

УДК 550.8.05

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-3-27-31

Научная статья

EDN: FDJYFX

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К КОМПЛЕКСНОМУ ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ЦЕЛЬЮ КОНТРОЛЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ПХГ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГАЗА В ОБЪЕКТЕ ХРАНЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗА ПРЕДЕЛАМИ ИСКУССТВЕННОГО КОНТУРА ГАЗОНОСНОСТИ

Е.А. Мельников¹,
В.Н. Первушина²¹ ООО «Научно-производственное
предприятие «РусНефтеГазТехноло-
гии» (г. Калининград, Россия)² Научно-производственный филиал
«Оренбурггазгеофизика»
ООО «Газпром недра» (Москва, Россия)

В статье представлен методический подход к повышению достоверности прогноза распределения закачиваемого газа в подземных хранилищах газа, созданных в водоносных пластах. Обоснована необходимость комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин и гидрогеохимических исследований. Предложена оригинальная методика гидрогеохимического оконтуривания искусственной газовой залежи, позволяющая выявлять зоны влияния хранилища за пределами газоводяного контакта, не фиксируемые стандартными нейтронными методами. На примере ПХГ-А показана эффективность подхода для ранней диагностики латеральной миграции газа и оценки герметичности ловушки.

Ключевые слова: подземное хранилище газа, гидрогеохимические исследования, нейтронный гамма-каротаж, газоводяной контакт, водорастворенный газ, оконтуривание залежи, комплексная интерпретация

Original article

METHODOLOGICAL APPROACHES TO INTEGRATED GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL SURVEYS FOR LEAKAGE CONTROL AT UNDERGROUND GAS STORAGE (UGS) FACILITIES, WHICH IMPROVE THE RELIABILITY OF PREDICTING GAS MIGRATION WITHIN THE STORAGE RESERVOIR, INCLUDING OUTSIDE THE ARTIFICIAL GAS-WATER CONTACT

Е.А. MELNIKOV¹, V.N. PERVUSHINA²¹ LIMITED LIABILITY COMPANY
«SCIENTIFIC AND PRODUCTION ENTERPRISE
«RUSOIL&GAS TECHNOLOGY» (KALININGRAD,
RUSSIA)² SCIENTIFIC AND PRODUCTION BRANCH
“ORENBURGGAZGEOFIZIKA”, GAZPROM NEDRA
LLC (MOSCOW, RUSSIA)

The paper presents a methodological approach to improving the reliability of injected gas distribution forecasting in underground gas storage facilities situated in water-bearing formations. The necessity of integrated interpretation of well logging and hydrogeochemical survey data is substantiated. An original technique for hydrogeochemical delineation of an artificial gas accumulation is proposed, which makes it possible to identify zones of storage influence beyond the gas–water contact that are not detectable by standard neutron logging methods. Using UGS-A as a case study, the effectiveness of the approach for early diagnostics of lateral gas migration and seal integrity assessment is demonstrated.

KEY WORDS: underground gas storage, hydrogeochemical surveys, neutron gamma logging, gas–water contact, dissolved gas, reservoir delineation, integrated interpretation

Обеспечение герметичности подземных хранилищ газа (ПХГ) является приоритетной задачей при их эксплуатации, особенно для объектов, созданных в водоносных пластах. Циклический режим закачки и отбора газа сопровождается перераспределением пластовых флюидов, изменением термобарических условий и, в ряде случаев, миграцией газа за пределы проектного контура газоносности. Традиционный геофизический мониторинг, основанный преимущественно на нейтронных методах (НГК, ННК), позволяет надежно определять положение газоводяного контакта (ГВК) и количественно оценивать газонасыщенность в интервале пласта-коллектора [3, 6, 7]. Однако его чувствительность резко снижается в приконтурных зонах, где концентрация свободного газа недостаточна для формирования устойчивого геофизического отклика [5].

В настоящей работе обосновывается комплексный подход, в котором геофизические методы дополняются гидрогеохимическими исследованиями (ГГХ), обладающими более высокой опережающей чувствительностью к диффузионно-конвективным процессам на периферии залежи. Цель исследования – разработка и апробация методики совместной интерпретации данных ГИС и ГГХ, позволяющей повысить достоверность прогноза распространения закачиваемого газа, включая выявление ранних признаков его миграции за пределы установленного контура.

Гидрогеохимические исследования на ПХГ базируются на анализе компонентного состава водорастворенных газов и химического состава пластовых вод. Основными индикаторами нарушения герметичности служат:

- повышение общей газонасыщенности пластовых вод;
- изменение компонентного состава водорастворенного газа (увеличение доли метана, появление тяжёлых углеводородов);
- трансформация ионного состава вод (минерализация, pH, соотношение основных ионов);
- появление характерных геохимических коэффициентов, свидетельствующих о миграционной природе газов.

Регулярный отбор проб [1] из наблюдательных скважин, расположенных за контуром ГВК, позволяет решать следующие задачи:

- контроль герметичности продуктивного горизонта;
- прогнозирование латерального растекания газа;
- оценка коррозионной активности пластовых вод и рисков солеотложений.

Лабораторные исследования выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ ИСО/МЭК 17025 [2]. Хроматографический анализ является основным методом определения компонентного состава водорастворенного газа [7], а физико-химический анализ

пластовой воды включает определение концентраций хлоридов, гидрокарбонатов, сульфатов, кальция, магния, натрия и калия, а также pH, плотности и общей минерализации. Расчет генетического типа вод по классификации Сулина [8] и контроль солевого баланса обеспечивают надежность интерпретации.

Для формализации процесса выявления зон влияния ПХГ за пределами ГВК предложена методика гидрогеохимического оконтуривания, включающая следующие этапы:

1. Установление фоновых значений: для каждой наблюдательной скважины по данным периода до начала активной эксплуатации или по наиболее удаленным фоновым скважинам рассчитываются средние значения (M) и стандартные отклонения (σ) для газонасыщенности и концентрации метана. Фоновый диапазон принимается как $M \pm 2\sigma$.

2. Определение критериев аномалии: на основе анализа многолетних данных устанавливаются пороговые значения: для исследованных объектов (ПХГ – А) превышение газонасыщенности $> 140 \text{ см}^3/\text{л}$ и содержание метана $> 10 \text{ об. \%}$ являются признаками техногенного влияния.

3. Классификация скважин по типу отклика:
тип I (аномальный) – устойчивое превышение обоих критериев;
тип II (переходный) – периодическое превышение одного из критериев;
тип III (фоновый) – параметры в пределах природного фона.

4. Пространственная интерполяция и построение контуров: на структурную карту наносятся скважины с присвоенными типами, после чего методами триангуляции или изолиний строятся внутренний условный контур (зона выраженного влияния) и внешний условный контур (зона регионального влияния).

5. Синтез с геофизическими данными: совместное отображение контура ГВК по данным ГИС и гидрогеохимических контуров позволяет выделить буферную зону активного газоводяного взаимодействия и диффузионно-конвективную периферийную зону. Расхождение контуров указывает на направления преимущественной латеральной миграции и анизотропию фильтрационных свойств коллектора.

Предложенная методика была апробирована на двух ПХГ, созданных в водоносных терригенных пластах с длительной историей эксплуатации (более 15–30 лет). В качестве детального примера рассмотрено ПХГ-А.

ПХГ-А создано в водоносном пласте в начале 1960-х гг. В структурном плане представляет собой асимметричную складку размером $6,0 \times 3,0 \text{ км}$ по замыкающей изогипсе -745 м , расположенную на юго-западном склоне Московской синеклизы. Объект хранения – верхняя часть песчаной толщи щигровского горизонта (D_{3sc}), характеризующаяся значительной

фациальной изменчивостью. Средняя пористость коллектора – 28%, проницаемость варьируется от 20 мД до 9 Д (в среднем 1–2 Д). Мощность песчаной пакки – от 8 до 45 м. Природная газонасыщенность пластовых вод составляет 50–140 см³/л, преобладающие газы – азот (60–90 об. %), углекислый газ (0–4 об. %), метан (0–5 об. %) и водород (1–40 об. %).

Геофизический контроль выполняется в 22 скважинах дважды в год (весной и осенью), ГГХ – с 2016 г. один раз в год после закачки. За контуром ГВК расположены 7 наблюдательных скважин (№№ 1–7), в которых проводятся оба вида исследований.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В скважине № 5 (северо-восточное направление, вблизи контура ГВК) газонасыщенность пластовой воды изменяется в диапазоне 120–940 см³/л, состав водорастворенного газа – метановый и метано-азотный с содержанием СН₄ 43–86 об. %. Динамика показателей коррелирует с циклами закачка-отбор, что подтверждает техногенную природу аномалий. При этом показания нейтронного гамма-каротажа (НГК) в этой скважине за весь период наблюдений не фиксируют значимых изменений, свидетельствуя о низкой чувствительности геофизического метода при малых концентрациях газа в поровом пространстве.

В скважине № 6 (юго-восточное направление) газонасыщенность варьируется в пределах 70–270 см³/л, содержание СН₄ – 27,7–59,8 об. %, при этом отклик на циклы ПХГ наблюдается с временной задержкой. Показания НГК также остаются неизменными.

В скважинах № 1, 2, 3, 4 и 7, расположенных на западном, южном и юго-западном направлениях, газонасыщенность (30–150 см³/л) и содержание метана (0,07–7,2 об. %) находятся в пределах фоновых значений, что свидетельствует об отсутствии влияния закачиваемого газа на данных участках.

Дополнительный анализ скважин № 8–10 (исследования до 2017 г.) показал, что в скважине № 8 (западное направление) газонасыщенность достигала 1200 см³/л при содержании метана до 95 об. %, причем в отдельные годы (2006, 2008, 2010, 2016) скважина переходила в режим свободного газа, что подтверждалось и геофизическими данными. В скважинах № 9 и 10 параметры оставались фоновыми.

На основе этих данных построен контур ГВК по результатам ГИС и, дополнительно, условный контур распространения водорастворенного газа метанового и метано-азотного состава (содержание СН₄ > 10 об. %, газонасыщенность > 140 см³/л). Сопоставление контуров показало, что зона гидрогеохимического влияния выходит за пределы геофизического ГВК в северо-восточном и восточном направлениях, что указывает на незначительное латеральное растекание газа в этих направлениях. В южном, юго-западном и западном направлениях растекания не выявлено (рис. 1).

Выполненные исследования позволяют сформулировать следующие методические выводы:

1. ГИС обеспечивает надежное определение ГВК и количественную оценку газонасыщенности в зоне свободного газа, тогда как ГГХ выступает чувствительным индикатором диффузионно-конвективных процессов на периферии залежи. Совместное применение методов существенно повышает достоверность прогноза распространения газа.

2. На объекте ПХГ-А гидрогеохимические аномалии в скважинах №№ 5 и 6 фиксируются при отсутствии отклика по НГК, что позволяет выявлять начальные стадии миграции газа до формирования устойчивого вторичного газонасыщения.

3. Предложенная методика гидрогеохимического оконтуривания позволяет формализовать процесс перевода точечных данных о составе пластовых вод в картографическую модель зоны влияния залежи. Полученные контуры могут служить основой для корректировки геометрической модели хранилища, обоснования бурения дополнительных наблюдательных скважин и планирования мероприятий по управлению формой залежи (профилирование закачки, циклирование).

4. Метод требует достаточной густоты сети наблюдательных скважин для надежной интерполяции. Кроме того, гидрогеохимический отклик может иметь временную задержку относительно технологических циклов, что необходимо учитывать при интерпретации. Также требуется исключение влияния альтернативных факторов (биохимические процессы, наложенные посторонние загрязнения).

На основе проведенных исследований разработана и апробирована методика комплексного контроля герметичности ПХГ, объединяющая данные геофизических и гидрогеохимических исследований. Показано, что гидрогеохимические методы обладают более высокой опережающей чувствительностью к миграционным процессам в приконтурной зоне по сравнению с традиционным нейтронным каротажем. Предложенная методика гидрогеохимического оконтуривания позволяет выявлять направления латерального растекания газа, не фиксируемые стандартными геофизическими методами, и служит количественной основой для принятия оперативных решений по управлению залежью.

Результаты апробации на ПХГ-А подтвердили эффективность подхода: установлено растекание закачиваемого газа в северо-восточном и восточном направлениях за пределы контура ГВК, при этом в южном, юго-западном и западном направлениях влияние газа не выявлено. Применение системного гидрогеохимического мониторинга в комплексе с ГИС рекомендуется в качестве стандартной процедуры для объектов ПХГ с длительной историей эксплуатации, особенно в условиях неоднородных коллекторов и при наличии подозрений на нарушение герметичности.

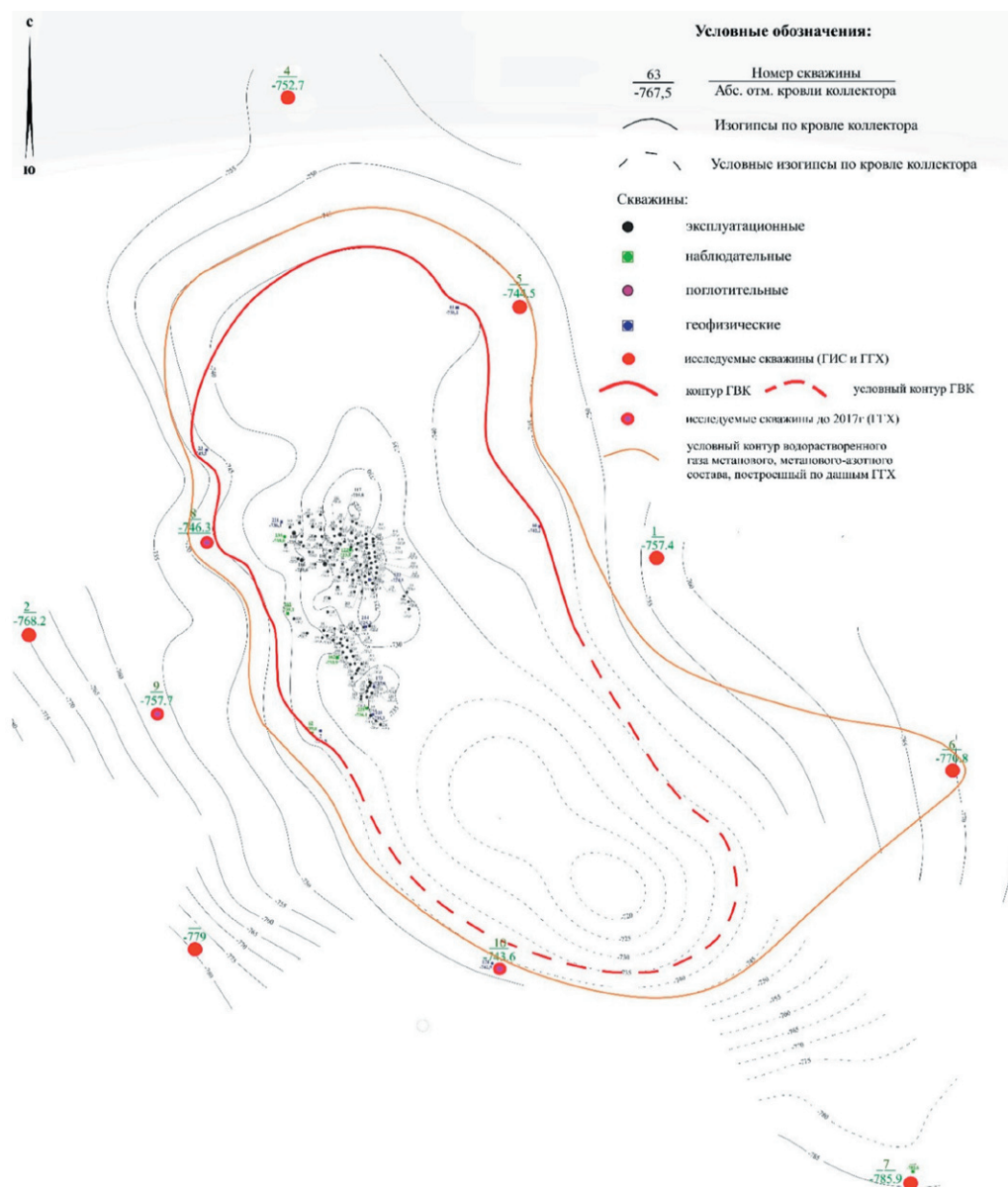


РИС. 1.

Контур ГВК по площади и условный внутренний контур ВРГ метанового, метано-азотного состава

ЛИТЕРАТУРА

1. Ванюнин В.А., Завьялова Л.М., Коробейников Г.С., Муругова Р.Н. и др. Отбор проб и анализ природных газов нефтегазоносных бассейнов. Под ред. И.С. Старобинца, М.К. Калинин. М.: Недра, 1985. 239 с.
2. ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2019. Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий.
3. Зубарев А.П., Шудейкин В.Н. Комплексный геофизический и геохимический контроль при эксплуатации подземных газохранилищ. М.: ООО «Газпром ПХГ». 2009. 264 с.
4. Методика измерений объемной доли углеводородных и неуглеводородных компонентов в природных газовых смесях методом газовой хроматографии» ВНИИЯГГ. ФР.1.31.2011.10361.
5. Первушина В.Н., Мельников Е.А. Повышение эффективности геолого-геофизического контроля за формированием искусственной газовой залежи в подземных хранилищах газа, созданных в водоносных структурах // Каротажник. 2025. №336. С. 26–38.
6. РД-153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, введена в действие приказом Минэнерго от 07.05.2001г. №134.

7. РУБАН Г.Н. Повышение эффективности системы геолого-геофизического контроля за эксплуатацией подземных хранилищ газа. Дис-ая на соискание уч. зв. к.т.н.М., 2009. 181 с.
8. СУЛИН В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1948. 382 с.

REFERENCES

1. VANYUNIN V.A., ZAVYALOVA L.M., KOROBENIKOV G.S., MUROGOVA R.N. ET AL. Sampling and Analysis of Natural Gases from Oil and Gas-Bearing Basins. Eds. I.S. Starobinets, M.K. Kalinko. Moscow: Nedra, 1985: 239. (In Russian).
2. GOST ISO/IEC 17025-2019. General Requirements for the Competence of Testing and Calibration Laboratories. (In Russian).
3. ZUBAREV A.P., SHULEYKIN V.N. Integrated Geophysical and Geochemical Monitoring During the Operation of Underground Gas Storage Facilities. Moscow: Gazprom UGS LLC, 2009:264. (In Russian).
4. Methodology for Measuring the Volume Fraction of Hydrocarbon and Non-Hydrocarbon Components in Natural Gas Mixtures by Gas Chromatography (VNIIYaGG). FR.1.31.2011.10361. (In Russian).
5. PERVUSHINA V.N., MELNIKOV E.A. Improving the Efficiency of Geological and Geophysical Monitoring of Artificial Gas Pool Formation in Underground Gas Storage Facilities Created in Aquifer Structures. *Karotazhnik*. 2025;336:26–38. (In Russian).
6. RD-153-39.0-072-01. Technical Instruction for Conducting Geophysical Surveys and Operations Using Wireline Tools in Oil and Gas Wells. Enacted by Order of the Ministry of Energy N 134 dated May 7, 2001. (In Russian).
7. RUBAN G.N. Improving the Efficiency of the Geological and Geophysical Monitoring System for Underground Gas Storage Facility Operations. Dissertation for the degree of Candidate of Technical Sciences. Moscow, 2009:181. (In Russian).
8. SULIN V.A. Hydrogeology of Oil Fields. Moscow: Gostoptekhizdat, 1948:382. (In Russian).

Мельников Евгений Александрович,
генеральный директор ООО «НПП «РНГТ»

➔ 238460, Калининградская обл., г. Калининград,
ул. Ленинский проспект, д. 131, офис 601,
238460 Kaliningrad Region, Leninsky Prospekt, 131,
Office 601,
тел.: +7 (800) 770-71-05

Первушина Валентина Николаевна,
начальник центра Научно-производственного филиала
«Оренбурггазгеофизика» ООО «Газпром недра»

➔ 140100, Московская обл. г. Раменское,
ул. Москворецкая, д. 64,
140100, Moscow region. Ramenskoye,
st. Moskvoretskaya, 64,
тел.: +7 (925) 071-95-38, e-mail: vn.pervushina@yandex.ru