

УДК 551.352

Лю Шици<sup>1</sup>, e-mail: liushiqi1990@gmail.com; Л.М. Журавлева<sup>1</sup>, e-mail: zhurawlewa.lilia@yandex.ru<sup>1</sup> Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

## Фациально-палеографическая реконструкция условий образования толщи верхнего палеогена Ду1 формации Дунин впадины Чхэнбэй бассейна Бохайвань

В статье представлена реконструкция условий образования толщи верхнего палеогена Ду1 формации Дунин впадины Чхэнбэй – тектонического элемента депрессии Цзиян осадочного бассейна Бохайвань. Бохайвань, расположенный в северо-восточной части провинции Шаньдун, является одним из перспективных и слабоизученных нефтегазоносных бассейнов Китая.

Впадина Чхэнбэй простирается с северо-запада на юго-восток в мелководной морской зоне южной части Бохайского залива и локализуется между поднятиями Чхэнцзыкхоу и Дичхэнбэй. Длина впадины составляет 90 км, ширина – 20 км, общая площадь – около 1000 км<sup>2</sup>. Формация Дунин, являющаяся одним из пяти стратиграфических подразделений кайнозойского разреза бассейна Бохайвань, состоит из трех толщ – Ду1, Ду2 и Ду3. В региональном плане Ду1 имеет меньшие перспективы нефтегазоносности, чем формации Ду2 и Ду3, однако в ней также выявлено наличие нефтематеринских пород, содержащих кероген типа III.

На основе результатов комплексного анализа ядра, материалов геофизических исследований скважин, характера распространения отложений сделан вывод об аллювиальной природе отложений формации Ду1. В составе толщи выделены бассейновые, аллювиальные и субаэральные отложения. Комбинации фаций в разрезе, их наложение и повторяемость позволяют предположить, что река, сформировавшая изучаемую толщу, интенсивно меандрировала. По мнению авторов статьи, дальнейшие поисково-разведочные работы целесообразно концентрировать в зонах развития песчаных бассейновых и русловых образований аллювиального комплекса. Предположительно, ловушками будут антиклинальные складки, в том числе осложненные разломами, однако можно ожидать наличия литологически ограниченных, а также структурных залежей, характеризующихся литологическими замещениями.

**Ключевые слова:** прогноз нефтегазоносности, коллектор, аллювиальные отложения, фация, меандрирующая река, песчаное тело, бассейн Бохайвань, впадина Чхэнбэй, каротажная кривая.

.....

Liu Shiqi<sup>1</sup>, e-mail: liushiqi1990@gmail.com; L.M. Zhuravleva<sup>1</sup>, e-mail: zhurawlewa.lilia@yandex.ru

<sup>1</sup> Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)" (Moscow, Russia).

## Reconstruction of Environmental and Paleogeographical Conditions for Generation of Upper Paleogene Rock Dg1 of Dongying Formation in Chengbei Sag of Bohai Bay Basin

The article presents reconstruction of conditions to generate High Paleogene strata Dg1 of Dongying formation in Chengbei sag – the tectonic element of Jiyang depression in the sedimentary of the Bohai Bay basin. Bohai Bay basin located in the North-Eastern part of Shandong province is one of the promising and noncompletely examined oil-and-gas bearing China basins. The Chengbei depression extends from north-west to south-east in the shallow maritime zone of the southern Bohai Bay basin and is localized between the uplifts of Chengzikou and Dichengbei. The depression length is 90 km, its width – 20 km, and the total area – about 1000 km<sup>2</sup>. The Dongying formation being one of the five stratigraphic units of the Cenozoic sequence in Bohai Bay basin consists of three formations Dg1, Dg2, Dg3. In the regional plan Dg1 is less perspective in oil-and-gas content than the formations of Dg2 and Dg3 though the presence of oil-source rocks containing type III kerogen was also identified. On the basis of integrated core data, logging materials and deposition

pattern the conclusion has been made on the alluvial nature of Dg1 deposits. Basin, alluvial, and subaerial deposits were identified in the rock mass. The combination of facies in sequence, their superposition and recurrence make it possible to suppose that the rock-generated river was intensively meandering. According to the authors any further prospecting and exploration activities are reasonable to focus in the development zones of sand basin and fluvial formations of the alluvial complex. Anticlines, including fault-complicated, are suppose to become traps, though one may expect the presence of lithologically limited, as well as structural oil pools characterized by lithologic replacement.

**Keywords:** prediction of oil-and-gas presence, reservoir, alluvial deposits, facies, meandering river, sand body, Bohai Bay basin, Chengbei sag, log curve.

Фациально-палеогеографические реконструкции отдельных этапов геологической истории потенциально нефтегазоносных регионов имеют важное практическое значение. Они являются основой прогноза развития интервалов коллекторов и покрышек как одного из важнейших элементов оценки перспектив нефтегазоности и выбора направлений поисково-разведочных работ.

Целью настоящего исследования является реконструкция условий образования толщи верхнего палеогена Ду1 формации Дунин. Формация Дунин входит в состав впадины Чхэнбэй – одного из тектонических элементов депрессии Цзиян осадочного бассейна Бохайвань на северо-востоке Китая [1–3]. Впадина Чхэнбэй выполнена мощной (до 2500 м) толщей терригенных отложений палеогена (рис. 1) [5], с которыми связан ряд нефтяных и газовых месторождений.

#### СТРОЕНИЕ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТОЛЩИ Ду1

Толща Ду1 сложена средне-мелкозернистыми песчаниками и аргиллитами, причем распределение отложений в целом и песчаников в частности по площади впадины достаточно неравномерно. Мощности песчаников изменяются значительно – от 68 до 341 м, причем в восточной части района исследования на карте выражено обособляется зона повышенных мощностей (более 210 м). В числе пород разреза выделяются песчаники серые, серо-желтые, средне-мелкозернистые, средне и хорошо отсортированные, по-



луокатанные олигомиктовые, полевошпатово-кварцевые.

По данным рентгеноструктурного анализа, наиболее распространенным глинистым минералом в составе толщи является каолинит. Реже встречаются иллит, хлорит, минералы группы смектитов.

В результате статистической обработки данных гранулометрического анализа образцов песчаников выявлена хорошая отсортированность пород: коэффициент отсортированности  $S_0$  находится в пределах 1,50–2,42. Средний диаметр зерен составляет 0,11–0,69 мм.

Отложения северо-восточной части зоны повышенных мощностей Ду1, в том числе песчаников, характеризуются относительной равномерностью распределения по площади (рис. 2), в отличие от распределения мощностей и характера отложений в юго-западной, большей части изучаемой территории. Области резко увеличенных мощностей в плане представляют собой две

в разной степени изгибающиеся полосы. Юго-восточная полоса шире, извилистее и характеризуется по сравнению с северо-западной большими мощностями – как суммарными, так и мощностями песчаников.

Полосы разделены более или менее изолированными овальными или удлинёнными участками.

Такое распределение отложений дает возможность предположить, что обстановки осадконакопления в верхнем палеогене – в период формирования толщи Ду1 – в регионе были неодинаковы. Для северной области характерно более-менее равномерное увеличение мощностей к северо-востоку, относительно равномерное переслаивание в разрезе песчаных и глинистых пород и, самое главное, хорошая коррелируемость и выдержанность пластов как по разрезу, так и по площади. Некоторые песчаные пласты имеют четко выраженную каротажную характеристику, что делает корреляцию достаточно

Ссылка для цитирования (for citation):

Шици Лю, Журавлева Л.М. Фациально-палеогеографическая реконструкция условий образования толщи верхнего палеогена Ду1 формации Дунин впадины Чхэнбэй бассейна Бохайвань // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 12. С. 22–27.

Shiqi Liu, Zhuravleva L.M. Reconstruction of Environmental and Paleogeographical Conditions for Generation of Upper Paleogene Rock Dg1 of Dongying Formation in Chengbei Sag of Bohai Bay Basin. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2018, No. 12, P. 22–27. (In Russian)

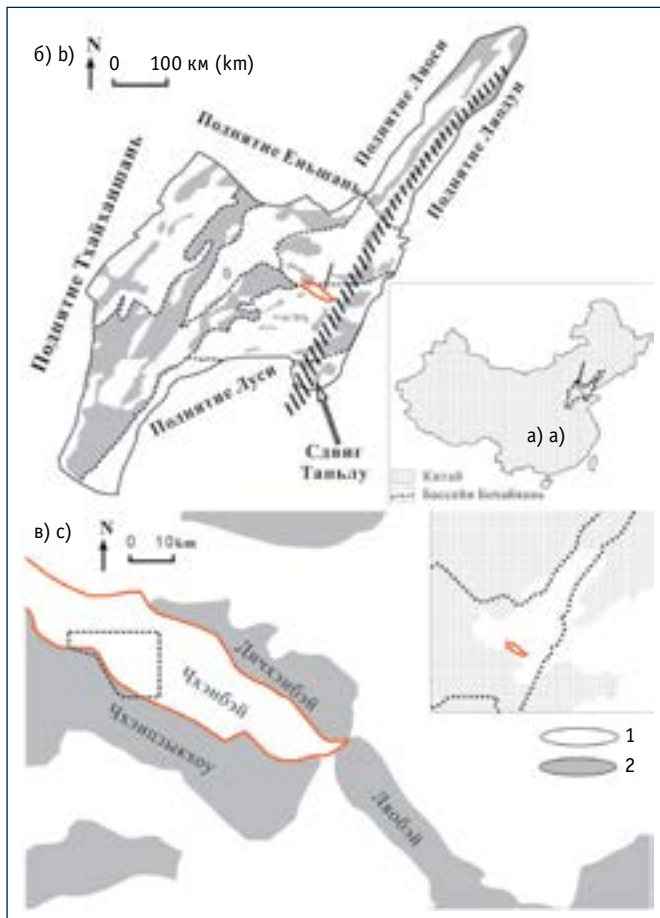


Рис. 1. Обзорная карта района исследований [4]: А – положение бассейна Бохайвань; Б – структура бассейна – распределение депрессий и поднятий; В – строение впадины Чхэнбэй и положение района исследования в ее пределах: 1 – впадины; 2 – поднятия  
 Fig. 1. Survey area sketch [4]: А – Bohai Bay basin localization; Б – basin framework – depressions and uplifts distribution; В – Chengbei sag structure and the location of the study area within the sag: 1 – sags; 2 – uplifts

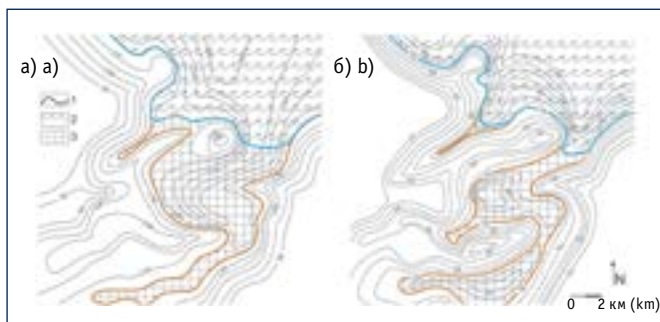


Рис. 2. Карта мощностей толщи Ду1 (а) и мощностей песчаников этой толщи (б): 1 – изопакхиты; 2 – область выдержанных повышенных мощностей с распространением реперного пласта толщи Ду1; 3 – линейно вытянутая область повышенных мощностей толщи Ду1  
 Fig. 2. Thickness map of the Dg1 formation (a) and its sandstones (b): 1 – isopachous lines; 2 – Dg1 formation area of persistent increased thickness with the distribution of the reference layer; 3 – Dg1 formation linearly elongated area of increased thickness

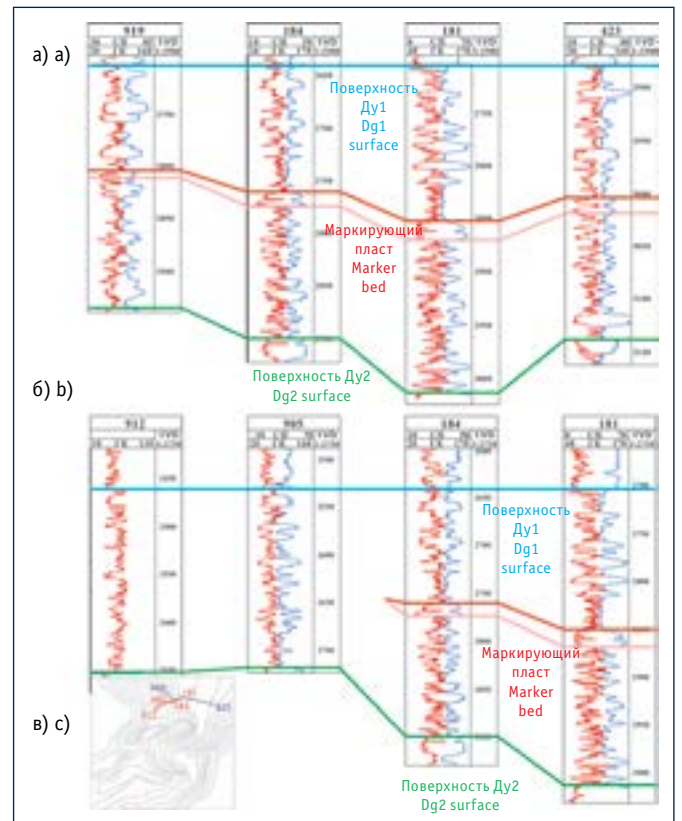


Рис. 3. Схемы корреляции разрезов толщи Ду1 (а, б) и положение профилей корреляции (в). Прослеживание маркирующего пласта песчаников в разрезах скважин в пределах водоема и его выклинивание вне водоема  
 Fig. 3. Charts of Dg1 log correlations (a, b) and position of correlation profiles (c). Tracing of the sandstones marker bed in well logs within the bay and its pinching outside the bay

надежной. Можно предположить, что исследуемая территория представляла собой водоем, где и формировались выдержанные по площади отложения, в частности характерный сдвоенный пласт, являющийся хорошим репером в северо-восточной части планшета и выклинивающийся при переходе в иные фации (рис. 3). Вытянутые полосы повышенных мощностей, простирающиеся с юго-запада на северо-восток, можно интерпретировать как речные долины. Результаты исследований этих зон, в том числе ядерного материала, позволили выделить и частично охарактеризовать отдельные фации аллювиального комплекса, в частности русловые и пойменных озер – стариц.

В ряде образцов керна, представленных песчаниками, отчетливо прослеживаются следы размыва (рис. 4), очевидно залегание на этих поверхностях косослоистых песчаных серий, что говорит о достаточно активном течении, характерном для начала формирования русла и последующего заполнения его осадками. Подобного типа русловые отложения имеют и специфическую каротажную характеристику [4, 6]. Начальная энергия потока, размывающего подстилающие отложения и формирующего ложе – желоб, достаточно высока, скорость течения значительна, и заполнение ложа начинается



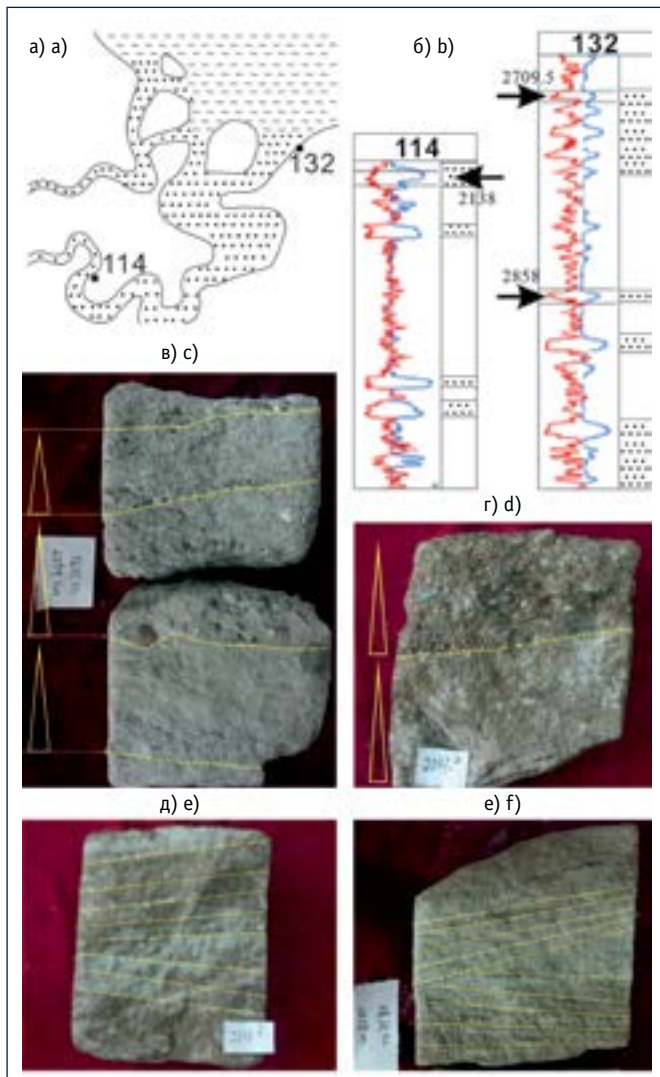


Рис. 4. Некоторые виды текстур пород формации Ду1 и положения образцов в разрезах скважин:

а) положение скважин; б) разрезы скважин с указанием места отбора керна и анализов; эрозионные контакты; градационная слоистость в образцах керна: в) скважины № 132 (глубина – 2709,5 м); г) скважины № 114 (глубина – 2137,2 м); плоскостная косая слоистость в образцах д) скважины № 114 (глубина – 2138,6 м); е) скважины № 132 (глубина – 2858,0 м)

Fig. 4. Some rock texture types of Dg1 formation and location of samples in well logs:

a) wells location; b) wells logs with indication of the core sampling area and analyses; erosion joints; graded bedding in core samples of wells: c) No. 132 (depth – 2709.5 m); d) No. 114 (depth – 2137.2 m); planar cross bedding in the samples of wells: e) No. 114 (depth – 2138.6 m); e) No. 132 (depth – 2858.0 m)

относительно крупнозернистым материалом, размерность которого по мере снижения энергии транспортирующей среды постепенно уменьшается.

В итоге кривые гамма-каротажа русла имеют цилиндрическую или колоколообразную форму (слабозубчатую форму цилиндра или колокола) с низким уровнем гамма-излучения.

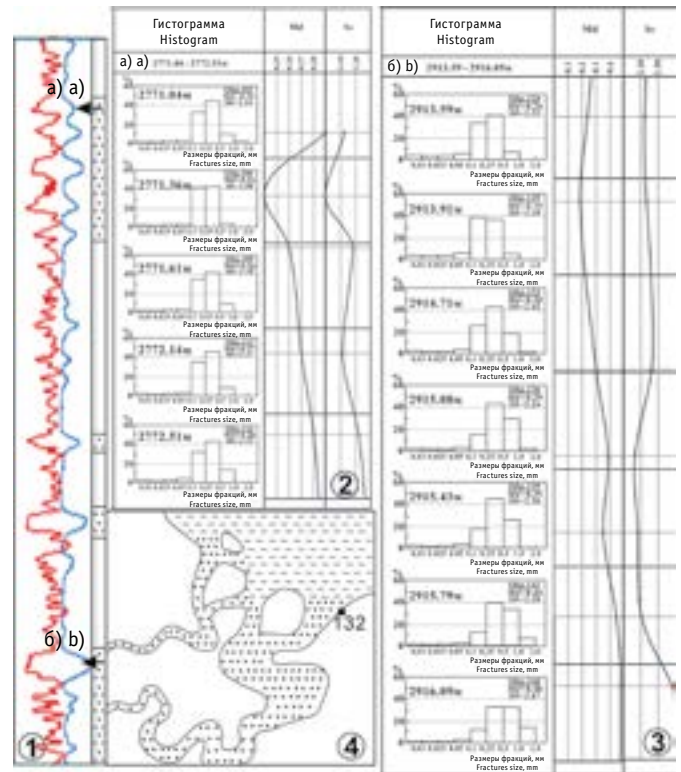


Рис. 5. Гранулометрическая характеристика русловых отложений в области спокойного равномерного течения:

1 – разрезы скважины с указанием места отбора керна и анализов; 2, 3 – изменение гранулометрического состава пород по разрезу; 4 – положение скважин

Fig. 5. Particle size distribution of alluvial deposits in the area of tranquil uniform flow:

1 – well logs with indication of the core sampling area and analyses; 2, 3 – variation in particle size distribution of rocks along the section; 4 – wells location

Иная картина наблюдается в нижних участках русла, где течение уже стабилизировалось (рис. 5). Здесь откладываются равномерно зернистые, хорошо отсортированные осадки (мелко- и среднезернистые пески) со слабой тенденцией к уменьшению среднего размера зерен к кровле. Это также свидетельствует о спокойном равномерном течении, теряющем энергию по мере заполнения русла осадками. Толщина песчаных тел варьирует в пределах 4–10 м, иногда встречаются тонкие песчаные прослои мощностью 2–4 м. В части развития аллювиального комплекса зафиксированы также мелкозернистые песчаники с правильной тонкой горизонтальной слоистостью (рис. 6). Осадки подобной текстуры, свидетельствующие о спокойных условиях формирования, отлагались, скорее всего, в пойменных озерах – старицах [7]. Каротажная характеристика отложений поймы меняется. В зависимости от количества и толщины песчаных слоев в составе пойменных отложений выделяются два типа формы кривых: чередование песков и глин или тонкие прослои песчаников между слоями аргиллита фиксируются на кривых гамма-каротажа в виде «пальцев». Уровень гамма-излучения низкий.

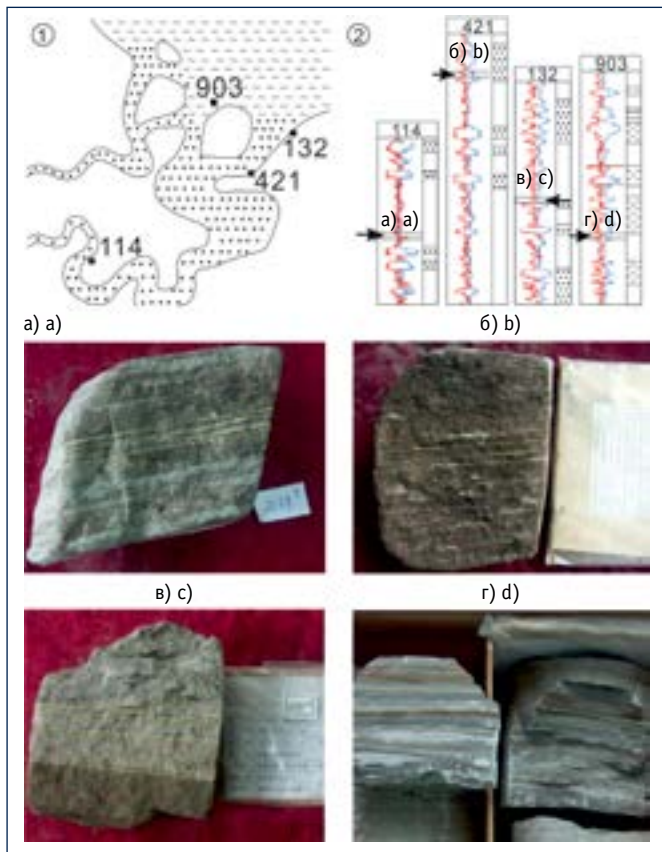


Рис. 6. Тонкая параллельная слоистость мелкозернистых песчаников в отложениях пойменных озер:

1 – план расположения скважин; 2 – разрезы скважин с указанием места отбора керна; образцы керна скважин: а) № 114 (глубина – 2139,8 м); б) № 421 (глубина – 2559,0 м); в) № 132 (глубина – 2838,0 м); г) № 903 (глубина – 2806,5 м)

Fig. 6. Thin parallel stratification of packsands in deposits of meander lakes:

1 – wells layout; 2 – well logs with indication of the core sampling area; core samples of the wells: a) No. 114 (depth – 2139.8 m); b) No. 421 (depth – 2559.0 m); c) No. 132 (depth – 2838.0 m); d) No. 903 (depth – 2806.5 m)

Пойменные периодически заливаемые водой отложения представлены алевро-глинистыми породами.

В разрезах отдельных скважин собственно русловые образования перемежаются со старичными и пойменными, что указывает на изменения положения русла в период формирования толщи Ду1, т. е. река активно меандрировала, и это определило значительную ширину аллювиальной долины. Участки и отдельные острова вне аллювиального комплекса представляют собой, как уже было отмечено, изолированные овальные или удлиненные области. Они сложены алевро-глинистыми отложениями существенно меньшей, чем в разрезе аллювиального комплекса, мощности. Наличие подобной старой реки свидетельствует о выровненном плоском рельефе (рис. 7, 8).

На фоне общей палеогеографической ситуации в период формирования Ду1 происходили также такие непринципиальные

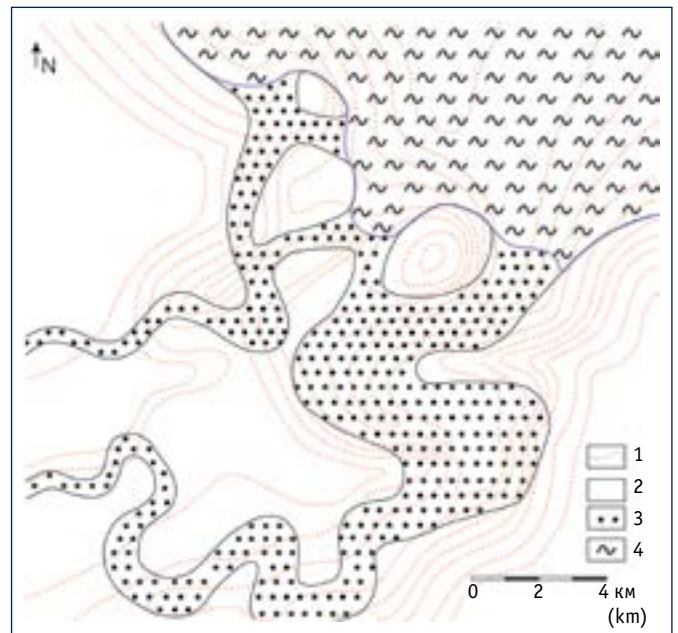


Рис. 7. Фациально-палеогеографическая схема толщи Ду1 впадины Чжэнбэй:

1 – изопахиты толщи; 2 – суша; 3 – аллювиальный комплекс; 4 – водоем

Fig. 7. Facies and paleogeographic scheme of Dg1 formation of the Chengbei sag:

1 – strata isopachous lines; 2 – land; 3 – alluvial complex; 4 – bay

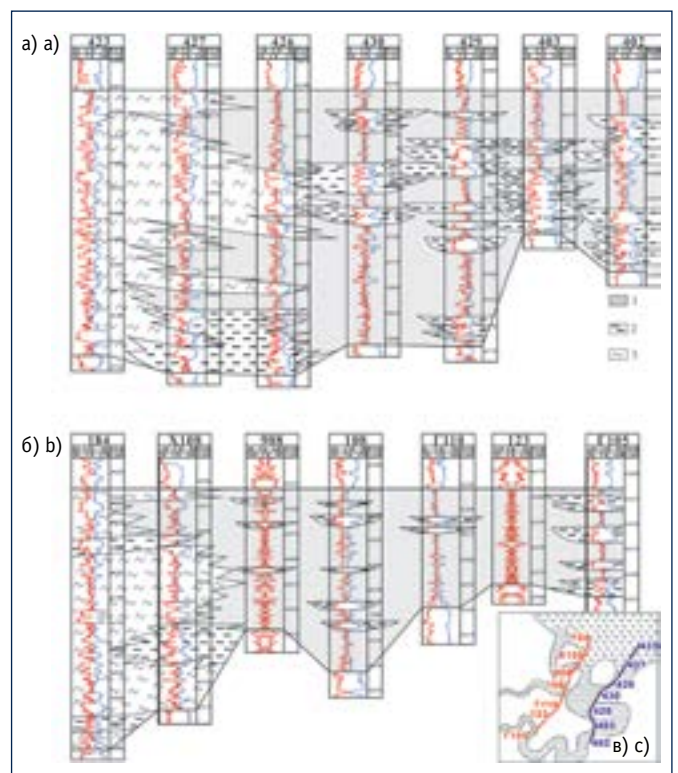


Рис. 8. Фациальные профили толщи Ду1 (а, б) и их положение (в):

1 – суша; 2 – аллювиальный комплекс; 3 – водоем

Fig. 8. Facies section of Dg1 formation (a, b) and their position (c):

1 – land; 2 – alluvial complex; 3 – bay



изменения, как перемещение береговой линии бассейна, обусловленное изменением уровня водного зеркала на севере водоема и, соответственно, повышением базиса эрозии. В частности, максимальный подъем отмечается в середине рассматриваемого периода, во время образования упомянутого реперного пласта, характеризующегося наибольшей областью распространения. В это время водоем распространялся и на районы нижнего течения рек, особенно восточной реки.

Сам водоем, видимо, представляет собой один из характерных для второй половины кайнозоя элементов специфических бассейнов северной полусферы, включающих неполносоленые бассейны Паратетиса и континентальные озера Северной Америки [8, 9].

Средне- и мелкозернистые песчаники и аргиллиты представляют собой разные фации аллювиального комплекса меандрирующей реки, т. е. извилистая полоса повышенных мощностей песча-

ников на рис. 2 – это область аллювиальной долины, включающая русловые и пойменные отложения, в том числе старичные. При этом собственно русловые отложения в разрезе перемещаются в пределах долины и могут даже, хотя и редко, выходить за ее пределы. Песчаные тела этой реки являются важнейшими элементами литологических и стратиграфических резервуаров углеводородов.

### ПЕРСПЕКТИВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНА

Промышленная нефтегазоносность отложений толщи Ду1 формации Дуинь впадины Чхэнбэй депрессии Цзянь бассейна Бохайвань уже доказана, поэтому дальнейшие поисково-разведочные работы целесообразно концентрировать в зонах развития песчаных бассейновых и русловых образований аллювиального комплекса. Ловушками, скорее всего, будут антиклинальные складки, в том числе осложненные разломами, одна-



ко при этом можно ожидать наличия литологически ограниченных, а также структурных залежей, характеризующихся литологическими замещениями. На следующем этапе проведения геолого-разведочных работ необходимо учесть уже установленные закономерности распределения коллекторских свойств в пределах аллювиального комплекса в целом и русловых фаций в частности, с наилучшими коллекторскими параметрами в стретневых зонах русел [7].

#### Литература:

1. Fu Zhaohui, Qin Weijun, Li Min. Depositional Characteristics and Hydrocarbon Traps of the Palaeogene in Chengbei Sag, Bohai Bay Basin // *Marine Geology Frontiers*. 2015. No. 31 (1). P. 9–15.
2. Song Guoqi, Hao Xuefeng, Liu Keqi, et al. Tectonic Evolution, Sedimentary System and Petroleum Distribution Patterns in a Dustpan-Shaped Rift Basin: a Case Study from Jiyang Depression, Bohai Bay Basin // *Oil and Gas Geology*. 2014. No. 35 (3). P. 303–310.
3. Tan Heqing. Analysis of Oil and Gas Resource Potential in Chengbei Sag, Southern Bohai Basin // *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*. 2004. No. 26 (1). P. 39–41.
4. Visher G. How to Distinguish Barrier Bar and Cannel Sands // *World Oil*. 1969. Vol. 68. No. 6. P. 106–108.
5. Hao Fang, Zhou Xinhuai, Zou Huayao, et al. Petroleum Charging and Leakage in the BZ25-1 Field, Bohai Bay Basin // *Journal of Earth Science*. 2012. No. 23 (3). P. 253–267.
6. Shelton J. Stratigraphic Models and General Criteria for Recognition of Alluvial, Barrier-Bar and Turbidity-Current Sand Deposits // *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*. 1967. No. 51. P. 2441–2461.
7. Кузнецов В.Г. Фации и фациальный анализ в нефтегазовой геологии: Учебник для вузов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 243 с.
8. Андрусов Н.И. Избранные труды: в 4-х т. Т. 1. М.: Изд-во АН СССР, 1961. С. 149–361.
9. Пикард М., Хай-мл. Л. Критерии распознавания пород озерного происхождения // *Условия древнего осадконакопления и их распознавание*. М.: Мир, 1974. С. 141–188.

#### References:

1. Fu Zhaohui, Qin Weijun, Li Min. Depositional Characteristics and Hydrocarbon Traps of the Palaeogene in Chengbei Sag, Bohai Bay Basin. *Marine Geology Frontiers*, 2015, No. 31 (1), P. 9–15. (In Chinese)
2. Song Guoqi, Hao Xuefeng, Liu Keqi, et al. Tectonic Evolution, Sedimentary System and Petroleum Distribution Patterns in a Dustpan-Shaped Rift Basin: a Case Study from Jiyang Depression, Bohai Bay Basin. *Oil and Gas Geology*, 2014, No. 35 (3), P. 303–310. (In Chinese)
3. Tan Heqing. Analysis of Oil and Gas Resource Potential in Chengbei Sag, Southern Bohai Basin. *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*, 2004, No. 26 (1), P. 39–41. (In Chinese)
4. Visher G. How to Distinguish Barrier Bar and Cannel Sands. *World Oil*, 1969, Vol. 68, No. 6, P. 106–108.
5. Hao Fang, Zhou Xinhuai, Zou Huayao, et al. Petroleum Charging and Leakage in the BZ25-1 Field, Bohai Bay Basin. *Journal of Earth Science*, 2012, No. 23 (3), P. 253–267. (In Chinese)
6. Shelton J. Stratigraphic Models and General Criteria for Recognition of Alluvial, Barrier-Bar and Turbidity-Current Sand Deposits. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*. 1967. No. 51. P. 2441–2461.
7. Kuznetsov V.G. Facies and Facies Analysis in Petroleum Geology. College textbook. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012, 243 p. (In Russian)
8. Andrusov N.I. Selected Works. In 4 vols. Vol. 1. Moscow, Publishing House of the Academy of Sciences of the USSR, 1961, P. 149–361. (In Russian)
9. Picard M.D., High Jr. L.R. Criteria for Recognizing Lacustrine Rocks. In: *Recognition of Ancient Sedimentary Environments*. Ed. by J.K. Rigby, W.K. Hamblin. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication, 1972, No. 16, P. 108–145.