

УДК 550.834:550.832:550.762

МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ НАДОЯХСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА В ПРЕДЕЛАХ АГАПСКОГО МЕГАПРОГИБА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ И МАТЕРИАЛОВ ГИС

Е. Ю. Лаптева¹, Т. Н. Торопова¹, В. М. Щербаненко¹, П. Э. Жержова², Е. А. Зыза², И. С. Игонин², Р. Р. Шакиров², Е. В. Шулик²

¹Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия; ²НОВАТЭК НТЦ, Тюмень, Россия

На примере надояхского резервуара рассмотрены методические вопросы сейсмогеологического моделирования для ниже-среднеюрских отложений Енисей-Хатангского прогиба. С использованием кинематического и динамического подходов выявлены качественные характеристики коллектора и перекрывающего его лайдинского флюидоупора. Предложенный методический подход может быть применен при построении региональных моделей зимнего, шараповского, вымского и малышевского резервуаров не только для рассмотренной территории, но и для других районов Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Ключевые слова: резервуар, флюидоупор, ниже-среднеюрские отложения, Енисей-Хатангский прогиб, кинематический и динамический анализ.

STRUCTURE MODEL OF THE NADOYAKHSKIY PETROLEUM PLAY WITHIN THE AGAPA MEGA-TROUGH AND ADJACENT TERRITORIES BASED ON THE INTEGRATION OF SEISMIC AND WL DATA

E. Yu. Lapteva¹, T. N. Toropova¹, V. M. Shcherbanenko¹, P. E. Zherzhova², E. A. Zyza², I. S. Igonin², R. R. Shakirov², E. V. Shulik²

¹Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; ²NOVATEK NTTS, Tyumen, Russia

The paper considers methodological issues of seismic and geological modeling for Lower–Middle Jurassic deposits of the Yenisei – Khatanga trough using the example of the Nadoyakhskiy reservoir. Qualitative characteristics of the reservoir and its overlapping Laydinsky fluid seal are revealed through kinematic and dynamic approaches. The proposed methodological approach can be applied to the construction of regional models of the Zimniy, Sharypovskiy, Vymskiy and Malyshevskiy reservoirs both for the considered territory and for other areas of the West Siberian sedimentary basin.

Keywords: reservoir, fluid seal, Lower – Middle Jurassic deposits, Yenisei – Khatanga trough, kinematic and dynamic approaches.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-12s-32-38

Открытие значительных запасов нефти и газоконденсата в Арктическом регионе в меловых и в юрских отложениях обусловило большой интерес недропользователей к планомерному освоению Западно-Сибирского осадочного бассейна и сопредельных районов. Результаты глубокого бурения доказали продуктивность юрских отложений на Балахнинской, Восточно-Кубалахской, Новой, Малохетской, Мессояхской, Южно-Соленинской, Хабейской, Тампейской, Малохетской и других площадях; признаки газа установлены на Зимней, Озерной, Северо-Соленинской площадях, в районе Логатской площади отмечено битумопроявление.

Территория исследования расположена в Ямало-Гыданской фациальной области на границе трех структурно-фациальных районов (Гыданского, Хатангского, Тазо-Хетского), в тектоническом отношении – в Енисей-Хатангском региональном прогибе (ЕХРП) в пределах Центрально-Таймырского (Агапского) мегапрогиба, Рассохинского мегавала и прилегающих территорий (рис. 1).

Ниже-среднеюрский интервал разреза представлен здесь следующими стратиграфическими горизонтами: зимним (пласт Ю₁₂), левинским, шараповским (пласт Ю₁₁), китербютским, надояхским (пласт Ю₁₀), лайдинским, вымским (пласты Ю_{7–9}), леонтьевским (пласты Ю_{5–6}), малышевским (пласты Ю_{2–4}). Зимний, шараповский, надояхский, вымский и малышевский горизонты в целом проницаемы, а к региональным покрывкам относятся левинский, китербютский, лайдинский и леонтьевский (рис. 2). В составе батского регионального резервуара васюганский и георгиевский стратиграфические горизонты могут как служить хорошими глинистыми покрывками, так и включать песчано-алевролитовые пласты сиговской свиты (СГ). Ритмичное строение юрских отложений, а именно чередование проницаемых и непроницаемых толщ, обеспечило благоприятные условия для формирования и сохранения залежей углеводородов в рассмотренном регионе [5].

На примере тоарского регионального резервуара, включающего надояхский проницаемый

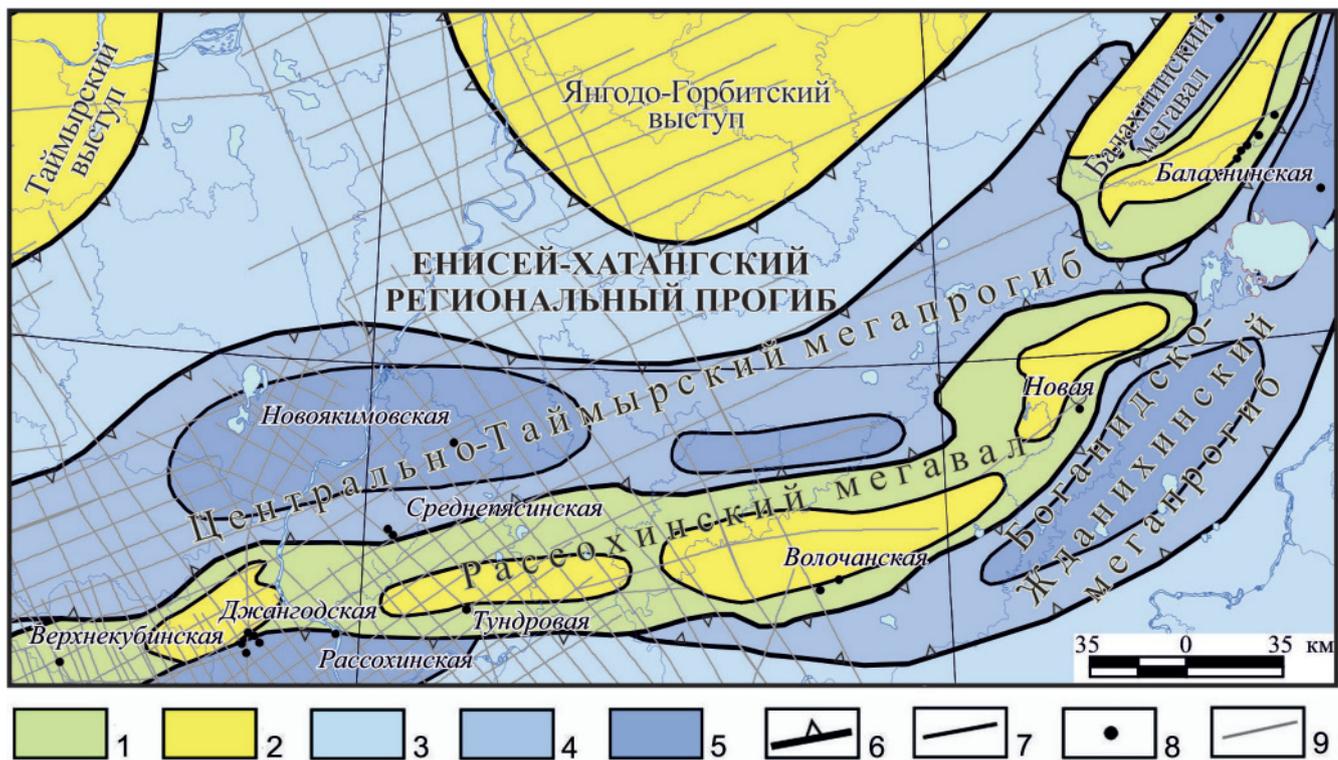


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты (под ред. В. С. Старосельцева, СНИИГГиМС, 2012 г.)

Пликативные структуры чехла: 1 – положительные первого порядка, 2 – положительные второго порядка, 3 – отрицательные надпорядковые, 4 – отрицательные первого порядка, 5 – отрицательные второго порядка; контуры структур: 6 – первого порядка, 7 – второго порядка; 8 – скважины глубокого бурения; 9 – сейсмические профили МОГТ 2Д

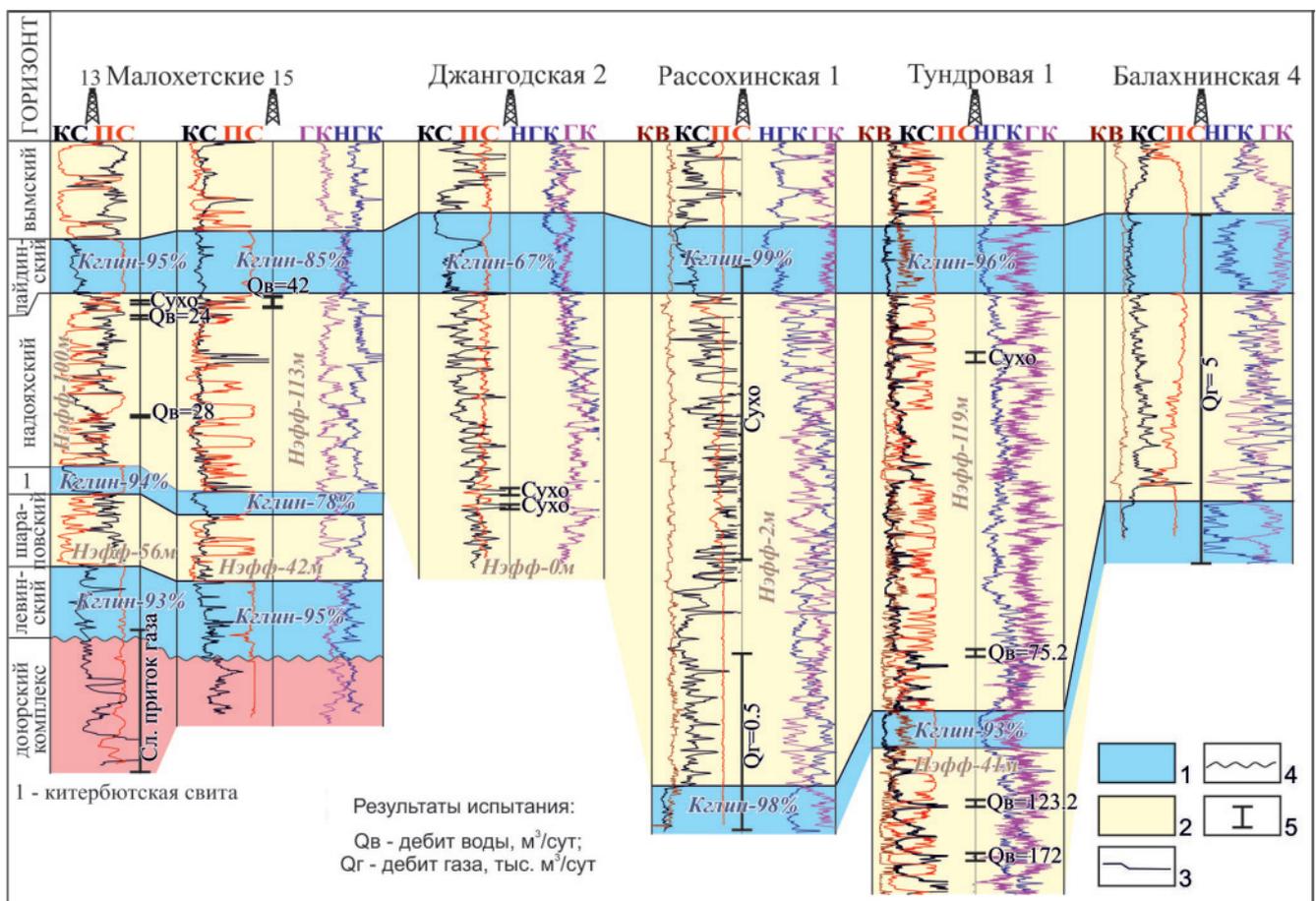


Рис. 2. Корреляционный профиль нижнеюрских отложений по линии скважин Малохетская 13 – Балахнинская 4 1 – флюидоупоры; 2 – резервуары; 3 – границы свит; 4 – стратиграфическое несогласие; 5 – интервал испытания

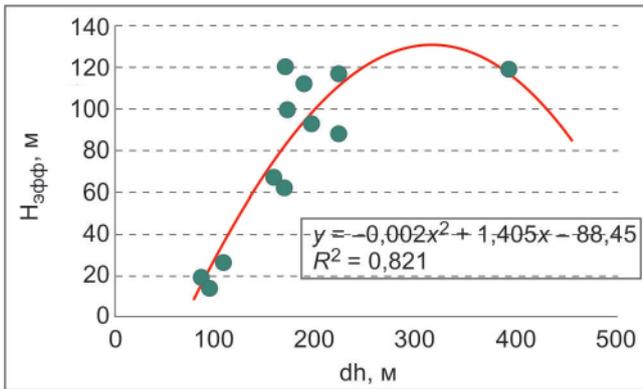


Рис. 3. Зависимость эффективной мощности пласта Ю₁₀ от мощности надояхского и китербютского горизонтов

комплекс и экранирующие его непроницаемые породы, приуроченные к нижней – средней частям ааленского яруса (лайдинский горизонт), рассмотрена парная модель строения коллектор – покрывка.

Строение проницаемого комплекса тоарского регионального резервуара на основе кинематического анализа данных сейсморазведки

Мощность проницаемых прослоев надояхского стратиграфического горизонта (пласт Ю₁₀) по скважинным данным на площади исследования и близлежащих резко изменчива – от 0 до 120 м.

Продуктивность уровня доказана на сопредельных территориях, где приток газа дебитом 2,5 тыс. м³/сут получен в Восточно-Мессояхской скв. 2, приток нефти дебитом 1,43 м³/сут – в Западно-Мессояхской скв. 16.

По данным кинематического анализа установлена полиномиальная зависимость с достаточно высоким коэффициентом корреляции между суммарной мощностью вмещающих отложений, контролируемых сверху ОГ Т₃ (кровля надояхского горизонта) и снизу ОГ Т₄ (подшва китербютского горизонта) с эффективной мощностью пласта Ю₁₀. В результате построена прогнозная схема эффективной мощности (рис. 3, 4).

Согласно выполненным построениям увеличение эффективной мощности отмечается на востоке рассматриваемой территории в прибортовых частях ЕХРП в районе Рассохинского мегавала и Янгодо-Горбитского выступа, а постепенное ее уменьшение до полного замещения коллекторов горизонта непроницаемыми породами – в направлении от бортовых зон к центральной части Агапского мегапрогиба (см. рис. 4).

Построенная структурная карта по кровле надояхского проницаемого комплекса, материалы интерпретации ГИС, результаты испытания скважин, а также прогнозная схема эффективных толщин могут быть использованы для прогноза

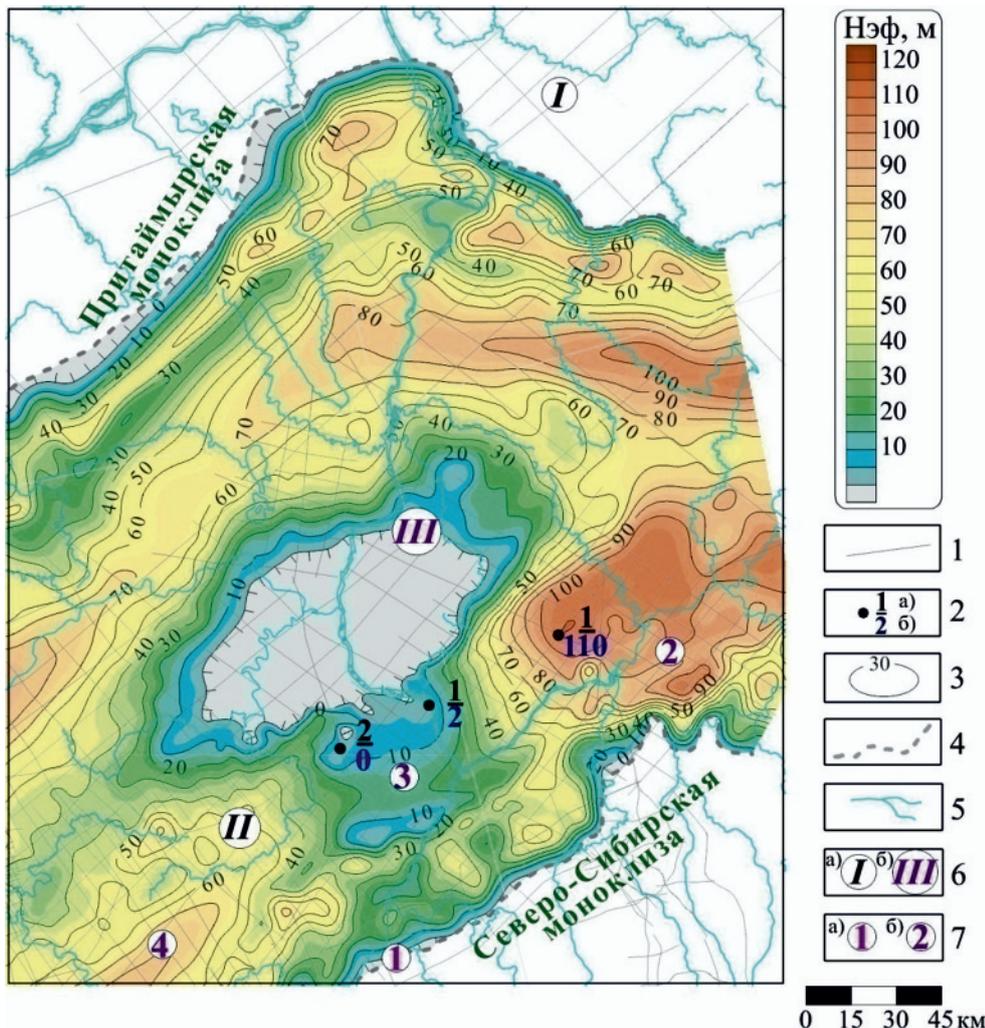


Рис. 4. Прогнозная схема эффективной мощности надояхского проницаемого комплекса

- 1 – сейсмические профили МОГТ 2Д; 2 – скважины: номер (а), эффективная мощность, м (б); 3 – изопахиты, м; 4 – линия выклинивания; 5 – гидрография; 6 – структуры I порядка: а – положительные (I – Янгодо-Горбитский выступ, II – Рассохинский мегавал), б – отрицательные (III – Агапский мегапрогиб); 7 – структуры II порядка: а – положительные (1 – Северо-Норильская гряда), б – отрицательные (прогибы: 2 – Авамский, 3 – Диамутский, 4 – Дудыптинский)

перспектив нефтегазоносности юрских отложений. Комплексный анализ полученных материалов и данных глубокого бурения позволяет выделять как структурные, так и структурно-стратиграфические, структурно-литологические ловушки углеводородов.

Оценка качества флюидоупоров по материалам ГИС

Как правило, для ранжирования выделенных перспективных объектов, необходимо оценить качество перекрывающих их экранов. Известно, что формирование глинистых пород-покрышек, проис-

ходит в различных фациальных обстановках – от глубоководных до прибрежно-морских и даже континентальных [4]. Именно фациальные условия, в которых формировалась глинистая толща, способны оказывать значительное влияние на качество экранующих свойств флюидоупора. Наилучшие изолирующие свойства приобретают глубоководные глины, которые при литификации образуют флюидоупоры высокого класса.

Согласно палеогеографическим реконструкциям [1, 3, 5] падение уровня моря во второй половине тоара при еще достаточно высоком рельефе обеспечивало поступление в осадочный бассейн

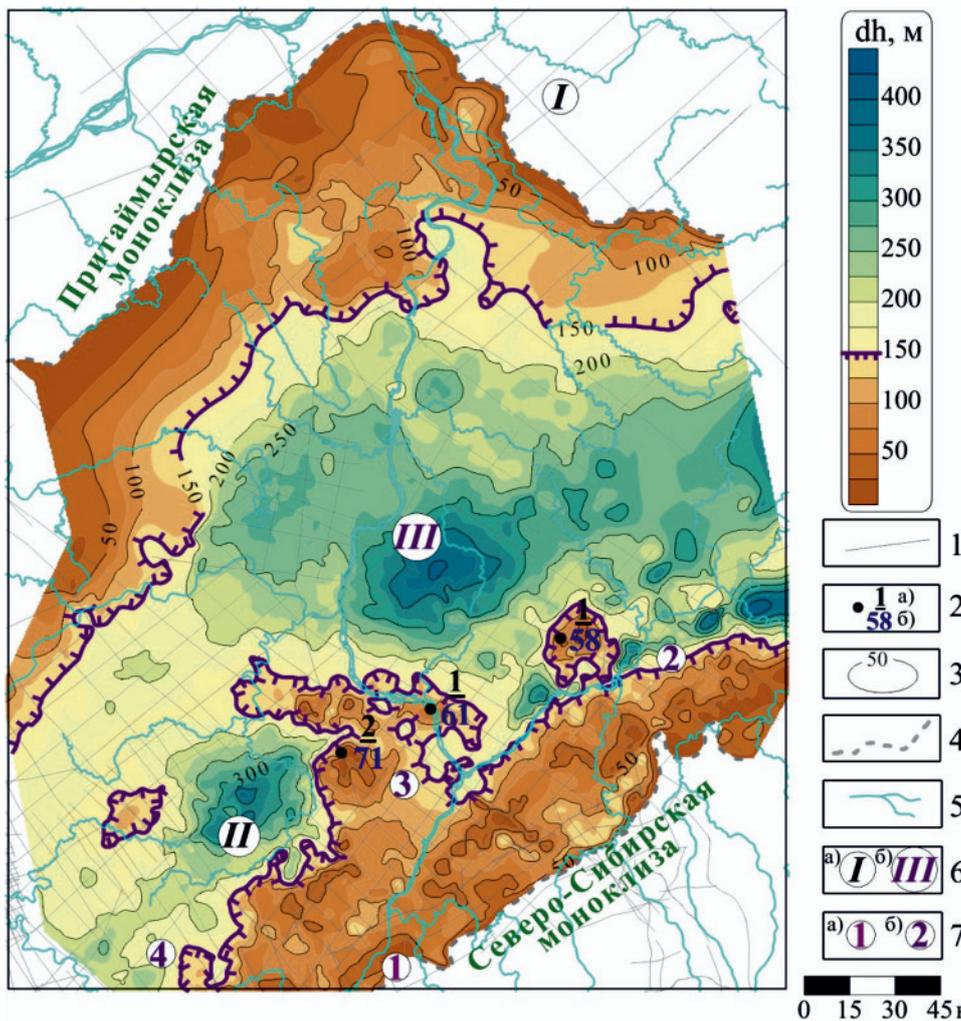
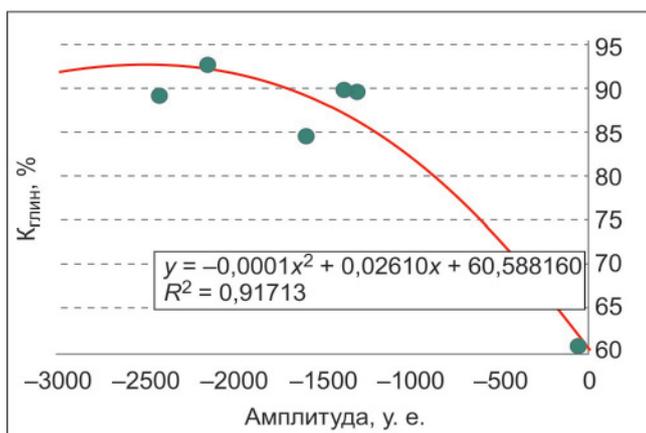


Рис. 5. Карта мощности лайдинского флюидоупора

1 – сейсмические профили МОГТ 2Д; 2 – скважины: номер (а) скважины, мощность, м (б); 3 – изопахиты, м; 4 – линия выклинивания; 5 – гидрография; 6 – структуры I порядка: а – положительные (I – Янгодо-Горбитский выступ, II – Рассохинский мегавал), б – отрицательные (III – Агапский мегапрогиб); 7 – структуры II порядка: а – положительные (1 – Северо-Норильская гряда), б – отрицательные (прогибы: 2 – Авамский, 3 – Диамутский, 4 – Дудыптинский)



довольно значительного количества крупнообломочного материала с ближних источников сноса, расположенных на южном борту Притаймырской моноклизы и на северо-восточном склоне Северо-Сибирской, которые во время накопления отложений надояхского и лайдинского горизонтов представляли собой крупные денудационные возвышенности. Соответственно, в прибортовых зонах ЕХРП вероятность присутствия средне- и крупнозернистых примесей в разрезе лайдинского горизонта достаточно высока.

Рис. 6. Зависимость коэффициента глинистости от минимальных амплитуд сейсмической записи

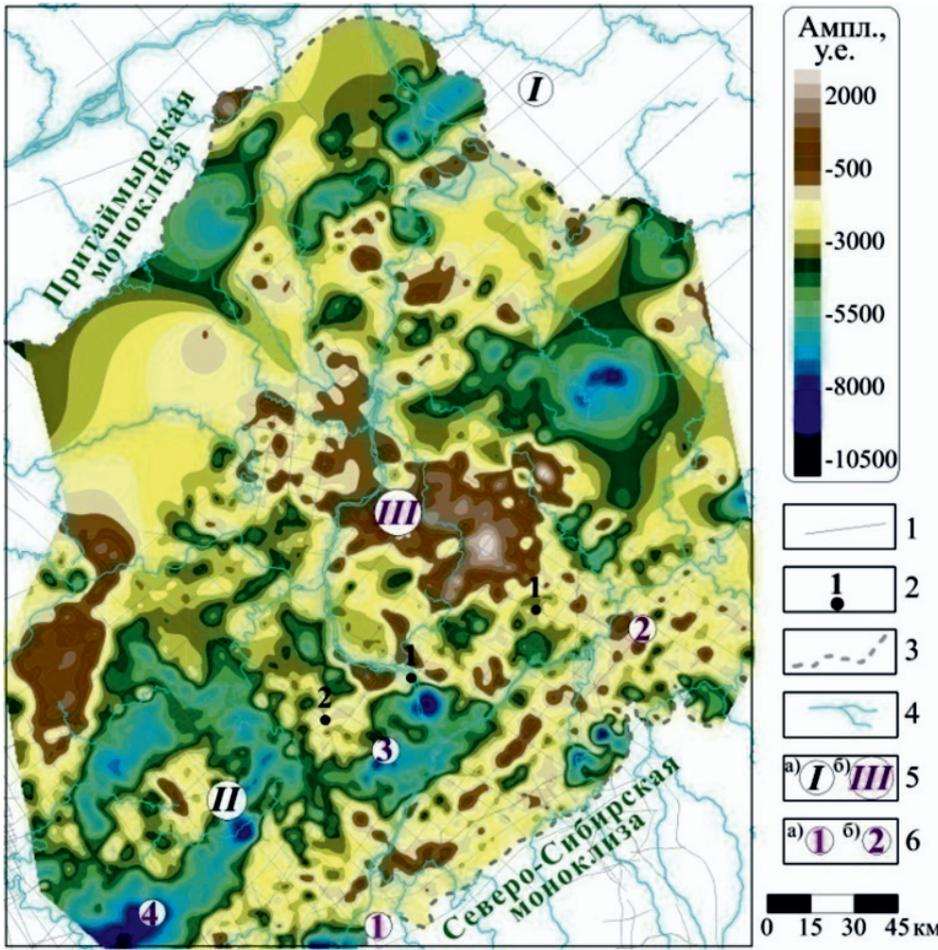


Рис. 7. Карта минимальных амплитуд в окне ОГ $T_3(-5\text{мс}) - \text{ОГ } T_3(+5\text{мс})$

1 – сейсмические профили МОГТ 2Д; 2 – скважины; 3 – линия выклинивания; 4 – гидрография; 5 – структуры I порядка: а – положительные (I – Янгодо-Горбитский выступ, II – Рассохинский мегавал), б – отрицательные (III – Агапский мегапрогиб); 6 – структуры II порядка: а – положительные (1 – Северо-Норильская гряда), б – отрицательные (прогибы: 2 – Авамский, 3 – Дудыптинский, 4 – Дудыптинский)

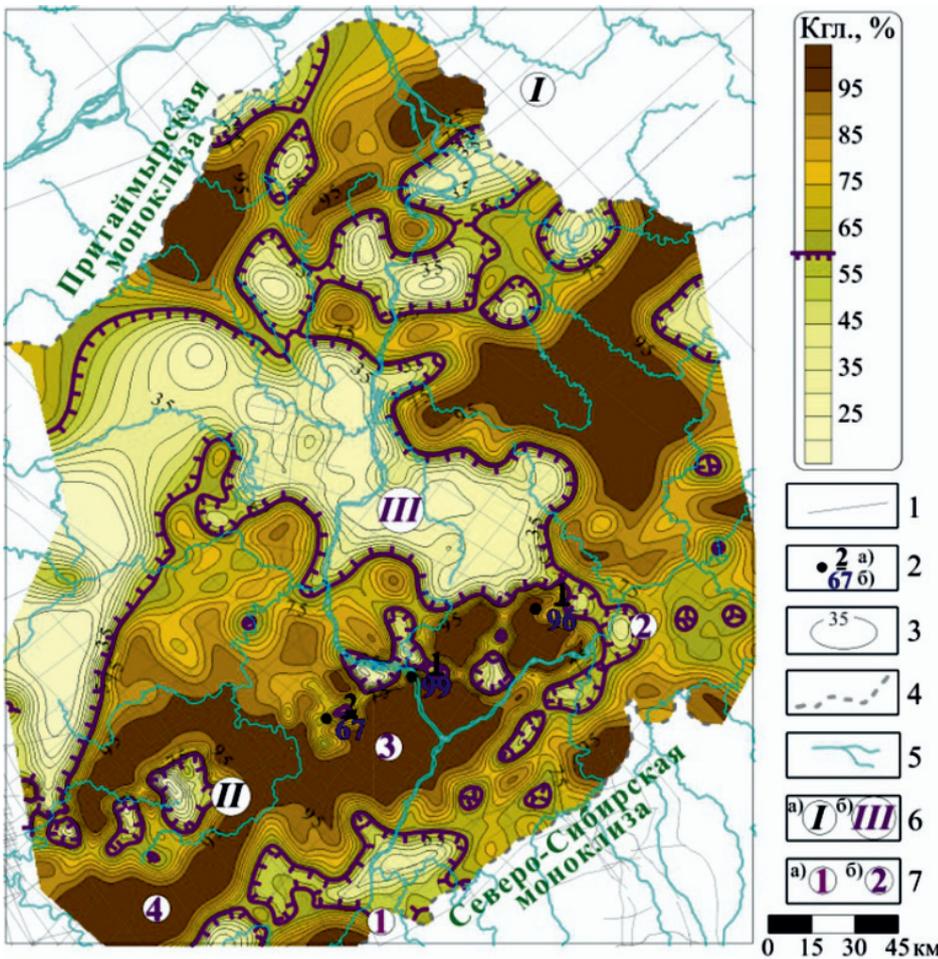


Рис. 8. Схема коэффициента глинистости лайдинского горизонта

1 – сейсмические профили МОГТ 2Д; 2 – скважины: а – номер, б – коэффициент глинистости, %; 3 – изолинии, м; 4 – линия выклинивания; 5 – гидрография; 6 – структуры I порядка: а – положительные (I – Янгодо-Горбитский выступ, II – Рассохинский мегавал), б – отрицательные (III – Агапский мегапрогиб); 7 – структуры II порядка: а – положительные (1 – Северо-Норильская гряда), б – отрицательные (прогибы: 2 – Авамский, 3 – Дудыптинский, 4 – Дудыптинский)

Лабораторными методами экранирующие свойства пород оцениваются по керновому материалу (рассматриваются особенности литологического состава глин, их минералогический состав, диаметр пор и т. д.). В региональном плане оценить качество глинистой покрышки можно на основе геолого-геофизических методов исследования.

При оценке качества покрышки, перекрывающей закартированные ловушки, нами использован методологический подход, изложенный в монографии Т. И. Гуровой [2]. В его основу положены следующие параметры: карты толщин флюидоупоров, литологический состав и вторичные преобразования пород. Последние два параметра определяют общую глинистость породы и входят в расчет коэффициента глинистости ($K_{\text{глин}}$) по скважинам при выполнении комплекса ГИС.

Строение непроницаемого комплекса тоарского регионального резервуара на основе кинематического и динамического анализов данных сейсморазведки

Лайдинский горизонт изучен глубоким бурением на Рассохинской, Джангодской и Тундровой площадях, где его мощность меняется от 58 до 71 м. По выполненным структурным построениям мощность флюидоупора варьирует от 0 м в зонах его выклинивания на северном и южном бортах регионального

прогиба до 420 м в направлении депоцентральной части Агапского мегапрогиба (рис. 5).

В результате интерпретации материалов ГИС установлено, что коэффициент глинистости, отражающий литологические особенности лайдинского горизонта, а следовательно, и его экранирующие свойства, изменяется на территории исследования и на близлежащих площадях от 40 до 96 %, в среднем 70 %.

С целью обнаружения статистических связей между значением $K_{\text{глин}}$ в скважинах с площадными параметрами по данным сейсморазведочных работ проведены кинематический и динамический анализы. Установлено, что в юрском интервале разреза не существует корреляционной связи $K_{\text{глин}}$ с современным структурным планом и картами толщин вмещающих отложений.

Динамический подход позволил выявить зависимость $K_{\text{глин}}$ от средней амплитуды сейсмической записи, рассчитанной в окне $OG T_3 (-5 \text{ мс}) - OG T_3 (+5 \text{ мс})$. По полученному уравнению регрессии построена схема коэффициента глинистости лайдинского стратиграфического горизонта (рис. 6–8).

Пониженные значения $K_{\text{глин}}$ отмечаются в северо-западной и центральной частях изучаемой площади, увеличенные – на юго-востоке в районе Тундровой, Рассохинской и Джангодской структур, осложняющих Рассохинский мегавал, и далее в направлении юго-западного борта Янгодо-Горбитского выступа.

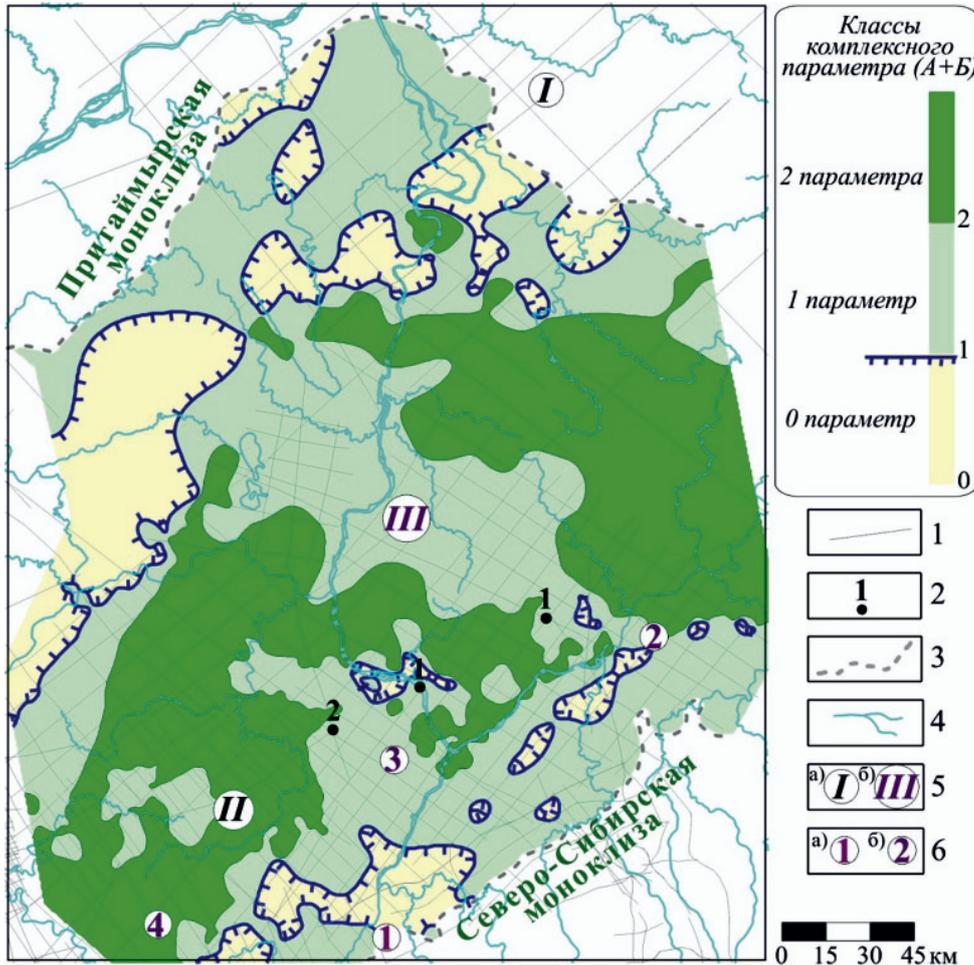


Рис. 9. Схема комплексного параметра лайдинского флюидоупора



Для выделения зон ухудшения экранирующих свойств покрышки была рассчитана схема комплексного параметра, в основу которой положено комплексирование карт мощности и коэффициента глинистости. При этом изначально каждый исходный параметр на качественном уровне делился на «хорошо – плохо». Для карт мощностей граница раздела проводилась на уровне 40 % от общей мощности, что соответствует изопаките 150 м; для схемф коэффициента глинистости граничное значение принято по изолинии 60 %.

На результативной схеме комплексного параметра выделены три класса покрышки (0–2). Класс 0 отвечает зоне отсутствия какого-либо из параметров, т. е. качество глинистой покрышки низкое; 1 – зоне среднего качества покрышки, с одним параметром; 2 – зоне высокого качества покрышки, выделенной по двум параметрам. Таким образом, о контурены прогнозные зоны ухудшения и улучшения экранирующих свойств горизонта.

В результате комплексирования установлено, что на большей части исследуемого района в лайдинском горизонте развиты покрышки среднего качества. Покрышки высокого качества приурочены к центральным наиболее погруженным областям. Экранирующие свойства горизонта постепенно ухудшаются от центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба в направлении периферии бассейна (рис. 9).

Выводы

Описанный в работе методический подход позволил построить региональную модель строения тоарского резервуара, отдельно охарактеризовать надояхский проницаемый комплекс и непроницаемый лайдинский.

Для надояхского комплекса на основе кинематического анализа сейсмических материалов и данных по скважинам удалось выявить зоны отсутствия проницаемых разностей и увеличенных эффективных толщин, а для лайдинского (с использованием кинематического и динамического подходов, а также материалов ГИС) – области с улучшенными и ухудшенными экранирующими свойствами.

Результаты выполненных исследований качества покрышки предлагается использовать при оценке геологических рисков, ранжировании перспективных объектов и для принятия оптимальных решений при разработке рекомендаций по дальнейшим геолого-разведочным работам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Геологическое** строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции / Ф. Г. Гурари, В. П. Девятов, В. И. Демин и др. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.
2. **Гурова Т. И., Чернова Л. С., Богданова В. Н.** Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1988. – 254 с.
3. **Палеогеография** Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.
4. **Флюидоупоры** в месторождениях углеводородов / А. В. Овчаренко, Б. В. Ермаков, К. М. Мятчин, А. Е. Шлезингер // Литология и полезные ископаемые. – 2007. – № 2. – С. 201–213.
5. **Шемин Г. Г.** Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. – 362 с.

© Е. Ю. Лаптева, В. М. Щербаненко, Т. Н. Торопова,
Е. В. Шулик, П. Э. Жержова, Е. А. Зыза,
И. С. Игонин, Р. Р. Шакиров, 2022