

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 551.8:551.762.22(571.122)

СЕДИМЕНТОГЕНЕЗ КОЛЛЕКТОРОВ СРЕДНЕГО—ВЕРХНЕГО БАТА  
И ИХ НЕФТЕНОСНОСТЬ В ШИРОТНОМ ПРИОБЬЕ

А.Э. Конторович, Л.Г. Вакуленко, В.А. Казаненков, М.Б. Скворцов\*,  
П.А. Ян, В.В. Быков\*, А.Ю. Попов, Л.С. Саенко

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

*\* НК «Роснефть», 115998, Москва, Софийская набережная, 26/1, Россия*

Проведено комплексное седиментологическое изучение нефтеносного горизонта Ю<sub>2</sub> среднепозднебатарского возраста в центральных районах Западно-Сибирского бассейна. На обширном материале установлено, что сложное строение горизонта определяется многообразием обстановок его формирования. Нижняя часть горизонта повсеместно представлена континентальными отложениями, которые вверх по разрезу сменяются дельтовыми или прибрежно-континентальными и далее прибрежно-морскими. В зависимости от палеогипсометрического положения разреза меняется доля континентальных, переходных и морских обстановок. Проведен анализ зависимости фильтрационно-емкостных свойств отложений от их состава и обстановок накопления, дан прогноз распространения пород-коллекторов по вертикали и латерали. На основе выполненных палеогеографических реконструкций, детальных структурных построений по кровле горизонта Ю<sub>2</sub>, анализа результатов испытания скважин, оценок вероятности выявления эффективных коллекторов, их средней пористости и проницаемости в отдельных субобстановках построена карта прогноза эффективных коллекторов горизонта Ю<sub>2</sub> на изученной территории.

*Литология, обстановки осадконакопления, коллекторы, нефтегазоносность, средняя юра, Западная Сибирь.*

SEDIMENTOGENESIS AND RESOURCE POTENTIAL OF MIDDLE–UPPER BATHONIAN  
RESERVOIRS IN THE MIDDLE OB' REGION

A.E. Kontorovich, L.G. Vakulenko, V.A. Kazanenko, M.B. Skvortsov, P.A. Yan,  
V.V. Bykov, A.Yu. Popov, and L.S. Saenko

This study provides a comprehensive sedimentologic analysis of the J<sub>2</sub> prospective horizon (Middle–Late Bathonian) in the central West Siberian Basin. Based on the extensive dataset, it was established that structural complexity of this horizon is largely caused by a variety of depositional environments. Sedimentary facies of this horizon pass upward from widespread continental at the base, through deltaic or coastal-continental, to marginal-marine at the top. Change in the paleohypsometry of the study area reflects the distribution of depositional environments, in terms of the proportions of continental, transitional, and marine deposits. The study also shows that facies variability and change in depositional settings can have a significant control on reservoir quality, as well as its vertical and lateral distribution. Using a combination of detailed GDE reconstructions, structure contour mapping on the top and base of the J<sub>2</sub> horizon, analyses of well test data, probability of reservoir presence, distribution of average porosity and permeability within different subenvironments, a composite map showing variations in the reservoir effectiveness in the J<sub>2</sub> horizon was generated.

*Lithology, depositional environment, reservoirs, petroleum potential, Middle Jurassic, West Siberia*

ВВЕДЕНИЕ

Вследствие значительной выработки запасов крупных месторождений нефти и газа Западной Сибири возникает потребность в изучении глубокопогруженных горизонтов осадочного чехла, не привлекавших ранее особого внимания. Одним из таких объектов является горизонт Ю<sub>2</sub> (верхи среднего—большая часть верхнего бата), выделяемый в верхней части верхнетюменской подсвиты. В Широтном Приобье этот горизонт регионально нефтеносен и считается наиболее перспективным объектом юрского комплекса для выявления новых залежей углеводородов. Это подтверждается поисково-разведочными работами

и результатами испытаний. Так, на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» горизонт Ю<sub>2</sub> вскрыт более чем 2500 поисковыми и разведочными скважинами, из опробованных 968 скважин притоки нефти получены в 409, расположенных преимущественно на Сургутском своде [Медведев, 2002]. Эти цифры уже сами по себе свидетельствуют о сложности строения нефтегазоносного горизонта Ю<sub>2</sub>. Традиционный структурный подход к размещению поисковых и разведочных скважин не обеспечивает высокой эффективности геолого-разведочных работ, поскольку распространение ловушек в значительной степени контролируется литолого-фациальными, а не структурными факторами. В такой ситуации наиболее достоверный прогноз распространения тел пород-коллекторов осуществляется с помощью детального седиментологического анализа, базирующегося на комплексе всей имеющейся геологической информации [Pranter et al., 2007; Пинус, Пайразян, 2008; Ambrose et al., 2009; и др.].

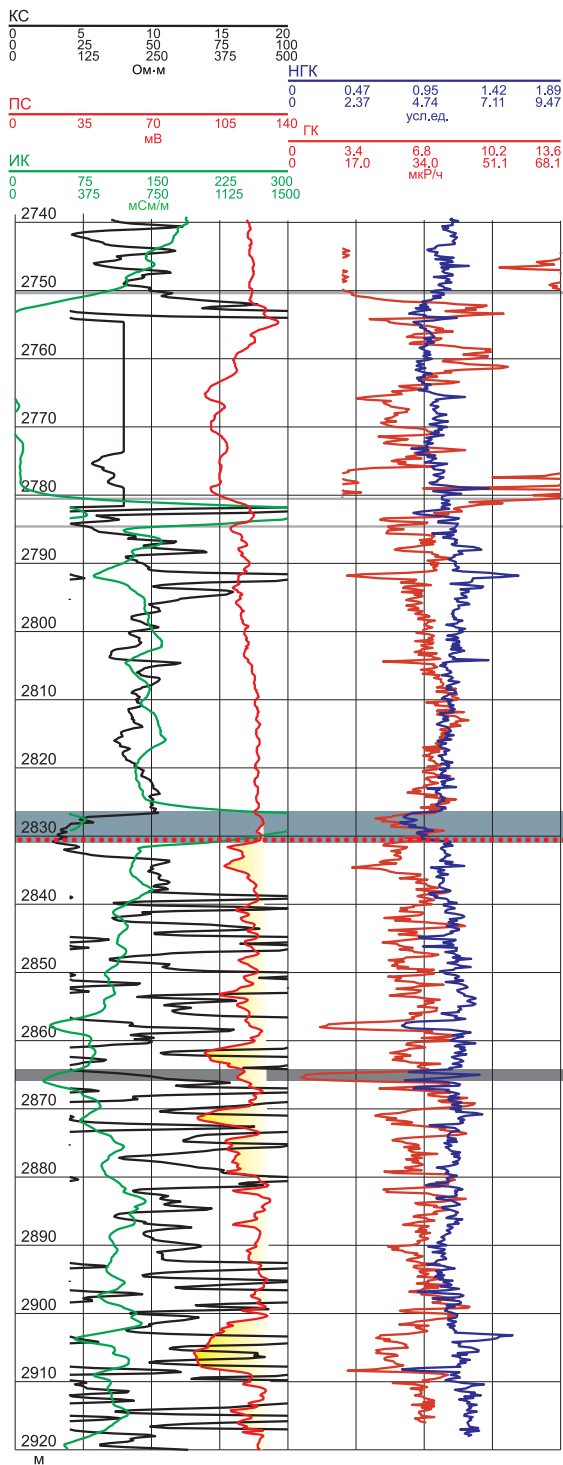
Строение, состав и условия формирования основных продуктивных горизонтов юры в Широном Приобье, а также особенности размещения в них залежей углеводородов изучали М.С. Зонн, М.В. Корж, Н.Х. Кулахметов, О.М. Мкртчян, Г.П. Мясникова, И.И. Нестеров, А.П. Соколовский, С.И. Филина, Г.С. Ясович [Мясникова, Ясович, 1980; Соколовский, Довольская, 1981; Мкртчян, Филина, 1985] и многие другие исследователи. По поводу генезиса горизонта Ю<sub>2</sub> в Широном Приобье существуют три точки зрения. Сторонники первой считают, что отложения накапливались в континентальных болотно-озерно-аллювиальных условиях [Мясникова, Ясович, 1980; Барков, 2000]. Сторонники второй отмечают приуроченность песчано-алевритовых фаций к зоне прибрежного мелководья солоновато-водного бассейна, а алевритоглинистых фаций — к относительно глубоководным участкам этого бассейна [Соколовский, Довольская, 1981; Мухер, Тугарева, 2002; Зверев и др., 2006]. Третья точка зрения, промежуточная между вышеуказанными, связывает формирование горизонта Ю<sub>2</sub> с этапом перехода от континентальных условий к морским [Мкртчян, Филина, 1985; Конторович и др., 2005; Кос и др., 2005]. Все исследователи отмечают значительную литолого-фациальную изменчивость горизонта Ю<sub>2</sub> и низкие коллекторские свойства пород (в основном V класс коллекторов, по А.А. Ханину [1969]). Удовлетворительные фильтрационно-емкостные свойства пород (IV, редко III классы коллекторов) приурочены к линзовидным алевритопесчаным телам в зонах развития русловых, в меньшей мере прибрежно-озерных или прибрежно-бассейновых фаций. Приверженцы континентального генезиса горизонта Ю<sub>2</sub> связывают основные перспективы нефтеносности с аллювиальными (русловыми) отложениями, развитие которых предполагается в осевых частях прогибов. Сторонники морского генезиса связывают перспективы с мелководно-морскими отложениями в зонах выклинивания последних на склонах крупных поднятий, а также с палеоподнятиями, расположенными в наиболее погруженных частях впадин, где формировались осадки с оптимальным для формирования залежей углеводородов соотношением глинистых и песчаных слоев (20—40 % песчаников).

Дискуссионность условий образования батских отложений определяет актуальность детальных седиментологических исследований горизонта Ю<sub>2</sub>, которые дают важную информацию об обстановках его накопления, позволяют определить закономерности распространения песчаных тел, дать прогноз качества пород-коллекторов и, в конечном счете, выработать обоснованную и эффективную методику поисковых и разведочных работ на таком сложном объекте.

## ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В рамках представляемой работы проводились расчленение, корреляция и реконструкция обстановок накопления горизонта Ю<sub>2</sub> по ядру и материалам геофизических исследований более 2000 скважин, вскрывших среднеюрские отложения в пределах центральных районов Западной Сибири. В тектоническом плане изученные скважины приурочены к Мансийской синеклизе и западной части Хантейской гемиянтеклизы [Конторович и др., 2001]. При этом следует отметить, что степень изученности глубоким бурением горизонта Ю<sub>2</sub> в пределах этих структур различная, что отразилось на детальности исследований. Для территории Мансийской синеклизы построения выполнены более схематично.

В Широном Приобье горизонт Ю<sub>2</sub> хорошо выделяется по каротажным характеристикам. Его нижняя граница проводится по кровле регионально прослеживаемого пласта угля У<sub>2</sub>. Перекрывается горизонт аргиллитами абалакской свиты (на западе рассматриваемой территории) и нижневасюганской подсвиты (на востоке), входящими в состав васюганского стратиграфического горизонта. В основании последнего выделяется базальная пахомовская пачка, которая характеризуется резким повышением электропроводности, что отражается увеличением значений на кривой ИК и, соответственно, понижением сопротивления пород, что отмечается на кривой КС (рис. 1). При наличии на этом уровне ядра в большинстве случаев устанавливается четкая литологическая граница между горизонтом Ю<sub>2</sub> и пахомовской пачкой (пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>) васюганского горизонта, которая часто с размывом залегает на нижележащих отложениях и обладает набором весьма специфических признаков. Она обычно представлена слабосортированными глинистыми песчаниками и алевритами буровато- или зеленовато-серого цветов, часто интенсивно биотурбированными, кальцитизированными, сидеритизированными, пиритизированными, с глауконитом, карбонатными оолитами, рострами белемнитов, раковинами морских двустворок и много-



**Рис. 1.** Геофизическая и литологическая характеристика границ горизонта Ю<sub>2</sub> в Широком Приобье.

численными фораминиферами. Толщина горизонта Ю<sub>2</sub> в центральной части Западной Сибири изменяется от 20 м на крупных поднятиях до 40 м в крупных депрессиях. Он сложен неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, с более или менее частыми, в зависимости от фациальной принадлежности, пластами угля.



В ИНГГ СО РАН выполнен детальный анализ кернового материала более 90 скважин, вскрывших горизонт Ю<sub>2</sub> в центральных районах Ханты-Мансийского автономного округа (от Северо-Конитлорской, Северо-Когалымской и Западно-Котухтинской площадей на севере до Тайлаковской площади на юге и от Приобской площади на западе до Северо-Покачевской площади на востоке). При этом большинство скважин характеризуются хорошим выходом керна (80—100 %), что обеспечивает высокую достоверность полученных результатов. В ряде разрезов специалистами ИНГГ СО РАН выполнено биостратиграфическое определение батского и, для верхней части горизонта, позднебатского возраста отложений, позволившее обосновать синхронность выделенных по данным ГИС границ горизонта Ю<sub>2</sub> и уверенно проследить латеральную фациальную изменчивость рассматриваемого объекта.

Спецификой седиментологического исследования отложений являлась комплексность подхода. Детальное описание керна было первым этапом работ. Оно сопровождалось фотографированием как всего керна, так и отдельных образцов с характерными текстурами. Интервалы с керном увязывались с материалами ГИС. При камеральной обработке выполнялись минералого-петрографические исследования алевритопесчаных и алевритоглинистых пород. Для определения обстановок формирования отложений использовался литолого-фациальный анализ, основы которого изложены в многочисленных публикациях, а также в целом ряде крупных обобщающих монографий. Реконструкция обстановок седиментации горизонта Ю<sub>2</sub> проводилась на основе выделения в разрезах и интерпретации литофаций и литофациальных ассоциаций. Литофация нами понимается как тип осадка или породы, образовавшийся в определенной обстановке. Литофации представляют собой структурно однородные осадочные единицы, характеризующиеся определенным составом, текстурными и палеонтологическими признаками, а также морфоструктурой (формой, размерами и характером ограничивающих поверхностей), отличными от вмещающих их отложений. Интерпретация литофаций предполагает реконструкцию условий формирования отложений в данном месте для определенного момента времени. Литофациальные ассоциации включают в себя группу парагенетически связанных литофаций и отвечают осадочным обстановкам или их частям, устойчивое существование условий седиментации в пределах которых приводило к накоплению характерной последовательности отложений. Для описываемых отложений, бедных фаунистическими остатками, актуальным оказалось применение ихнофациального анализа (изучение следов жизнедеятельности донных организмов), который позволил дополнить и детализировать выводы об условиях формирования [Вакуленко, Ян, 2001; Вакуленко и др., 2005].

Кроме разностороннего изучения керна, включая петрофизику, в проведенных исследованиях широко использовались материалы ГИС, что позволило существенно увеличить представительность выборки при фациальном анализе горизонта Ю<sub>2</sub>. В процессе определения обстановок седиментации по геофизическим данным в качестве эталонных принимались скважины, в которых был проведен отбор и изучение кернового материала. Из всех возможных вариантов реконструируемых обстановок, имеющих сходную характеристику по ГИС, выбирался тот, который был подтвержден литолого-фациальными исследованиями. Это позволило уточнить и детализировать методику фациального анализа по данным ГИС применительно к рассматриваемому объекту.

### ФАЦИАЛЬНЫЙ СОСТАВ ГОРИЗОНТА Ю<sub>2</sub> ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ

По результатам детального послойного описания разрезов скважин, минералого-петрографического изучения пород и седиментологических реконструкций с выделением обстановок и субобстановок формирования отложений были построены седиментационные разрезы горизонта Ю<sub>2</sub>. В процессе седиментационного анализа для горизонта Ю<sub>2</sub> реконструировано 27 субобстановок в составе шести генетических комплексов: аллювиального, озерного (континентальная группа), дельтового, прибрежно-континентального (переходная группа), прибрежно-морского и мелководно-морского (морская группа) (таблица).

Остановимся на обстановках осадконакопления алевритопесчаных пород — потенциальных коллекторах. Судя по особенностям строения средневерхнебатского аллювиального комплекса в Широтном Приобье, реки, формировавшие его, относились к меандрирующему типу. Наиболее грубозернистые отложения заполнения русла приурочены к субобстановкам меандровых кос и русловых отмелей.

Фации **меандровых кос** часто имеют эрозионную подошву, представлены мелко-, среднемелко-, реже среднезернистыми песчаниками, с уменьшением зернистости вверх по разрезу до крупнозернистых алевролитов. Чередование участков пород с массивной, разнообразной косо-, волнисто- и горизонтально-слоистой текстурами свидетельствует о меняющейся скорости водных потоков. Слоистость крупная, реже мелкая, косая таблитчатая, пологокосая, в верхней части горизонтальная, пологоволнистая. Отложения характеризуются наличием уровней с интракластами алевритоглинистых, сидеритизированных и углистых пород, свидетельствующих о внутриформационных размывах при врезании мигрирующих русел в полулитифицированные осадки пойменной равнины. Органические остатки представлены углефи-

**Палеоландшафтные обстановки накопления горизонта Ю<sub>2</sub> в Широтном Приобье**

Группа	Комплекс обстановок	Обстановка	Субобстановка
Континентальная	Аллювиальный	Русловая	Меандровой косы Русловой отмели
		Пойменная	Прируслового вала Трещинного конуса выноса Пойменной равнины Заболачивающейся пойменной равнины
	Озерный	Озерная	Прибрежной части озера Центральной части озера
Переходная	Дельтовый	Дельтовой равнины	Флювиального дельтового рукава Конуса промыва (конуса выноса промоины) Канала промыва (канала промоины) Намывного вала Приустьевого бара дельтового рукава Песчано-алевритовой отмели внутридельтового или окраинного залива Глинисто-алевритовой отмели внутридельтового или окраинного залива Маршей
		Авандельты	Фронт дельты (склон дельты) Продельта
	Прибрежно-континентальный	Лагунного побережья	Центральной части лагуны Прибрежной части лагуны Берегового барьерного бара (барьерного острова)
		Прибрежной равнины	Береговых валов и гребней Маршей
Морская	Прибрежно-морской	Пляжа Предфронтальной зоны пляжа	Нижнего пляжа Подводного вала, отмели Подводной ложбины
	Мелководно-морской	Переходной зоны	Переходной зоны

цированным растительным детритом, размер которого также уменьшается вверх по разрезу. Мощность отложений варьирует от 2 до 10—12 м, составляя в среднем 3—4 м.

Фации **русловых отмелей** представлены алевропесчаниками, крупнозернистыми алевролитами, редко мелкозернистыми песчаниками, в верхней части постепенно переходящими в глинистые, углисто-глинистые породы. Текстура в нижней части косослоистая (обычно мелкая троговая и таблитчатая), переходящая в пологокосую, горизонтальную, пологоволнистую. В керне отмечены редкие мелкие вертикальные следы жизнедеятельности организмов (преимущественно в верхней части). Мощность отложений русловых отмелей составляет 2—2.5 м, иногда достигая 4 м. Мелкие пойменные песчано-алевритовые аккумулятивные тела (мощностью 0.5—2.5 м), сформированные в субобстановках **прирусловых валов** и **трещинных конусов выноса**, характеризуются снизу вверх трендом увеличения (первые) и уменьшения (вторые) зернистости, наличием следов размыва и смятия.

В озерном комплексе песчано-алевритовые отложения (мощностью 1—3.5 м) формировались в субобстановке **прибрежной части озера**, иногда в лопастях дельт одной или нескольких рек, впадавших в него. Они содержат прослойки аргиллитов, имеют горизонтально-, волнисто- и косослоистую текстуру. Часто встречаются следы жизнедеятельности донных организмов — наряду с мелкими вертикальными, реже горизонтальными следами, уровнями с деформативной биотурбационной текстурой, ризоидами, встречены ихнофоссилии ихнофагии *Skolithos*.

Дельты на изученной территории были конструктивными и формировались под влиянием флювиальных и, в меньшей степени, волновых процессов. В субобстановке **флювиального дельтового рукава** образовывались тела, сходные по морфологии с отложениями аллювиального русла, представленные песчаниками с маломощными прослоями глинистых алевролитов и аргиллитов (мощностью 1—4 м). Отмечаются конкреции пирита, в тонкозернистых осадках — сидерита, фрагменты растительности, уровни зарастания (ризоиды). Отложения **конусов промыва** представляют собой языкообразные алевритопесчаные тела с эрозионной подошвой мощностью от 0.5 до 1—2 м. Наиболее распространены текстуры, характерные для быстро ослабевающего потока, часто слоистость нарушена следами смятий и жизнедеятельности организмов. Конусы промыва формируются в нижней части дельтовой равнины во время вторжения паводковых вод, прорезающих гребни намывных валов. Отложения **каналов промыва** тесно ассоциируют с вышеописанными. Это шнуровидные тела, сложенные песчано-алевритовыми породами,

вверх по разрезу сменяются алевритоглинистыми. Их мощность составляет 1—4 м. Песчаники характеризуются косой однонаправленной, тонкозернистое заполнение — горизонтальной, волнистой и линзовидной слоистостью. Присутствуют многочисленные поверхности размыва, которые свидетельствуют об осушении канала. Широко развита биотурбация, конкреции пирита. В субобстановке **намывного вала** формировались субаэральные гряды песчано-алевритовых отложений мощностью до 1.5 м, расположенные вдоль рукавов дельты. Наиболее распространены косослоистые текстуры течения типа. Отдельные участки представлены сложными видами косой и волнистой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений. Более тонкозернистые породы содержат остатки корневых растений, которые указывают на повторяющиеся осушения. Отмечаются сидеритовые, реже мелкие пиритовые конкреции. Алевритопесчаные тела мощностью от первых метров до 8—10 м, формировались также в субобстановке **приустьевого бара**, вблизи обращенных к морю границ русел дельтовых рукавов. Осадки подвергались постоянной переработке под воздействием как флювиальных потоков, так и морских волн. В сформировавшихся разрезах отмечено постепенное увеличение размера зерен вверх. Характерны многочисленные поверхности размыва, троговая косая, реже таблитчатая косая и волнистая слоистость, отмечены биотурбационные текстуры и конкреции пирита.

Прибрежно-континентальный комплекс представлен преимущественно обстановкой лагунного побережья. Для субобстановок **лагуны** характерно формирование тонкого ритмичного переслаивания аргиллитов, глинистых алевролитов с крупнозернистыми алевролитами и мелкозернистыми песчаниками. При этом в центральных частях крупных лагун обычно преобладают глинистые породы, а в прибрежных частях — алевритопесчаные. Небольшие седиментационные системы, такие как намывные конусы, дельты приливных течений и небольшие речные дельты, расширяют диапазон лагунных обстановок. Слоистость пород волнистая, линзовидная, линзовидно-волнистая, горизонтальная, часто нарушена биотурбацией, реже мелкомасштабными смятиями, взмучиваниями, внедрениями. Для участков переслаивания характерны симметричные знаки ряби волнения, в более грубозернистых прослоях отмечается косая слоистость восходящей ряби. Широко проявленная биотурбация обуславливает наличие уровней с деформативными текстурами, формирующимися в низкоэнергетических условиях, вертикальных, реже горизонтальных и наклонных ихнофоссилий ихнофаций *Skolithos* и *Cruziana*. Породы часто обогащены органическим материалом, в разной степени углистые, с ризоидами, которые свидетельствуют об этапах зарастания и заболачивания лагун. Отмечены уровни сидеритизации и характерные округлые и лепешковидные конкреции пирита. Мощности лагунных отложений в изученных разрезах варьируют от 0.5 до 8.5 м.

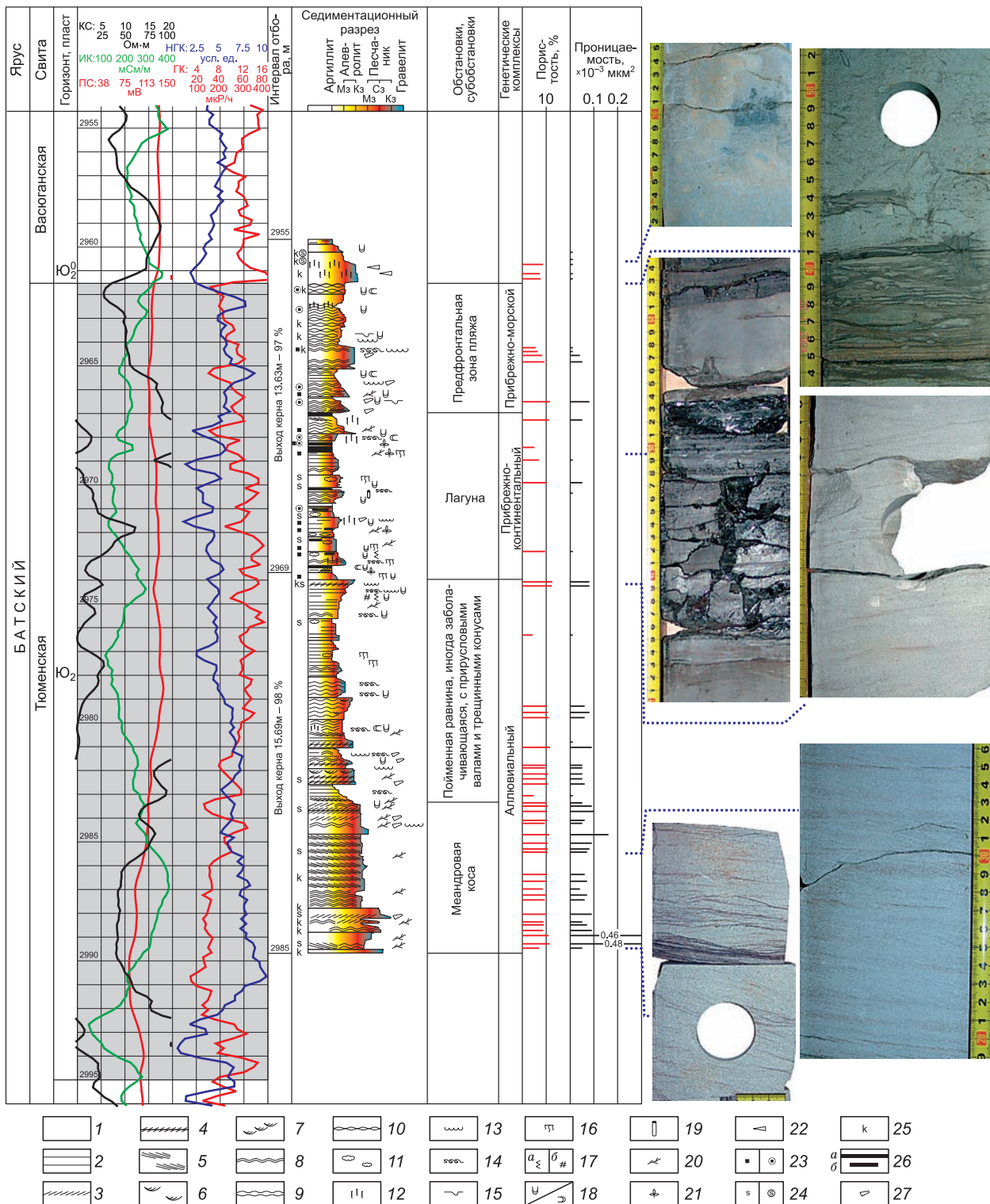
Общее трансгрессивное развитие батского седиментационного бассейна определило смену лагунных отложений вверх по разрезу отложениями **берегового барьерного бара**, который отделяет лагуну от моря. Разрез барьерного бара представлен мелкозернистыми песчаниками, алевропесчаниками, крупнозернистыми алевролитами и обычно отделяется от нижележащих отложений эрозионной поверхностью. Вблизи основания слоистость горизонтальная, вверх сменяющаяся сериями косой с разными углами наклона. Биотурбационные текстуры редки и представлены норками зарывающихся организмов, встречаются ризоиды. Тонкокристаллический пирит рассеян в породах. Мощности описанных отложений составляют обычно 1.5—3 м, в единичных разрезах — 10—12 м.

В верхней части горизонта Ю<sub>2</sub> установлено развитие прибрежно-морских отложений, формирование которых происходило преимущественно в обстановке предфронтальной зоны пляжа, в меньшей степени в субобстановке нижнего пляжа. В **предфронтальной зоне пляжа** накопление осадков происходило под постоянным воздействием волновых процессов, в результате чего сформировались отложения подводных валов, представленные алевритопесчаными породами, и отложения подводных ложбин, представленные переслаиванием алевролитов и аргиллитов. Характерными текстурами переслаивания является волнистая и линзовидно-волнистая слоистость со знаками волновой ряби. В грубозернистых породах отмечается косая слоистость мелкой и крупной ряби, а также пятнистая текстура в интенсивно биотурбированных прослоях. Постоянно отмечается тонкая сыпь пирита, редкие глобулы глауконита, иногда встречаются остатки морской фауны. Мощность отложений предфронтальной зоны пляжа составляет 3—4 м. Отложения **нижнего пляжа** мощностью до 1.5 м представлены крупнозернистыми алевролитами и мелкозернистыми песчаниками. Преобладающей текстурой является пологокосая слоистость. Прослои этих отложений часто имеют явные несогласные границы, встречаются следы размывов, смятия и внедрения.

#### СВЯЗЬ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТА Ю<sub>2</sub> С ИХ СОСТАВОМ И ОБСТАНОВКАМИ ФОРМИРОВАНИЯ

Детальный анализ строения, состава и обстановок формирования горизонта Ю<sub>2</sub> на обширной территории центральных районов Западной Сибири позволил решить ряд конкретных практических задач, одной из которых является прогноз зон распространения эффективных коллекторов. После вынесения на седиментационные разрезы данных по фильтрационно-емкостным свойствам пород (рис. 2) анализиро-





**Рис. 2. Вертикальная седиментационная модель горизонта Ю<sub>2</sub>, вскрытого на северо-востоке Сургутского свода.**

1 — массивная текстура, 2 — горизонтальная слоистость, 3 — крупная таблитчатая косая слоистость, 4 — мелкая таблитчатая косая слоистость, 5 — пологая косая слоистость, 6 — троговая мелкая слоистость, 7 — троговая крупная слоистость, 8 — волнистая слоистость, 9 — волнисто-линзовидная слоистость, 10 — линзовидная слоистость, 11 — комковатая текстура, 12 — биотурбация, 13 — следы размыва, 14 — следы конседиментационного смятия, 15 — следы внедрения, 16 — ризоиды, 17а — зеркала скольжения, 17б — тектонические трещины, 18 — неидентифицированные следы жизнедеятельности (вертикальные/горизонтальные), 19 — *Skolithos*, 20 — углефицированный растительный детрит, 21 — отпечатки флоры, 22 — белемниты, 23 — пирит/конкреции пирита, 24 — сидерит/конкреции сидерита, 25 — кальцит, 26а — угли, 26б — углистость, 27 — алевритоглинистые интракласты.

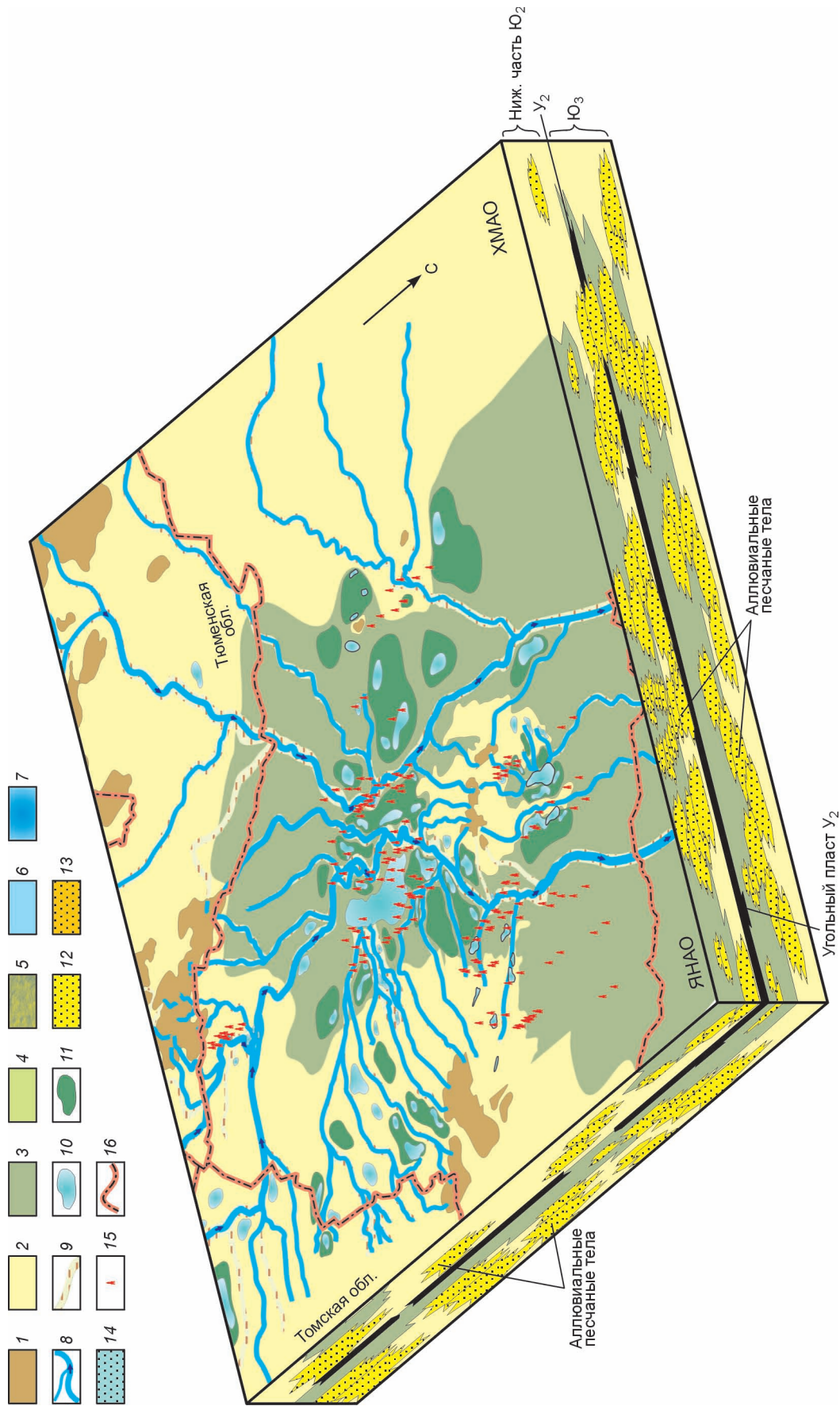
валась их зависимость от обстановок формирования отложений. Была сформирована выборка, включающая около 2000 образцов, и выполнены статистические исследования, результаты которых частично опубликованы ранее [Вакуленко, Миткарев, 2006]. Для характеристики петрофизических свойств пород для каждой субобстановки были определены средние значения и разброс значений пористости ( $K_p$ ) и проницаемости ( $K_{пр}$ ) пород, а также вероятность обнаружения эффективных коллекторов. По сложившейся в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции практике в качестве эффективного коллектора принимались породы с пористостью более 13 % и проницаемостью более  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Установлено, что улучшенными коллекторскими свойствами, а также наибольшими вероятностями обнаружения эффективных коллекторов характеризуются отложения субобстановок подводного вала/отмели (прибрежно-морской комплекс), меандровой косы (аллювиальный комплекс), флювиального дельтового рукава (дельтовый комплекс) и берегового барьерного бара/острова (прибрежно-континентальный комплекс). Петрографический анализ более 600 шлифов показал, что отложения этих обстановок характеризуются наиболее грубозернистым составом обломочного материала и содержат наименьшее количество цемента. Состав цемента обычно сложный: глинистая составляющая, участками диспергированная органическим веществом, представлена пленочно-поровым гидрослюдисто-хлоритовым материалом, в подчиненном количестве присутствует поровый, в различной степени перекристаллизованный, каолинит. Карбонатная составляющая представлена пелитоморфным поровым, иногда пленочным, сидеритом. В верхней части горизонта в цементе появляется пирит. Увеличение содержания цемента чаще всего происходит за счет карбонатной составляющей — появления порового и порово-базального кальцита. Интенсивная карбонатизация резко ухудшает коллекторские свойства пород. Состав обломочной части пород различных субобстановок изменяется незначительно: содержание кварца составляет 40—45 %, полевых шпатов — 20—30 %, обломков пород (преобладают каркасные компоненты) — 30—35 %. Полученные авторами и имеющиеся опубликованные результаты по корреляционному анализу петрографического состава и гранулометрии алевритопесчаных пород, являющихся коллекторами преимущественно гранулярного типа, с данными по их пористости и проницаемости показывают, что к параметрам, определяющим формирование улучшенных коллекторов, относятся: содержание среднепсаммитовой фракции, медиана, коэффициент сортировки, доля каркасных компонентов в обломочной части пород, количество и состав цемента [Bloch et al., 2002; Taylor, Ritts, 2004]. Эти данные в совокупности с выполненными палеогеографическими реконструкциями позволяют дать прогноз пространственного распространения эффективных коллекторов.

## ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ И ВЫВОДЫ

Проведенные комплексные исследования убедительно показали, что горизонт Ю<sub>2</sub> в центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна имеет полифациальную природу. В его составе широко распространены отложения, отвечающие континентальным, переходным и морским (в основном прибрежно-морским) обстановкам осадконакопления, которые находятся в сложных вертикальном и латеральном взаимоотношениях. Формирование горизонта Ю<sub>2</sub> происходило на фоне общей трансгрессии, начавшейся не позднее конца среднего — начала позднего бата, которая носила неравномерный ингрессионный характер и осложнялась дифференцированностью палеорельефа и влиянием местных источников сноса. Нижняя часть горизонта повсеместно представлена континентальными отложениями (рис. 3), которые вверх по разрезу сменяются дельтовыми или прибрежно-континентальными (рис. 4) и далее прибрежно-морскими (рис. 5). В зависимости от палеогипсометрического положения разреза меняется доля континентальных, переходных и морских обстановок. Континентальные обстановки на протяжении позднего бата сохранялись лишь в самых приподнятых частях бассейна. В низменных участках исследуемой территории, начиная с середины позднего бата, преобладал прибрежно-морской режим седиментации. Характерно, что для каждого из выделенных генетических комплексов установлены свои строго определенные закономерности пространственного распространения песчаных тел-коллекторов. В аллювиальном комплексе песчаные тела имеют вытянутую, в разной степени извилистую форму. Наиболее крупные из них протягиваются с юга и юго-востока на север — северо-запад. Дельты конструктивного типа активно формировались во время кратковременных остановок поднятия уровня моря, а в периоды активизации трансгрессии, видимо, претерпевали скачкообразные перемещения в южном направлении. Тела коллекторов в этом комплексе распространены в виде линз достаточно сложной формы. Песчаные тела в прибрежно-континентальном и прибрежно-морском комплексах образуют пластовые тела, распространение которых в плане контролировалось палеорельефом, а также количеством обломочного материала и направлениями его поступления с суши.

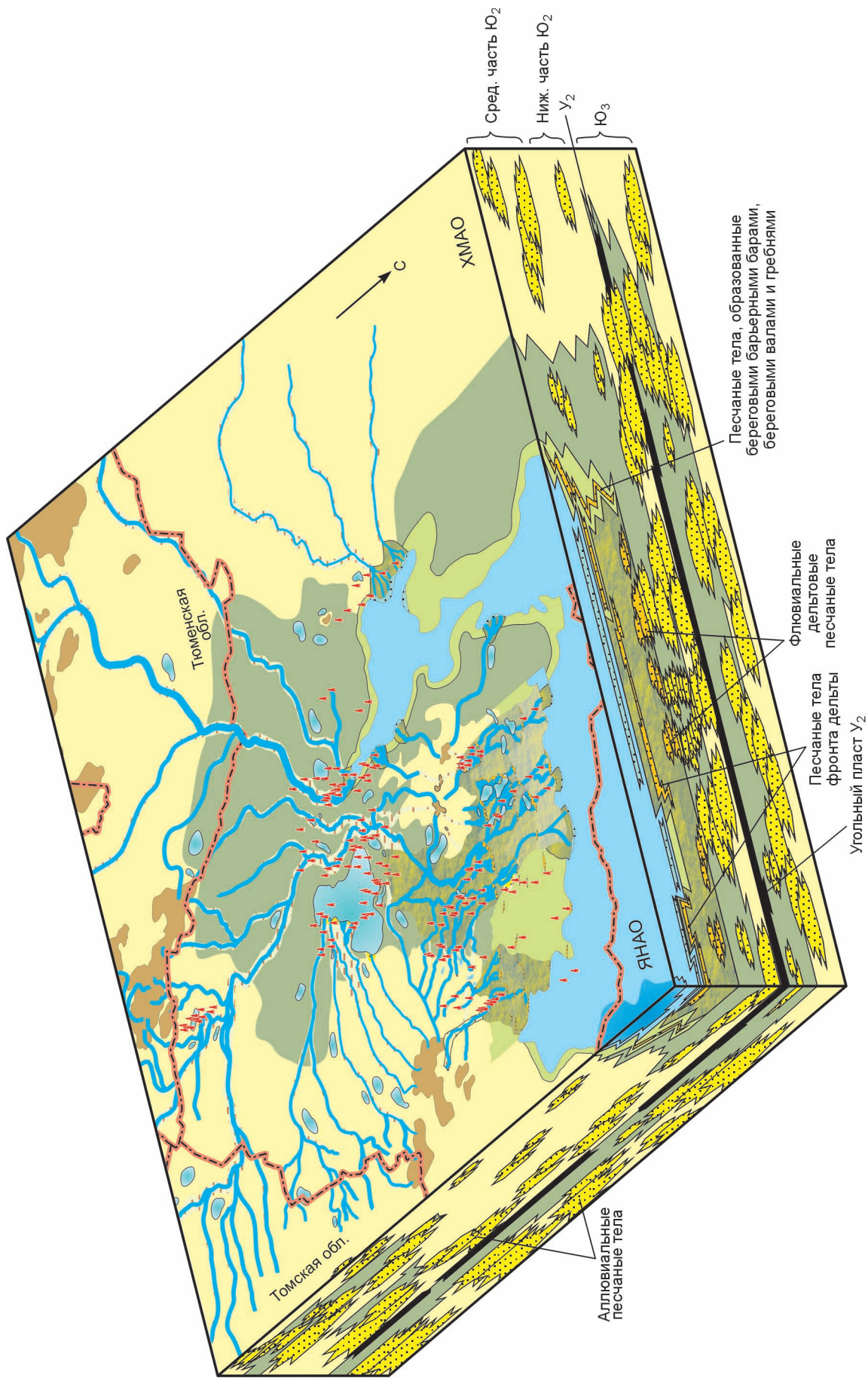
На основе выполненных палеогеографических реконструкций, анализа фильтрационно-емкостных свойств разнофациальных пород-коллекторов и результатов испытания скважин была построена сводная карта, отражающая латеральную дифференциацию территории исследования с различной вероятностью обнаружения эффективного коллектора (рис. 6), которая в совокупности с детальными структурными





**Рис. 3. Палеогеографическая схема Широкого Приобья на время формирования нижней части горизонта Ю<sub>2</sub> (середина среднего бата).**

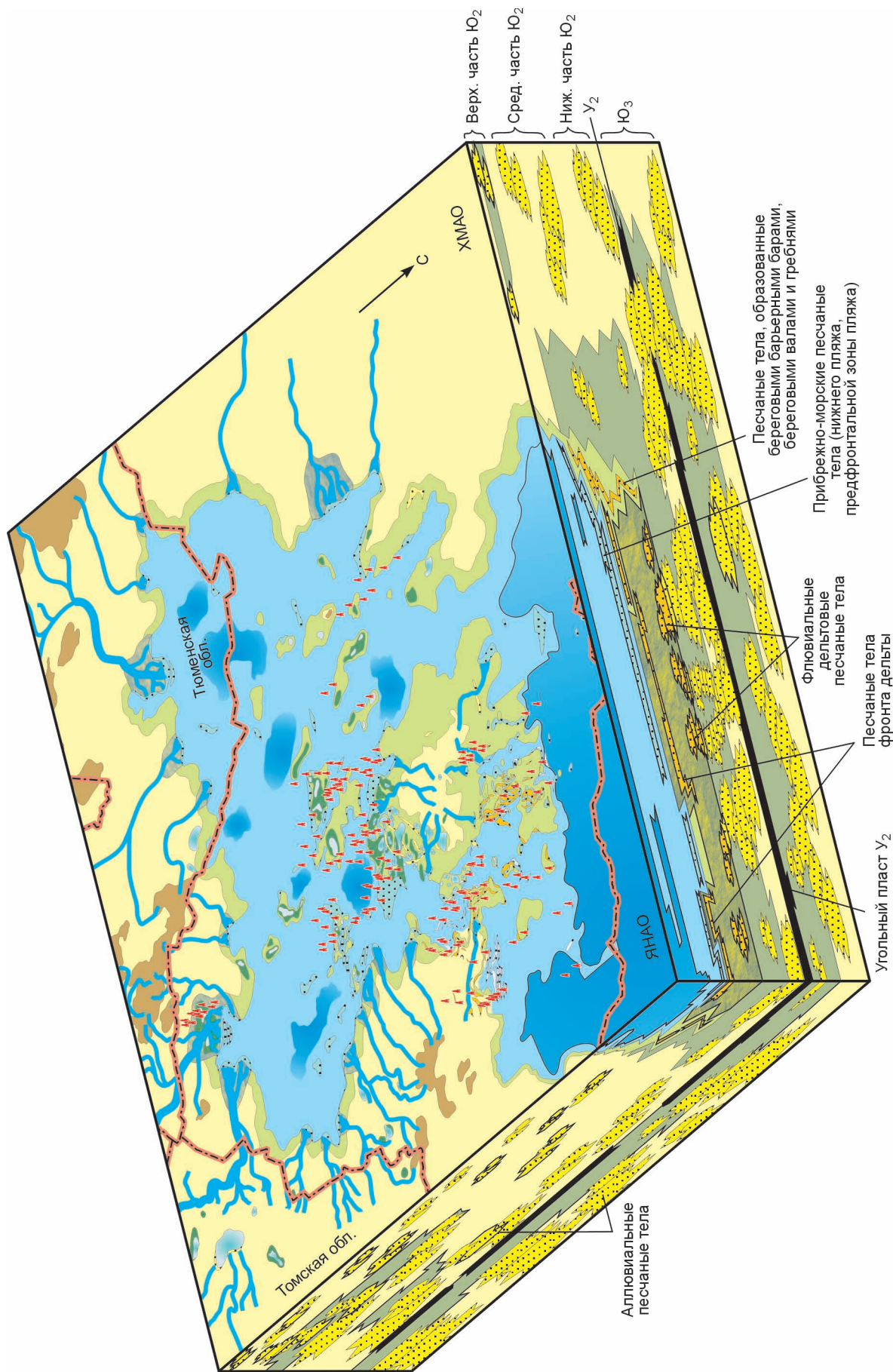
1 — денудационная суша; 2 — аккумулятивная озерно-аллювиальная равнина; 3 — аккумулятивная аллювиально-озерно-болотная равнина; 4 — прибрежно-континентальный комплекс; 5 — дельтовый комплекс; 6 — прибрежно-морской комплекс (глубины морского бассейна менее 10 м); 7 — мелководно-морской комплекс (глубины морского бассейна 10—20 м); 8 — русла, флювиальные дельтовые рукава; 9 — пояса русловой миграции; 10 — озера; 11 — болота 12 — аллювиальные песчаные тела; 13 — песчаные тела дельтового комплекса; 14 — песчаные тела прибрежной части моря; 15 — скважины, в которых керном охарактеризован горизонт Ю<sub>2</sub>; 16 — административные границы.



**Рис. 4. Палеогеографическая схема Широкого Приобья на время формирования средней части горизонта Ю<sub>2</sub> (конец среднего—начало позднего бата).**

Усл. обозн. см. на рис. 3.





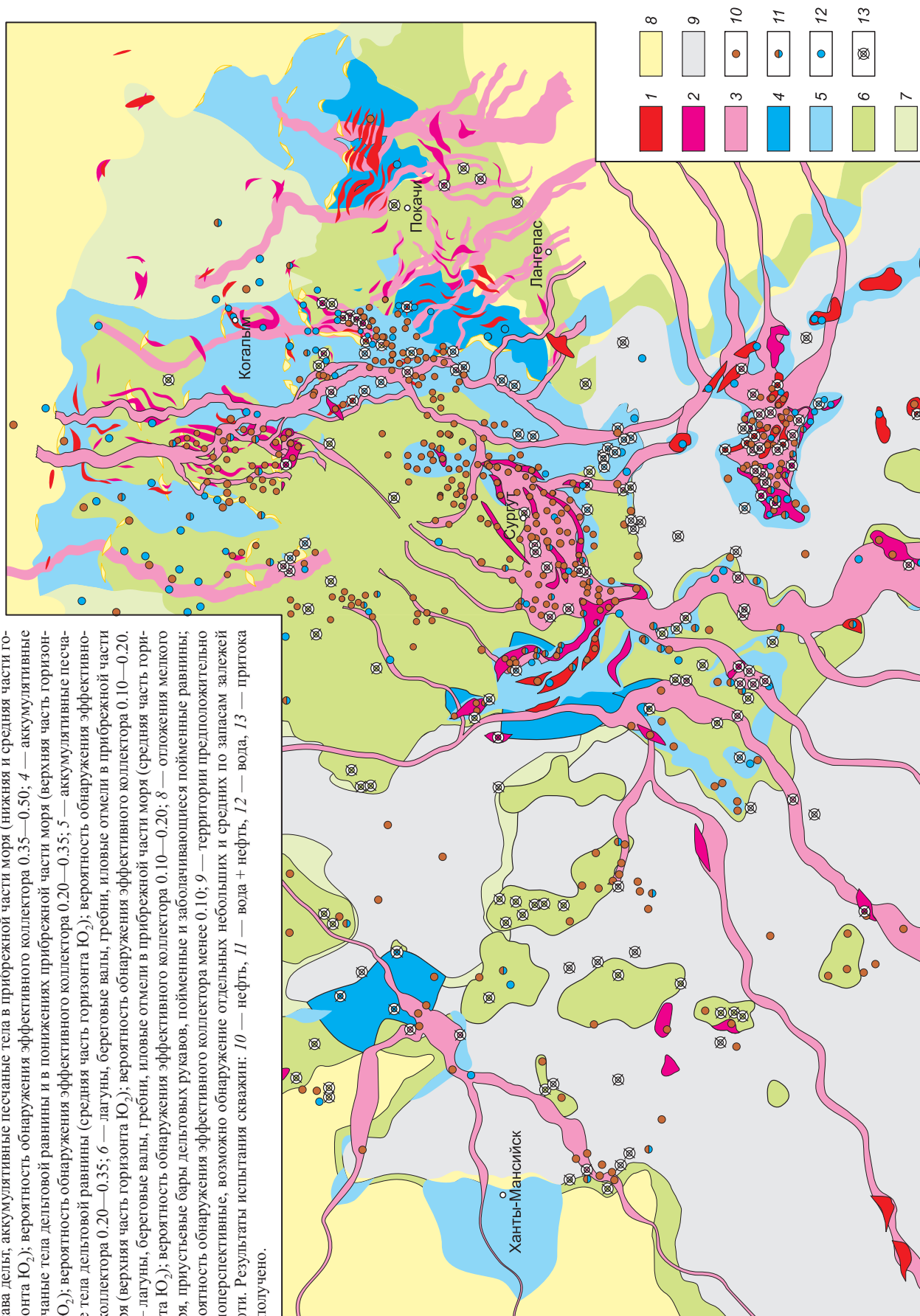
**Рис. 5. Палеогеографическая схема Широ́тного Приобья на время формирования верхней части горизонта Ю<sub>2</sub> (середи́на позднего бата).**

Усл. обозн. см. на рис. 3.



**Рис. 6. Схема прогноза эффективных коллекторов нефтегазонасного горизонта Ю<sub>2</sub> в Широком Приобье.**

Группы генетически связанных литофаций с различной вероятностью обнаружения в них эффективного коллектора: 1 — подводные валы в прибрежной части моря (установленные и предполагаемые в верхней части горизонта Ю<sub>2</sub>); вероятность обнаружения эффективного коллектора более 0.90; 2 — меандровые косы, русла, флювиальные рукава дельты, аккумулятивные песчаные тела в прибрежной части моря (верхняя часть горизонта Ю<sub>2</sub>); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.35—0.50; 3 — меандровые косы, русла, флювиальные рукава дельты, аккумулятивные песчаные тела в прибрежной части моря (нижняя и средняя части горизонта Ю<sub>2</sub>); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.35—0.50; 4 — аккумулятивные песчаные тела дельтовой равнины и в понижениях прибрежной части моря (верхняя часть горизонта Ю<sub>2</sub>); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.20—0.35; 5 — аккумулятивные песчаные тела дельтовой равнины (средняя часть горизонта Ю<sub>2</sub>); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.10—0.20; 6 — лагуны, береговые валы, гребни, иловые отмели в прибрежной части моря (верхняя часть горизонта Ю<sub>2</sub>); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.10—0.20; 7 — лагуны, береговые валы, гребни, иловые отмели в прибрежной части моря (средняя часть горизонта Ю<sub>2</sub>); вероятность обнаружения эффективного коллектора 0.10—0.20; 8 — отложения мелкого моря, приустьевые бары дельтовых рукавов, пойменные и заболочивающиеся пойменные равнины; вероятность обнаружения эффективного коллектора менее 0.10; 9 — территории предположительно малоперспективные, возможно обнаружение отдельных небольших и средних по запасам залежей нефти. Результаты испытания скважин: 10 — нефть, 11 — вода + нефть, 12 — вода, 13 — притока не получено.



построениями по кровле и подошве горизонта Ю<sub>2</sub>, выполненными с использованием имеющихся материалов сейсморазведочных работ 2D и 3D, свидетельствует о большой вероятности обнаружения залежей УВ в неструктурных, структурных и комбинированных ловушках. Кроме этого, выполненные построения позволяют дать характеристику неоднородности коллектора и должны лечь в основу схем оптимизации размещения поисковых и разведочных скважин и сейсморазведочных работ, технологических схем и проектов разработки залежей и их частей, включая заложение горизонтальных скважин, проведение ГРП пласта и пр. Поисковые работы, выполненные нефтяными компаниями на ряде участков Среднего Приобья, на основе рекомендаций, вытекающих из настоящего исследования, уже дали положительные результаты [Быкова и др., 2008; Задоевко, Нигматзянова, 2008].

Исходя из вышеизложенного, можно сделать ряд принципиальных практических выводов.

1. Установлено, что методика поисков и разведки залежей нефти и газа в континентальных и прибрежно-морских отложениях центральных и юго-восточных районов Западной Сибири должна коренным образом отличаться от таковой в неокоме и горизонте Ю<sub>1</sub> как в части комплекса и технологии сейсморазведочных работ и методов их интерпретации, так и в части систем размещения скважин, отбора и исследований керна и т.д. Не приходится сомневаться, что это приведет к существенному повышению эффективности геолого-разведочных работ и увеличит прирост запасов нефти и газа.

2. Проведенные исследования позволяют предполагать, что подобные перспективы могут быть связаны с другими пластами нижней и средней юры (Ю<sub>3</sub>—Ю<sub>17</sub> по томской, Ю<sub>3</sub>—Ю<sub>12</sub> по тюменской индексациям). Открытое ранее Талинское месторождение, а также результаты, полученные томскими геологами в пластах Ю<sub>14</sub>—Ю<sub>15</sub> на Майском месторождении, прямое тому подтверждение. Описанный выше подход к выявлению ловушек в горизонте Ю<sub>2</sub> может быть взят за основу при поисках и разведке залежей в этих пластах. Понятно, что для каждого пласта и для различных фациальных областей потребуется каждый раз адаптация методов литологических исследований, интерпретации данных ГИС и методики проведения и интерпретации сейсмических данных.

3. Нужно отдавать себе отчет, что в силу того, что эти пласты залегают на существенно больших глубинах, при разработке методики поисков залежей нефти и газа необходимо будет учитывать постседиментационные изменения пород (стадиальный анализ).

4. Полученные результаты требуют коренного пересмотра методики и результатов количественной оценки перспектив нефтегазоносности юрских комплексов Западной Сибири и других бассейнов с подобными фациальными комплексами.

#### ЛИТЕРАТУРА

**Барков С.Л.** Методы геолого-промыслового моделирования залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами на основе литолого-фациального анализа (на примере месторождений Среднего Приобья): Автореф. дис. ... д.г.-м.н., Тюмень, 2000, 46 с.

**Быкова И.О., Шулико С.Н., Быков А.В.** Моделирование коллекторских свойств тюменской свиты на примере месторождений Юганского Приобья // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Ханты-Мансийск, 2008, т. 1, с. 139—144.

**Вакуленко Л.Г., Ян П.А.** Юрские ихнофашии Западно-Сибирской плиты и их значение для реконструкции обстановок осадконакопления // Новости палеонтологии и стратиграфии. Вып. 4: Приложение к журналу «Геология и геофизика», т. 42, 2001, с. 83—93.

**Вакуленко Л.Г., Миткарев В.А.** Связь фильтрационно-емкостных свойств алевритопесчаных пород с обстановками их формирования (на примере горизонта Ю<sub>2</sub> Юганского Приобья) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006, № 1, с. 12—18.

**Вакуленко Л.Г., Мадиев М.З., Николенко О.Д., Попов А.Ю., Ян П.А.** Следы жизнедеятельности организмов в батских отложениях Широкого Приобья: опыт применения ихнофациального анализа при проведении литолого-фациальных реконструкций // Горные ведомости, 2005, № 6(13), с. 24—29.

**Задоевко Л.А., Нигматзянова О.А.** Результаты комплексирования данных атрибутного анализа и бурения для поиска «пропущенных» объектов в юрских отложениях // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Ханты-Мансийск, 2008, т. 1, с. 145—154.

**Зверев К.В., Матигоров А.А., Чухланцева Е.Р., Грегуль Н.А.** Петрофизическая характеристика продуктивных горизонтов тюменской свиты юго-восточной части Уватского района // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. Ханты-Мансийск, 2006, т. 2, с. 260—267.

**Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И.** Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12), с. 1832—1845.

**Конторович А.Э., Казаненков В.А., Вакуленко Л.Г., Топешко В.А., Миткарев В.А.** Палеогеография центральных и южных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в позднебеломорское время // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. М., ГИН РАН, 2005, с. 141—143.

**Кос И.М., Чернова Л.С., Потлова М.М., Гущина Н.Е., Ефременкова В.В., Иванова Н.А., Ильиных Е.В., Кокаулина Е.В., Кроль Л.А., Пустынникова В.В.** Седиментационные модели и прогноз улучшенных коллекторов в горизонте ЮС<sub>2</sub> восточной части Сургутского свода // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. Ханты-Мансийск, 2005, т. 1, с. 224—232.

**Медведев Н.Я., Кос И.М., Никонов В.Ф., Ревнивых В.А.** Юрские отложения западной части Среднего Приобья как объект для наращивания промышленных запасов нефти // Нефтяное хозяйство, 2002, № 8, с. 48—50.

**Мкртчян О.М., Филина С.И.** Особенности строения пласта Ю<sub>2</sub> Западной Сибири и размещения в нем залежей нефти и газа // Геология нефти и газа, 1985, № 3, с. 48—53.

**Мухер А.Г., Тугарева А.В.** Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений центральной части Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 2002, т. 1, с. 98—108.

**Мясникова Г.П., Ясович Г.С.** Условия формирования пласта Ю<sub>2</sub> центральной части Западной Сибири в связи с поисками неантиклинальных залежей углеводородов // Критерии поисков неантиклинальных залежей углеводородов Западно-Сибирской провинции (Тр. ЗапСибНИГНИ. Вып. 156). Тюмень, 1980, с. 32—39.

**Пинус О.В., Пайразян К.В.** Особенности геологического моделирования продуктивных пластов флювиального происхождения // Геология нефти и газа, № 1, 2008, с. 25—34.

**Соколовский А.П., Довольская Л.Ф.** Поиск залежей нефти в пластах Ю<sub>2</sub>, БС<sub>6</sub> в Салымском районе // Основные направления геолого-разведочных работ в Западной Сибири. Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1981, с. 33—36.

**Ханин А.А.** Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., Недра, 1969, 356 с.

**Ambrose W.A., Hentz T.F., Bonnaffé F., Loucks R.G., Brown Jr. L.F., Wang F.P., Potter E.C.** Sequence-stratigraphic controls on complex reservoir architecture of highstand fluvial-dominated deltaic and lowstand valley-fill deposits in the Upper Cretaceous (Cenomanian) Woodbine Group, East Texas field: regional and local perspectives // AAPG Bulletin, 2009, v. 93, № 2, p. 231—269.

**Bloch S., Lander R.H., Bonnell L.** Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability // MPG Bulletin, 2002, v. 86, № 2, p. 301—328.

**Pranter M.J., Ellison A.I., Cole R.D., Patterson P.E.** Analysis and modeling of intermediate-scale reservoir heterogeneity based on a fluvial point-bar outcrop analog, Williams Fork Formation, Piceance Basin, Colorado // AAPG Bulletin, 2007, v. 91, № 7, p. 1025—1051.

**Taylor A.W., Ritts B.D.** Mesoscale heterogeneity of fluvial-lacustrine reservoir analogues: examples from the Eocene Green River and Colton formations, Uinta basin, Utah, USA // J. Petrol. Geol., 2004, v. 27 (1), p. 3—26.

*Рекомендована к печати 2 декабря 2008 г.  
Н.В. Сенниковым*

*Поступила в редакцию  
10 октября 2008 г.*