

УДК 551.86(571.12) + 553.982(571.12)

DOI 10.31087/0016-7894-2019-3-115-126

## Палеогеографический контроль нефтеносности малышевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь)

© 2019 г. | В.А. Казаненков<sup>1</sup>, П.А. Ян<sup>1,2</sup>, Л.Г. Вакуленко<sup>1,2</sup>, А.Ю. Попов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; Kazanenkova@ipgg.sbras.ru; YanPA@ipgg.sbras.ru; vakulenkoLG@ipgg.sbras.ru; PopovAY@ipgg.sbras.ru;

<sup>2</sup>ФГАОУ ВПО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия

Поступила 22.02.2019 г.

Принята к печати 01.03.2019 г.

**Ключевые слова:** *Западная Сибирь; Верхнедемьянский мегавал; тюменская свита; пласты Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub>; палеогеография; нефтеносность.*

На основе результатов комплексного седиментологического анализа керна и материалов ГИС выполнены палеогеографические реконструкции малышевского стратиграфического горизонта (бат) группы Тайлаковских месторождений в зоне сочленения северо-восточного склона Верхнедемьянского мегавала и южного борта Юганской мегавпадины. Рассмотрены особенности строения, состава и условий формирования нефтегазоносных горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub>, а также критерии их выделения в разрезе. Показана приуроченность нефтенасыщенных интервалов к русловым песчаным телам меандрирующих аллювиальных палеосистем (пласты Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>3</sub>), которые характеризуются удлиненной извилистой формой и простираются преимущественно в северном направлении. Значительно менее развиты коллекторы дельтового и прибрежно-морского комплексов, выделенные в кровле малышевского горизонта (пласт Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>). Они представлены подводными валами, вдольбереговыми барами и дельтовыми песчаными телами. Установлено, что закономерности пространственного распределения продуктивных тел гранулярных коллекторов, их морфология, особенности строения и состава определялись в первую очередь комплексом палеогеографических факторов: палеорельефом, расположением местных и региональных источников сноса, параметрами седиментационных систем, изменением относительного уровня моря.

Для цитирования: Казаненков В.А., Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Попов А.Ю. Палеогеографический контроль нефтеносности малышевского горизонта группы Тайлаковских месторождений (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 115–126. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-115-126.

## Paleogeographic control of oil-bearing capacity in the Malyshevsky Horizon of the Tailakovsky group of fields, Western Siberia

© 2019 | V.A. Kazanenkov<sup>1</sup>, P.A. Yan<sup>1,2</sup>, L.G. Vakulenko<sup>1,2</sup>, A.Yu. Popov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia; Kazanenkova@ipgg.sbras.ru; YanPA@ipgg.sbras.ru; vakulenkoLG@ipgg.sbras.ru; PopovAY@ipgg.sbras.ru;

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

Received 22.02.2019

Accepted for publication 01.03.2019

**Key words:** *Western Siberia; Verkhnedem'yansky mega-swell; Tyumen Formation; Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> beds; paleogeography; oil-bearing capacity.*

Based on the results of integrated sedimentological analysis of core taken from 10 wells and logging data from more than 100 wells, backstripping for Malyshevsky stratigraphic horizon (Middle Jurassic, Bathonian) in the group of Tailakovsky fields is carried out in the junction zone of north-eastern slope of Verkhnedemyansky mega-swell and southern shoulder of Yugansky mega-depression. The authors discuss features of structure, composition, and conditions of oil and gas bearing Ю<sub>2</sub> and Ю<sub>3</sub> horizons formation, and lithological and geophysical criteria for their identification in the section. It is found in the study area that Malyshevsky Horizon is mainly composed of alluvial-lacustrine-palustrine deposits. In the upper part, the transitional deposits of coastal-marine and shallow-marine genesis are observed. The authors discuss the features of paleotopography evolution in the Bathonian time. They also demonstrate the association of oil-saturated intervals with channel sand bodies of the meandering alluvial paleosystems (Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>3</sub> beds), with elongated sinuous shape and mostly northern strike typical of them. Reservoirs of deltaic and coastal-marine series identified at the Malyshevsky Top (Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> bed) are less common; they are represented by subaqueous levees, alongshore bars, and deltaic sand bodies. It is found that the spatial distribution patterns of granulated productive reservoirs, their morphology, structural and compositional features were primarily determined by a set of paleogeographic factors, namely: paleotopography, situation of local and regional sourcelands, parameters of sedimentary systems, and relative sea level variations.

For citation: Kazanenkov V.A., Yan P.A., Vakulenko L.G., Popov A.Yu. Paleogeographic control of oil-bearing capacity in the Malyshevsky Horizon of the Tailakovsky group of fields, Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(3):115–126. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-115-126.



## К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

Группа Тайлаковских месторождений объединяет месторождения с залежами нефти в отложениях батского яруса, которые сформировались в зоне сочленения северо-восточного склона Верхнедемьянского мегавала и южного борта Юганской мегавпадины. К этой группе отнесены: Тайлаковское, Северо-Ютымское, Гавриковское, Травяное и Густореченское месторождения (рис. 1). Основные запасы нефти этих месторождений содержатся в пластах Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> верхнетюменской подсвиты, соответствующей на региональной стратиграфической схеме [1] малышевскому горизонту. Его разрез представлен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с частыми прослоями углей.

Поскольку структура резервуаров, латеральная и вертикальная изменчивость, анизотропия коллекторских и флюидоупорных свойств в значительной степени зависят от обстановок их формирования, детальное седиментологическое изучение позволяет значительно повысить эффективность прогноза распространения в них неструктурных залежей. Возросший интерес к палеогеографическим реконструкциям верхнетюменской подсвиты, в том числе южных районов Западной Сибири, демонстрируют многочисленные публикации последних 10–15 лет.

Так, на некоторых палеогеографических схемах, построенных для юга Тюменской области, большая часть территории во время формирования пластов Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>3</sub> представлена как низменная болотно-озерно-аллювиальная равнина, изрезанная многочисленными небольшими реками, текущими в северном направлении ([2–4] и др.). На севере территории во время накопления пласта Ю<sub>3</sub> выделены обстановки прибрежной равнины, периодически заливаемой морем, которые в более поздних работах описываются как преобладающие: приливно-отливной отмели, надводной дельты, центрального бассейна эстуария ([5] и др.). Формирование верхней части пласта Ю<sub>2</sub> все исследователи связывают с начавшейся в позднем бате обширной морской трансгрессией и преобладанием в это время прибрежно-морских обстановок мелководного шельфа, в меньшей степени — обстановок прибрежной равнины ([3, 4, 6] и др.). Тюменские исследователи отводят существенную роль обстановкам переходного типа при формировании пластов Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub>, и даже для русловых песчаников пластов Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>3</sub> на некоторых площадях они отмечают приливно-отливное влияние моря при образовании верхних частей пластов ([7–9] и др.). На ряде площадей реконструированы различные обстановки эстуария.

Коллективом сотрудников ИНГГ СО РАН также проводятся детальные комплексные работы указанного направления, их методика и полученные результаты опубликованы в серии статей ([10, 11] и др.). По мере поступления новых данных по различным площадям Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции результаты палеогеографических рекон-

струкций дополняются, уточняются и детализируются. Основой настоящей статьи послужили результаты исследования керн из малышевского горизонта 10 скважин Тайлаковского месторождения и материалы геофизических исследований скважин (ГИС) по более чем 100 скважинам Густореченской, Травяной, Ново-, Западно- и Северо-Ютымской, Тайлаковской, Восточно-Тайлаковской, Яккунь-Яхской и Лунинской площадей, а также опубликованные результаты ранее выполненных исследований по этой и смежным территориям.

Цель настоящей статьи — анализ палеогеографического контроля нефтеносности пластов Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>3</sub> на территории группы Тайлаковских месторождений.

### Выделение горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> в разрезах скважин

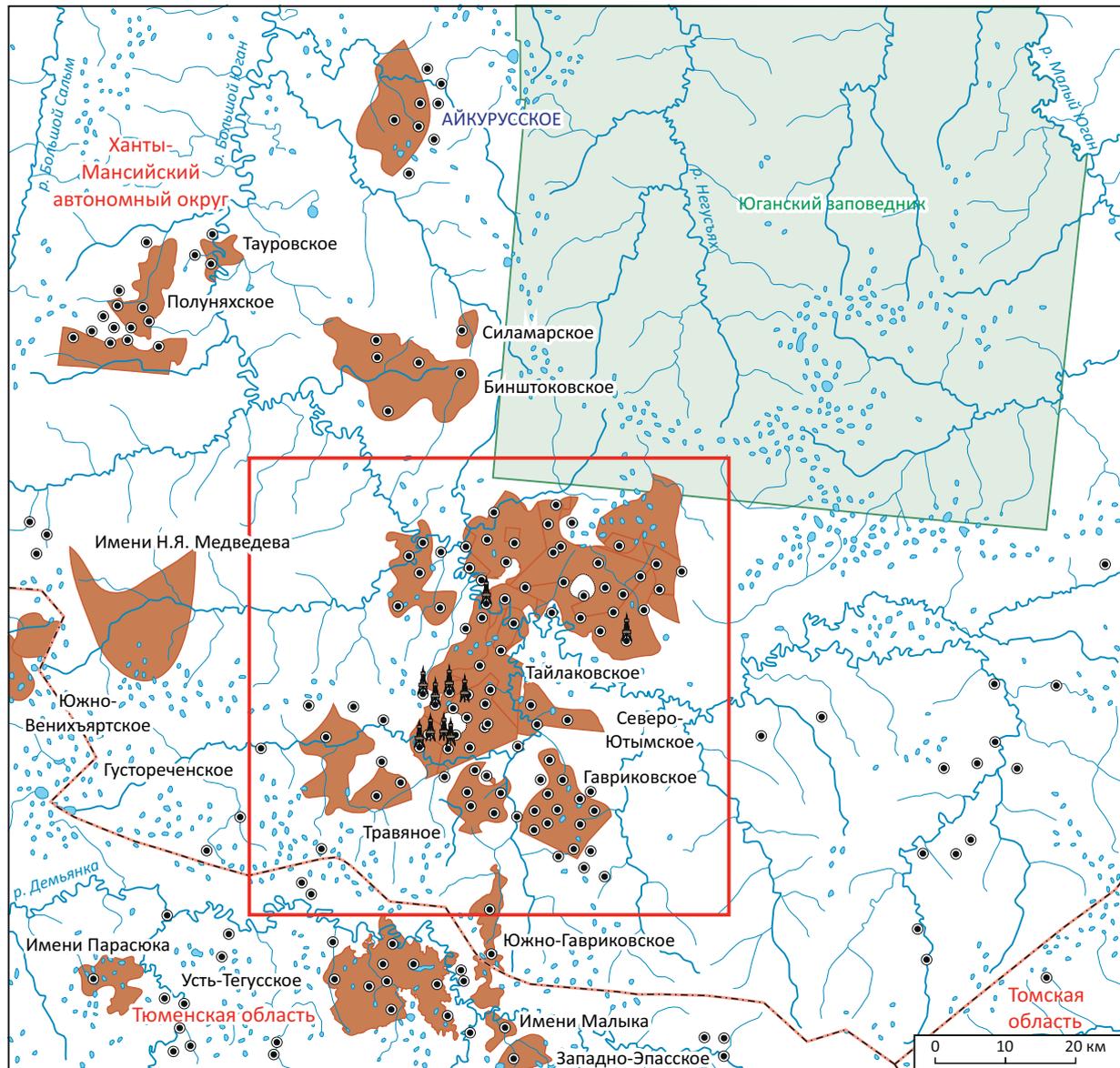
Горизонт Ю<sub>2</sub>, залегающий в кровле тюменской свиты, уверенно выделяется по каротажным характеристикам (рис. 2). Верхняя граница горизонта проводится по подошве вышележающей васюганской свиты, где выделяется маломощный (0,5–1,5 м) базальный пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>, к которому приурочен так называемый индукционный репер с характерной высокой удельной электропроводимостью, связанной с концентрацией железосодержащих аутигенных минералов. Репер представлен слабосортированными глинисто-алеврито-песчаными породами, интенсивно биотурбированными, сидеритизированными, пиритизированными, с глауконитом, карбонатными оолитами, рострами белемнитов, раковинами морских двустворок. По керну в большинстве случаев в подошве пласта Ю<sub>2</sub><sup>0</sup> устанавливается четкая эрозионная литологическая граница.

Основную проблему представляло обоснование нижней границы горизонта Ю<sub>2</sub>. Авторы статьи использовали методический подход В.Б. Белозерова с соавторами [12], выполнившими расчленение нижне-среднеюрских континентальных отложений юго-восточных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна. Применение фациально-циклического метода позволило им на основе результатов анализа кернового материала и данных промысловой геофизики выделить ряд реперных горизонтов, представленных угольными пластами и пачками глинистых пород. В пределах исследуемой территории нижняя граница горизонта Ю<sub>2</sub> была проведена по кровле глинисто-углистой пачки У<sub>2</sub> толщиной от 1–2 до 20 м, которая достаточно уверенно выделяется в разрезах (см. рис. 2).

Таким образом, самая верхняя часть верхнетюменской подсвиты, ограниченная сверху подошвой пласта Ю<sub>2</sub><sup>0</sup> и снизу кровлей пачки У<sub>2</sub>, рассматривается как горизонт Ю<sub>2</sub>, в составе которого, в свою очередь, выделяется до трех продуктивных алевроитопесчаных пластов, индексируемых Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>2</sub><sup>3</sup>.

Толщина горизонта изменяется от 0 м на выступах доюрского основания до 46 м в наиболее погру-

Рис. 1. Обзорная схема района работ  
Fig. 1. Location map of the study area



Скважины (1, 2): 1 — поисково-разведочные, 2 — с изученным керном из горизонтов Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>3</sub>; 3 — залежи в горизонтах Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub>; 4 — контур территории исследований; 5 — административные границы

Wells (1, 2): 1 — exploratory, 2 — with core studied for Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>3</sub> horizons; 3 — accumulations in Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> horizons; 4 — outline of study area; 5 — administrative borders

женной северо-восточной части исследуемой территории.

Кровля горизонта Ю<sub>3</sub> проведена по подошве глинисто-углистой пачки или пласта У<sub>2</sub>, а подошва — по кровле пачки, которую Ф.Г. Гурари с соавторами назвали «немчиновской» [13] (см. рис. 2). В работе [12] уровню немчиновской пачки соответствует пласт угля, индексируемый как У<sub>3</sub>. В изученных скважинах эта пачка (У<sub>3</sub>) хорошо выделяется по материа-

лам ГИС и керну. Она представлена в одних случаях угольным пластом, в других — алевритоглинистыми отложениями с пропластками углей. Толщина горизонта Ю<sub>3</sub> изменяется от 0 м на палеовыступах фундамента до 57 м в палеодепрессиях.

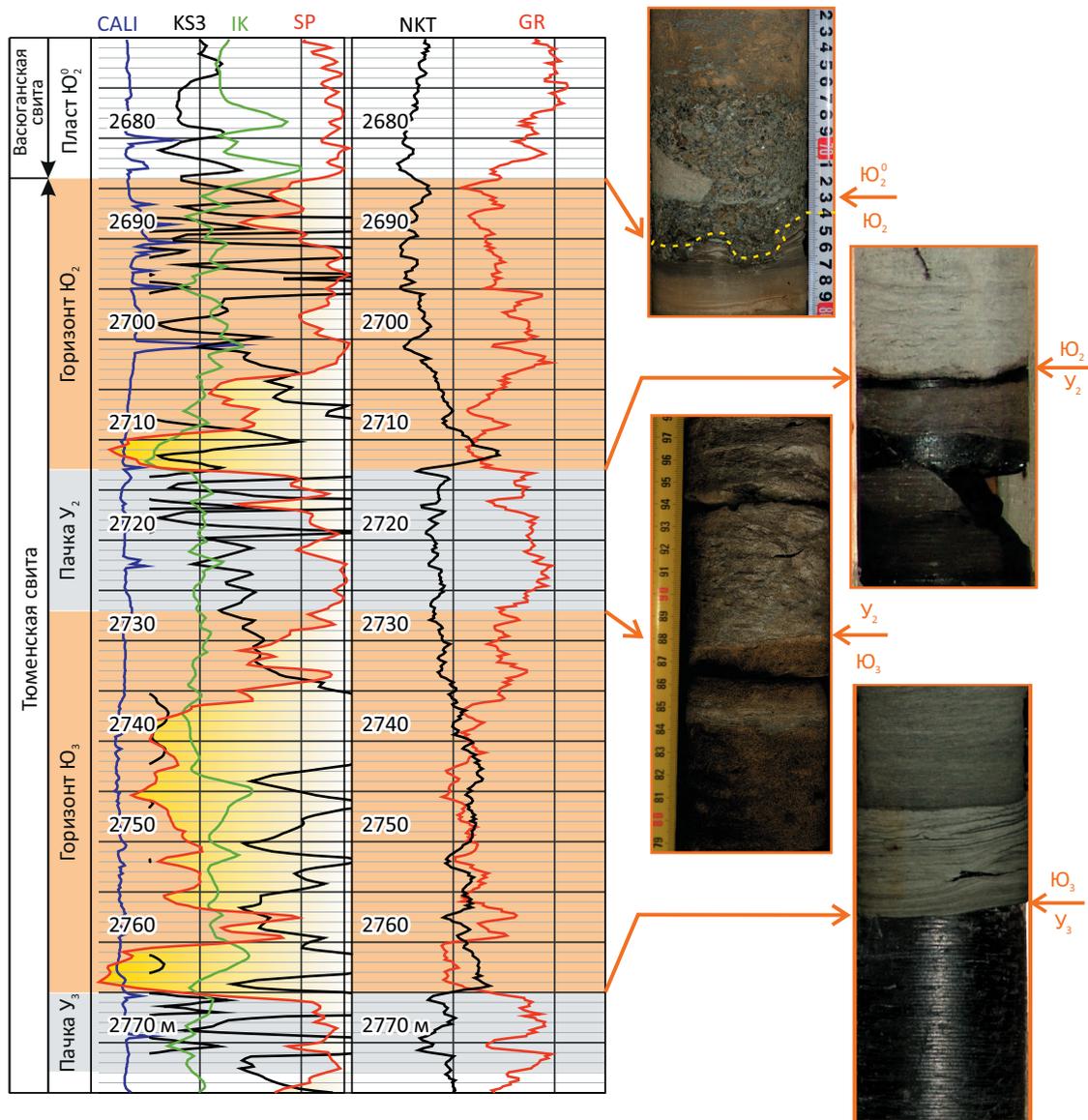
#### Палеогеографические реконструкции

Седиментологический анализ керна, позволивший детально реконструировать обстановки формирования горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> в пределах Тайлаков-



## К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

Рис. 2. Выделение горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> по керну и материалам ГИС  
Fig. 2. Identification of Ю<sub>2</sub> and Ю<sub>3</sub> horizons using core and well logging data



ского месторождения, был дополнен результатами генетической интерпретации материалов ГИС. Обязательными этапами явились структурные построения по подошве и кровле указанных горизонтов, а также построение карт толщин по каждому горизонту. Построение палеогеографических схем, позволяющих проследить латеральную и вертикальную смену обстановок седиментации батского яруса и выявить закономерности распространения тел пород-коллекторов, было выполнено для временных срезов, соответствующих формированию осадков горизонта Ю<sub>3</sub>, а также нижней и верхней частей горизонта Ю<sub>2</sub>. Поскольку внутри горизонта Ю<sub>2</sub> не прослеживается каких-либо реперных уровней, его деление при палеогеографических реконструкциях достаточно условное.

**Палеоландшафты времени накопления горизонта Ю<sub>3</sub>.** Во время формирования горизонта Ю<sub>3</sub> (конец раннего – начало среднего бата) на изученной территории преобладал континентальный режим осадконакопления в условиях гумидного умеренно теплого климата. Рельеф был достаточно расчлененным, что отражено на построенной карте изопахит.

Большую часть территории исследования занимала аккумулятивная озерно-аллювиальная равнина с мощной зоной русловых отложений шириной до 17 км. Эта зона прослеживается через южную и центральную части Новоютымской площади, затем поворачивает на запад и протягивается через Травяную площадь, далее меняет направление на северо-западное, а затем на северо-восточное (рис. 3).

**Рис. 3.** Палеогеографическая схема на время формирования горизонта Ю<sub>3</sub> Тайлаковской группы месторождений  
**Fig. 3.** Paleogeographic scheme for the time of Ю<sub>3</sub> Horizon formation in the area of Tailakovsky group of fields



**1** — денудационная суша; **2** — аллювиальная равнина; **3** — пояс меандрирования реки; **4** — русла палеорек и направление их течения; **5** — старицы; **6** — озера; **7** — изопахиты горизонта Ю<sub>3</sub>, м; **8** — поисково-разведочные скважины; **результаты испытаний скважин (9–12): 9** — нефть, **10** — вода + нефть, **11** — вода, **12** — притока не получено

**1** — base-level land; **2** — alluvial plain; **3** — meander belt of the river; **4** — paleoriver beds and set of their current; **5** — cut-off meanders; **6** — lakes; **7** — isopachs of Ю<sub>3</sub> Horizon, m; **8** — exploratory wells; **well testing results (9–12): 9** — oil, **10** — water + oil, **11** — water, **12** — no inflow obtained

Можно предположить, что к северо-востоку эта река впадала в крупную речную артерию, названную авторами Палеоюган, которая по узкому вытянутому понижению палеорельефа между Каймысовской и Верхнедемьянской палеовозвышенностями протекала вдоль восточной границы территории исследований. Ее истоки предположительно находились на юго-восточном обрамлении Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Местными источниками терригенного материала служили Густореченский выступ, представленный андезитобазальтами, и находящийся к югу от него Урненский выступ фундамента, сложенный изверженными породами преимущественно кислого состава. На начальном этапе формирования горизонта в северной части рассматриваемой территории (Восточно-Тайлаковская площадь) также существовали небольшие выступы доюрских пород.



## К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

Необходимо отметить, что положение в разрезе русловых песчаников от скважины к скважине меняется: в одних скважинах они выделяются только в основании горизонта Ю<sub>3</sub>, в других — в средней или верхней частях. Это свидетельствует о постоянной миграции русел в пределах выделенной зоны. В ряде скважин осевой части этой зоны горизонт Ю<sub>3</sub> полностью сложен песчаниками руслового генезиса. Русловые тела в плане имеют вытянутую извилистую форму.

Алевритопесчаные пласты руслового генезиса состоят из серий, имеющих эрозионную подошву и тренд уменьшения зернистости вверх по разрезу. Мощность отдельных серий может варьировать от первых до десятка метров. Наиболее грубозернистые породы приурочены к нижней части горизонта. Отложения имеют массивную текстуру и разномаштабную косую слоистость, характер смены которой фиксирует изменение скоростей потока. Часто встречаются следы внутриформационных размывов, нередко подчеркнутые интракластами глинистых пород и разнообразной галькой. Обильно присутствует разноразмерный углефицированный растительный детрит. Остатки фауны и следы жизнедеятельности донных организмов в отложениях этого горизонта не обнаружены.

В межрусловых участках существовали обстановки пойменных равнин и небольших озер, где накапливались алевритоглинистые осадки с растительным детритом и аутигенным сидеритом. Заболачивание территории было незначительным, о чем свидетельствуют редкие прослой углей. В периоды наибольших паводков формировались маломощные песчано-алевритовые тела прирусловых валов и трещинных конусов выноса, представляющие покровы с резкой подошвой и внутренними признаками ослабления потока. В ряде разрезов отмечены пачки ритмичного переслаивания глинистого и алевритового материала, сформировавшиеся в обстановках мелких пойменных озер.

В целом для горизонта Ю<sub>3</sub> характерны более песчаный разрез по сравнению с горизонтом Ю<sub>2</sub> и более грубозернистый состав пород-коллекторов. Среди последних преобладают песчаники средне-, в меньшей степени мелкозернистые и переходные между ними разновидности. Для обломочной части типичен полимиктовый состав со значительными вариациями основных порообразующих компонентов. В разрезах, приближенных к Густореченскому источнику сноса, это полевошпат-кварц-литокластитовые песчаники с повышенным содержанием обломков пород (47–54 %). В наиболее удаленных от местных источников сноса разрезах состав обломочной части литокластит-полевошпат-кварцевый с повышенной долей кварца (41–45 %) и полевых шпатов (29–37 %) и пониженной — обломков пород (21–25 %). Содержание цемента обычно незначительное (от первых до

10 %), его состав глинисто-карбонатный, участками с небольшой долей кварцевого регенерационного цемента (< 1–2 %). Значительное развитие карбонатов (сидерита, в меньшей степени кальцита) отмечается редко. В нефтенасыщенных интервалах заметно содержание порового ОВ (от долей до 5–7 %).

Для горизонта Ю<sub>3</sub> характерны повышенные значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов. По результатам статистического анализа 400 образцов открытая пористость, замеренная по керосину в 216 образцах ( $K_p$ ), изменяется от 4,2 до 22,6 % (среднее 15,6 %), открытая пористость по воде в 178 образцах варьирует от 8,6 до 21,6 % (среднее 15,6 %), эффективная пористость по 112 образцам ( $K_{пэф}$ ) — в пределах от 1,5 до 13,8 % (среднее 8,9 %). Проницаемость ( $K_{пр}$ ) в 234 образцах изменяется от  $0,01 \cdot 10^{-15}$  до  $818 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (среднее  $44,43 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>).

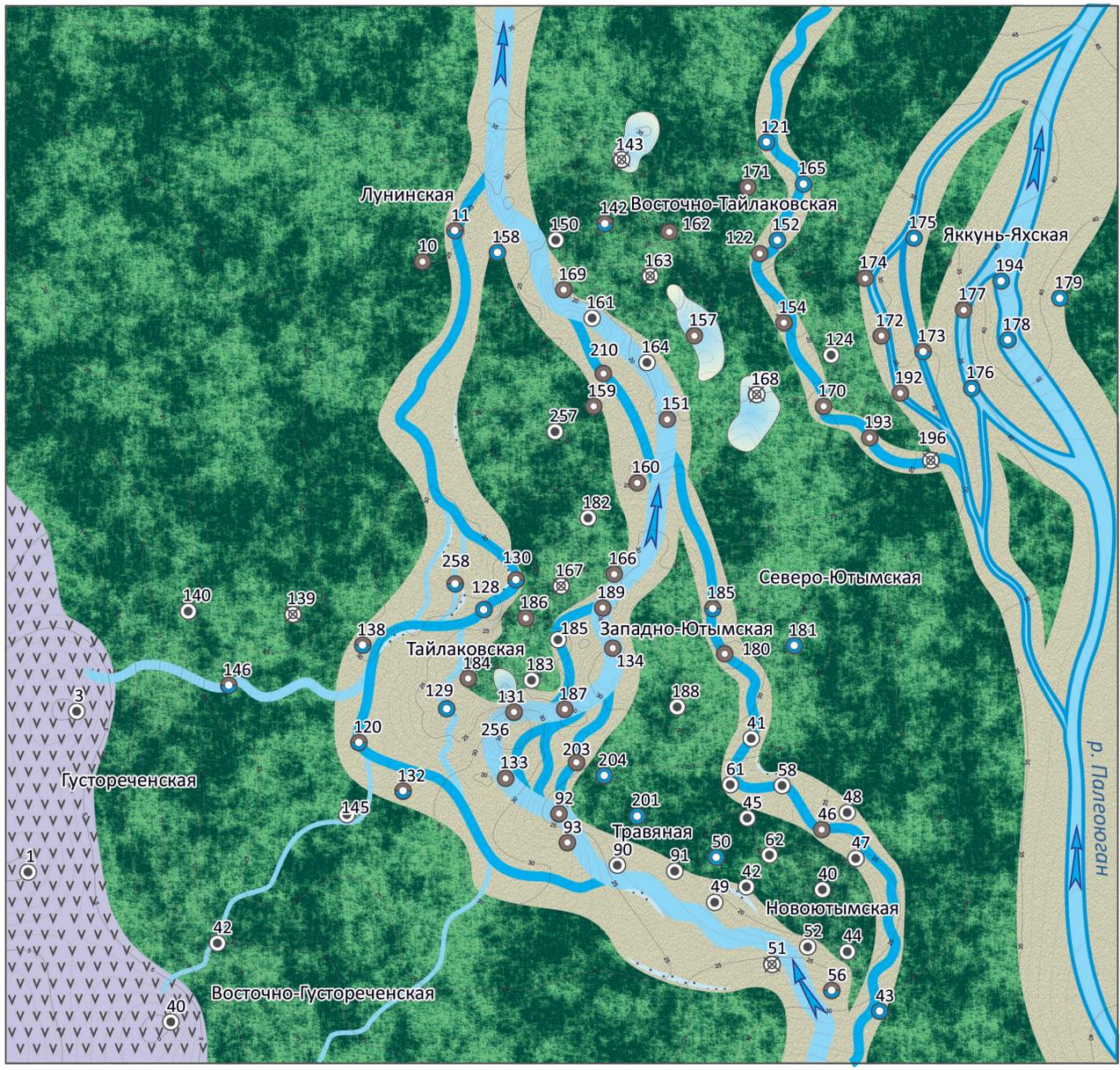
Горизонт Ю<sub>3</sub> перекрыт реперной пачкой У<sub>2</sub> глинисто-углисто-глинистого состава, сформировавшейся в пределах заболачивающейся пойменной равнины с широким развитием относительно крупных озер. В некоторых разрезах в основании озерных отложений встречены остатки солоновато-водной и морской фауны, что, вероятно, связано с кратковременными ингрессиями моря. Так, в скв. 591 из этих отложений Б.Н. Шурыгиным (ИНГТ СО РАН) определена морская двустворка *Arctica* ex gr. *humiliculminata*.

**Палеоландшафты времени накопления горизонта Ю<sub>2</sub>.** В среднебатское время, в период формирования нижней части горизонта Ю<sub>2</sub> (пласт Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>), существовал континентальный режим осадконакопления. Изменился палеорельеф территории исследования. В восточной части сформировалась линейно вытянутая возвышенность, которая простиралась с юга на север — от Новоютымской до Восточно-Тайлаковской площади. Образую водораздел, эта возвышенность отделила речную долину р. Палеоюган от долины с системой русел, развитой в пределах Тайлаковской площади. Одновременно с этим значительно увеличилась площадь возвышенности в пределах Восточно-Тайлаковской площади и расширился прогиб, расположенный к западу от нее.

Уклон рельефа в северном направлении был небольшим, что способствовало значительному меандрированию речных русел. Алеврито-песчаные отложения меандровых кос в разрезах имеют мощность 4–5 м, в единичных случаях — до 10 м, иногда они нефтенасыщены. Нередко можно наблюдать постепенную смену русловых отложений углисто-глинистыми породами, фиксирующими этап отмирания и заболачивания русла (старицы). На остальной части территории существовали обстановки периодически заболачивающихся пойменных равнин и небольших озер (рис. 4).

В позднем бате, во время формирования верхней части горизонта Ю<sub>2</sub> (пласт Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>), ландшафт террито-

**Рис. 4.** Палеогеографическая схема на время формирования нижней части горизонта Ю<sub>2</sub> Тайлаковской группы месторождений  
**Fig. 4.** Paleogeographic scheme for the time of the lower part of Ю<sub>2</sub> Horizon formation in the area of Tailakovsky group of fields



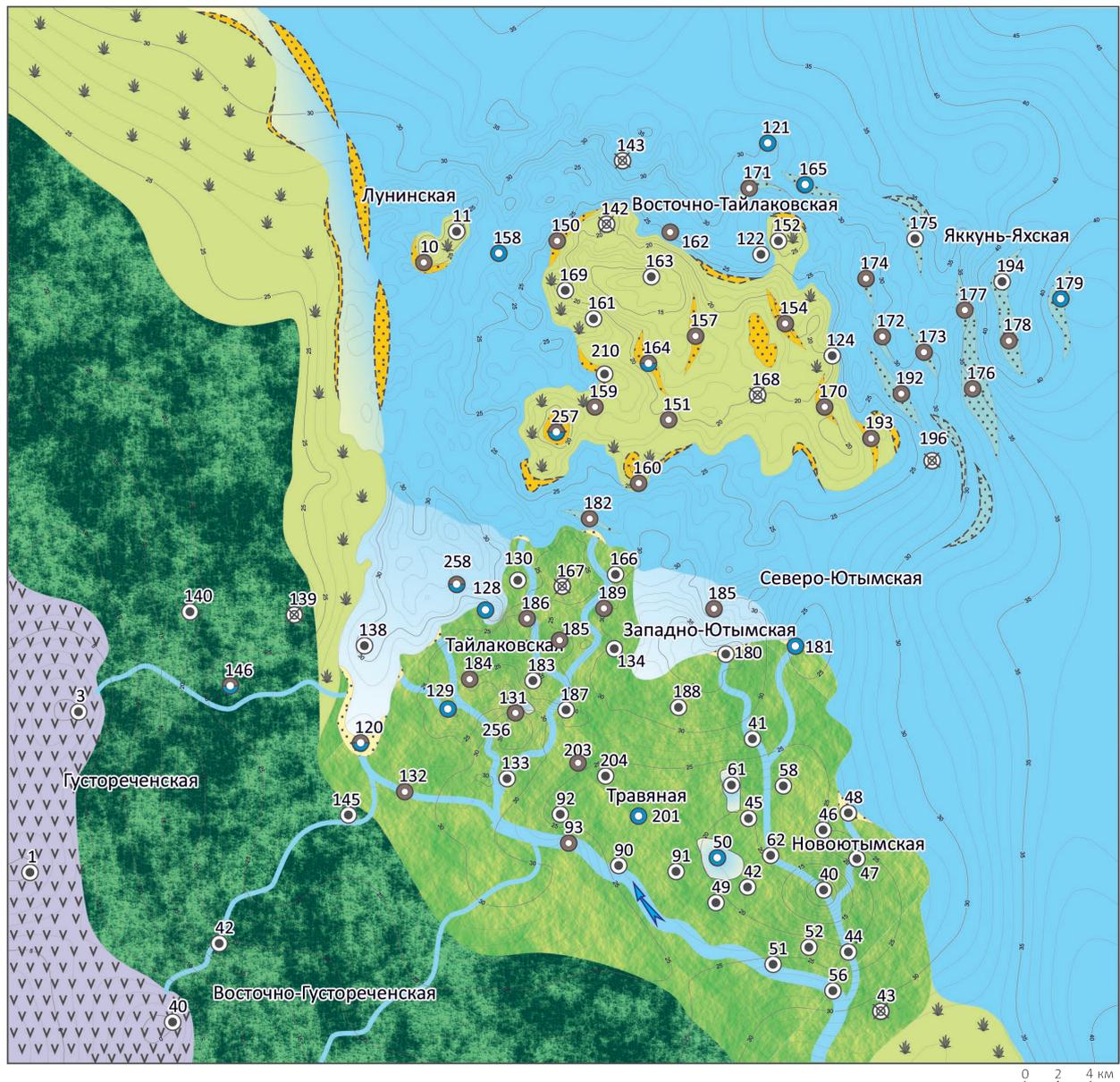
**1** — изопахиты горизонта Ю<sub>2</sub>, м.  
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 3  
**1** — isopachs of Ю<sub>2</sub> Horizon, m.  
 For other Legend items see Fig. 3

рии исследования значительно изменился. Это было обусловлено наступлением с севера мелкого моря и затоплением наиболее прогнутых северной и восточной частей исследуемой территории. На значительной площади преобладали обстановки переходного и морского осадконакопления (рис. 5). Аллювиальная равнина сохранялась только на юго-западе территории в виде полосы шириной 10–15 км, обрамляв-

шей Густореченский выступ. Последний продолжал служить местным источником сноса, хотя к концу мальшевского времени уменьшился в размерах. Значительную южную часть исследуемой территории занимала дельтовая равнина, в пределах которой в междуровневом пространстве, в субобстановках маршей, внутридельтовых и окраинных заливов, имевших связь с морем, накапливались преимуще-


**К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО**

**Рис. 5.** Палеогеографическая схема на время формирования верхней части горизонта Ю<sub>2</sub> Тайлаковской группы месторождений  
**Fig. 5.** Paleogeographic scheme for the time of the upper part of Ю<sub>2</sub> Horizon formation in the area of Tailakovskiy group of fields



1 — дельтовая равнина; 2 — флювиальные рукава дельты и направление их течения; 3 — дельтовые бары; 4 — прибрежно-морское мелководье; 5 — морские заливы; 6 — лагуна; 7 — дельтовая равнина; 8 — заболачивающиеся участки в пределах прибрежной равнины; 9 — подводные валы; 10 — береговые барьерные бары и валы; 11 — изопахи горизонты Ю<sub>2</sub>, м.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

1 — delta plain; 2 — fluvial distributaries and set of their current; 3 — delta bars; 4 — coastal-marine shallow water; 5 — sea gulfs; 6 — lagoon; 7 — delta plain; 8 — areas getting waterlogged within the coastal plain; 9 — subaqueous levees; 10 — bay barriers and beach ridges; 11 — isopachs of Ю<sub>2</sub> Horizon, m.

For other Legend items see Fig. 3

ственно алевритоглинистые, участками углистые осадки. В отложениях нередко развиты аутигенные пирит и сидерит, отмечаются следы жизнедеятельности донных организмов и остатки солоновато-водной фауны. Алевритопесчаные тела формировались преимущественно в субобстановках дельтовых рукавов

и приустьевых баров. Последние реконструированы по материалам ГИС в скважинах Новуютымской, Северо-Ютымской и Тайлаковской площадей. С запада дельтовая равнина была ограничена морским заливом, отложения которого реконструированы по керну скв. 258.

К северу от дельтовой седиментационной системы, на месте крупного поднятия (Восточно-Тайлаковская площадь), образовался остров, площадь которого в процессе трансгрессии постепенно уменьшалась. Вдоль его береговой линии за счет волновых и приливных процессов возникали песчаные береговые валы, отступавшие к центру острова по мере подъема относительного уровня моря. При изучении материалов ГИС установлено, что углистые пропластки формировались только в восточной и западной частях палеоострова, в центральной же его части соответствующие разрезы, при отсутствии песчано-алевритовых пород, представлены исключительно аргиллитами. Островная суша в какой-то период существовала и в пределах Лунинской площади. На территории Яккунь-Яхской площади на этом этапе образовалась серия подводных валов, протягивающихся цепочкой вдоль линии палеоберега (см. рис. 5). Прибрежно-морское мелководье, вероятно, не превышавшее 20 м, характеризовалось также накоплением пачек волнисто-линзовидного переслаивания глинистого и алевритового материала с текстурными признаками как волновых процессов, так и течений. Широко развита биотурбация. Отложения интенсивно пиритизированы, в меньшей степени сидеритизированы.

Материалом для формирования прибрежно-морских песчаных тел служили перерабатываемые наступавшим морем осадки дельтового комплекса, а также более ранние аллювиальные отложения, размываемые в процессе постепенной трансгрессии.

По сравнению с горизонтом Ю<sub>3</sub>, горизонт Ю<sub>2</sub> сложен более тонкозернистыми породами: песчаниками мелкозернистыми, средне-мелкозернистыми, алевропесчаниками и крупнозернистыми алевролитами. По составу и характеристикам обломочной части пород они близки, что свидетельствует о постоянстве источников сноса. В горизонте Ю<sub>2</sub> в цементе фиксируется увеличение доли порового каолинита, появляется аутигенный пирит.

Результаты статистического анализа ФЕС песчано-алевритовых пород по 570 образцам, отобранным из горизонта Ю<sub>2</sub>, показали следующее: открытая пористость, замеренная по керосину в 270 образцах ( $K_n$ ), изменяется от 3,1 до 19,9 % (среднее 14,3 %), открытая пористость по воде в 299 образцах — от 1,8 до 19,8 % (среднее 14,4 %). Эффективная пористость по 90 образцам ( $K_{эф}$ ) варьирует от 2,4 до 10,5 % (среднее 6,75 %), проницаемость ( $K_{пр}$ ) в 329 образцах — от  $0,01 \cdot 10^{-15}$  до  $73,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (среднее  $5,95 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ).

### Выводы

Анализ полученных результатов показал, что история формирования отложений малышевского горизонта в районе Тайлаковской группы месторождений была сложной. Это обусловлено изменением палеорельефа, ставшим причиной перестройки

речных систем после формирования пачки У<sub>2</sub>, а также начавшейся в конце бата трансгрессией, повлекшей за собой неравномерную смену континентальных обстановок осадконакопления переходными и морскими обстановками. Континентальный режим господствовал в бассейне седиментации во время формирования горизонта Ю<sub>3</sub> и нижней половины горизонта Ю<sub>2</sub>. Он сменился режимом переходного типа с преобладанием обстановок дельтового комплекса, в меньшей степени — заливно-лагунного побережья. Во время накопления верхней части горизонта Ю<sub>2</sub> на значительной части территории господствовали прибрежно-морские обстановки осадконакопления.

На территории Тайлаковской группы месторождений наиболее обширная зона развития коллекторов с улучшенными ФЕС связана с песчаными русловыми телами горизонта Ю<sub>3</sub>. Именно в пределах этой зоны были получены наибольшие дебиты нефти и выявлены залежи на Тайлаковской, Северо-Ютымской, Новоютымской и Травяной площадях.

При выделении зон коллекторов с улучшенными ФЕС горизонта Ю<sub>2</sub> на территории Тайлаковской группы месторождений были совмещены контуры всех песчаных тел, закартированных при палеогеографических реконструкциях нижней и верхней частей разреза. Границы двух крупных зон меридионального простирания соответствуют областям распространения русловых отложений нижней части горизонта Ю<sub>2</sub>. В отличие от горизонта Ю<sub>3</sub>, существенный вклад в их формирование на Яккунь-Яхской площади внесла крупная речная система р. Палеоюган, выделенная авторами статьи вдоль восточной границы территории исследования. Это произошло за счет миграции русла в западном направлении. Здесь значительные притоки нефти были получены при испытании скважин 193, 172, 174, 177. Вторая крупная зона меридионального простирания прослеживается с юга на север через всю центральную часть исследуемой территории. Она разделяется на две ветви, которые к северу от скв. 158 объединяются. В контуре восточной ветви зоны пробурены скважины 160, 151, 210, 169. В этих скважинах из нижней части горизонта Ю<sub>2</sub> получены притоки нефти. Западная ветвь глубоким бурением практически не изучена. Единичные скважины, пробуренные в ее контуре, дали приток нефти с водой.

Проницаемые разности пород верхней части горизонта Ю<sub>2</sub> имеют полифациальный генезис. Так, согласно построенной палеогеографической схеме, в пределах Яккунь-Яхской площади выделяется зона развития коллекторов с хорошими ФЕС с высокой вероятностью обнаружения подводных валов, представленных пластовыми телами толщиной до нескольких метров. К западу от Яккунь-Яхской площади развита область распространения береговых барьерных баров и береговых валов, которые формировались вдоль берегов палеоострова и смещались к его приподнятым участкам в процессе трансгрессии

## К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

моря. Совокупность этих песчаных тел образует следующую благоприятную зону, перспективную на выявление высокочемических, высокодебитных коллекторов. Притоки нефти из верхней части горизонта Ю<sub>2</sub> здесь получены в скважинах 193, 154, 157, 150 и др. Третья перспективная зона выделена в южной части рассматриваемой территории, где высока вероятность обнаружения проницаемых разностей пород, связанных с дельтовым комплексом. В этой зоне притоки нефти более 10 м<sup>3</sup>/сут получены из скважин 189, 186, 131.

В заключение необходимо подчеркнуть, что распределение высокочемических коллекторов продуктивных горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> в районе Тайлаковской группы месторождений контролировалось в первую очередь палеогеографическими факторами. Седиментологические реконструкции дают представление о морфологии тел и закономерностях распространения

пород-коллекторов по вертикали и латерали. Анализ связи ФЕС пород с обстановками их формирования способствует более обоснованному выделению зон с различным качеством коллекторов и, соответственно, позволяет выполнить более точный прогноз нефтеносности территории.

*Работа выполнена при поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0019 «Геология, условия формирования и закономерности размещения залежей углеводородов с трудно извлекаемыми запасами в Западно-Сибирском мегабассейне» и № 0331-2019-0021 «Основные седиментационные и постседиментационные процессы и закономерности их эволюции в протерозойских и фанерозойских осадочных бассейнах Сибири»*

## Литература

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 2004. – 114 с.
2. Шиманский В.В., Хафизов С.Ф., Танинская Н.В., Еганьянц Р.Т., Колпенская Н.Н., Шибина Т.Д. Седиментационные модели юрских отложений юга Тюменской области как основа прогноза нефтегазоносности // Нефтяная литология. Неструктурные ловушки и нетрадиционные типы коллекторов. – СПб. : Недра, 2004. – С. 50–61.
3. Дещеня М.Н. Условия формирования среднеюрских отложений Уват-Демьянского региона в связи с оптимизацией нефтегазопроисковых работ // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области : сб. докл. – Тюмень, 2005. – Т. 1. – С. 294–305.
4. Колпенская Н.Н., Танинская Н.В., Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. Литолого-палеогеографические критерии прогноза зон развития неструктурных ловушек УВ в юрских отложениях юга Тюменской области. – СПб. : Недра, 2006. – 168 с.
5. Колпенская Н.Н., Куликова Н.К., Низяева И.С., Разумкова Е.С., Филатова М.Н., Шурекова О.В. Реконструкция условий осадконакопления средней юры юга Западной Сибири по палинологическим данным и литофациальным особенностям осадков // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. – СПб. : ЛЕМА, 2011. – С. 113–116.
6. Танинская Н.В., Шиманский В.В., Колпенская Н.Н., Низяева И.С., Филатова М.Н. Седиментационные критерии прогноза УВ в юрских отложениях юга Западной Сибири // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. – СПб. : ЛЕМА, 2011. – С. 211–213.
7. 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 и рудного потенциала ХМАО — Югры : сб. докл. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2006. – Т. 2. – С. 260–267.
8. Генераленко О.С., Зверев К.В., Чухланцева Е.Р. Влияние приливно-отливных процессов в формировании среднеюрских отложений тюменской свиты Радонежского месторождения // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : сб. докл. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2009. – Т. 1. – С. 304–311.
9. Генераленко О.С., Федорцов В.В., Зверев К.В., Фадеев А.М. Влияние условий седиментации и диагенетических преобразований на коллекторские свойства пород продуктивных горизонтов средней юры Тямкинского месторождения / Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО — Югры : сб. докл. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2010. – Т. 2. – С. 57–63.
10. Казаненков В.А., Попов А.Ю., Вакуленко Л.Г., Саенко Л.С., Ян П.А. Обстановка формирования коллекторов горизонта Ю<sub>2</sub> в северо-восточной части Хантейской гемиянтеклизы (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 46–53.
11. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Попов А.Ю., Саенко Л.С., Ян П.А. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 2. – С. 187–200.
12. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Ковалева Н.П. Особенности формирования песчаных тел в среднеюрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 1984. – С. 23–32.
13. Гурари Ф.Г., Гавриков В.А., Пустыльников В.А. Продуктивные пласты юры Демьянского района // Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 1991. – С. 32–40.

## References

1. Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences. Novosibirsk, 2003 (explanatory note). Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGIMS; 2004. 114 p.
2. Shimansky V.V., Khafizov S.F., Taninskaya N.V., Eganiantz R.T., Kolpenskaya N.N., Shibina T.D. Sedimentation models of the Jurassic deposits in the South of the Tyumen region as a basis for prediction of oil and gas potential. In: Neftyanaya litologiya. Nestrutturnye lovushki i netraditsionnye tipy kollektorov. St. Petersburg: Nedra; 2004. pp. 50–61.

3. *Deshchenya M.N.* Conditions of Middle Jurassic deposits formation in the Uvat-Dem'yansky region in view of optimization of oil and gas exploration. In: *Sostoyanie, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Tyumenskoi oblasti: sb. dokl. Tyumen'*, 2005. V. 1. pp. 294–305.
4. *Kolpenskaya N.N., Taninskaya N.V., Khafizov S.F., Shimanskii V.V.* Lithological and paleogeographic criteria for prediction of non-structural HC traps development in the Jurassic deposits of southern Tyumen Region. St. Petersburg: Nedra; 2006. 168 p.
5. *Kolpenskaya N.N., Kulikova N.K., Nizyaeva I.S., Razumkova E.S., Filatova M.N., Shurekova O.V.* Reconstruction of Middle Jurassic depositional environment in the south of Western Siberia in accordance with palynological data and lithofacies features of sediments. In: *Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii*. St. Petersburg: LEMA; 2011. pp. 113–116.
6. *Taninskaya N.V., Shimanskii V.V., Kolpenskaya N.N., Nizyaeva I.S., Filatova M.N.* Petrophysical characteristic of pay intervals in Tyumen Fm of south-eastern part of the Uvatsky District. In: *Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii*. St. Petersburg: LEMA; 2011. pp. 211–213.
7. *Zverev K.V., Matigorov A.A., Chukhlantseva E.R., Gregul' N.A.* Petrophysical characteristic of pay intervals in Tyumen Fm of south-eastern part of the Uvatsky Region. In: *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KHMAO — Yugry: sb. dokl. Khanty-Mansiisk : IzdatNaukaServis*, 2006. V. 2. pp. 260–267.
8. *Generalenko O.S., Zverev K.V., Chukhlantseva E.R.* Influence of tidal processes on the formation of Tyumen Middle Jurassic deposits in the Radonezhsky field. In: *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KHMAO — Yugry: sb. dokl. Khanty-Mansiisk: IzdatNaukaServis*, 2009. V. 1. pp. 304–311.
9. *Generalenko O.S., Fedortsov V.V., Zverev K.V., Fadeev A.M.* Influence of sedimentation settings and diagenetic transformations on reservoir properties of Middle Jurassic reservoir rocks in the Tyamkinsky field. In: *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KHMAO — Yugry: sb. dokl. Khanty-Mansiisk: IzdatNaukaServis*, 2010. V. 2. pp. 57–63.
10. *Kasanenkov V.A., Popov A.Yu., Vakulenko L.G., Sayenko L.S., Yan P.A.* Environments of reservoir formation of Yu<sub>2</sub> horizon in the north-eastern part of Khantei hemianteclise (West Siberia). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2009;(1):46–53.
11. *Kontorovich A.E., Vakulenko L.G., Kazanenkov V.A., Skvortsov M.B., Yan P.A., Bykov V.V., Popov A.Yu., Saenko L.S.* Sedimentogenesis and resource potential of Middle – Upper Bathonian reservoirs in the middle Ob' region. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(2):147–158.
12. *Belozarov V.B., Danenberg E.E., Kovaleva N.P.* Jurassic reservoirs of the Dem'yansky Region. In: *Problemy geologii i neftegeozonosnosti verkhnepaleozoiskikh i mezozoiskikh otlozhenii Sibiri*. Novosibirsk: SNIIGiMS, 1984. pp. 23–32.