

УДК 553.982.23 + 552.54

DOI 10.31087/0016-7894-2019-3-87-97

Прогноз неантиклинальных ловушек углеводородов различных типов в юрских комплексах северо-востока Западной Сибири

© 2019 г. | Н.З. Мунасыпов, И.Н. Низамутдинова, В.А. Балдин

ООО НПЦ «Геостра» (группа компаний АО «Башнефтегеофизика»), Уфа, Россия; nail@bngf.ru; nizamutdinovain@bngf.ru; baldin@bngf.ru

Поступила 26.02.2019 г.

Принята к печати 01.03.2019 г.

Ключевые слова: северо-восток Западной Сибири; нижне-среднеюрские и верхнеюрские комплексы; секвенс-стратиграфия; неантиклинальные ловушки; перспективы нефтегазоносности.

В статье приведены уточненные сведения по отложениям юрской системы на северо-востоке Западной Сибири, основанные на результатах секвенс-стратиграфического анализа данных сейсморазведки методом общей глубинной точки, бурения и геофизических исследований скважин. Показано, что в юрских отложениях выделяется три основных нефтегазоносных комплекса: нижне-среднеюрский (без келловей), келловей-кимериджский и титон-берриасский. Наряду с традиционными для юрских комплексов северо-востока Западной Сибири структурными нефтегазоперспективными объектами, обращено внимание на новые направления нефтегазопоисковых работ в юрском интервале разреза, связанные с поиском неантиклинальных объектов различных типов на доступных для бурения глубинах в пределах Обско-Лаптевской гряды и бортов Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Значительный нефтегазопоисковый интерес могут представлять находящиеся на небольших глубинах (1–3 км) различные типы неантиклинальных объектов в нижне-среднеюрском нефтегазоносном комплексе на северо-восточном борту Западно-Сибирского седиментационного бассейна (Западно-Таймырская, Южно-Таймырская моноклизы). Перспективы нефтегазоносности келловей-кимериджских отложений связываются с песчано-алевритовой средней частью верхнеюрского разреза (сиговская свита), развитой преимущественно по правобережью р. Енисей, главным образом вблизи северо-западных подножий мегавалов Обско-Лаптевской гряды. Основные перспективы титон-берриасского нефтегазоносного комплекса, обладающего значительным нефтяным потенциалом, связаны с неантиклинальными ловушками литологического и комбинированного типов в клиноформах заполнения отрицательных форм палеорельефа у северо-западных подножий Малохетского и Рассохинского мегавалов (яновстанская свита), залегающих на доступных для бурения глубинах (около 3–4 км).

Для цитирования: Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н., Балдин В.А. Прогноз неантиклинальных ловушек углеводородов различных типов в юрских комплексах северо-востока Западной Сибири. – 2019. – № 3. – С. 87–97. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-87-97.

Jurassic series in the north-eastern part of Western Siberia: prediction of different types of non-anticlinal hydrocarbon traps

© 2019 | N.Z. Munasyпов, I.N. Nizamutdinova, V.A. Baldin

Geostra Research and Production Center LLC, Ufa, Russia; nail@bngf.ru; nizamutdinovain@bngf.ru; baldin@bngf.ru

Received 26.02.2019

Accepted for publication 01.03.2019

Key words: north-eastern part of Western Siberia; Lower-Middle Jurassic and Upper Jurassic series; sequence stratigraphy; non-anticlinal traps; petroleum potential.

The paper presents the updated data on the Jurassic series in the north-east of Western Siberia; this information is based on the results of sequence stratigraphy analysis of CDP seismic, drilling and well logging data. It is shown that three plays are identified in the Jurassic deposits, they are: Lower-Middle Jurassic (except for Callovian), Callovian-Kimmeridgian, and Tithonian-Berriasian. In addition to the structural oil and gas promising objects typical of the Jurassic series in the north-east of Western Siberia, the authors draw attention to new trends of petroleum exploration activities in the Jurassic interval of the section, which are related to the search for various types of non-anticlinal objects at the depths accessible for drilling within the Ob-Laptevsky Ridge and shoulders of the West Siberian Sedimentary Basin. Different types of non-anticlinal objects in the Lower-Middle Jurassic plays in the north-eastern shoulder of the West Siberian Sedimentary Basin (West Taimyr and South Taimyr monoclines) may be of considerable interest for oil and gas exploration at shallow depths (1–3 km). Petroleum potential of Callovian-Kimmeridgian deposits is associated with the middle sandy-siltstone part of the Upper Jurassic section (Sigovsky Formation) that occurs mainly in the Yenisei River right bank, predominantly near the north-western foots of mega-swells within the Ob-Laptevsky Ridge. Main prospects of the Tithonian-Berriasian plays having the considerable petroleum potential are associated with lithological and combination non-anticlinal traps in clinoforms infilling negative paleotopography forms in the vicinity of north-western foots of the Malokhetskyy and Rassokhinsky mega-swells (Yanovstansky Formation), which occur at the depths accessible for drilling (about 3–4 km).

For citation: Munasyпов N.Z., Nizamutdinova I.N., Baldin V.A. Jurassic series in the north-eastern part of Western Siberia: prediction of different types of non-anticlinal hydrocarbon traps. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(3):87–97. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-87-97.



К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

Отложения юрской системы в пределах северо-востока Западной Сибири (Ямало-Гыданская синеклиза, Усть-Енисейский желоб, Обско-Лаптевская гряда) распространены практически повсеместно и согласно залегают на породах тампейской серии триаса в депрессионных зонах или с крупным стратиграфическим несогласием на более древних ранне-триасовых, палеозойских и докембрийских породах в пределах Обско-Лаптевской гряды и бортов мезозойского бассейна (Балдин В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-неокомских отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба: автореф. дисс. ... канд. геол.-мин. наук. М.: Изд-во ВНИГНИ, 2001. 225 с.) [1–4].

Геологический разрез юры представлен всеми тремя отделами (рис. 1). В пределах крупных депрессий он характеризуется стратиграфической полнотой и отсутствием видимых перерывов и несогласий. Исключение составляют высококонтрастные своды наклонных мегавалов Обско-Лаптевской гряды, где по данным сейсморазведки и бурения фиксируется частичный разрыв верхней части юрских отложений в неокомское время, достигающий максимума в наиболее приподнятых блоках бата – байоса. Сокращенный разрез юрских отложений как по стратиграфической полноте, так и по мощности отмечается на крупных положительных структурах (Обско-Лаптевская гряда и др.), бортах мезозойских бассейнов: Западно-Сибирского (Западно-Таймырская и Южно-Таймырская моноклизы) и Хатангско-Виллюйского (Северо-Сибирская моноклиза) [5–8].

Глубина залегания кровли юрских отложений на большей части полуостровов Гыданский и Таймыр составляет более 3200–3500 м, уменьшаясь до 1000–800 м и менее в наиболее приподнятых блоках Обско-Лаптевской гряды и до 500–200 м — на бортах бассейнов, в пределах мезозойских моноклиз. Западной части Усть-Енисейского желоба (Западно-Сибирский бассейн) соответствует глубина 3200–3500 м с погружением в восточном направлении до 3600–4000 м в районе р. Пясины. В Хатангском желобе (Хатангско-Виллюйский бассейн) глубина залегания кровли юрских комплексов в депрессионных зонах также составляет 3200–3500 м, увеличиваясь до 3700 м в наиболее погруженной части Жданихинского мегaproгиба.

На северо-востоке Западной Сибири по характеру распределения мощности юрских отложений максимальные толщины контрастно фиксируются в депрессионной области, протягивающейся с юго-запада на северо-восток от Ямало-Гыданской синеклизы в Усть-Енисейский желоб. Мощность юрского мегакомплекса увеличивается в восточном направлении от 4000–4400 м на юго-западе Ямало-Гыданской синеклизы до 5000–6000 м в Агапском прогибе Усть-Енисейского желоба. Сокращенные мощности отложений юры выявлены в наиболее приподнятых

сводовых зонах северо-восточных частей наклонных мегавалов Обско-Лаптевской гряды, составляя 2800–1600 м на Рассохинском (п-ов Таймыр) и 1000–1100 м на Малохетском (восточная часть Гыданского полуострова) мегавалах.

В юрских отложениях выделяется три основных нефтегазоносных комплекса: нижне-среднеюрский (без келловей), келловей-кимериджский и титон-берриасский (Балдин В.А., 2001; [9, 10]).

Из-за слабой геолого-геофизической изученности в пределах Усть-Енисейской нефтегазоносной области (НГО) открыто всего три месторождения с промышленными залежами газа в нижне-среднеюрском нефтегазоносном комплексе (НГК): Зимнее (мальшевская и зимняя свиты), Балахнинское (вымская свита) и Хабейское (мальшевская свита). При этом мелкие залежи и интенсивные нефтегазопроявления отмечаются по всему интервалу разреза на Пелятинском, Яровском, Джангодском, Северо- и Южно-Соленинских месторождениях, Малохетской, Тундровой, Кубалахской, Тампейской, Рассохинской и других площадях.

Единственное месторождение в Усть-Енисейской НГО с доказанной газоносностью в верхнеюрском (оксфорд-кимериджском) НГК — Нижнехетское, расположенное на юго-восточной периклинали Малохетского мегавала.

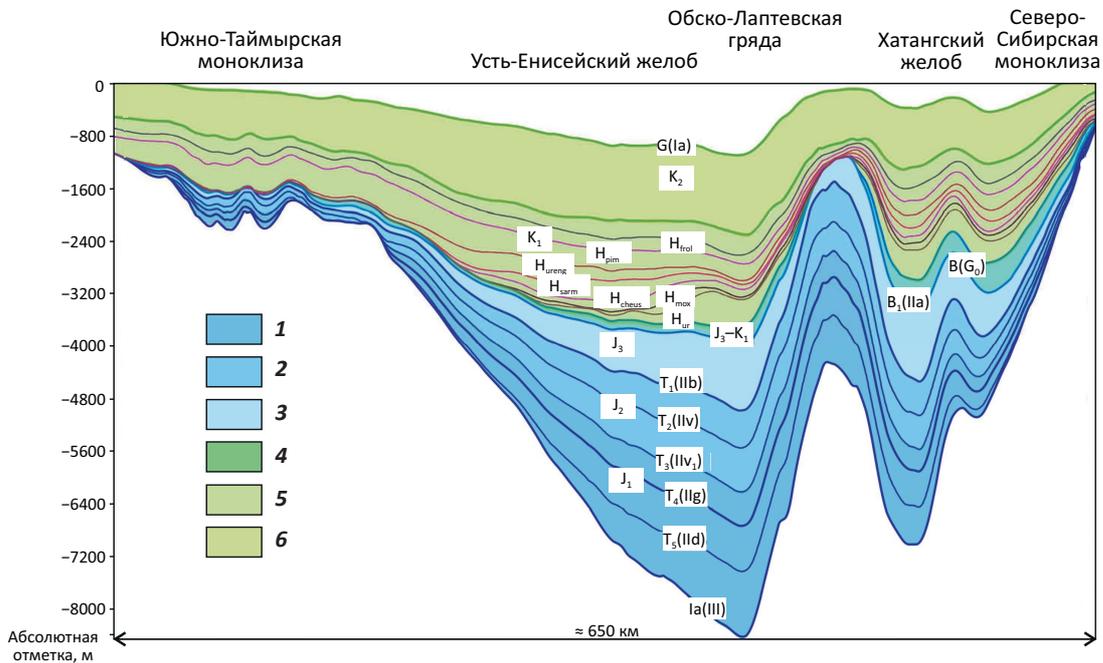
К специфическим отложениям титон-берриасского НГК (яновстанская свита) приурочены нефтяные залежи крупного Пайяхского месторождения на правом берегу р. Енисей, ошибочно выделяемые по данным бурения (скважины Пайяхские-1, 2) как группа пластов нижнехетской (Нх) свиты (валанжин) (Балдин В.А., 2001; [11]).

Основным видом нефтегазоперспективных объектов на севере Западной Сибири в юрском интервале разреза считаются структурные. При этом, из-за больших глубин залегания кровли юрских отложений (3,2–3,5 км и более) на большей части полуостровов Гыданский и Таймыр (Енисей-Хатангский региональный прогиб) и преобладающей заглинизированности верхнеюрских отложений на большей части исследуемой территории, для опосредованного глубокого бурением рассматриваются среднеюрские вымский и мальшевский резервуары.

В настоящей статье представлены новые для северо-востока Западной Сибири направления нефтегазоперспективных работ в юрском интервале разреза, связанные с поиском неантиклинальных объектов различных типов на доступных для бурения глубинах в пределах Обско-Лаптевской гряды и северо-восточного борта Западно-Сибирского мезозойского седиментационного бассейна (Западно-Таймырская, Южно-Таймырская моноклизы).

Перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Гыданского полуострова и

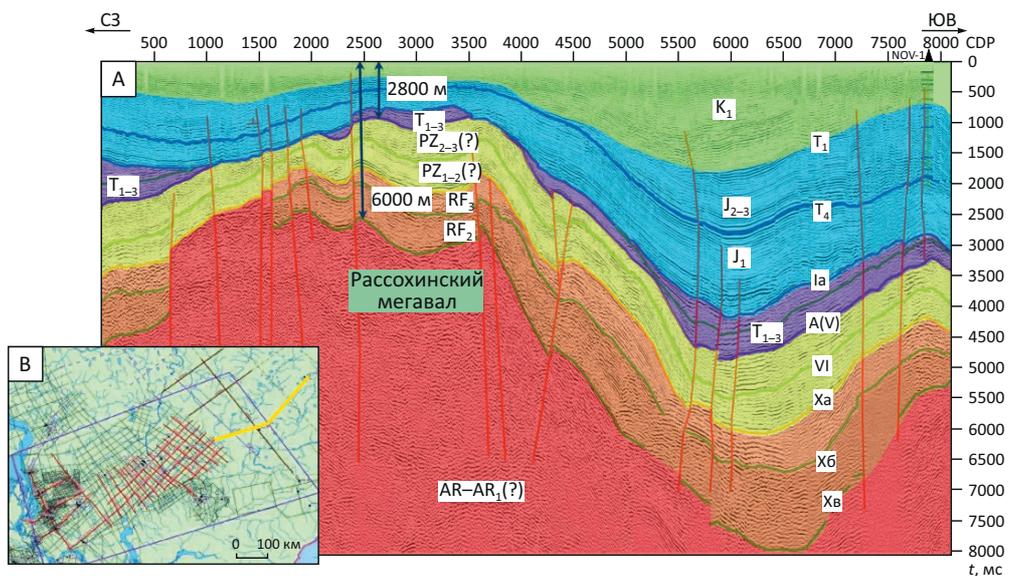
Рис. 1. Модель строения юрско-меловых комплексов на п-ове Таймыр (Енисей-Пясинское междуречье)
Fig. 1. Structural model of Jurassic-Cretaceous series at Taimyr (Yenisei-Pyasinsky interfluve)



Комплексы (1–6): 1 — нижнеюрский (глубина кровли до 6000–7000 м, максимальная мощность 2500–3000 м), 2 — среднеюрский (глубина кровли до 5000–5500 м, максимальная мощность 1200–1500 м), 3 — келловей-кимериджский (глубина кровли до 4200–4350 м, максимальная мощность 1100–1250 м), 4 — титон-берриасский (глубина кровли до 4000 м, максимальная мощность 300–350 м), 5 — неокомский клиноформный (глубина кровли до 2000–2500 м, максимальная мощность 1500–1900 м), 6 — апт-альб-сеноманский (глубина кровли до 1000–1300 м, максимальная мощность 1000–1250 м)

Series (1–6): 1 — Lower Jurassic (Top depth up to 6000–7000 m, maximum thickness 2500–3000 m), 2 — Middle Jurassic (Top depth up to 5000–5500 m, maximum thickness 1200–1500 m), 3 — Callovian-Kimmeridgian (Top depth up to 4200–4350 m, maximum thickness 1100–1250 m), 4 — Tithonian-Berriasian (Top depth up to 4000 m, maximum thickness 300–350 m), 5 — Neocomian cliniform (Top depth up to 2000–2500 m, maximum thickness 1500–1900 m), 6 — Aptian-Albian-Cenomanian (Top depth up to 1000–1300 m, maximum thickness 1000–1250 m)

Рис. 2. Прогноз возможного наличия крупных нефтегазоперспективных объектов в ниже-среднеюрских и доюрских комплексах Обско-Лаптевской гряды
Fig. 2. Prediction of large oil and gas promising objects occurrence in Lower-Middle Jurassic and pre-Jurassic series of Ob-Laptevsky Ridge

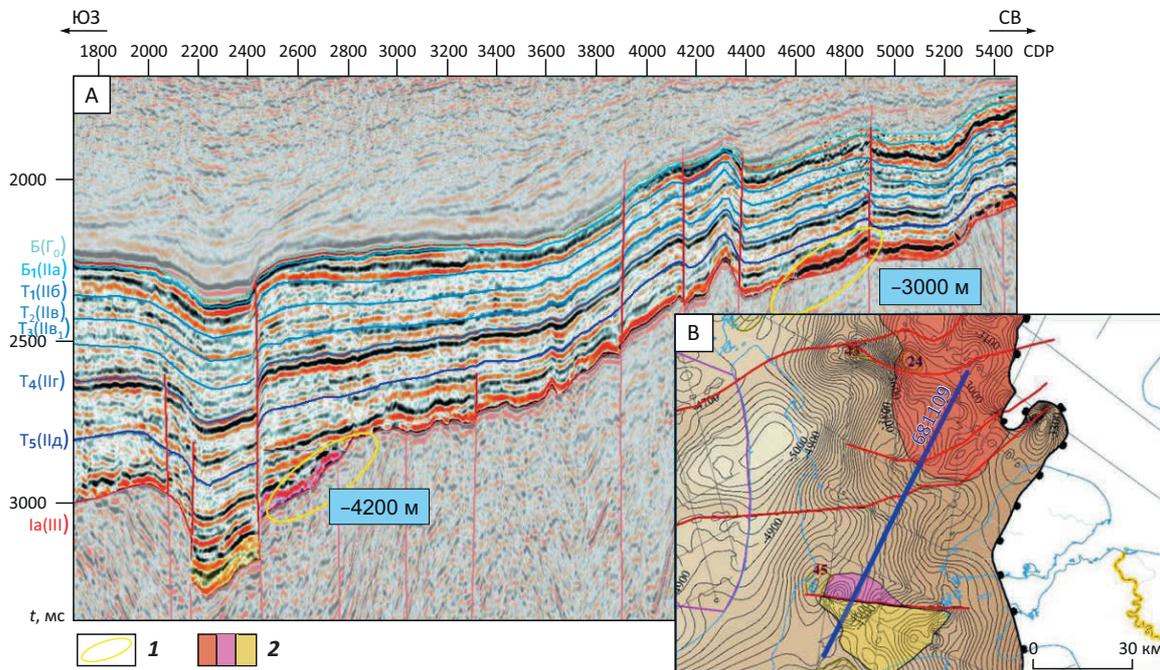


A — сейсмогеологический разрез по профилю 0315621 (Центрально-Таймырская площадь); B — схема расположения профиля 0315621
 A — geoseismic section along 0315621 Line (Central Taimyr area); B — location map of 0315621 Line

К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

Рис. 3. Зоны возможного развития неантиклинальных ловушек стратиграфического и тектонического типов в нижнеюрских отложениях на Западно-Таймырской моноклизе

Fig. 3. Zones of possible development of non-anticlinal stratigraphic and deformational traps in Lower Jurassic deposits of the West Taimyr monocline



A — сейсмогеологический разрез по профилю 681109; B — расположение профиля 681109 на структурной карте по кровле зимней свиты (ОГ Т₅(IIд)).

1 — примеры выделения НАЛ; 2 — зоны возможного развития ловушек

A — geoseismic section along 681109 Line; B — position of 681109 Line in the depth map over the Zimny Fm Top (OG T₅(IIд)).

1 — examples of non-anticlinal traps; 2 — zones of possible trap occurrence

западной части п-ова Таймыр ограничены большой глубиной залегания, которая на большей части рассматриваемой территории составляет 4,5–5,7 км — по кровле нижней юры, 3,6–4 км — по кровле малышевской свиты средней юры. По сейсмическим данным общая мощность нижне-среднеюрских (без келловей) отложений на северо-востоке Западной Сибири колеблется от 1,7 до 3,2 км, достигая максимальных значений (более 3 км) в Ямало-Гыданской синеклизе и сокращаясь до первых сотен метров и полного выклинивания на бортах седиментационного бассейна. Из-за сложности глубокого бурения в депрессионных зонах перспективы нефтегазоносности ограничены главным образом антиклинальными объектами в малышевской и вымской свитах (J₂) в верхней части нижне-среднеюрского комплекса.

В нижне-среднеюрском НГК значительные перспективы нефтегазоносности связаны с системой приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды, где нижне-среднеюрские отложения были приподняты на 2–4 км и в ряде случаев вышли на поверхность за счет постседиментационных воздымающих движений в неокоме и более позднее время. В сводовых и периклинальных частях мегавалов и на их склонах возможно обнаружение структурных,

структурно-тектонических и структурно-стратиграфических объектов как в нижне-среднеюрском, так и доюрских комплексах (рис. 2). Большинство картируемых здесь объектов имеет высокие амплитуды (до 200–400 м), значительные размеры (площадь до 250 км²) и находится на доступной для бурения глубине (от 1–1,5 до 4–4,5 км) (Балдин В.А., 2001; [7, 11]).

Большой нефтегазопромысловый интерес могут представлять выявленные в последнее время различные типы неантиклинальных объектов в нижне-среднеюрском НГК на северо-восточном борту Западно-Сибирского седиментационного бассейна [11–13]. На Западно-Таймырской, Южно-Таймырской мезозойских моноклизах нижне-среднеюрские отложения выклиниваются и находятся на доступной для бурения глубине — от 1 до 2–3 км. Здесь преобладают сложностроенные неантиклинальные ловушки (НАЛ) различных типов (рис. 3, 4): палеоврезы, стратиграфические клинья, ловушки УВ, связанные с канальными формами седиментации, тектоническими нарушениями, а также структурные ловушки на выступах доюрского основания (рис. 5). Примером НАЛ с установленной продуктивностью является Хабейское месторождение, где залежь малышевского резервуара литолого-стратиграфическая, связанная с ловушкой эрозионного вреза на контакте с доюрским основанием. При ис-

Рис. 4. Зоны возможного наличия неантиклинальных ловушек в зонах выклинивания нижнеюрских отложений (Южно-Таймырская моноклиза)
Fig. 4. Zone of possible existence of non-anticlinal traps in pinch-out zones of Lower Jurassic deposits (South Taimyr monocline)

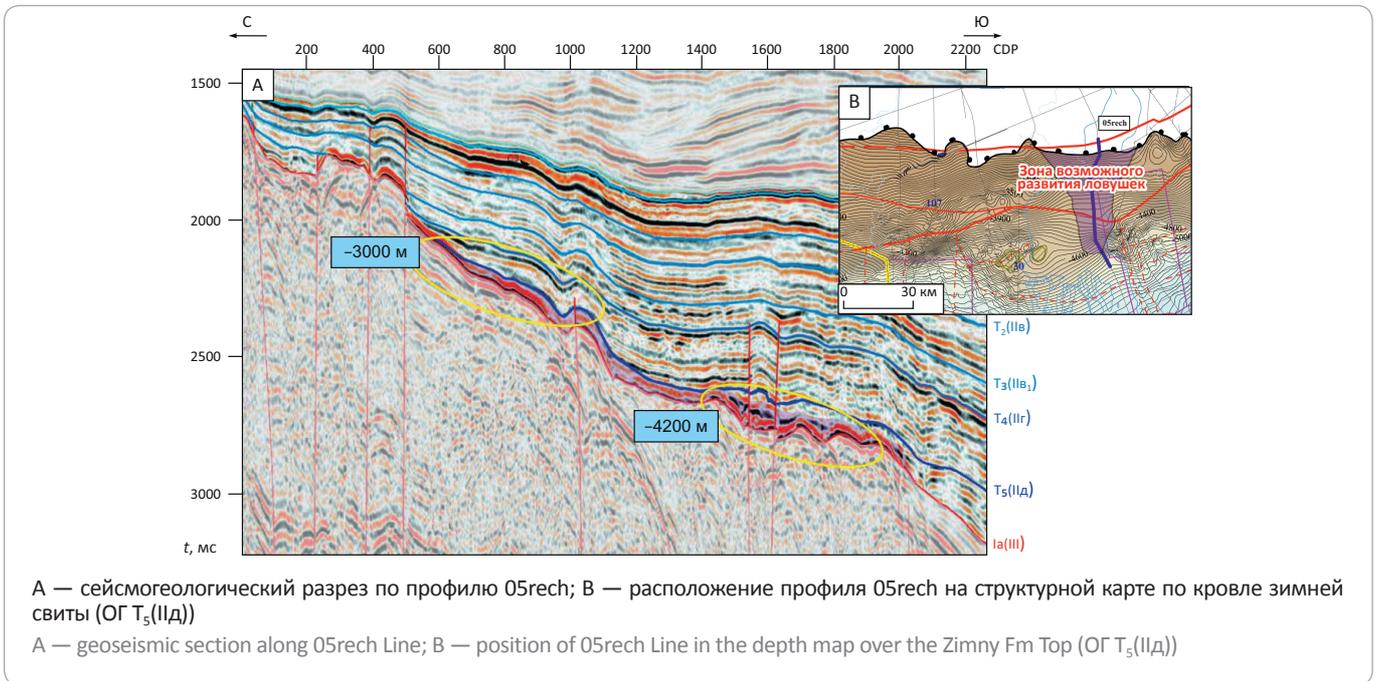
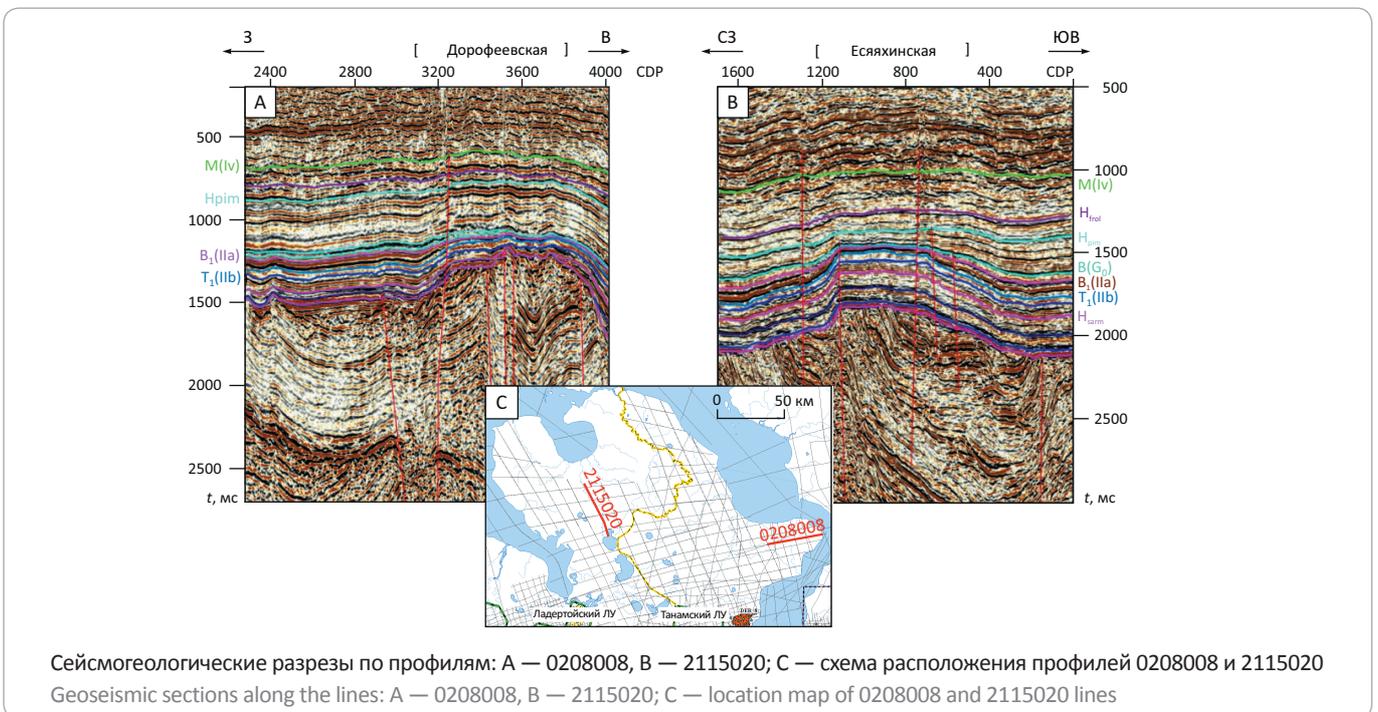


Рис. 5. Прогноз структурных ловушек в юрско-меловых отложениях на выступах доюрского основания на севере п-ова Гыданский
Fig. 5. Prediction of structural traps in Jurassic-Cretaceous deposits at pre-Jurassic uplifts in the northern Gydan Peninsula

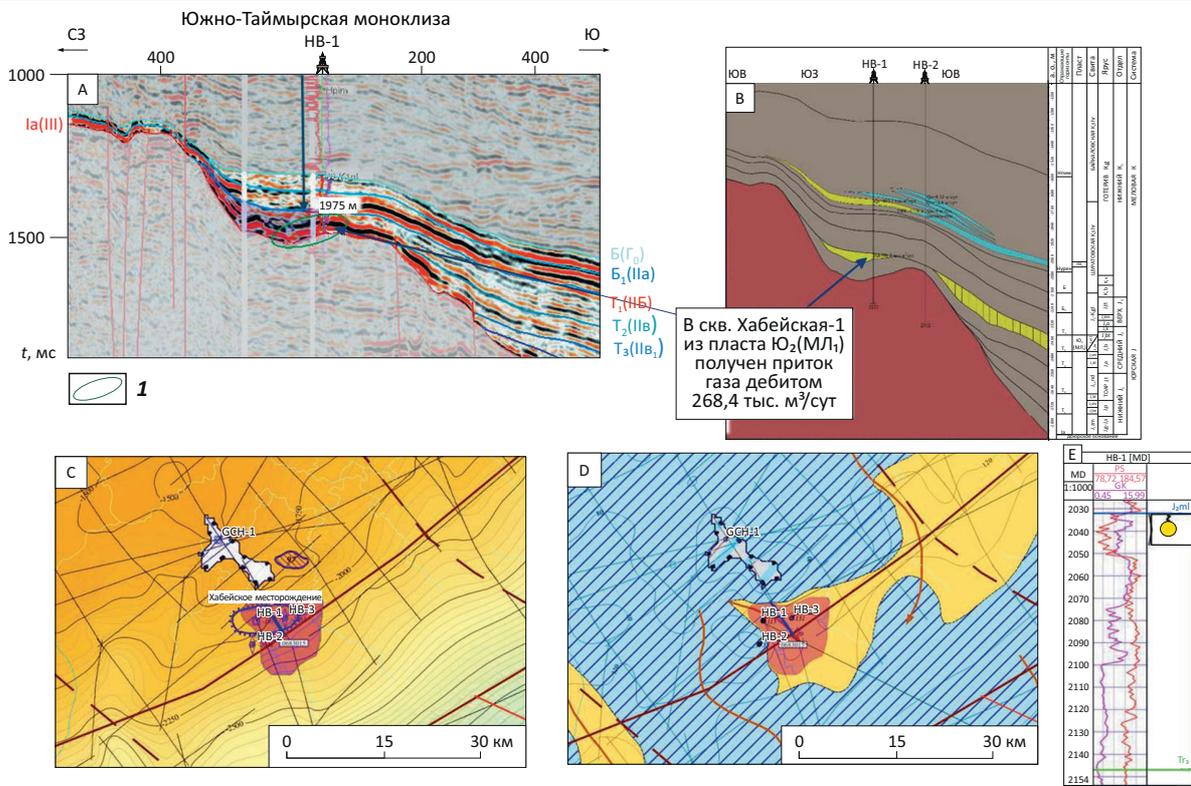


пытании интервала –1977...–1991 м в скв. Хабейская-1 был получен приток газа дебитом 268,4 тыс. м³/сут (рис. 6).

Келловей-кимериджские отложения на полуостровах Гыданский и Таймыр слабо изучены, что объясняется представлениями, сложившимися на

основе ограниченных данных бурения о преимущественной заглинизированности этих отложений. Опесчанивание данного комплекса осадков прогнозируется большинством исследователей только по южному борту Енисей-Хатангского прогиба (сиговская свита, оксфорд – кимеридж). Поскольку данные

Рис. 6. Подтверждение продуктивности неантиклинальных ловушек в нижне-среднеюрском НГК (Хабейское месторождение, Южно-Таймырская моноклиза)
Fig. 6. Confirmation of hydrocarbon charge of non-anticlinal traps in Lower-Middle Jurassic play (Khabeisky field, South Taimyr monocline)



A — фрагмент временного разреза по профилям 0683015 – 0582010 – 0683013; B — геологический разрез по линии скважин Хабейские-1, 2; C — фрагмент структурной карты по ОГ $T_1(IIb)$; D — фрагмент палеогеографической карты на завершение формирования резервуара $T_2(IIb)$ – $T_1(IIb)$; E — геофизический разрез скв. Хабейская-1
1 — пример выделения НАЛ (пласт $Ю_2(МЛ_1)$)

A — fragment of time section along 0683015 – 0582010 – 0683013 lines; B — geological section across Khabeisky-1, 2 wells; C — fragment of depth map over OG $T_1(IIb)$; D — fragment of paleogeographic map for the time of $T_2(IIb)$ – $T_1(IIb)$ reservoir formation; E — geophysical cross-section of Khabeisky-1 well
1 — example of non-anticlinal trap identification ($Ю_2(МЛ_1)$ layer)

бурения на Малохетском и Рассохинском мегавалах свидетельствуют о том, что верхнеюрские отложения полностью или частично размывы, перспективы нефтегазоносности отложений верхней юры на полуостровах Гыданский и Таймыр оценивались в целом как незначительные.

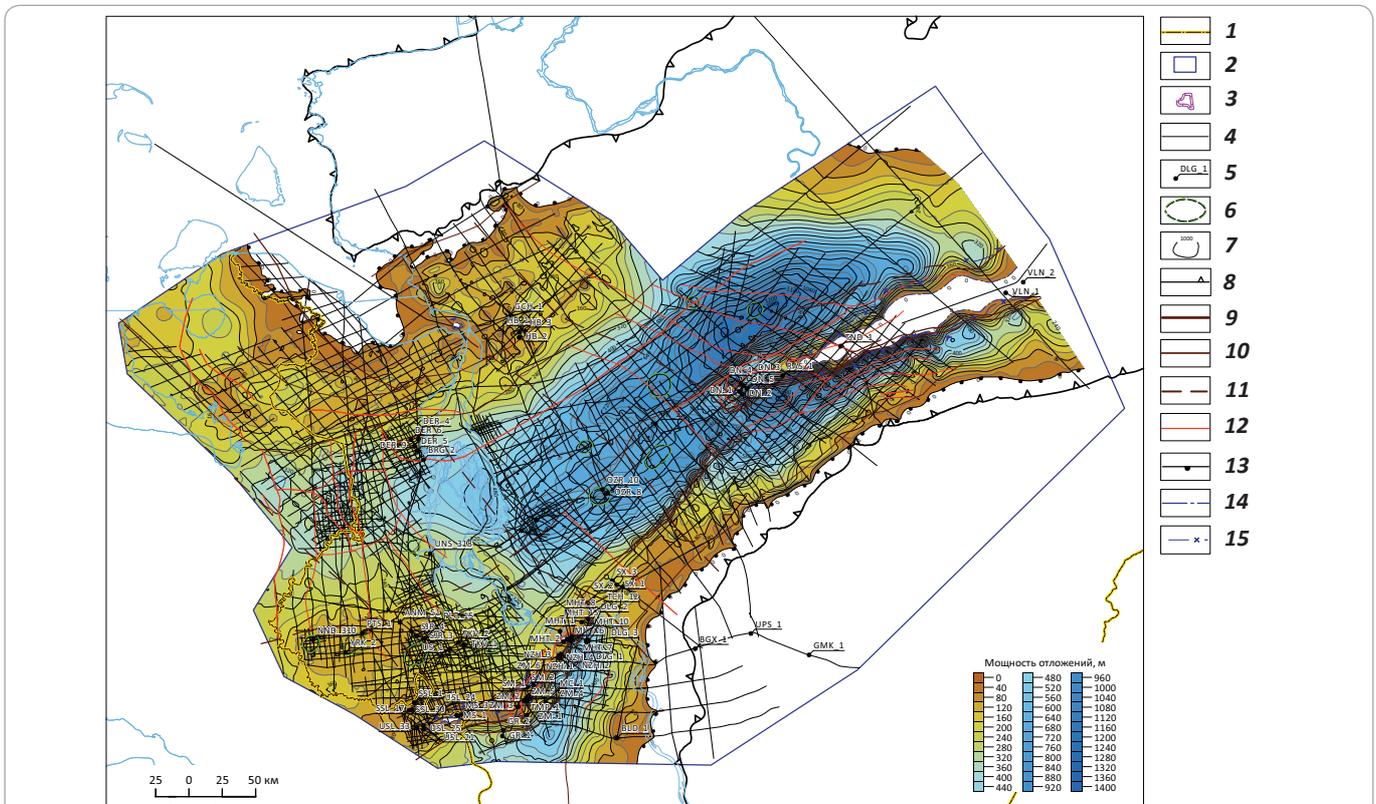
По сейсмическим данным (рис. 7), келловей-кимериджский комплекс $T_1(IIb)$ – $B_1(IIa)$ имеет покровный характер распространения по всему северу Западно-Сибирского бассейна со средними толщинами на Гыданском полуострове и в южной части Карского моря от 100–200 до 500 м. Увеличенная мощность келловей-кимериджской толщи с существенно песчаной средней частью прогнозируется вдоль северо-западных подножий приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды с постепенным возрастанием вдоль подножной зоны в северо-восточном направлении. На п-ове Таймыр, по правому берегу р. Енисей, мощность келловей-кимериджских отложений в восточном направлении постепенно возрастает, достигая в районе р. Пясины максималь-

ных толщин: 1400–1500 м в Агапском прогибе Усть-Енисейского желоба (Западно-Сибирский бассейн) и в Дудыптинском прогибе Хатангского желоба (Хатангско-Виллюйский бассейн) (Балдин В.А., 2001; [8]).

Основные перспективы нефтегазоносности келловей-кимериджских отложений связываются с песчано-алевритовой средней частью верхнеюрского разреза (сиговская свита), развитой преимущественно по правобережью р. Енисей, главным образом вблизи северо-западных подножий мегавалов Обско-Лаптевской гряды. В келловей-кимериджских отложениях возможно обнаружение различных типов ловушек УВ, обусловленных влиянием структурного, литологического, стратиграфического, тектонического факторов. К основным видам нефтегазоперспективных объектов относятся структурные и структурно-стратиграфические ловушки УВ, которые картируются на наименее эродированных окончаниях Малохетского и Рассохинского мегавалов (Балдин В.А., 2001; [11]).

Результаты секвенс-стратиграфических исследований свидетельствуют о том, что на склонах мегавалов

Рис. 7. Карта мощности келловей-кимериджских отложений на северо-востоке Западной Сибири
Fig. 7. Thickness map of Callovian-Kimmeridgian formations in the north-eastern part of Western Siberia



Границы (1–3): 1 — административная, 2 — территории исследования, 3 — лицензионных участков; 4 — сейсморазведочные профили; 5 — скважины; 6 — инверсионные кольцевые структуры; 7 — изопахиты, м; 8 — выход доюрского основания на дневную поверхность, уточненный по сейсмическим данным; **разломы (9–12):** 9 — глубинные шовных зон литосферных плит (установленные), 10 — глубинные (установленные), 11 — глубинные (предполагаемые), 12 — тектонические нарушения; 13 — предполагаемая линия выклинивания комплекса; **зоны предполагаемого эрозионного среза (14, 15):** 14 — ССК; 15 — кровли комплекса

Boundaries (1–3): 1 — administrative, 2 — study area, 3 — license areas; 4 — seismic survey lines; 5 — wells; 6 — inversion ring structures; 7 — isopach, m; 8 — pre-Jurassic basement exposure updated using seismic data; **faults (9–12):** 9 — deep-seated of the lithosphere plates' suture zones (established), 10 — deep-seated (established), 11 — deep (supposed), 12 — tectonic faults; 13 — supposed pinch-out line of the series; **zones of the supposed erosion (14, 15):** 14 — seismic sequence; 15 — top of the sequence

валов Обско-Лаптевской гряды и в Усть-Енисейском желобе при максимальной мощности келловей-кимериджских отложений этот комплекс может представлять значительный нефтегазопромысловый интерес.

Титон-берриасские отложения Западной Сибири многие специалисты включают в состав неокомского клиноформного нефтегазового мегакомплекса, объясняя это генетической связью формирования титон-берриасских отложений и неокомских клиноформ. Авторы статьи и другие исследователи по результатам комплексной интерпретации сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ), бурения и геофизических исследований скважин (ГИС) на северо-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяют самостоятельный титон-берриасский седиментационный и соответствующий ему НГК (Балдин В.А., 2001). Это обусловлено его специфическим строением в виде крупных седиментационных тел авандельтового комплекса, широко развитых на северо-восточной окраине Западно-Сибирского седимен-

тационного бассейна и выделяемых по данным бурения с определенной долей условности под названием «яновстанская свита».

По данным секвенс-стратиграфических исследований (Балдин В.А., 2001 и др.), на северо-востоке Западной Сибири (п-ов Гыданский, западная часть п-ова Таймыр) титон-берриасские отложения, соответствующие сеймостратиграфическому комплексу (ССК) Б₁(IIa)–Б(Г₀), формировались в разнообразных палеогеографических обстановках, обусловленных высокой расчлененностью палеорельефа при дифференцированных тектонических движениях, и образуют на северо-востоке Западной Сибири зоны:

- конденсированные покровы в погруженной части бассейна (Ямало-Гыданская синеклиза и Усть-Енисейский желоб);

- «аномальные» разрезы микроклиноформного строения в пределах Гыданского полуострова (Ямало-Гыданская синеклиза) с источником сноса с северного обрамления бассейна (западная часть Гор-

К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

Рис. 8. Выделение седиментационных комплексов неокома – верхней юры по сейсмическим данным в комплексе с ГИС на принципах секвенс-стратиграфии (Пайяхское нефтяное месторождение, правый берег р. Енисей)
Fig. 8. Identification of Neocomian depositional sequences – Upper Jurassic in accordance with seismic data integrated with well logs using sequence-stratigraphy principles (Paiyakhsky oil field, right bank of Yenisei River)

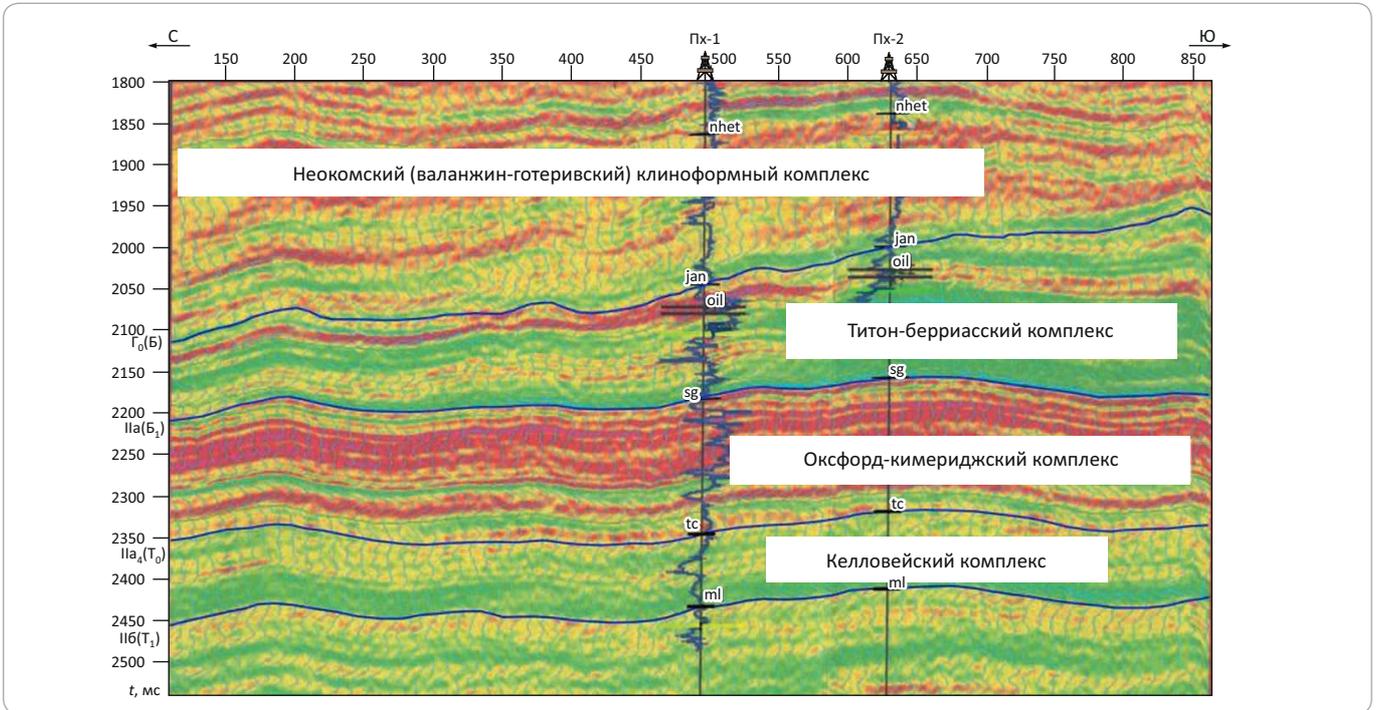
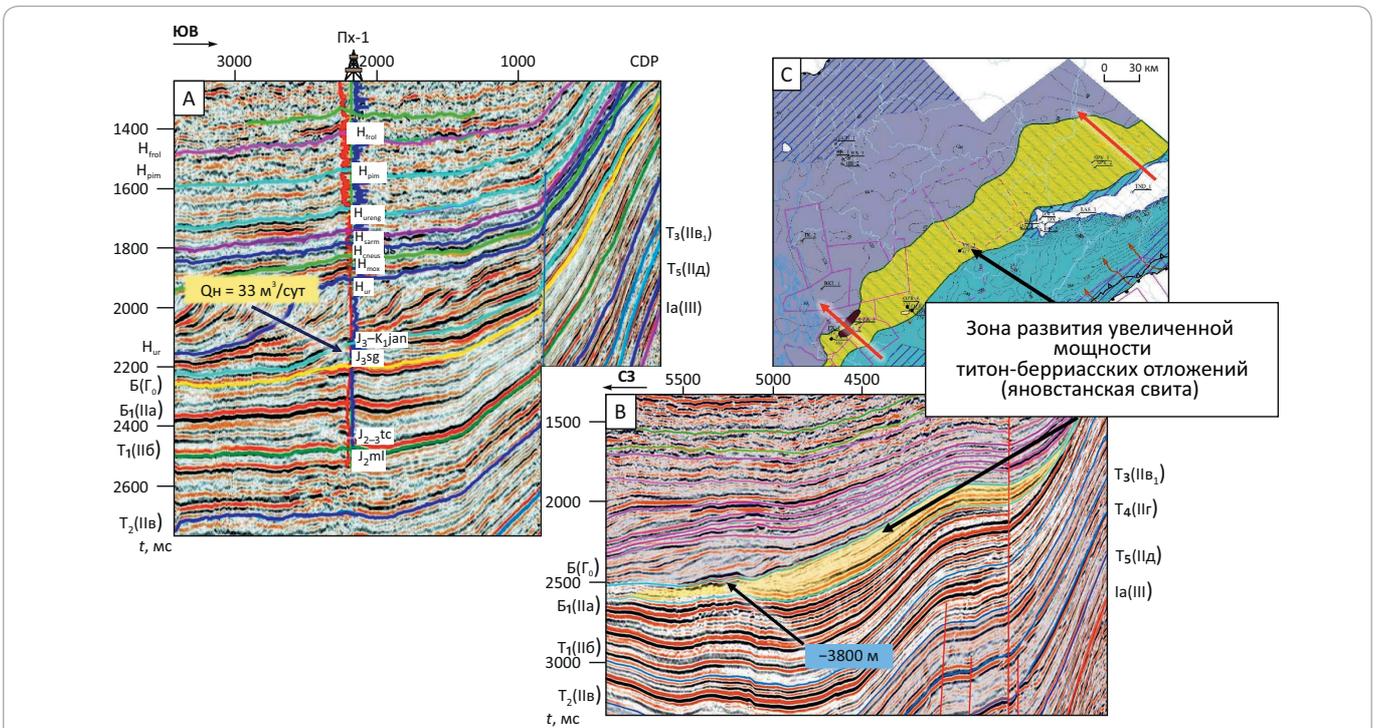
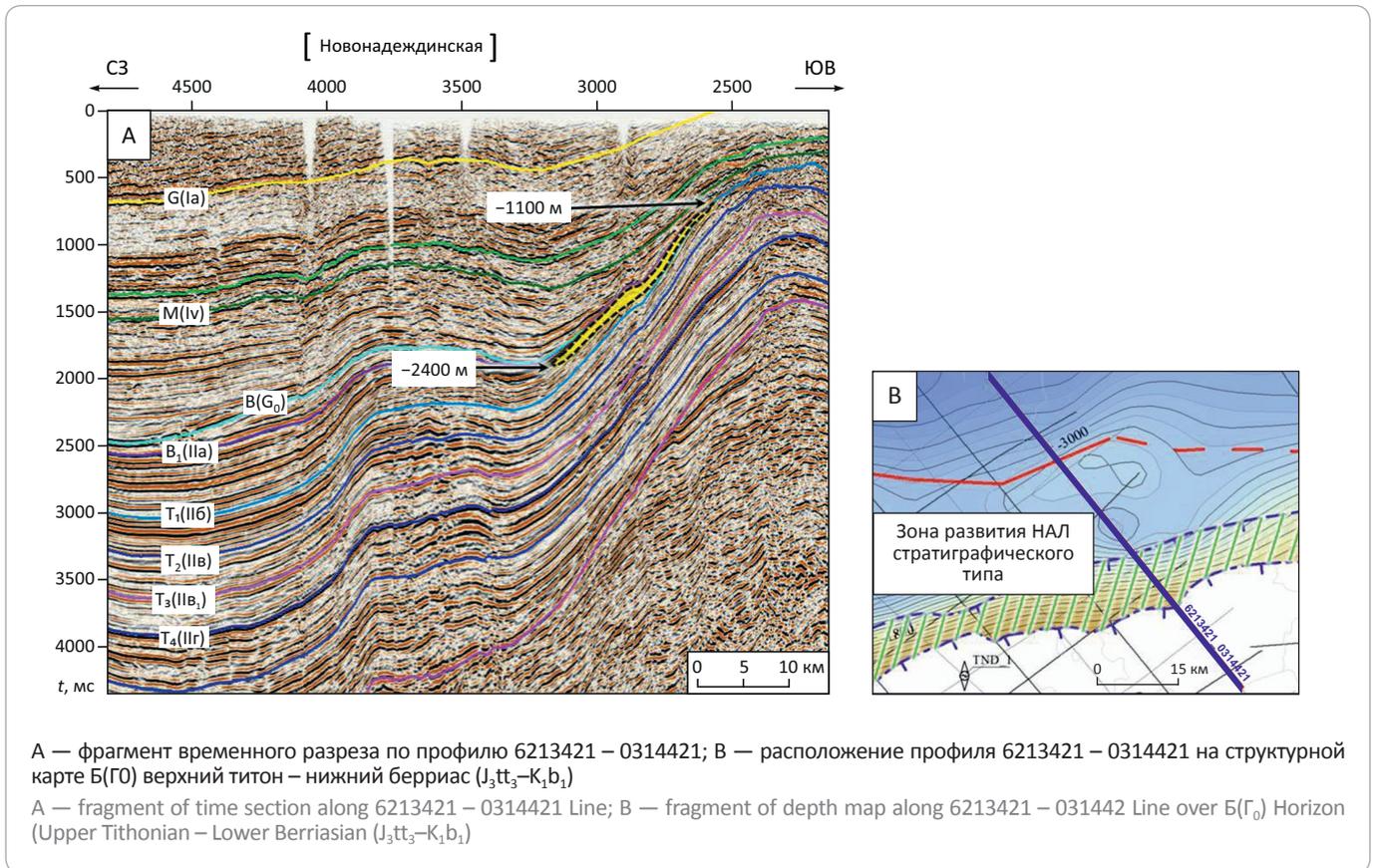


Рис. 9. Прогноз зоны развития неантиклинальных ловушек в титон-берриасском НГК (яновстанская свита, северные подножия Малохетского и Рассохинского мегавалов)
Fig. 9. Prediction of the zone of non-anticlinal traps occurrence in Tithonian-Berriasian play (Yanovstansky Fm, northern foot of Malokhetskyy and Rassokhinsky mega-swells)



Фрагменты временных разрезов по профилям: А — 3590014, В — 6213419; С — фрагмент палеогеографической карты на момент завершения формирования титон-берриасского комплекса (Б₁(IIa)–Б(Г₀))
 Fragments of time sections along the lines: А — 3590014, В — 6213419; С — fragment of paleogeographic map for the time when formation of Tithonian-Berriasian sequence was finished (B₁(IIa)–B(Г₀))

Рис. 10. Структурные и структурно-стратиграфические ловушки в верхнеюрских отложениях на небольших глубинах северного склона Обско-Лаптевской гряды — резерв наращивания фонда нефтегазоперспективных объектов
Fig. 10. Structural and combination traps in Upper Jurassic deposits at shallow depth of the Ob-Laptevsky Ridge northern slope — reserve for building up the fund of oil and gas promising objects



ного Таймыра) и простираем в субмеридиональном направлении, отличным от простираения неокомских клиноформ;

- клиноформы заполнения отрицательных форм палеорельефа в прибрежно-морских условиях у северо-западного подножия приразломных мегавалов Обско-Лаптевской гряды;

- полное отсутствие осадков в сводах Малохетского, Рассохинского и Балахинского мегавалов, служивших источниками сноса.

Юго-восточнее Енисей-Хатангского шовного глубинного разлома и приразломной Обско-Лаптевской гряды, в Хатангско-Вилуйском бассейне (Хатангский желоб), в титон-берриасский период формировались покровы выравнивания в условиях низкоэнергетических обстановок мелкого моря (Балдин В.А., 2001; [8]).

В пределах рассматриваемой территории северо-востока Западной Сибири основные перспективы титон-берриасского НГК, обладающего значительным нефтяным потенциалом, связаны с НАЛ литологического и комбинированного типов в клиноформах заполнения отрицательных форм палеорельефа (яновстанская свита) у северо-западных подножий Малохетского и Рассохинского мегавалов, залегающих на доступной для бурения глубине (порядка 3–4 км).

На северо-востоке Западной Сибири яновстанской свите соответствует увеличенная мощность титон-берриасских отложений: до 200 м у северо-западного подножия Малохетского мегавала и более 300 м — у северного подножия Рассохинского мегавала. У подножия Рассохинского мегавала, в Агапском прогибе, в титон-берриасском интервале разреза появляются признаки некомпенсированной седиментации с клиноформным строением.

Нефтеносность титон-берриасских отложений в этой зоне подтверждена открытием крупного Пайяхского нефтяного месторождения и связана с неантиклинальными объектами литологического типа. По результатам продолжающейся разведки, на конец 2018 г. извлекаемые запасы нефти Пайяхского месторождения составляют 163 млн т. В современном структурном плане по кровле и подошве волжско-берриасский комплекс на Пайяхском месторождении представлен клином, протягивающимся в северо-западном направлении, как и вышележащий неокомский клиноформный комплекс. Однако анализ волнового поля на секвенс-стратиграфической основе показывает, что этот комплекс имеет совершенно иные черты строения, чем неокомский клиноформный комплекс (рис. 8).

К ЮБИЛЕЮ Е.А. КОЗЛОВСКОГО

По сейсмическим данным восточнее, у подножия и на северном склоне Рассохинского мегавала, в титон-берриасских отложениях выявлены аналогичные Пайяхскому месторождению и даже еще более крупные объекты как неантиклинального, так и структурного типов (рис. 9, 10).

В титон-берриасском НК можно предположить нефтегазоносность трещиноватых и литологических резервуаров в аргиллитах баженовской, гольчихинской свит (сланцевая нефть) и «аномальных» разрезов на Гыданском полуострове. На северо-востоке западной Сибири конденсированные покровы баженовской, гольчихинской свит наиболее развиты в пределах погруженной части бассейна на Гыданском полуострове. Известные в Западной Сибири «аномальные» разрезы баженинов по данным сейсморазведки МОГТ в северо-восточной части бассейна установлены на Гыданском полуострове и отсутствуют на п-ове Таймыр. В настоящее время это направление поисков УВ для северо-востока Западной Сибири остается неразработанным, существующие мнения о строении и перспективах нефтегазоносности верхнеюрских конденсированных покровов и «аномальных» разрезов разноречивы и часто противоположны.

Таким образом, к новым направлениям нефтегазопроисловых исследований в юрских отложениях на северо-востоке Западно-Сибирского седиментационного мегабассейна относятся различные типы УВ-ловушек [14–16]:

– структурные и неантиклинальные в юрских комплексах (преимущественно ниже-среднеюрском) на мегавалах Обско-Лаптевской гряды;

– структурные и неантиклинальные литологического и структурно-стратиграфического типов в келловей-кимериджских (сиговская свита) и титон-берриасских (яновстанская свита) отложениях у подножия и по северному борту Обско-Лаптевской гряды;

– неантиклинальные различных типов в ниже-среднеюрских отложениях вблизи контакта с доюрским основанием на северо-восточном борту бассейна (Западно-Таймырская, Южно-Таймырская моноклизы);

– неантиклинальные трещиноватого и литологического типов в конденсированных покровах и «аномальных» разрезах титон-берриасских отложений (баженовская и гольчихинская свиты) в депрессионной части бассейна на Гыданском полуострове.

Региональные исследования, выполненные на принципах секвенс-стратиграфии (Балдин В.А., 2001; [5–7, 11, 16]), убедительно показывают, что наклонные мегавалы Обско-Лаптевской гряды и их северо-западные подножия являются высокоперспективной региональной зоной нефтегазонакопления с развитием разнообразных ловушек УВ не только в меловых, но и в юрских, доюрских комплексах.

Кроме Обско-Лаптевской гряды и ее северо-западного подножия значительные перспективы нефтегазоносности авторы статьи также связывают с новыми типами неантиклинальных объектов в ниже-среднеюрских отложениях, широко развитых на северо-восточном борту бассейна, в пределах Западно-Таймырской и Южно-Таймырской мезозойских моноклиз [11–13, 16].

Литература

1. Гурари Ф.Г., Девятов В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / Под ред. В.С. Суркова. – Новосибирск : Наука, 2005. – 156 с.
2. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.
4. Балдин В.А., Кунин К.Н., Кунин Н.Я. Новые представления о строении и генезисе диагональной системы мегавалов в Енисей-Хатангском прогибе // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3. – С. 26–34.
5. Балдин В.А. Усть-Енисейская нефтегазоносная область — новая территория наращивания запасов углеводородов в Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2003. – № 2. – С. 16–25.
6. Балдин В.А. О выделении на севере Сибири крупнейшей Обско-Лаптевской гряды // EAGE «Геомодель-2008» : мат-лы X международной науч.-практ. конф. Геленджик, 11–22 сентября 2008 г. DOI: 10.3997/2214-4609.201404288.
7. Балдин В.А. Обско-Лаптевская гряда, как крупнейшая надпорядковая структура и новая зона нефтегазонакопления на севере Сибири // EAGE «Тюмень 2015» : мат-лы IV международной геол. конф. Тюмень, 23–27 марта 2015 г.
8. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарифутдинов Т.Р. Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 59–74.
9. Низамутдинова И.Н., Петрыкина Л.Б., Козьмина К.Х. Структурно-фациальное районирование юрских отложений на основе уточненной геологической модели мезозоя северо-востока Западной Сибири // ЕАГО «ГеоКрым-2016, Проблемы нефтегазовой геологии и геофизики» : мат-лы VI Международной науч.-практ. конф. Алушта, 23–27 мая 2016 г.
10. Низамутдинов И.Н., Жуков А.П., Петрыкина Л.Б. Проблемы индексации продуктивных пластов и отражающих горизонтов юрских отложений северо-востока Западной Сибири // EAGE «Геомодель-2017» : мат-лы XIX международной конф. Геленджик, 11–14 сентября 2017 г.

11. Жуков А.П., Низамутдинова И.Н. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Усть-Енисейской НГО // ЕАГО «Современные технологии изучения и освоения недр Евразии. ГеоЕвразия-2018»: мат-лы международной геолого-геофизической конф. Москва, 5–8 февраля 2018 г. – С. 71–75.
12. Трубина Т.Б., Мунасыпов Н.З., Балдин В.А. и др. Выделение сложностроенных ловушек в пределах восточной части Гыданской и Усть-Енисейской нефтегазоносных областей // EAGE «Геомодель-2013»: мат-лы XV международной конф. Геленджик. 9–12 сентября 2013 г.
13. Низамутдинова И.Н., Петрыкина Л.Б., Жуков А.П. Сейсмогеологическая интерпретация зон выклинивания ниже-среднеюрских отложений в пределах Южно-Таймырской моноклизы // EAGE «Тюмень-2017»: мат-лы V науч.-практ. конф. Тюмень, 27–31 марта 2017 г.
14. Адиев Р.Я., Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Нефть и газ севера Красноярского края: проблемы освоения, перспективы развития // Геофизика. – 2012. – № 4. – С. 4–12.
15. Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З. Перспективы нефтегазоносности Центрально-Арктического региона // «ГеоКрым-2016: Нефтегазовая геология и геофизика»: мат-лы VI международной науч.-практ. конф. Алушта, 23–27 мая 2016 г.
16. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Новые направления нефтегазопоисковых работ на Гыдане и Таймыре // EAGE «Геомодель-2018»: мат-лы XX международной конф. Геленджик, 10–14 сентября 2018 г.

References

1. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. et al. Geological structure and hydrocarbon potential of Lower-Middle Jurassic in the West Siberian Province. Novosibirsk: Nauka; 2005. 156 p.
2. Shemin G.G. Regional oil and gas reservoirs in the Jurassic formations of the northern West Siberian province. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2014. 362 p.
3. Kontorovich V.A. The tectonic framework and petroleum prospects of the Western Yenisei-Khatanga regional trough. *Advanced Search. Russian Geology and Geophysics*. 2011;(8):804–824.
4. Baldin V.A., Kunin V.A., Kunin N.Ya. New considerations on structure and genesis of mega-swells diagonal system in the Yenisei-Khatanga regional deep. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 1997;(3):26–34.
5. Baldin V.A. Ust-Enisei oil and gas area as a new territory of HC reserves increment in West Siberia. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2003;(2):16–25.
6. Baldin V.A. Definition of the largest Ob Laptevsky ridge in the northern Siberia. In: EAGE «Geomodel' 2008»: tezisy dokladov X mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. 11–22 September 2008. Gelendzhik, 2008. DOI: 10.3997/2214 4609.201404288.
7. Baldin V.A. Ob-Laptevsky ridge as the largest super-order structure and a new oil and gas accumulation zone in the northern Siberia. In: EAGE «Tyumen' 2015»: mat-ly IV mezhdunarodnoi geologicheskoi konferentsii. Tyumen, 23–27 March 2015.
8. Baldin V.A., Munasyrov N.Z., Sharafutdinov T.R. More precise definition of West Siberian Basin borders on Taimyr Peninsula. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):59–74.
9. Nizamutdinova I.N., Petrykina L.B., Koz'mina K.Kh. Structural and facies zoning of Jurassic deposits on the basis of the updated Mesozoic geological model of the north-eastern part of Western Siberia. In: EAGO «GeoKrym-2016, Problemy neftegazovoi geologii i geofiziki»: mat-ly VI Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. Alushta, 23–27 May 2016.
10. Nizamutdinov I.N., Zhukov A.P., Petrykina L.B. Problems of reservoir beds and reflection horizons indexing in the Jurassic deposits of the north-eastern part of Western Siberia. In: EAGE «Geomodel-2017»: mat-ly XIX mezhdunarodnoi konferentsii. Gelendzhik, 11–14 September 2017.
11. Zhukov A.P., Nizamutdinova I.N. Model of geological structure and petroleum potential of Jurassic deposits in Ust'-Yenisei Petroleum Area. In: EAGO «Sovremennye tekhnologii izucheniya i osvoeniya neдр Evrazii. GeoEvraziya-2018»: mat-ly mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii. Moskva, 5–8 February 2018. pp. 71–75.
12. Trubina T.B., Munasyrov N.Z., Baldin V.A. et al. Identification of structurally complicated traps within the eastern part of Gydan and Ust'-Yenisei petroleum areas. In: EAGE «Geomodel-2013»: mat-ly XV mezhdunarodnoi konferentsii. Gelendzhik, 9–12 September 2013.
13. Nizamutdinova I.N., Petrykina L.B., Zhukov A.P. Geoseismic interpretation of zones of Lower-Middle-Jurassic deposits pinch-out within the South Taimyr monocline. In: EAGE «Tyumen-2017»: mat-ly V nauchno-prakticheskoi konferentsii. Tyumen, 27–31 March 2017.
14. Adiev R. Ya., Baldin V.A., Munasyrov N.Z. Oil and gas north of Krasnoyarsk region: problems of development and prospects for development. *The Russian Geophysics Journal*. 2012;(4):4–12.
15. Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasyrov N.Z. Petroleum potential of Central Arctic Region. In: GeoKrym-2016: Neftegazovaya geologiya i geofizika: mat-ly VI mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. Alushta, 23–27 May 2016.
16. Baldin V.A., Munasyrov N.Z. New trends of petroleum exploration on Gydan and Taimyr. In: EAGE «Geomodel'-2018»: mat-ly XX mezhdunarodnoi konferentsii. Gelendzhik, 10–14 September 2018.