

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ

В.Л. Шустер^{1,2}, Л.И. Зинатуллина²

1 – Институт проблем нефти и газа РАН,

2 – Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

e-mail: tshuster@mail.ru, liya_zinatullina@mail.ru

Введение

В центральной части Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна (ЗСНГБ) преобладают нефтяные месторождения, открытые преимущественно в юрских и меловых отложениях, причем в юрских (в тюменской и баженовской свитах) открыта треть общего числа месторождений. На севере ЗСНГБ открыты, в основном, газовые и газоконденсатные месторождения, преимущественно в меловых и верхнеюрских отложениях.

Оценке перспектив нефтегазонасности глубокозалегающих отложений северных регионов Западной Сибири посвящен целый ряд публикаций [1–4], в том числе, и работ авторов [5–9].

Степень разведанности юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири весьма низкая. До глубин 4–6 км пробурено всего несколько скважин.

На полуострове Ямал степень разведанности составляет не более 30%, причем информацией по бурению скважин охвачена лишь верхняя (до 3–4 км) часть разреза, главным образом, мелового и верхнеюрского возраста.

Оценка ресурсов и запасов углеводородов глубокозалегающих отложений ранее была дана с использованием метода аналогий. Причем, по некоторым нефтегазонасным районам (НГР), например, Бованенковско-Харасавейскому, разведанные запасы значительно превышают начальные суммарные ресурсы, принятые в 2009 г.

В связи с этим, для выявления новых нефтегазовых скоплений и уточнения нефтегазонасности в уже открытых в верхнем этаже месторождений, в этом регионе был проведен анализ геологического строения и нефтегазонасности глубокозалегающих (свыше 4 км) отложений на западе Ямальского полуострова.

Исходный материал и использованные технологии

При построении геологической модели Харасавей-Уренгойского НГР на основе бассейнового анализа использованы фактические геолого-геофизические и геохимические

материалы из опубликованных работ, технология бассейнового моделирования и современные программные продукты PetroMod, Qgis и Petrel.

Результаты

Объектом детального исследования являются глубокозалегающие (свыше 3–4 км) отложения юрского и доюрского возраста одного из мировых узлов газонакопления – Харасавей-Уренгойской зоны, расположенной на западе Ямальского полуострова Западной Сибири. Ранее авторами [9], на основе проведенного бассейнового анализа была создана геологическая модель 2D этого региона. В последующих исследованиях, для уточнения и детализации строения и нефтегазоносности, создана детальная объемная (3D) геологическая модель этой зоны, позволившая уточнить условия формирования нефтегазовых скоплений и дать оценку перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений.

Входными параметрами для построения геологической модели региона являются геометрические характеристики (структурный каркас), литолого-фациальные особенности осадочных комплексов, данные для калибровки (температуры, давления по разрезу скважин), граничные условия (тепловой поток, палеобатиметрия, температура на поверхности осадконакопления палеобассейна).

Для построения структурного каркаса модели использованы данные ЗапСибНИИГ (Л.И. Рубин и др., 2015) – структурные карты по основным отражающим поверхностям (рис. 1, см. приложение). Разрез представлен отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

После оцифровки структурных карт по кровлям палеозоя, мезозоя и кайнозоя в программном комплексе Qgis и переноса этих данных в программный комплекс для моделирования нефтегазовых систем PetroMod получен структурно-тектонический каркас модели (рис. 2). Разрез геологической модели представлен отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

Далее было проведено моделирование разрывных нарушений. По отражающему горизонту А (ОГА) – подошва осадочного чехла с помощью ПО Qgis 11 крупных разломов, показанных на рис. 3. Данный этап в построении структурно-тектонического каркаса модели Запада Ямала и прилегающей акватории Карского моря завершающий.

В результате палеотектонического анализа построены модели эволюции седиментационного комплекса западной части полуострова Ямал и прилегающей

акватории Карского моря (рис. 4) и литолого-фациальная модель региона (рис. 5). Территория полуострова Ямал имеет конседиментационное строение. Основные структурные элементы – мегавалы, прогибы – образовались до начала образования юрских отложений. Для того, чтобы показать литолого-фациальное наполнение изучаемой территории, было проведено сечение по профилю Х. Разрез представлен алевролитами, глинами, песчаниками и известняками.

Выделены и проанализированы нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) в юрских и меловых отложениях. Они сложены преимущественно глинами, содержащими органическое вещество (Сорг – содержание в породе органического углеводорода, НІ – водородный индекс и тип органического вещества – тип керогена). Нефтегазоматеринские толщи присутствуют в юрских отложениях баженовской свиты (J_3) и в отложениях тюменской свиты (J_1 – J_2).

На исследованной территории выявлены все элементы углеводородной системы: НГМТ, породы-коллекторы и флюидоупоры, представленные на рис. 6. Нефтегазоматеринские толщи: тюменская, баженовская, ачимовская, танопчинская, марресалинская. Породы-коллекторы: пласты конгломератов, песчаников, крупнозернистых алевролитов. Флюидоупоры: глинистые толщи.

С целью выявления возможных очагов нефтегазогенерации создана модель современного распределения температур по разрезу (рис. 7). Максимальная температура на исследуемой территории на сегодняшний день составляет 327 °С, которая соответствует самой погруженной части бассейна.

Построены модели, отражающие степень выработанности генерационного потенциала органического вещества мезозойских отложений региона (рис. 8). На настоящее время органическое вещество в отложениях Пухучанской впадины тюменской и баженовской свит выработало свой потенциал, достигая при этом 100%. Области Средне-Ямальской мегатеррасы и Нурминского мегавала являются зонами генерации УВ, а в Юрибейской моноклинали, в Поетаяхинском мегавале и в Припайхойской моноклинали органическое вещество является недостаточно зрелым для генерации УВ.

На основе комплексного анализа полученных результатов проведена глубинная зональность и фазовое распределение углеводородов в западной части Ямала и прилегающей акватории Карского моря.

В Ямальной НГО наиболее высокими перспективами нефтегазоносности характеризуется Харасавей-Бованенковская зона. В ниже-среднеюрских отложениях прогнозируются, наряду с газовыми и газоконденсатными, также нефтегазовые и нефтяные залежи. Открытие нефтяной залежи в юрских отложениях месторождения Победа подтверждает сделанный прогноз.

Заключение

На основе проведенного бассейнового анализа создана геологическая модель 3D западной части Ямальского полуострова и прилегающей акватории Карского моря. Обоснованы высокие перспективы углеводородов ниже-среднеюрских отложений Харасавей-Бованенковского НГР, где могут быть открыты не только газовые, но и нефтяные залежи.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазовых осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», №АААА-А-16-116022510269-5).

ЛИТЕРАТУРА

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И.(мл.). Закономерности размещения нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.
2. Плесовских И.А., Нестеров И.И. (мл.) Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С. Особенности геологического строения северной части Западной Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 9. С. 1025–1034.
3. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Борисов Л.С. и др. Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов нижней и средней юры на севере Западной Сибирского НГБ // Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ: Тез. докл. науч.-практ. конф. М., 2001. С. 20–22.
4. Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7. С. 66–70.
5. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности ниже-среднеюрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция

Нефть Газ. 2012. № 2. С. 26–29.

6. Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Шустер В.Л. Геолого-геофизическая оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов п-ва Ямал и Приямальского шельфа Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 11. С. 102–106.

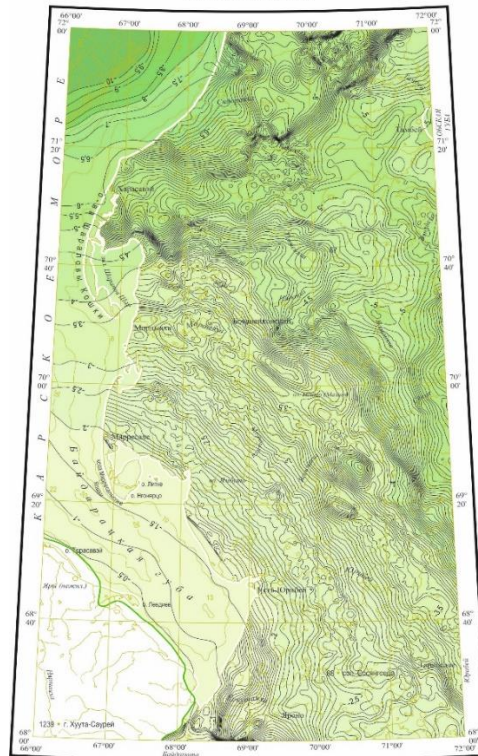
7. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20–26.

8. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Новые данные о геолого-геохимических особенностях нефтегазоносности домеловых отложений севера Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 2. С. 67–80.

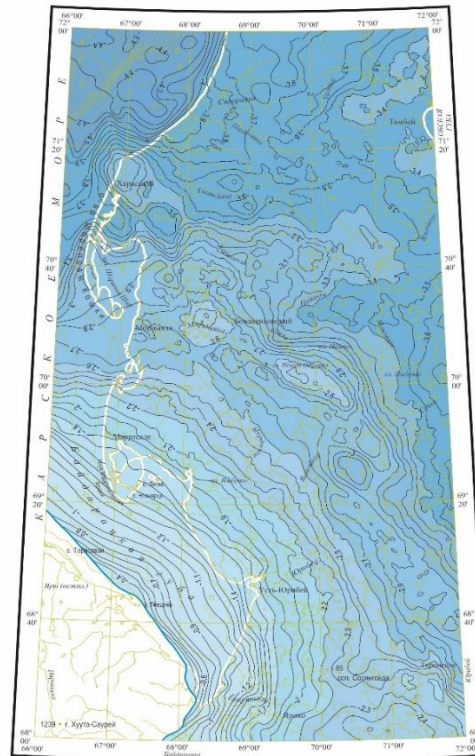
9. Шустер В.Л., Зинатуллина Л.И. Обоснование перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 2. С. 18–20.

ПРИЛОЖЕНИЕ

СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО ПОДОШВЕ НЕДИСЛОЦИРОВАННЫХ
МЕЗОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА
(отражающий горизонт А)
Масштаб 1 : 2 500 000



СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ
НИЖНЕЮРСКО-ВЕРХНЕБЕРРИАСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(отражающий горизонт Б)
Масштаб 1 : 2 500 000



СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ
АЛЬБ-СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(отражающий горизонт Г)
Масштаб 1 : 2 500 000

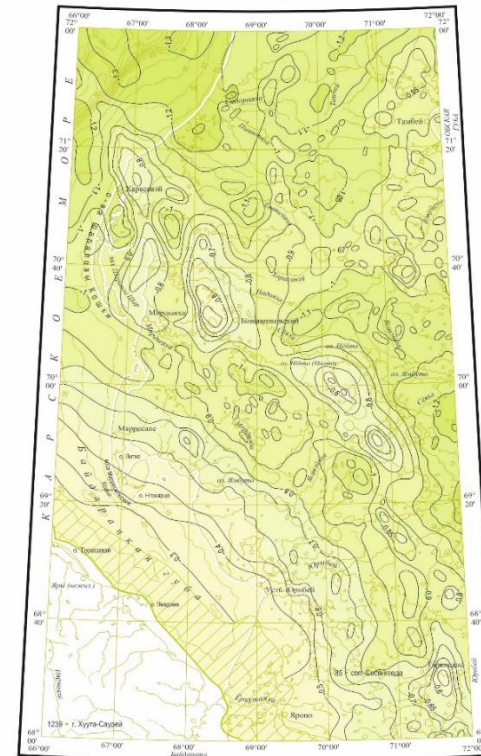


Рис. 1. Структурные карты по отражающим горизонтам
(Л.И. Рубин, Т.Е. Горелина, ЗапСибНИИГТ, 2015)

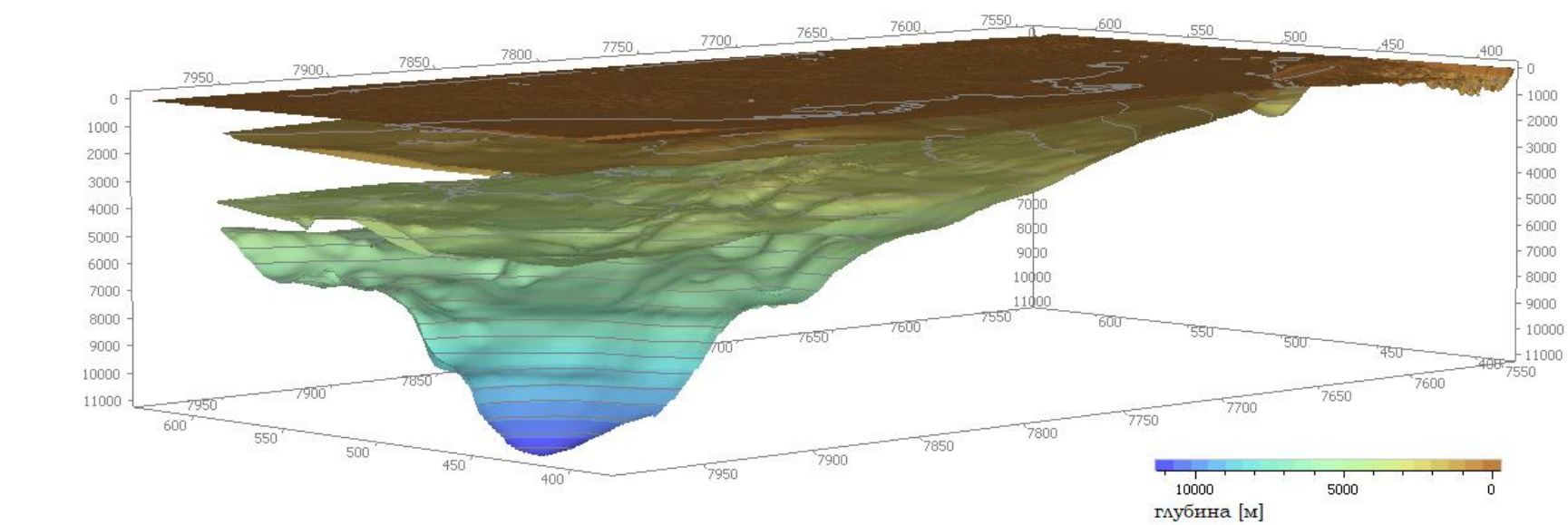


Рис. 2. Структурный каркас моделируемой территории

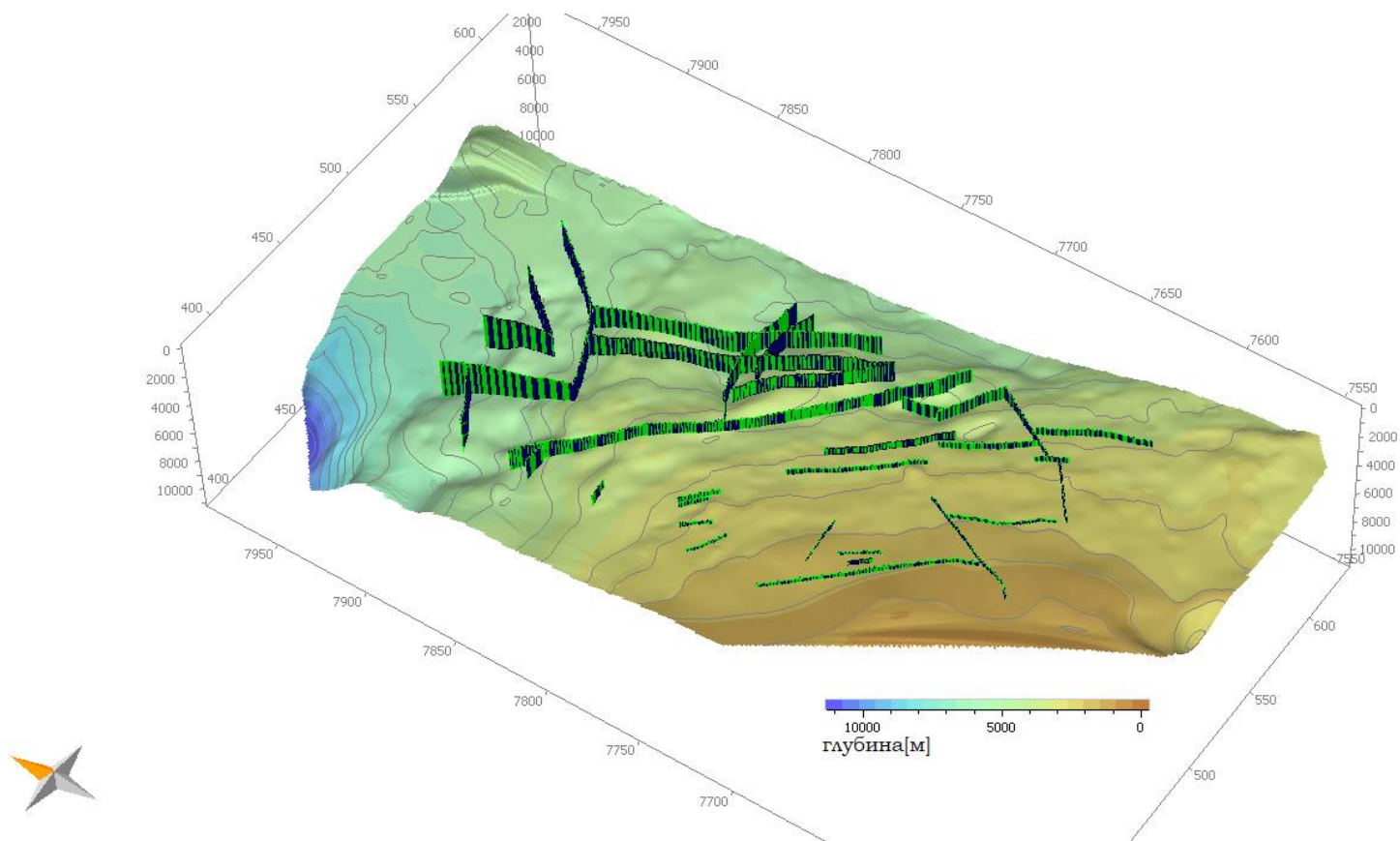


Рис. 3. Модель разломов
(структурная карта поверхности отражающего горизонта А - подошва мезозойских образований осадочного чехла)

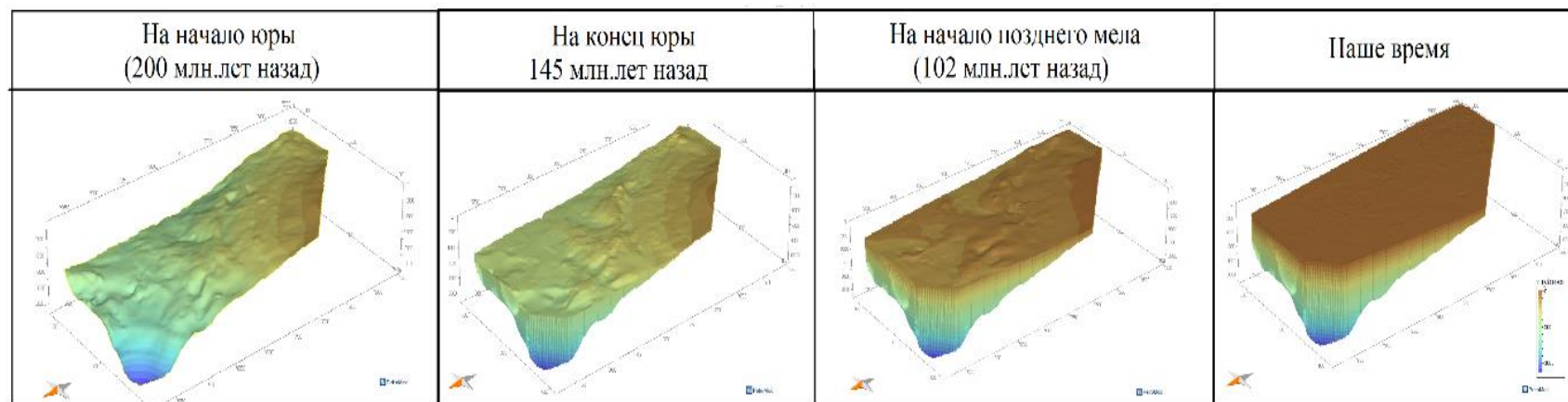
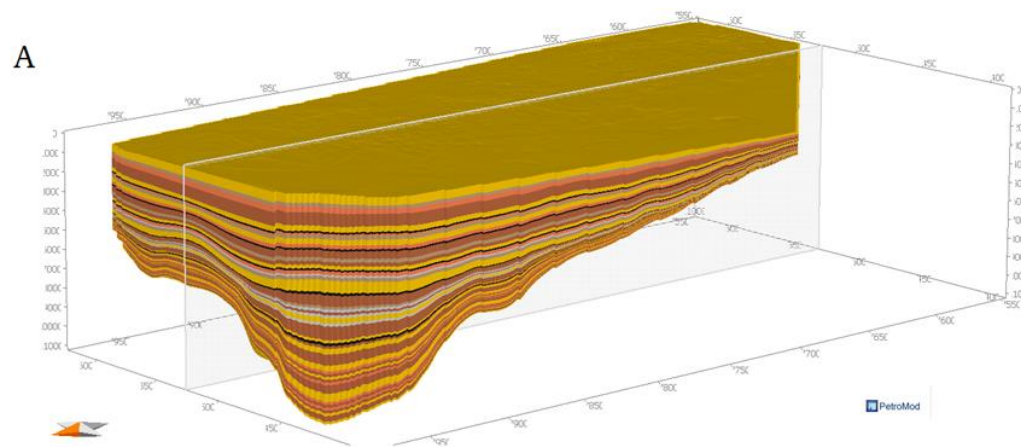
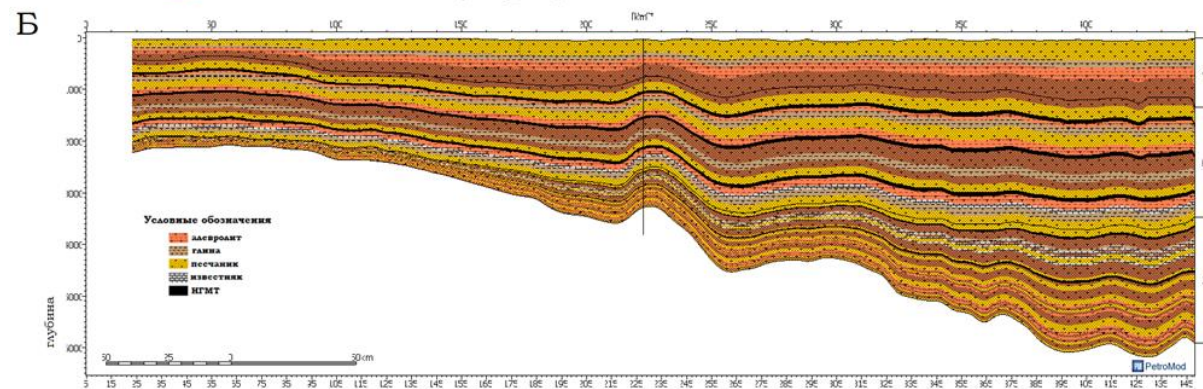


Рис. 4. Модели эволюции седиментационного комплекса западной части полуострова Ямал и прилегающей акватории Карского моря

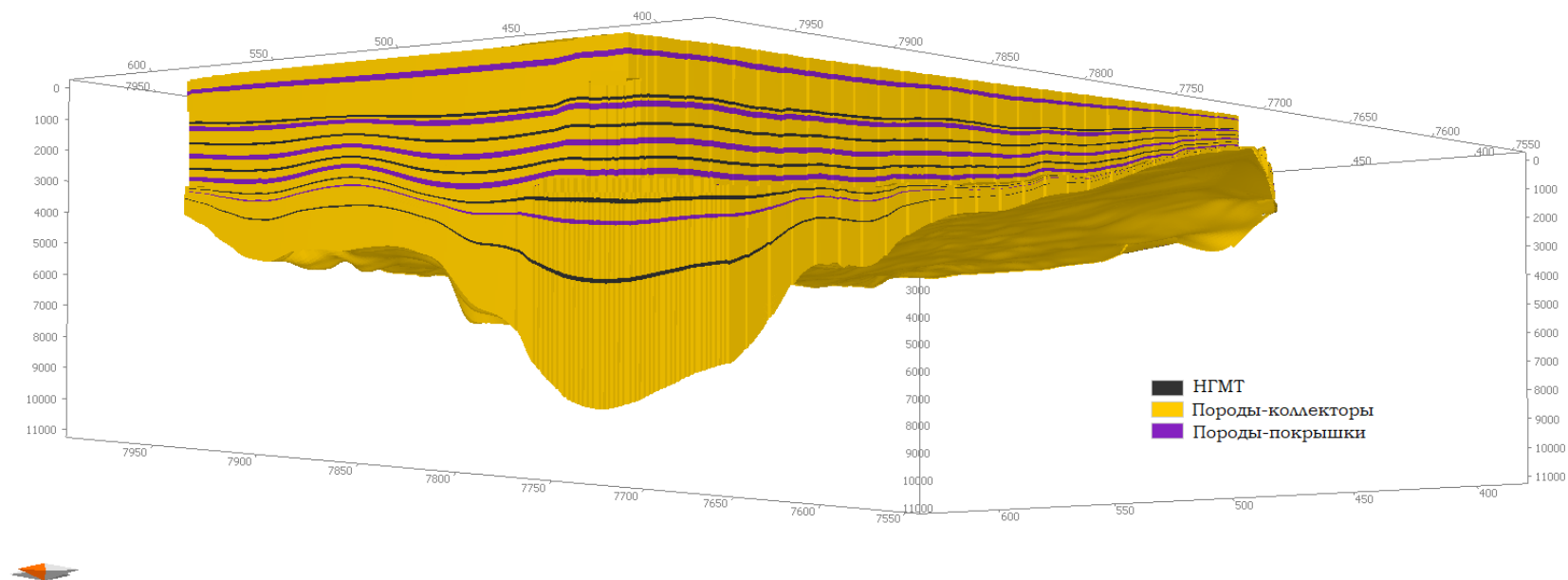


Положение сечения профиля X



**Литолого-фациальный
разрез по профилю X**

Рис. 5. Литолого-фациальная модель региона



PetroMod

Рис. 6. Положение элементов генерационно-аккумуляционных систем в осадочном чехле западной части полуострова Ямал и прилегающей акватории Карского моря

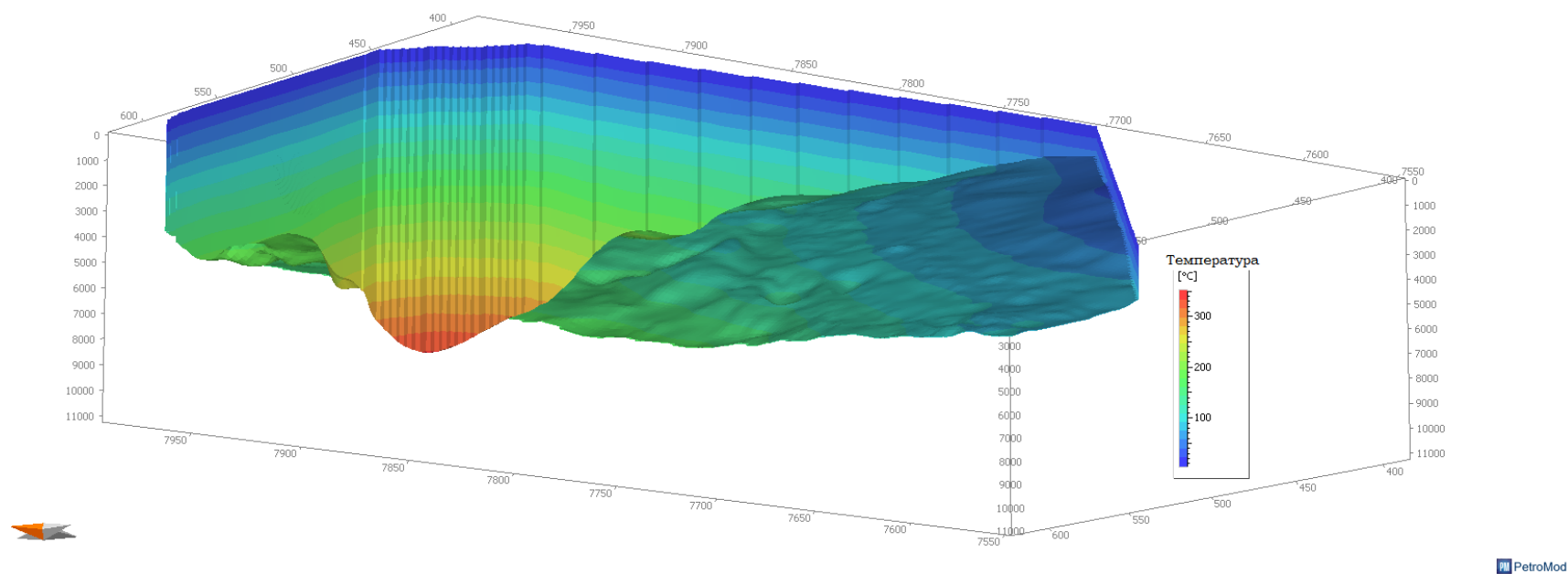


Рис. 7. Модель современного распределения температур по разрезу осадочного чехла западной части полуострова Ямал и прилегающей акватории Карского моря

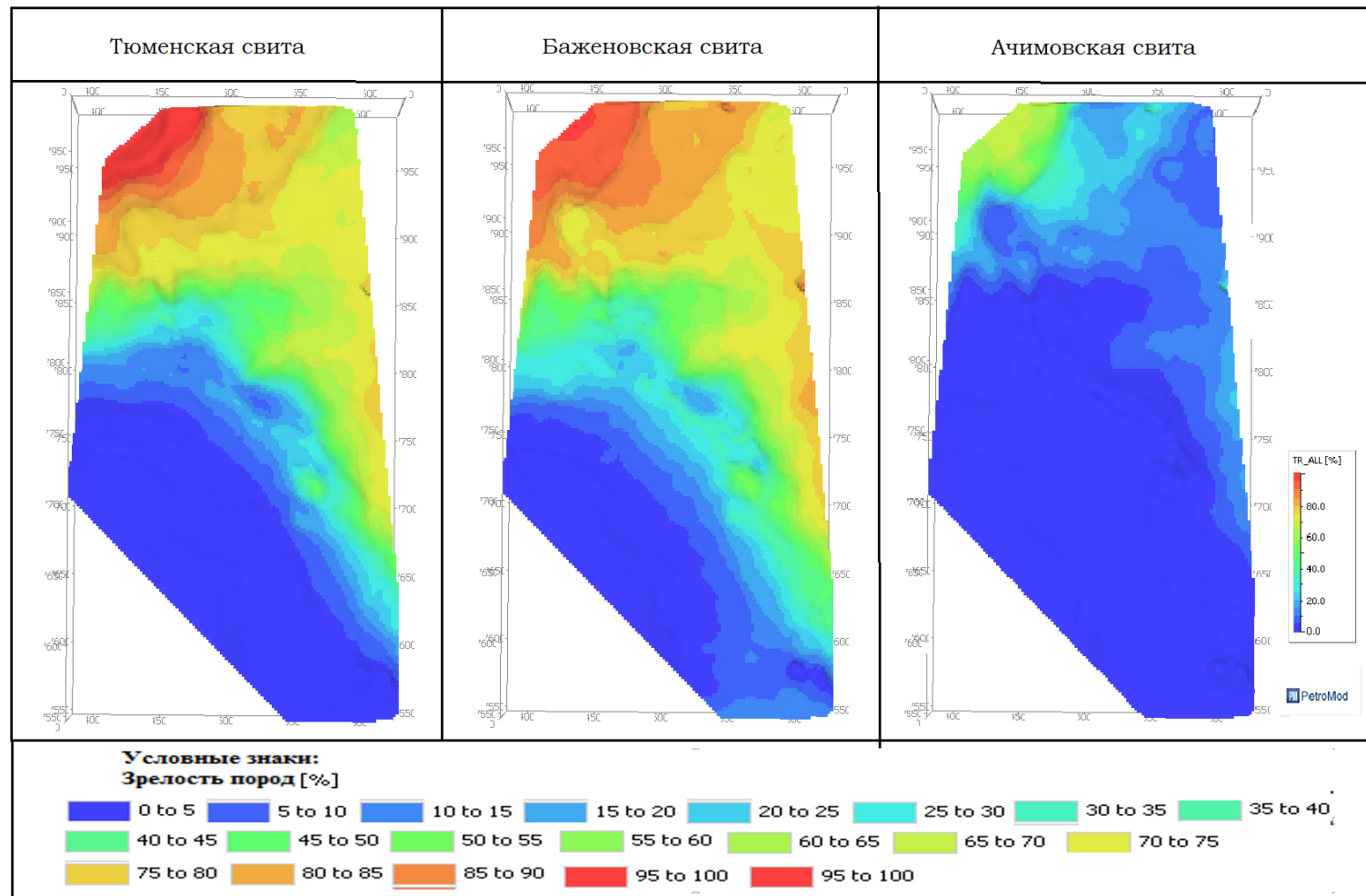


Рис. 8. Модели, отражающие степень выработанности генерационного потенциала ОВ мезозойских отложений западной части полуострова Ямал и прилегающей акватории Карского моря