of oilgas-bearing southern areas the Orenburg Region. Problemy regional'noi ekologii [Regional Environmental Issues], 2011, No. 5, pp. 143-146. (in Russian)
2. Bagrintseva K.I., Dmitrievskii A.N., Bochko R.A. Atlas karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii nefiti i gaza Vostochno-Evropetskoi i Sibirskoi platform [The atlas of carbonate reservoir rocks of East-European and Siberian Platforms]. Moscow, 2003. 264 P. (in Russian)
3. Trunova M.I. Vliyanie solenosnykh tolshch na sodержanie neuglevodorodnykh komponentov v zalezakh nefiti i gaza Prikaspiiskoi vpadiny i yugo-vostochnoi chasti Volgo-Ural'skoi anteklizy [Influence of salt-bearing strata on the content of non-hydrocarbon components in oil and gas deposits of the Caspian Basin and the south-eastern part of the Volga-Ural antecline]. Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh

- Mestorozhdeniy [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields], 2005, No. 7, pp. 15-18. (in Russian)
4. Khasanov R.R et al. Factors of gas accumulations formation in oil-bearing sediments and in casing annulus of wells. Georesursy [Georesources], 2020, No. 4, pp. 22-29. (in Russian)

### **Сведения об авторах**

*Григорьев Николай Владимирович*, заведующий сектором отдела ИСКиУ, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186А  
E-mail: grin@tatnipi.ru

*Файзуллина Анжела Альбертовна*, инженер 2 категории отдела ИСКиУ, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 216  
E-mail: FayzullinaAnzhelaA@tatnipi.ru

*Федорова Анна Эдиковна*, научный сотрудник отдела ИСКиУ, Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, 186А  
E-mail: oilgas@tatnipi.ru

### **Authors**

*N.V. Grigoriev*, Head of Sector, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
186A, Sovetskaya Str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation  
E-mail: grin@tatnipi.ru

*A.A. Faizullina*, 2<sup>nd</sup> Category Engineer, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
216, Sovetskaya Str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation  
E-mail: FayzullinaAnzhelaA@tatnipi.ru

*A.E. Fedorova*, Research Associate, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
186A, Sovetskaya Str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation  
E-mail: oilgas@tatnipi.ru

*Статья поступила в редакцию 28.07.2025*  
*Принята к публикации 16.09.2025*  
*Опубликована 30.09.2025*