

УДК 553.982.23

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-63-68

Палеоструктурные построения при седиментационном моделировании юрско-мелового осадочного комплекса Западно-Сибирского бассейна

 © 2018 г. | И.Ф. Талипов¹, В.В. Шиманский²
¹АО «Росгеология», Москва, Россия; iphtalipov@rusgeology.ru;

²АО «Геологоразведка», Санкт-Петербург, Россия; shimvld@mail.ru

Поступила 13.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: *палеорельеф; структурные поверхности; обстановки осадконакопления; уплотнение пород.*

Прогноз зон формирования литологических ловушек требует достоверных седиментационных моделей продуктивных комплексов. Основой достоверности седиментационных моделей является точный палеоструктурный каркас. Традиционно используемый для реконструкций палеорельефа метод вычитания глубин кровли и подошвы изучаемых горизонтов не отвечает задачам прогноза литологических ловушек. В статье показана необходимость учета при построении палеорельефа неравномерного уплотнения пород в процессе формирования осадочного чехла. При погружении существенно возрастает плотность пород: на глубине 3 км плотность песчаников увеличивается на 25 %, плотность глин увеличивается почти в 2 раза. При этом объемы песчаников уменьшаются в 1,4 раза, алевролитов — в 2 раза, аргиллитов — в 2,4 раза. Объемы сцементированных пород, карбонатов с глубиной меняются незначительно. Соответственно, происходит неравномерное уплотнение пород для различных литофациальных зон, что значительно влияет на формирование рельефа. Приведены примеры палеогеографических реконструкций верхнеюрских и среднеюрских отложений осадочного комплекса Западно-Сибирского бассейна при различных подходах построения палеорельефа. Проанализированы палеоструктуры баженовско-васюганского горизонта и верхнетюменской подсвиты. На приведенных палеогеографических схемах показаны зоны изменения границ морского бассейна, установленные с учетом уплотнения пород.

Для цитирования: Талипов И.Ф., Шиманский В.В. Палеоструктурные построения при седиментационном моделировании юрско-мелового осадочного комплекса Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 63–68. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-63-68.

Paleostructural imaging in sedimentation modelling of the Jurassic-Cretaceous sedimentary series over the West Siberian basin

 © 2018 | I.F. Talipov¹, V.V. Shimanskiy²
¹JSC "ROSGEO", Moscow, Russia; iphtalipov@rusgeology.ru;

²AO "Geologorazvedka", St. Petersburg, Russia; shimvld@mail.ru

Received 13.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: *paleogeography; structural surfaces; depositional settings; rock compaction.*

Reliable sedimentation models of reservoir series are required to predict zones of lithological traps formation. The accurate paleostructural framework is a key factor of sedimentation models reliability. The traditional backstripping analysis used to paleogeography reconstruction does not answer the purposes of lithological traps prediction. The paper demonstrates that accounting for nonuniform rocks compaction in the course of sedimentary cover formation is needed in paleogeography studies. Rocks density considerably increases during subsidence, namely: sandstone density at the depth of 3 km increases by 25 %, while clay density almost doubles. At the same time, sandstone volume decreases 1.4-fold, siltstone — 2-fold, claystone — 2.4-fold. Volume of the cemented rocks, carbonates slightly changes with depth. Consequently, nonuniform rock compaction occurs in the different lithofacies zones, which considerable affects the topography formation. The examples of paleogeography reconstruction of the Upper Jurassic and Middle Jurassic formations for the West Siberian basin are presented; they were obtained using different approaches to paleogeography building. Paleostuctures of the Bazhenov-Vasyugan horizons and Upper Tyumen member are analysed. The paleogeographic schemes demonstrate zones of sea basin boundaries variations; the zones were identified taking into account the rocks compaction.

For citation: Talipov I.F., Shimanskiy V.V. Paleostructural imaging in sedimentation modelling of the Jurassic-Cretaceous sedimentary series over the West Siberian basin. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):63–68. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-63-68.

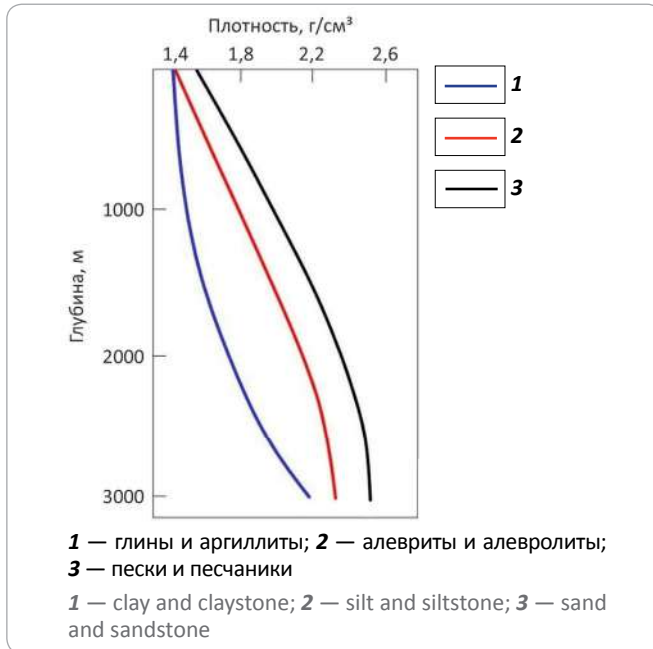
Построение региональных седиментационных моделей и палеогеографических карт необходимо для понимания истории формирования бассейна, его стратиграфии, геологического строения и перс-

пектив нефтегазоносности. Палеогеографические реконструкции для Западно-Сибирского бассейна выполняются с 1950-х гг. ведущими научными коллективами страны. Для различных стратиграфических

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Зависимость плотности от глубины залегания горных пород (по данным А.А. Горелова [9])

Fig. 1. Density as a function of depth of rocks occurrence (according to A.A. Gorelov [9])



уровней и с разной степенью детальности палеогеографические карты строились коллективами под руководством А.Э. Конторовича [1, 2], И.И. Нестерова, В.С. Суркова, В.И. Шпильмана и других исследователей. По мере накопления новой геологической информации и появления новых технологий палеогеографические карты актуализируются и детализируются, достоверность седиментационных моделей растет. Основой достоверного седиментационного моделирования является точный палеоструктурный каркас.

Относительно простое геологическое строение осадочного чехла Западной Сибири обусловило унаследованность рельефа. В этой связи при региональных палеорекострукциях Западной Сибири стало допустимыми использование современных отражающих поверхностей основных опорных горизонтов. Инверсии структур принципиально не влияли на результаты региональных построений. Для более детальных реконструкций использовались палеоструктурные поверхности, полученные путем вычитания глубин кровли и подошвы изучаемых горизонтов. Однако в настоящее время, когда основной задачей палеогеографических реконструкций становится прогноз нефтегазоносности, прежде всего ловушек литологического экранирования, требования к достоверности палеоструктурной основы повышаются. Возникает необходимость учитывать неравномерное уплотнение пород в процессе формирования осадочного чехла. Рассмотрим примеры использования различных подходов к получению палеорельефа и их влияние на результат палеогеографических реконструкций Западной Сибири.

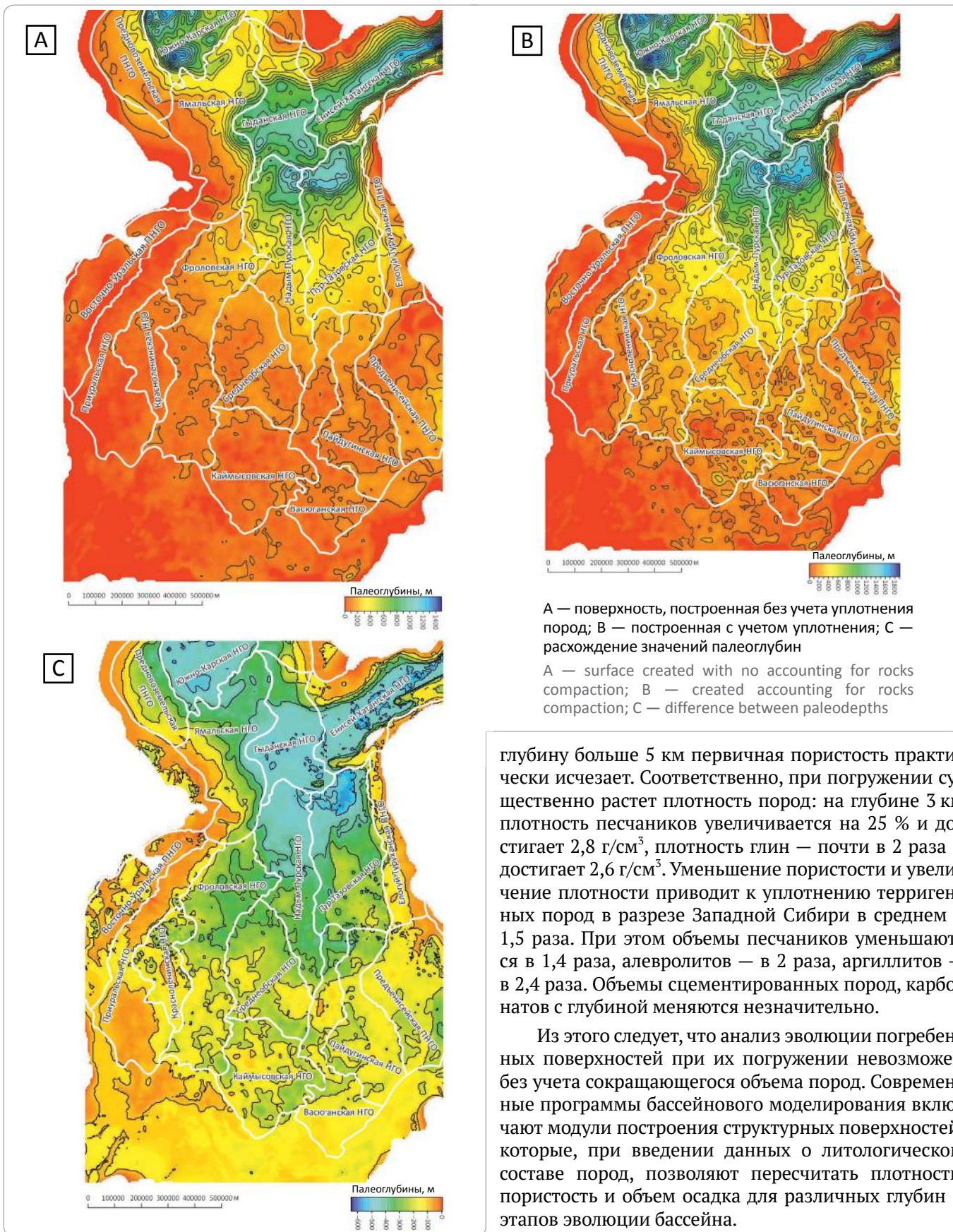
В практике седиментационного моделирования чаще всего используют карты мощностей изучаемых стратиграфических горизонтов. Они получаются путем вычитания глубин залегания изучаемой поверхности и кровли накопленных в данный цикл осадконакопления отложений. Для реконструкций древнего рельефа предпочтительнее использовать уверенно трассируемые опорные горизонты, относящиеся к единому трансгрессивно-регрессивному циклу осадконакопления.

Наиболее известна методика палеогеоморфологических реконструкций М.В. Проницовой [3]. В соответствии с этой методикой строятся карты изопахит, выявляются закономерности изменения мощностей. Затем на карты изопахит наносятся береговые линии. Показателем перехода от морских условий к континентальным служат зоны регионального выклинивания песчаных горизонтов. На картах изопахит с береговыми линиями выделяются осевые линии палеобассейнов. С помощью анализа литологических комплексов, перекрывающих палеорельеф, уточняется палеогеоморфология. Так как существовавший рельеф оказывал непосредственное влияние на литологический состав морских осадков на начальной стадии развития трансгрессий, наиболее информативными будут 10–20 м мощности перекрывающих рельеф отложений. Дальнейший анализ морфологии дна бассейна позволяет оконтурить шельфовую ступень.

Для более детального анализа эволюции структурных поверхностей применяют метод изопахического треугольника. В треугольную матрицу группируют палеоструктурные карты: в вертикальных рядах помещают рельеф опорных горизонтов сверху вниз по разрезу, в горизонтальных — по времени.

Перечисленные подходы достаточны для региональных, в известной степени приближенных палеогеографических построений. Однако решение задач нефтяной геологии по оценке перспектив нефтегазоносности требует учета всего комплекса факторов, влияющих на палеорельеф. В том числе необходимо принимать во внимание неравномерное уплотнение пород под влиянием стадийных и наложенных процессов. С увеличением глубины и ужесточением термобарических условий происходит уменьшение первичной емкости, перекристаллизация, цементация и, соответственно, уплотнение пород. Изучению уплотнения осадочных пород различного состава посвящены многочисленные исследования (Г.Н. Перозио; [4–8] и др.). А.А. Гореловым [9] проведен анализ зависимости плотности от глубин залегания горных пород (рис. 1). Максимальное уплотнение характерно для пластичных глинистых пород, жестко сцементированные песчаники и известняки уплотняются в меньшей степени. Пористость глинистых пород при погружении на 3 км может уменьшиться в 4 раза — с 80 до 20 %, кварцевых песчаников — с 40 до 10 %. При погружении на

Рис. 2. Палеоструктурные поверхности отражающего горизонта T_1
Fig. 2. Paleostructural surfaces of T_1 Reflector



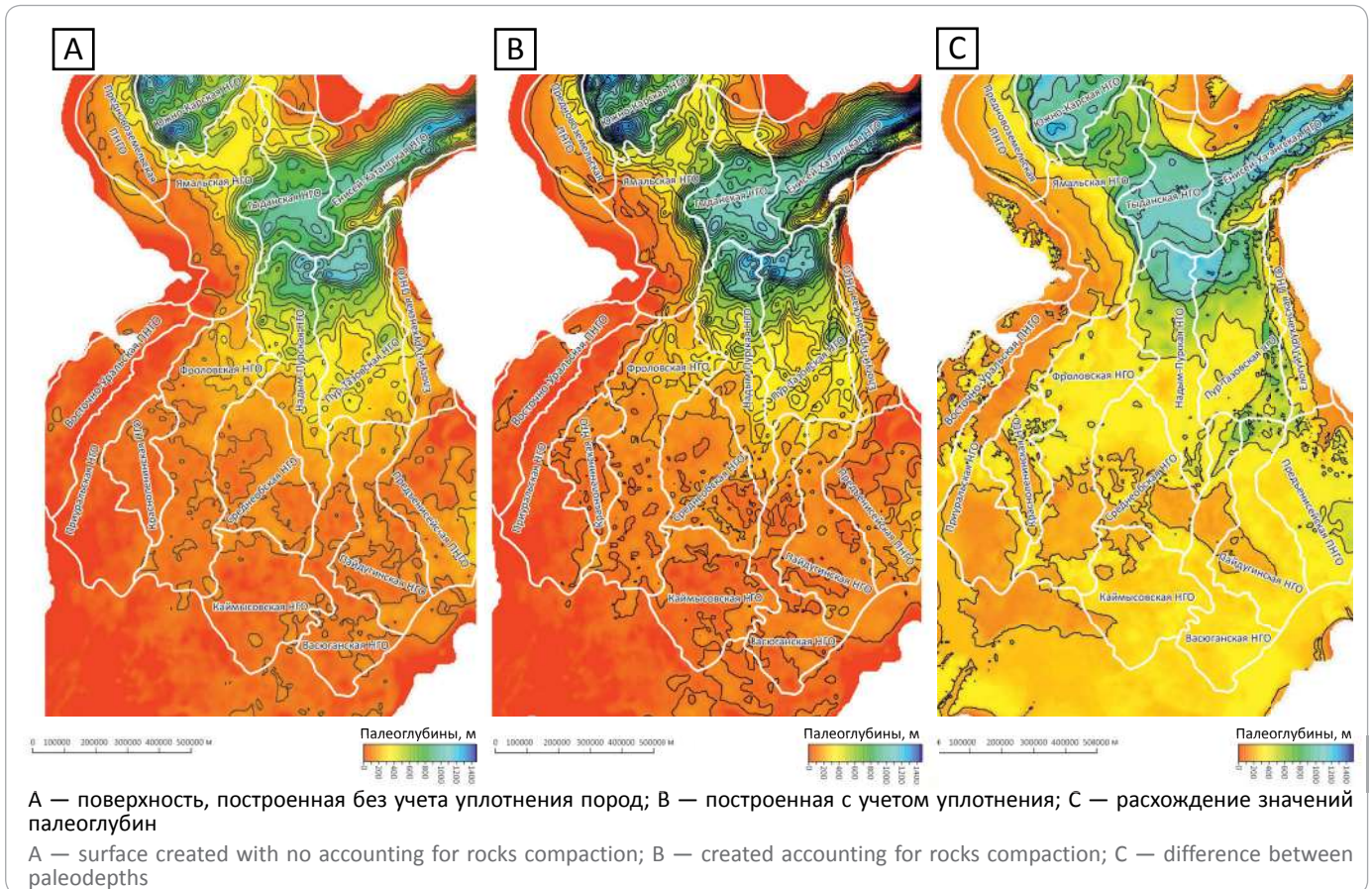
А — поверхность, построенная без учета уплотнения пород; В — построенная с учетом уплотнения; С — расхождение значений палеоглубин
 А — surface created with no accounting for rocks compaction; В — created accounting for rocks compaction; С — difference between paleodepths

глубину больше 5 км первичная пористость практически исчезает. Соответственно, при погружении существенно растет плотность пород: на глубине 3 км плотность песчаников увеличивается на 25 % и достигает 2,8 г/см³, плотность глин — почти в 2 раза и достигает 2,6 г/см³. Уменьшение пористости и увеличение плотности приводит к уплотнению терригенных пород в разрезе Западной Сибири в среднем в 1,5 раза. При этом объемы песчаников уменьшаются в 1,4 раза, алевролитов — в 2 раза, аргиллитов — в 2,4 раза. Объемы сцементированных пород, карбонатов с глубиной меняются незначительно.

Из этого следует, что анализ эволюции погребенных поверхностей при их погружении невозможен без учета сокращающегося объема пород. Современные программы бассейнового моделирования включают модули построения структурных поверхностей, которые, при введении данных о литологическом составе пород, позволяют пересчитать плотность, пористость и объем осадка для различных глубин и этапов эволюции бассейна.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Палеоструктурные поверхности подошвы верхнетюменской подсвиты
 Fig. 3. Paleostuctural surfaces of the Upper Tyumen member Bottom



В данной статье приведены примеры реконструкций палеорельефа для подошвы васюганского горизонта (отражающий горизонт T_1) и верхнетюменской подсвиты (отражающий горизонт T_2) — как с учетом, так и без учета уплотнения пород, а также показаны результаты построений модели и их сопоставление.

Основой для построения структурного каркаса осадочного чехла и последующего моделирования палеорельефа послужили построенные по данным сейсморазведки МОВ ОГТ и материалам глубокого бурения структурные поверхности отражающих горизонтов Г, М₁, Б, Т₁, Т₂, А и современный рельеф дневной поверхности. Указанные структурные поверхности были использованы для построения структурного каркаса создаваемой трехмерной модели бассейна.

Для анализа палеоструктур были выбраны опорные пласты детально изученных и хорошо прослеживающихся в разрезе верхне- и среднеюрских отложений. Баженовский, георгиевский и васюганский горизонты ограничены в кровле отражающим горизонтом Б, а в подошве — горизонтом Т₁. Верхнетюменская подсвита ограничена отражающими горизонтами Т₁ и Т₂.

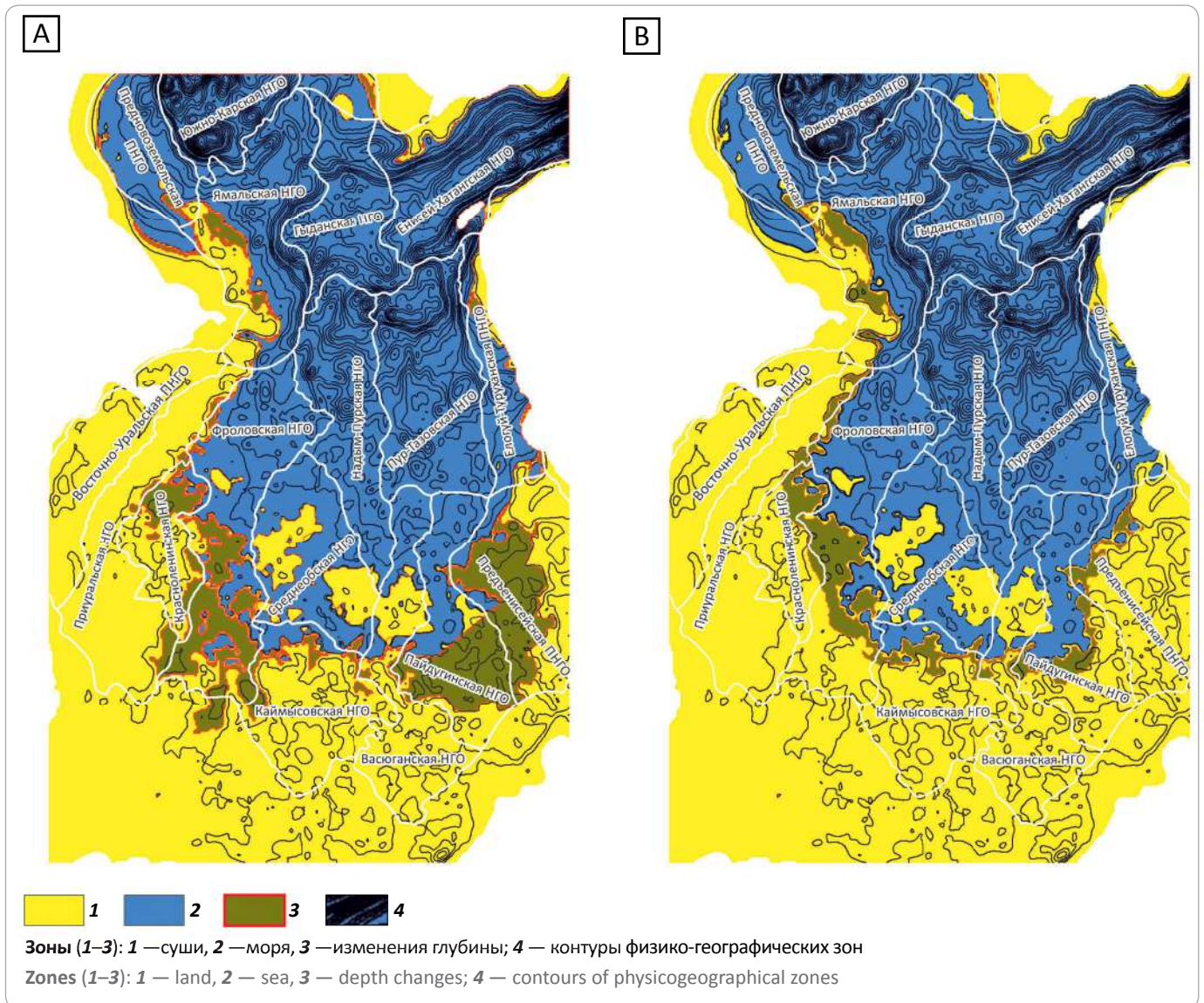
Были сопоставлены времена образования отражающих горизонтов, фациальные карты и литологичес-

кий состав пород, использовались данные по литологическому составу из эталонных разрезов изученных ранее фациальных районов. При их отсутствии привлекались данные по составу отложений структурно-фациальных районов, приведенные в региональных стратиграфических схемах юры и мела Западной Сибири [Решение ..., 2004]. Далее для целевых объектов был рассчитан объем осадка до его последующего уплотнения. Для этого использовались данные всех вышележащих слоев. В итоге получены трехмерные модели на время образования каждого отражающего горизонта, что позволило построить карты палеорельефа целевых объектов. Показаны палеоструктурные поверхности отражающего горизонта Т₁, которые были построены без учета и с учетом уплотнения пород (рис. 2 А, В), а расхождение полученных различными методами значений палеоглубин представлено на рис. 2 С. При учете уплотнения пород палеорельеф становится более расчлененным, глубина палеобассейна увеличивается до 100 м.

Сходные закономерности можно наблюдать при построении древнего рельефа подошвы верхнетюменской подсвиты — горизонта Т₂ (рис. 3). В результате уточнения палеорельефа глубина бассейна изменилась в среднем на 150 м.

Рис. 4. Палеогеографическая схема времени формирования пласта баженовского, георгиевского и васюганского горизонтов (А) и верхнетюменской подсвиты (В)

Fig. 4. Paleogeography scheme of formation time of the Bazhenov, Georgiev, and Vasyugan horizons (A) and the Upper Tyumen member (B)



На палеогеографических схемах времени формирования пласта баженовского, георгиевского и васюганского горизонтов (рис. 4 А) и верхнетюменской подсвиты (рис. 4 В) в результате применения уточняющих методик выделены скорректированные контуры физико-географических зон. Границы морского бассейна существенно сместились на юг, а площадь моря значительно увеличилась. Для баженовского, георгиевского и васюганского горизонтов площадь моря увеличилась на 200 000 км², а верхнетюменской подсвиты — на 90 000 км².

Очевидно, что столь существенная корректировка палеоструктурной основы окажет значительное влияние на результаты последующего седиментационного моделирования и построение палеогеографических карт.

Выводы

1. Современные объемы осадочных пород существенно меньше их объема в период осадконакопления за счет последующего уплотнения. В Западно-Сибирском бассейне объем пород при погружении на 3 км в среднем в 1,4 раза меньше начального, что может искажать результаты палеоструктурных реконструкций.

2. Степень уплотнения сильно отличается для различных типов осадочных пород и, соответственно, для различных литофациальных зон, что снижает точность палеоструктурных реконструкций методом анализа мощностей.

3. Для получения достоверных результатов палеоструктурных реконструкций необходимо проводить с учетом неравномерного уплотнения пород в процессе формирования осадочного чехла.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Литература

1. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакулenco Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.
2. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776. DOI: <http://dx.doi.org/10.15372/GiG20140504>
3. Проницева М.В., Савинова Г.Н. Палеогеоморфологический анализ нефтегазоносных областей. – М. : Недра, 1980. – 253 с.
4. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования). – М. : Высшая школа, 1984. – 416 с.
5. Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. – М. : Недра, 1987. – 200 с.
6. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология: Учебное пособие. – М. : Недра, 1991. – 444 с.
7. Philip A. Allen, John R. Allen. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. Third Edition. John Wiley & Sons, Ltd; 2013. 326 p.
8. Hedberg H.D. The volume-of-sediment fallacy in estimating petroleum resources. In: Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources. Tulsa: AAPG;1975. p. 161.
9. Горелов А.А. К методике исследования локальных поднятий Западной Сибири // Геотектоника. – 1975. – Т. 6. – С. 45–53.

References

1. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenco L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Jurassic paleogeography of the west Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):747–779.
2. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the west siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):582–609. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.005>.
3. Pronicheva M.V., Savinova G.N. Paleogeomorphology analysis of oil and gas bearing areas. Moscow: Nedra; 1980. 253 p.
4. Logvienko N.V. Petrography of sedimentary rocks (with basics of the studies methodology). Moscow: Vysshaya shkola; 1984. 416 p.
5. Proshlyakov B.K., Galianova T.I., Pimenov Yu.G. Reservoir properties of sedimentary rocks at great depth. Moscow: Nedra; 1987. 200 p.
6. Proshlyakov B.K., Kuznetsov V.G. Paleogeomorphology Lithology: Tutorial. Moscow: Nedra; 1991. 444 p.
7. Philip A. Allen, John R. Allen. *Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment*. Third Edition. John Wiley & Sons, Ltd; 2013. 326 p.
8. Hedberg H.D. The volume-of-sediment fallacy in estimating petroleum resources. In: Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources. Tulsa: AAPG;1975. p. 161.
9. Gorelov A.A. Method of local highs investigations in the Western Siberia. *Geotectonics*. 1975;(6):45–53.