

Седиментационные особенности формирования коллекторов и оценка герметичности подземного газохранилища Галмаз

Н.П. Юсубов, Д.Б. Раджабли, У.М. Гулиева, 2020

Институт нефти и газа НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан

Поступила 17 сентября 2020 г.

Комплексная интерпретация данных трехмерной сейсморазведки и геофизического исследования скважин (ГИС) с использованием результатов анализа кернового материала лабораторно-экспериментальными методами позволила выявить палеоусловия формирования объектов с коллекторскими и экранирующими свойствами на площади Галмаз. Установлено, что геологический разрез продуктивной толщи Галмазского подземного газохранилища представлен более чем 20 песчаными горизонтами с коллекторскими свойствами разного качества. Песчаность разреза продуктивной толщи в целом уменьшается с увеличением глубины их залегания, хотя бывают исключения из этой закономерности. Наибольшей песчаностью, следовательно, коллекторскими свойствами характеризуются верхние отделы продуктивной толщи общей мощностью приблизительно 900 м. Этот интервал геологического разреза составляет примерно 1/4 часть общей мощности указанной толщи (3700—3800 м) и представлен маломощными пластами толщиной менее 20 м. Результаты исследования послужили основанием для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и герметичности экранирующих горизонтов, к которым приурочено одноименное подземное газохранилище. По мнению авторов, в формировании бывшего в эксплуатации длительное время (1960—2006) газового месторождения Галмаз основную роль сыграли эруптивные каналы грязевого вулкана. При этом газогенерирующими были материнские пласты олигоцена—миоцена. Результаты комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС показали, что залежи акчагыла и апшерона, приуроченные к пластам продуктивной толщи (ПТ-1), не сообщаются. Однако эруптивный канал грязевого вулкана для них является общим. Пласты-покрышки, представленные накопленными в шельфовых условиях трансгрессивными глинами, — достаточно надежные покровы для хранения газа.

Ключевые слова: 3D сейсмический куб, куб литологии, пласты-коллекторы, длина сейсмического сигнала, разрешающая способность сейсморазведки.

Введение. Подготовка подземных газовых хранилищ (ПГХ) и их эксплуатация требуют решения ряда сложных геологических задач [Асланов, 2001]. Важнейшими из них являются выявление литологических особенностей строения природных резервуаров, определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и оценка герметичности экранирующих пластов (горизонтов).

На практике оценка ФЕС коллекторов

и герметичность покрышек проводится на основе анализа данных, полученных при исследовании кернового материала лабораторно-экспериментальными методами. Однако немногочисленное количество отобранного и неудовлетворительное качество керна не всегда позволяют охватить всю площадь ПГХ этими исследованиями. Поэтому для оценки коллекторских и экранирующих свойств пород используются данные геофизических исследований

скважин (ГИС) и 3D сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ). Эти данные позволяют формировать основные составляющие геологической модели ПГХ. Для достижения этой цели:

- рассчитывается куб средних скоростей по данным вертикального сейсмического профилирования (ВСП);
- выполняется пересчет сейсмического куба из временного масштаба в глубинный с использованием куба средних скоростей;
- составляется секвенс-стратиграфический каркас отложений (строится сейсмогеологическая модель);
- определяются пространственные положения тектонических нарушений и направления сдвигов по их плоскостям;
- выделяются продуктивные горизонты и резервуары по данным ГИС;
- подбирается аналог седиментационной обстановки осадконакопления (континентальная, морская, переходная) в соответствии с выделенным литотипом, проводится анализ фаций и прогнозируются палеообстановки осадконакопления [Косков, Косков, 2007; Ежова, Абрамова 2009; Логинов, Лаврик, 2010];
- находятся уравнения регрессии по методике «кern-каротаж»;
- рассчитываются петрофизические параметры (литология, пористость, водонасыщенность) по каждой скважине;
- использованием средств (DV-Seys, Petrel, KingDOM и др.) пространственной интерполяции кривых (литология, пористость, водонасыщенность) строится петрофизический куб.

Описанный подход к решению поставленной задачи дает качественную интерполяцию ФЕС пород-коллекторов в межскважинном трехмерном пространстве [Закревский, 2010; Galli, Beucher, 2019]. Кроме этого, в результате этих исследований создаются условия для определения размеров ПГХ (или подсчета запасов) и проектирования его рациональной схемы эксплуатации.

Геолого-геофизическая изученность структуры. Месторождение Галмаз (ны-

не ПГХ) находится в Нижнекуринском прогибе, расположенном в северо-восточной части Южно-Каспийской впадины. Эта структура является одним из элементов тектонической линии Каламаддын—Мишовдаг—Бяндован, протягивающейся в северо-западном—юго-восточном направлении и расположенной между поднятиями Мишовдаг и Каламаддын [Алиев и др., 1985; Гулиев и др., 2009].

В геологическом разрезе площади бурением вскрыты отложения миоцена (верхняя часть), продуктивной толщи (ПТ), акчагыла, абшерона каспийского и бакинского ярусов. Здесь пласты-коллекторы, отличающиеся высокими коэффициентами песчаности, имеются в горизонтах ПТ, акчагылском и абшеронском интервалах разреза. Газовые залежи обнаружены в интервалах, соответствующих нижне-абшеронским, акчагылским и ПТ (I, II и III горизонты сураханской свиты ПТ) отложениям. Геологический разрез ПТ Галмазского ПГХ представлен более чем 20 песчаными горизонтами с коллекторскими свойствами разного качества [Шихлинский, 1967]. Песчаность разреза ПТ в целом уменьшается с увеличением глубины их залегания, хотя встречается и исключение из этой закономерности. Наибольшей песчаностью, а следовательно, коллекторскими свойствами характеризуются верхние отделы ПТ общей мощностью приблизительно 900 м. Этот интервал геологического разреза составляет примерно 1 / 4 часть от общей мощности ПТ (3700—3800 м) и представлен мало мощными пластами толщиной менее 20 м. Они относятся к категории тонких пластов [Шерифф и др., 1982]. Качественное изучение геологического разреза, представленного такими пластами, возможно при комплексной интерпретации данных ГИС, сейсморазведки и керновых исследований. ФЕС пород-коллекторов изучены по образцам керна, отобранного в 13 скважинах [Ализаде и др., 1971]. Для исследований были отобраны 58 образца, по которым определены проницаемость, пористость, карбонатность, содержание в

керне воды и нефти. Как показали сопоставления данных 3D сейсмических, ГИС и керновых исследований, часть образцов отобрано с глубин, не соответствующих интервалам, представленных породами с коллекторскими свойствами. Результаты обобщения данных, полученных по образцам керна, приведены в табл. 1.

Методика и результаты исследований. В статье основное внимание уделено составлению секвенс-стратиграфической каркасной и петрофизической моделей структуры по данным трехмерной сейсморазведки МОГТ и ГИС по трем интервалам геологического разреза — I горизонт ПТ, акчагыл и нижний апшерон. При этом особое внимание уделено седиментологическим условиям накопления коллекторов [Ежова, Абрамова, 2009; Galli, Veucher, 2019; Serra, 1985].

По данным ГИС с использованием уравнений регрессии [Юсубов, Юсубов, 2010] рассчитаны кривые пористости ($K_{пор}$) и газонасыщенности ($K_{нг}$):

$$K_{пор} = 0,243 \alpha_{пс}^{0,46}, \quad (1)$$

$$K_{нг} = 0,454 \rho_k^{0,132}, \quad (2)$$

где $K_{пор}$ — коэффициент пористости; $\alpha_{пс}$ — нормированные значения показаний, снятые с кривой каротажа потенциала самопроизвольной поляризации; $K_{нг}$ — коэффициент нефтегазонасыщения; ρ_k — значение, снятое с кривой каротажа кажущегося сопротивления.

Секвенс-стратиграфическая каркасная модель (сейсмогеологический куб) дополнена петрофизическими параметрами пород, рассчитанными по данным ГИС с использованием уравнений регрессии.

Обсуждение результатов. Результаты исследований излагаются на примере первого горизонта ПТ, оконтуренного изолинией 1660 м.

По данным 3D сейсморазведки, Галмазское поднятие в тектоническом отношении представлено асимметричной брахиантиклиналью, осложненной несколькими разрывными нарушениями (рис. 1) и грязевым вулканом, примыкающим к ее юго-восточной периклинали. Через юго-западные и северо-восточные борта структуры проходят направленные на северо-запад две плоскости разрыва. В северо-западном направлении их амплитуды угасают.

Анализ литологии (или каротажных фаций) показал, что коллекторы в ПГХ формировались в тракте высокого состояния уровня моря, в прибрежно-морской обстановке [Ежова, Абрамова, 2009; Serra, 1985; Габдуллин и др., 2008]. Также стало понятно, что парасиквенсы по апшеронскому и первому горизонту ПТ создавались в условиях бокового наращивания (иначе, в режиме проградации) из обломочного материала, снесенного речными потоками с северо-запада. Этот вывод подтверждают и результаты интерпретации по сечениям куба северо-западно-юго-восточного направления, два из кото-

Т а б л и ц а 1. Результаты лабораторно-экспериментальных исследований керна

Горизонт	Количество образцов	Гранулярность, песок/алевр	Карбонатность, %	Проницаемость, %	Пористость, %
Ab ₁₆	4	29,8/45,8	11,2	34,6	25,5
Акчагыл	11	35,1/43,2	9,6—18,6	78,4	16,2—28,1
ПТ-I	26	29,4/46,5	8,1—17,6	84	21,3
ПТ-II	3	26,1/48,6	7,1	40	22,7
ПТ-III	7	—	9,9	33,8	22,0

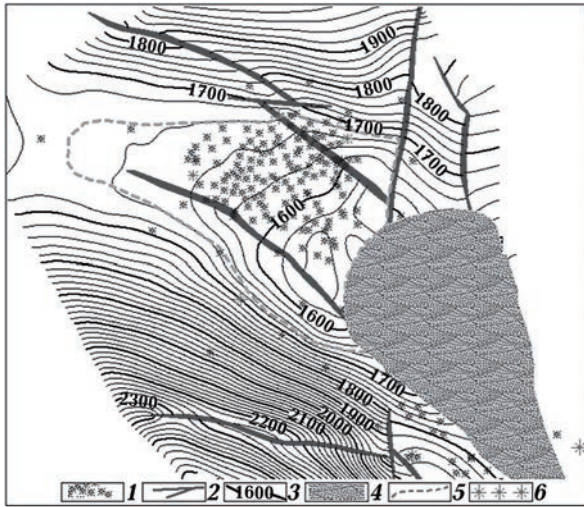


Рис. 1. Структурная карта по поверхности ПТ (горизонт I): 1 — эксплуатационные скважины, 2 — тектонические нарушения, 3 — изолинии по поверхности ПТ, 4 — грязевого вулкан, 5 — контуры негазоносного пласта по горизонту I, 6 — скважины, в которых проводились ВСП.

Fig. 1. Structural map along the surface of the reservoir (horizon I): 1 — production wells, 2 — tectonic faults, 3 — isolines along the surface of the reservoir, 4 — mud volcano, 5 — contours of a gas-bearing formation along horizon I, 6 — wells in which was done VSP.

рых представлены на рис. 2. Аналогичным режимом осадконакопления характеризуются условия формирования коллекторов акчагылского горизонта. Конец каждого цикла завершался трансгрессией, в условиях которой объекты, состоящие из прибрежных песчаников, перекрывались (запечатывались) непроницаемыми глинистыми отложениями.

Границы региональных сиквенсов (см. рис. 2, коричневые линии) восстановлены по данным 3D сейсморазведки [Шерифф и др., 1982]. Как показал совместный анализ кинематических и динамических параметров, отраженных от поверхностей напластования сейсмических волн, данных ГИС и керновых исследований в ПГХ, роль покрышек играют глинистые отложения шельфа. Глины, накопленные в такой обстановке, отличаются высокой герметичностью при условии отсутствия дизъюнктивной нарушенности [Шерифф и др., 1982]. На рис. 1 показано, что внутри контура газоносности имеются две линии разлома с амплитудами взброса менее 10 м. Как показал анализ куба литологии, они

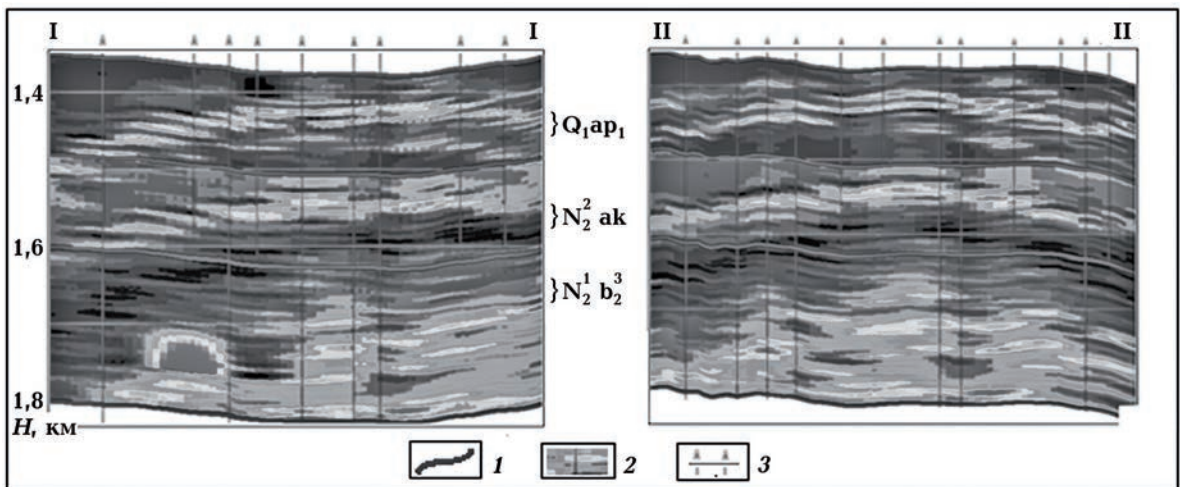


Рис. 2. Сечение куба литологии в двух направлениях — I-I и II-II (местоположения линий указаны на рис. 1): 1 — границы региональных сиквенсов, 2 — коллекторы ПГХ (прибрежные песчаники, накопленные в тракте высокого состояния уровня моря), 3 — эксплуатационные ПГХ скважины.

Fig. 2. Section of the lithology cube in two directions — I-I and II-II (the locations of the lines are shown in Fig. 1): 1 — boundaries of regional sequences, 2 — reservoirs of UGS (coastal sandstones accumulated in the high sea level tract), 3 — production wells.

не нарушают герметичность ПГХ, так как не являются каналами сообщения между дневной поверхностью и залежами газа.

Значения пористости, определенные по кривым ГИС с использованием уравнения регрессии (2) в сопоставлении с данными керновых исследований, приведены в табл. 2. Как видно, вычисленные значения пористости пород (коллекторов) с применением уравнения регрессии и лабораторных исследований керна практически совпадают.

Юго-восточная периклиналь Галмазского поднятия, осложненная несколькими малоамплитудными разрывными нарушениями, примыкает к эруптивному каналу

одноименного грязевого вулкана. Результаты исследований куба литологии показывают, что месторождение Галмаз формировалось за счет миграции газа по эруптивным каналам грязевого вулкана [Юсубов и др., 2019], соединяющим очаг генерации (пласты олигоцена—миоцена) с пластами-породами (ПТ, акчагыла и абшерона) с хорошими коллекторскими свойствами. При этом приуроченные залежи к пластам ПТ-I, акчагыла и апшерона сообщаются только эруптивным каналом грязевого вулкана, являющимся для них общим.

Выводы. На основе интегрированной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС установлены основные седиментологические условия формирования ФЕС пластов-коллекторов и герметичности пластов-покрышек в ПГХ на площади Галмаз и дана оценка их качества:

- пласты с коллекторами, сформированные прибрежно-морской обстановкой, являются качественными вместилищами газа;
- пласты-покрышки, представленные накопленными в шельфовых условиях трансгрессивными глинами, являются достаточно надежными для хранения газа в перекрываемых ими песчаных коллекторах.

Т а б л и ц а 2. Результаты работ по определению пористости пород

Горизонт	Пористость по керну, %	Пористость по уравнению регрессии — $K_{пор} = 0,243 \cdot QP^{0,46}$
Ab _{1b}	25,5	14 ÷ 26
Агчагыл	16,2—28,1	13 ÷ 26
ПТ-I	21,3	17 ÷ 25

Список литературы

- Алиев А.И., Банирзаде Ф.М., Буниат-заде З.Ф., Гусейнов А.Н., Дадашев Ф.Г., Салаев С.Г., Юсифзаде Х.Б. Месторождения нефти и газа и перспективные структуры Азербайджанской ССР (объяснительная записка к карте). Баку: Элм, 1985. 80 с.
- Ализаде А.А., Ахмедов Г.А., Аванесов В.Т. Каталог коллекторских свойств продуктивной толщи Азербайджана. Баку: Элм, 1971, кн. 1, 368 с., кн. 2, 246 с.
- Асланов В.Д. Геологические основы создания подземных хранилищ газа в связи с решением проблемы газоснабжения. Баку: Элм, 2001. 90 с.
- Габдуллин Р.Р., Копаевич Л.Ф., Иванов А.В., Секвентная стратиграфия. Москва: МАКС Пресс, 2008. 113 с.
- Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press, 2009. 409 с.
- Ежова А.В., Абрамова Р.Н. Литология. Томск: Изд-во ТПУ, 2009. 60 с.
- Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. Москва, 2010. 110 с.
- Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация дан-

- ных ГИС: учеб. пособие. Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. 317 с.
- Логинов Д.В., Лаврик С.А. Некоторые методы определения информативного набора сейсмических атрибутов для прогнозирования свойств коллекторов. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2010. Т. 5. № 1. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2010.pdf.
- Шерифф П.Е., Грегори А.П., Вейл П.Р. и др. Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа. Москва: Мир, 1982. Ч. 1, 375 с., Ч. 2, 847 с.
- Шихлинский А.Ш. Геология и перспективы нефтегазоносности плиоценовых отложений Нижнекуринской впадины. Баку: Азгосиздат, 1967. 233 с.
- Юсубов Н.П., Ализаде Г.М., Раджабли Дж.Б., Грязевой вулканизм и миграция углеводородов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2019. № 8(332). С. 14—19. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8\(332\)-14-19](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(332)-14-19).
- Юсубов Н.П., Юсубов Х.Н. О прогнозировании петрофизической и гидродинамической моделей Галмазского подземного газохранилища на основе ГИС. *Геофизические новости в Азербайджане*. 2010. № 3. С. 28—32.
- Galli, A., & Beucher, H. (2019) Стохастические модели для характеристики коллекторов: обзор, дружественный к пользователю. Ecole des Mines de Paris, Centre de Geostatistique. Режим доступа: www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-galli-stochasticheskie-modeli-dl.
- Serra, O. (1985). Восстановление условий осадконакопления по данным геофизических исследований скважин. Режим доступа: www.geokniga.org/books.

Sedimentation features of reservoir formation and leakage assessment of the Galmaz underground gas storage

N.P. Yusubov, J.B. Rajabli, U.M. Quliyeva, 2020

Institute of Oil-and-Gas of the National Academy of Sciences of Azerbaijan,
Baku, Azerbaijan

The complex interpretation of 3D seismic data and well logging using the results of the analysis of core material by laboratory and experimental methods made it possible to reveal the paleoconditions of the formation of objects with reservoir and shielding properties in the Galmaz area. It has been established that the geological section of the productive series of the Galmaz underground gas storage is represented by more than 20 sandy horizons with reservoir properties of different quality. The sand content of the PS section, in general, decreases with an increase in the depth of their occurrence, although there is an exception to this pattern. The highest reservoir properties sand content are characterized by the upper sections of the PS with a total thickness of approximately 900 m. This interval of the geological section is approximately 1/4 of the total thickness of the PS (3700—3800 m) and is represented by thin strata less than 20 m thick. The results of the study served as the basis for assessing the reservoir properties of the reservoirs and the tightness of the screening horizons, to which the eponymous underground gas-holder. According to the authors, in the formation of the Galmaz gas field, which was in operation for a long time (1960—2006), the main role was played by the eruptive channels of a mud volcano. At the same time, the source layers of the Oligocene—Miocene was gas-generating. The results of a comprehensive interpretation of seismic and logging data showed that the deposits confined to the pay strata (PS-I), agchagyl and absheron are not connected. However, the eruptive channel of the mud volcano is common to them. The layers, represented by transgressive clays accumulated in shelf conditions, are rather reliable covers for gas storage.

Key words: 3D seismic cube, lithology cube, reservoirs, seismic signal length, seismic resolution.

References

- Aliev, A.I., Banirzade, F.M., Buniat-zade, Z.F., Guseinov, A.N., Dadashev, F.G., Salaev, S.G., & Yusifzadeh Kh.B. (1985). *Oil-and-gas fields and perspective structures of the Azerbaijan SSR (explanatory note to the map)*. Baku: Elm, 80 p. (in Russian).
- Alizade, A.A., Akhmedov, G.A., & Avanesov, V.T. (1971). *Catalog of reservoir properties of the productive strata of Azerbaijan*. Baku: Elm, Book. 1, 368 p., Book. 2, 246 p. (in Russian).
- Aslanov, V.D. (2001). *Geological foundations for the creation of underground gas storage in connection with the solution of the gas supply problem*. Baku: Elm, 90 p. (in Russian).
- Gabdullin, R.R., Kopaevich, L.F., & Ivanov, A.V. (2008). *Secvent stratigraphy*. Moscow: MAKS Press, 113 p. (in Russian).
- Guliev, I.S., Fedorov, D.L., & Kulakov, S.I. (2009). *Oil-and-gas potential of the Caspian region*. Baku: Nafta-Press, 409 p. (in Russian).
- Ezhova, A.V., & Abramova, R.N. (2009). *Lithology*. Tomsk: Publ. House of Tomsk Polytechnic University, 60 p. (in Russian).
- Zakrevskiy, K.E. (2010). *Workshop on 3D geological modeling. Construction of a test model in Petrel 2009*. Moscow, 110 p. (in Russian).
- Koskov, V.N., & Koskov, B.V. (2007). *Geophysical surveys of wells and interpretation of well logging data: tutorial*. Perm: Publ. House of the Perm State Technical University, 317 p. (in Russian).
- Loginov, D.V., & Lavrik, S.A. (2010). Some methods of determining an informative set of seismic attributes for forecasting reservoir properties. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 5(1). Retrieved from http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2010.pdf (in Russian).
- Sheriff, P.E., Gregory, A.P., Weil, P.R. et al. (1982). *Seismic stratigraphy. Use in prospecting and exploration of oil-and-gas*. Moscow: Mir, Part 1, 375 p., Part 2, 847 p. (in Russian).
- Shikhliniskiy, A.Sh. (1967). *Geology and oil-and-gas potential of the Pliocene deposits of the Nizhnekurinskaya depression*. Baku: Azgosizdat, 233 p. (in Russian).
- Yusubov, N.P., Alizade, G.M., & Rajabli, J.B. (2019). Mud volcanism and hydrocarbons migration. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, (8), 14—9. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8\(332\)-14-19](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(332)-14-19) (in Russian).
- Yusubov, N.P., & Yusubov, Kh.N. (2010). On forecasting petrophysical and hydrodynamic models of the Galmaz underground gas storage based on GIS. *Geofizicheskiye novosti v Azerbaydzhanе*, (3), 28—32 (in Russian).
- Galli, A., & Beucher, H. (2019) Stochastic models for reservoir characterization: a user-friendly overview. Ecole des Mines de Paris, Centre de Geostatistique. Retrieved from www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-gallistochasticeskie-modeli-dl.
- Serra, O. (1985). *Reconstruction of sedimentation conditions based on well logging data*. Retrieved from www.geokniga.org/books.

Седиментаційні особливості формування колекторів і оцінювання герметичності підземного газосховища Галмаз

Н.П. Юсубов, Д.Б. Раджаблі, У.М. Гулієва, 2020

Інститут нафти і газу НАН Азербайджану, Баку, Азербайджан

Комплексна інтерпретація даних тривимірної сейсморозвідки та геофізичного дослідження свердловин (ГД) з використанням результатів аналізу кернавого матеріалу лабораторно-експериментальними методами, дала змогу виявити палеоумови формування об'єктів з колекторськими та екранувальними властивостями на площі Галмаз. Установлено, що геологічний розріз продуктивної товщі Галмазського підземного газосховища (ПГС) представлений понад 20 піщаними горизонтами з колекторськими властивостями різної якості. Піскуватість розрізу продуктивної товщі у цілому зменшується зі збільшенням глибини їх залягання, хоча трапляються й винятки з цієї закономірності. Найбільшою піскуватістю, отже, колекторськими властивостями характеризуються верхні відділи продуктивної товщі загальною потужністю приблизно 900 м. Цей інтервал геологічного розрізу становить приблизно 1/4 частину загальної потужності продуктивної товщі (3700—3800 м) і представлений малопотужними пластами завтовшки менш як 20 м. Результати дослідження слугували підставою для оцінювання фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів і герметичності екранувальних горизонтів, до яких приурочене однойменне підземне газосховище. На думку авторів, у формуванні газового родовища Галмаз, яке було в експлуатації тривалий час (1960—2006), основну роль відіграли вулканічні канали грязьового вулкана. При цьому газогенерувальними були материнські пласти олігоцену—міоцену. Результати комплексної інтерпретації даних сейсморозвідки та ГД показали, що поклади акчагила і апшерона, приурочені до пластів продуктивної товщі ПТ-І, не сполучаються. Однак вулканічний канал грязьового вулкана для них є спільним. Пласти-покришки, представлені накопиченими в шельфових умовах трансгресивними глинами, — досить надійні покриви для зберігання газу.

Ключові слова: 3D сейсмічний куб, куб літології, пласти-колектори, довжина сейсмічного сигналу, роздільна здатність сейсморозвідки.