

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЯ

УДК 553.98 (571.1)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров (мл.)

*Сибирский научно-аналитический центр, 625016, Тюмень, ул. Пермякова, 46, Россия*

Приведены текущее состояние геолого-геофизической изученности и структура ресурсной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Рассмотрены закономерности распространения нефтегазоносности по площади и разрезу в целом по чехлу и слагающим его нефтегазоносным комплексам. Проанализированы структурные построения по четырем основным стратиграфическим уровням: подошве мезозойско-кайнозойского чехла, кровле юрских и нижнеаптских, подошве туронских отложений. Закономерности размещения залежей нефти и газа для каждого нефтегазоносного комплекса контролируются собственным набором параметров: распространением коллекторов и покрышек, присутствием в разрезе нефтегазогенерирующих толщ, катагенетической преобразованностью органического вещества, фациальными и тектоническими условиями, термобарическим и гидрогеохимическим режимом недр и др.

*Начальные суммарные ресурсы, нефтегазоносный комплекс, углеводородное сырье, месторождение нефти и газа, сейсмоотражающий горизонт, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.*

DISTRIBUTION PATTERNS OF OIL AND GAS ACCUMULATIONS IN WEST SIBERIA

A.M. Brekhuntsov, B.V. Monastirev, and I.I. Nesterov (Jr.)

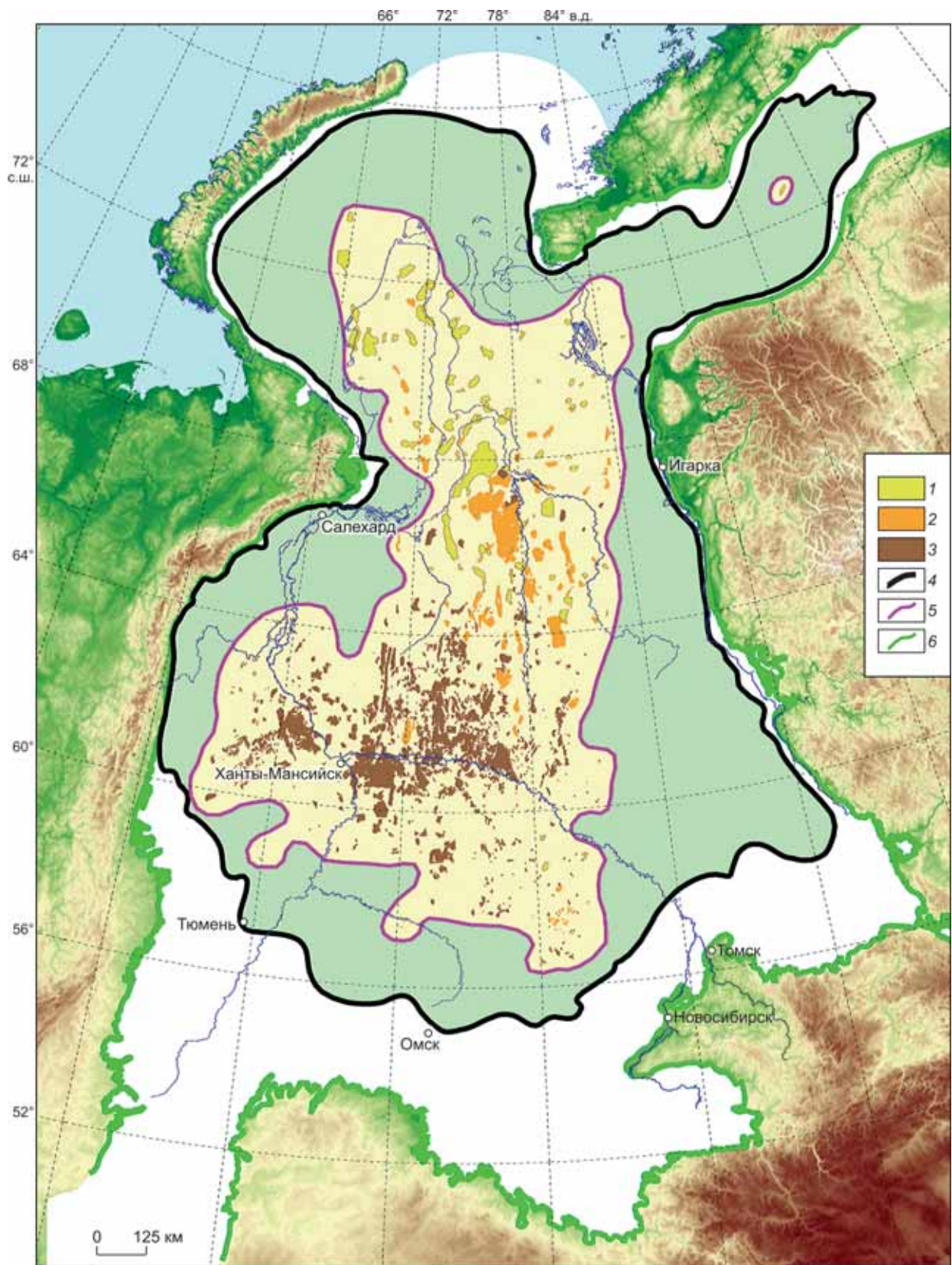
The current geological and geophysical exploration maturity and the structure of resource base have been presented for the West Siberian Basin. The patterns of oil and gas content distribution, both in areal extent and vertical, have been considered throughout the entire cover and its constituent oil-gas plays. Structural constructions for four major stratigraphic levels have been analyzed: the bottom of the Mesozoic–Cenozoic cover, the Jurassic and Lower Aptian top, and the bottom of Turonian deposits. The distribution patterns of oil and gas accumulations in each oil-gas play are controlled by a specific combination of parameters such as the distribution of reservoirs and seals, the presence of oil-and-gas source rocks, the level of organic matter maturity, facies and tectonic conditions, thermobaric and hydrogeochemical subsurface environments, etc.

*Ultimate potential resources, oil-gas play, hydrocarbon raw materials, oil and gas field, seismic reflector, West Siberian petroleum province*

ВВЕДЕНИЕ

Западная Сибирь — одна из богатейших нефтегазоносных территорий мира. Площадь ее седиментационного бассейна, включая акваторию Карского моря и Енисей-Хатангский региональный прогиб, составляет около 4 млн км<sup>2</sup> (рис. 1). При этом по верхнеюрским и меловым отложениям бассейн раскрывается в северную часть акватории Карского моря, а по палеогеновым — на юг в Тургайский прогиб. Площадь нефтегазоносной провинции (НГП) составляет 2.5 млн км<sup>2</sup> и, согласно действующему районированию (2010 г.), включает 15 наземных, три морские области и два самостоятельных перспективных нефтегазоносных района (СПНГР). В трех наземных и двух морских областях промышленных скопелений на сегодняшний день не выявлено, и они имеют статус перспективных нефтегазоносных областей (ПНГО). В целом площадь установленной нефтегазоносности составляет 1.2 млн км<sup>2</sup>.

Проблема нефтегазоносности Западно-Сибирского осадочного бассейна была в центре внимания А.А. Трофимука со середины пятидесятих годов XX века. Он многие годы занимался оценкой перспектив его нефтегазоносности, анализировал закономерности залежей нефти и газа в этом бассейне [Трофимук и др., 1960, 1963, 1971; Гурари и др., 1961; Сурков и др., 1975]. А.А. Трофимук одним из первых заявил, что этот бассейн по ресурсам нефти и газа является одним из крупнейших в мире. Особое вни-



**Рис. 1. Обзорная схема Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.**

1—3 — месторождения: 1 — газовые и газоконденсатные, 2 — нефтегазовые и нефтегазоконденсатные, 3 — нефтяные; 4—6 — границы: 4 — Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 5 — области установленной нефтегазоносности, 6 — Западно-Сибирской геосинклизы.

мание А.А. Трофимук уделял прогнозу месторождений-гигантов в Западно-Сибирском бассейне [Трофимук, 1971].

Он неоднократно говорил о гениальном прогнозе нефтегазоносности этого бассейна, который сделал в 1932 г. И.М. Губкин. А.А. Трофимук подчеркивал огромный вклад в научное обоснование и открытие Западно-Сибирского бассейна Н.Н. Ростовцева, Ф.К. Салманова, Ю.Г. Эрвье и др. Развивая идеи А.А. Трофимука, мы выполнили в этой статье анализ закономерностей размещения залежей нефти и газа в этом бассейне.

### **ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ МЕГАБАСЕЙНЕ**

На 01.01.2010 г. в Западной Сибири открыто 859 месторождений УВ сырья: 600 нефтяных, 147 нефтегазовых и нефтегазоконденсатных, 112 газовых и газоконденсатных (таблица). Нефтяные расположены в центральной части, газовые тяготеют к северной. Из общего числа 8 относятся к уникальным и 52 к крупным по нефтяным запасам, 19 к уникальным и 52 к крупным газовым месторождениям [Брехунцов, 2010]. В периферийных зонах провинции выявлены небольшие по запасам газовые скопления (Карабашское, Тевризское, Веселовское и др.), оконтуривающие преимущественно нефтеносные центральные районы.

Основная масса месторождений расположена на крупных поднятиях, лежащих в пределах или в непосредственной близости к участкам длительного устойчивого прогибания [Гурари и др., 1967; Нестеров и др., 1975].

Основные запасы газа сконцентрированы на глубинах 1000—1500 м. Здесь сосредоточено 42 % запасов газа Западно-Сибирской провинции. В интервале глубин 2250—3000 м выявлено более 3 тыс. нефтяных залежей, содержащих 54 % запасов провинции.

Залежи УВ сырья обнаружены в доюрском, нижнесреднеюрском, васюганском, баженовско-абалакском, неокомском (включая ачимовский), апт-альб-сеноманском и сеноманском нефтегазоносных комплексах.

Область выявленной промышленной нефтегазоносности сформировалась в основном к середине 80-х годов прошлого столетия, лишь единичные открытия скоплений нефти и газа за последующий период вышли за контур области распространения ранее обнаруженных месторождений.

Краевые месторождения отстоят от бортов бассейна на расстоянии от 100—130 км на западе (Иусское) и северо-востоке (Сузунское) до 400 км на юго-востоке в Новосибирской и Томской областях. Большинство крайних месторождений являются однопластовыми, мелкими и средними по запасам. Крупными по запасам многопластовыми краевыми месторождениями являются Новопортковское на юге п-ова Ямал и Верхнеколикъеганское на востоке Ханты-Мансийского автономного округа — Югры (ХМАО).

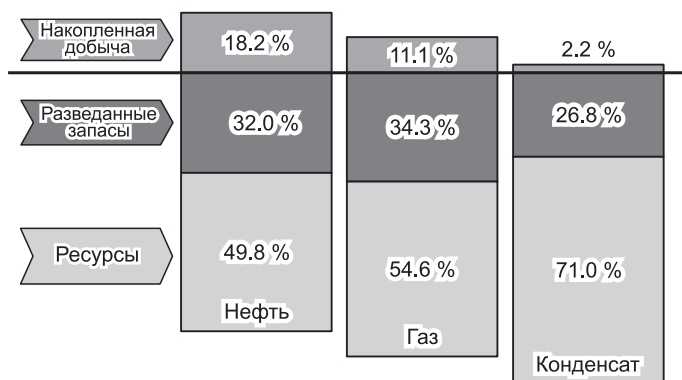
Многопластовые уникальные месторождения нефти (Красноленинское, Самотлорское) и газа (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Заполярное) тяготеют к центрально-осевой главной продуктивной полосе. Плотность начальных суммарных извлекаемых ресурсов в нефтяном эквиваленте в центральной части составляет 100—150 тыс. т/км<sup>2</sup> и более, в краевых частях она снижается в 10—20 раз. Восточная граница выявленной нефтегазоносности от Сузунского месторождения на севере до Киев-Еганского и Болтного на юге имеет субмеридиональное простираие и контролируется Пакулихинской моноклизой.

Уникальные по запасам нефти и газа месторождения приурочены к нижнесреднеюрскому, неокомскому и апт-альб-сеноманскому комплексам, контролируются крупными структурными элементами и имеют различное время формирования ловушки. Для Уренгойского мегавала с уникальной по запасам газовой залежью в сеномане главная фаза формирования ловушки приходится на поздне меловое время; для Нижнеуртовского свода — на юрское и раннемеловое. Красноленинский свод с основными залежами в фациально-невыдержанных юрских отложениях имел максимальную амплитуду к концу среднеюр-

**Типы и состояние месторождений УВ сырья Западно-Сибирской НГП на 01.01.2010 г.**

Месторождение	Открыто	В том числе			
		в разработке	подготовлено к промышленному освоению	в разведке	в консервации
Газовое	51	3	5	28	15
Газоконденсатное	61	6	10	42	3
Нефтегазоконденсатное	29	18	2	9	—
Нефтегазовое	118	61	8	48	1
Нефтяное	600	249	24	327	—
Итого	859	337	49	454	19





**Рис. 2. Состояние добычи, запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата на 01.01.2010 г., Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (с Южно-Карской НГО).**

ского времени. Красноленинский свод — затухающая структура древнего заложения, при этом залежи нефти сохранили приуроченность к палеоструктурным условиям [Бочкарев и др., 2007].

Северо-западная часть провинции (Полуйская моноклиза) является слабоизученной

территорией. Принципиальным открытием последних лет здесь является выявление высокодебитной газонефтяной залежи в среднеюрских отложениях, газоконденсатной залежи в нижней юре и получение прямых признаков продуктивности триасовых терригенных толщ в керне параметрической скв. Ярудейская 38.

Если граница площадного распространения нефтегазоносности в Западной Сибири не претерпела принципиальных изменений за последние 30 лет, то полученные притоки нефти и газа с больших глубин изменили представления о распространении продуктивности вниз по разрезу. Получена пленка нефти с глубины 5400 м в скв. 700 на Самбургской площади. Непромышленные притоки нефти (0.5 м<sup>3</sup>/сут) зафиксированы из триасовых образований туринской серии с глубин 4000—4100 м на Яхлинском месторождении.

В скв. 180 Восточно-Ямбургского месторождения промышленный приток конденсата дебитом 9 м<sup>3</sup>/сут получен с глубины 4250 м, а нефть из ачимовской толщи фонтанировала на Северо-Самбургской площади с глубин 4000—4053 м. Коллекторы разного типа, а также многочисленные газопроявления ниже 5 км зафиксированы как в осадочных отложениях, так и в магматических толщах триаса, вскрытых сверхглубокими скважинами СГ-6 и СГ-7 [Белоконь-Карасева и др., 2006].

#### ТЕКУЩАЯ СТРУКТУРА НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

По состоянию на 01.01.2010 г. в Западной Сибири в разработке находятся 337 месторождений (39 %), в разведке — 454 (53 %), подготовлены к промышленному освоению — 49, в консервации — 19.

С начала разработки в Западной Сибири добыта пятая часть от начальных суммарных извлекаемых ресурсов (НСР) нефти, разведанные и предварительно оцененные запасы промышленных категорий составляют около трети, прогнозные и перспективные ресурсы составляют половину НСР (рис. 2). Степень разведанности НСР нефти составляет 37.7 %, степень выработанности — 18.2 %.

С начала разработки добыто 15 трлн м<sup>3</sup> газа, однако это составляет всего десятую часть НСР. Примерно треть газа разведана и более половины в равном соотношении составляют прогнозные и перспективные ресурсы. Степень разведанности НСР газа составляет 37.1 %, степень выработанности — 11.1 %.

Накопленная добыча конденсата составляет всего 163.2 млн т или чуть больше 2 % НСР, доля запасов конденсата составляет чуть больше одной четверти НСР, ресурсов — 71 %. Степень разведанности НСР конденсата составляет 18.1 %, степень выработанности — 2.2 %.

Однако значительный ресурсный потенциал в целом по провинции не гарантирует стабильные уровни добычи, а основные предприятия-недропользователи планируют их снижение на долгосрочную перспективу.

#### ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

Состояние геолого-геофизической изученности неравномерно по территории Западной Сибири и в целом уступает старым нефтегазоносным провинциям европейской части страны.

С начала работ в Западной Сибири пробурено 2 сверхглубокие скважины, 29 опорных, более 150 параметрических, более 20 000 поисковых и разведочных. Плотность поисково-разведочного бурения в ХМАО составляет 61.9 м/км<sup>2</sup> (15-й показатель среди субъектов РФ), в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) — 22.1 м/км<sup>2</sup> (21-й показатель).

Размещение опорного и параметрического бурения крайне неравномерно по площади с концентрацией его в Томской области, по югу Западно-Сибирской равнины и резким уменьшением объемов к северу от Сибирских Увалов. Такое распределение во многом отстает от регионального изучения объектов, выделенных сейсморазведочными работами.

Значительная территория провинции предопределила объемы полевых сейсморазведочных работ, достигших на сегодняшний день суммарного объема более 1.5 млн пог. км. Однако плотность исследований в ХМАО составляет 0.96 км/км<sup>2</sup>, в ЯНАО — 0.94 км/км<sup>2</sup>. Это 20-й и 21-й показатели среди субъектов РФ.

Сейсморазведка методом отраженных волн (МОВ) на ранних этапах изучения Западной Сибири выполнялась в модификациях однократных перекрытий и региональных наблюдений, ориентированных на речную и редкую дорожную сеть. Резкое увеличение геологической эффективности сейсморазведки произошло в 70-е годы прошлого столетия с освоением многократных систем наблюдений в методе отраженных волн. С 1975 г. в Западной Сибири проводятся работы по специальной регулярной сети регионального сейсмического профилирования МОВ ОГТ, результаты которых существенно повлияли на стратегию и тактику поисковых работ на нефть и газ, позволили выработать целостное представление о строении мегабассейна и слагающих его нефтегазоносных комплексов, выявить региональные закономерности распространения осадочных толщ [Брехунцов и др., 2003]. На сегодняшний день в Западной Сибири обработано более 100 региональных профилей МОВ ОГТ общим объемом более 60 тыс. пог. км.

Первые работы по обобщению регионального профилирования были выполнены в Тюменской тематической экспедиции Главтюменьгеологии в 1976—1982 гг., в Главном вычислительном центре Главтюменьгеологии в 1982—1985 гг., в Хантымансийскгеофизике в 1987—1992 гг., в Ямалгеофизике в 1983—1987 гг., в ЗапСибНИИгеофизике в 1988—1992 гг., в Тюменьнефтегеофизике в 1987 г.

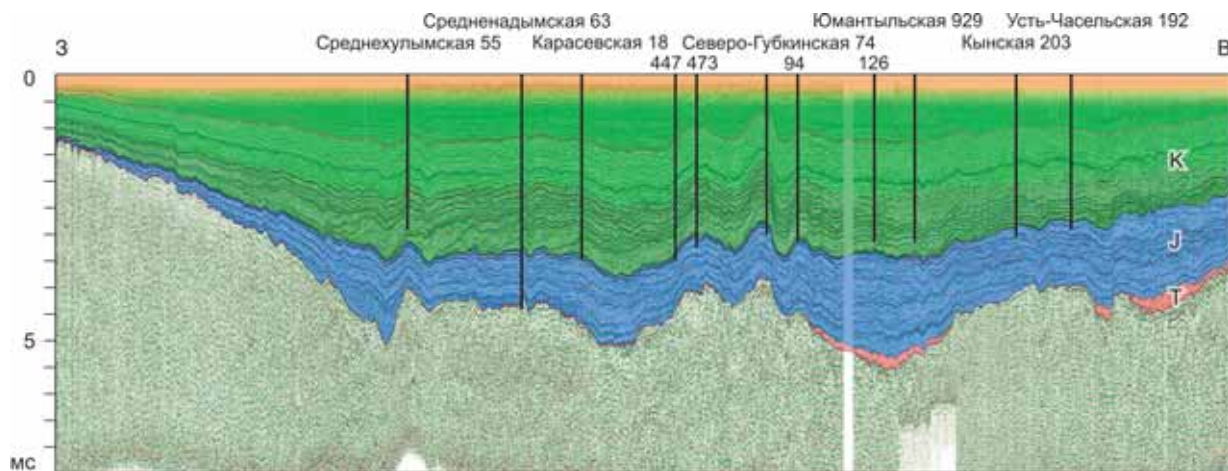
### ОПОРНЫЕ ОТРАЖАЮЩИЕ ГОРИЗОНТЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА. ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО НЕФТЕГАЗОНОСНЫМ КОМПЛЕКСАМ

В 2005—2007 гг. в ОАО «СибНАЦ» по заказу Роснедра осуществлена переработка всего объема региональных профилей, их увязка между собой, корреляция опорных и дополнительных сейсмоотражающих горизонтов (рис. 3), комплексная интерпретация совместно с результатами бурения скважин. В итоге создана единая геологическая модель Западно-Сибирской провинции, уточнены границы распространения комплексов и подкомплексов, построены структурные карты по основным стратиграфическим уровням, включая подошву осадочного чехла, кровли осадочного триаса, нижней юры, батского яруса средней юры, баженовской свиты и ее аналогов, кровли резервуаров неокома и подошву туронских отложений [Монастырев и др., 2008]. Интерпретация материалов сейсморазведки выполнялась с применением программного продукта *ИнтерСейс*.

На рисунках 4—7 представлены структурные карты по опорным сейсмоотражающим горизонтам А, Б, М и Г, имеющим региональное распространение. На карты вынесены залежи, выявленные по горизонту А в приконтактной зоне фундамента и чехла, по Б — в юрских отложениях, по М — в неомских отложениях, по Г — в апт-альб-сеноманском комплексе.

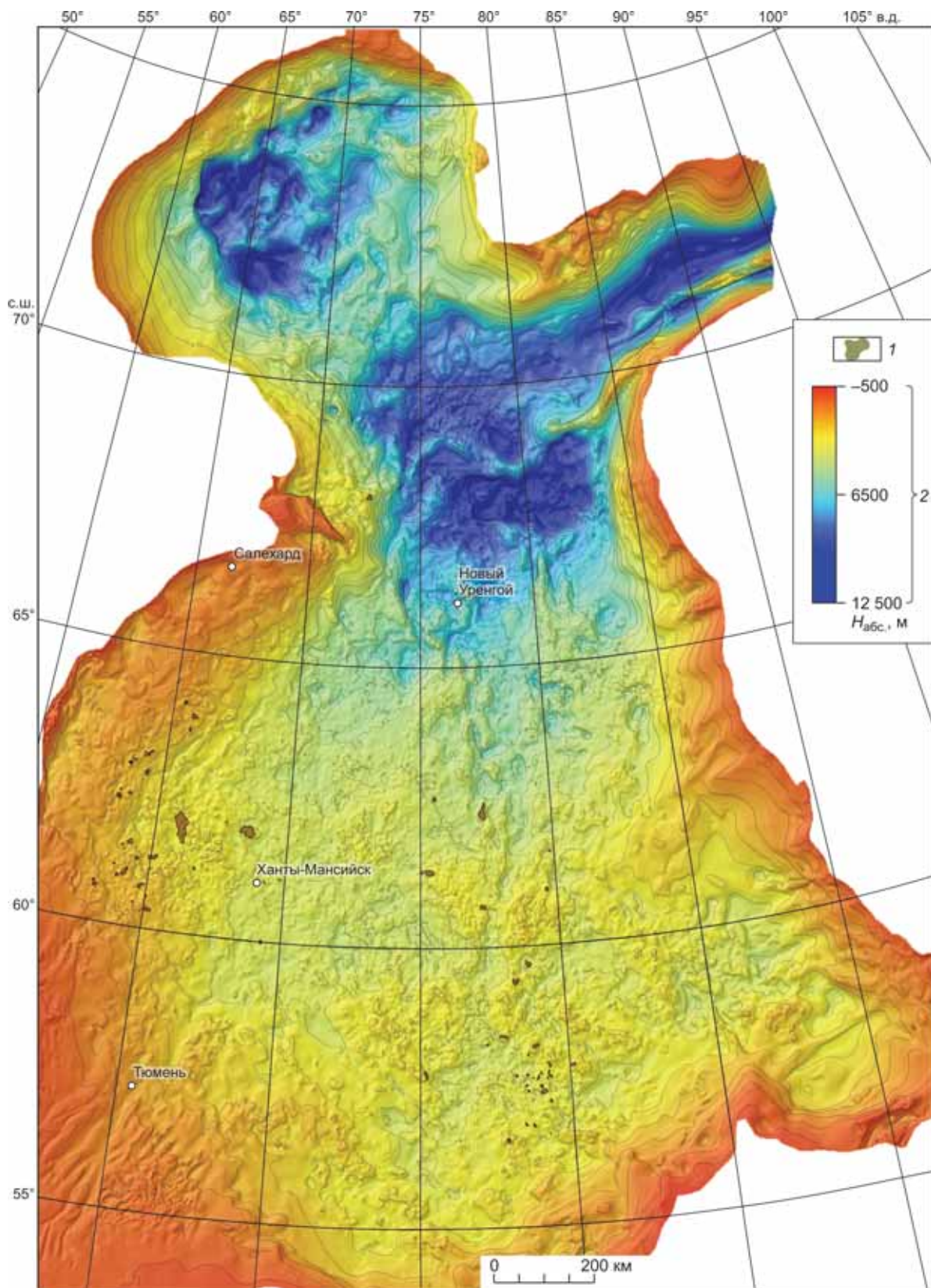
**Отражающий горизонт А** на большей части территории приурочен к эрозионной поверхности разновозрастных толщ, дислоцированность которых, как правило, в той или иной степени выше, чем залегающего на них комплекса пород.

Абсолютные отметки глубин отражающего горизонта А составляют 3—4 км в Широтном Приобье, достигая 10—12 км на северо-востоке провинции (см. рис. 4).



**Рис. 3.** Корреляция сейсмоотражающих границ в объеме мезозойского чехла Западно-Сибирского бассейна по региональному профилю 22.

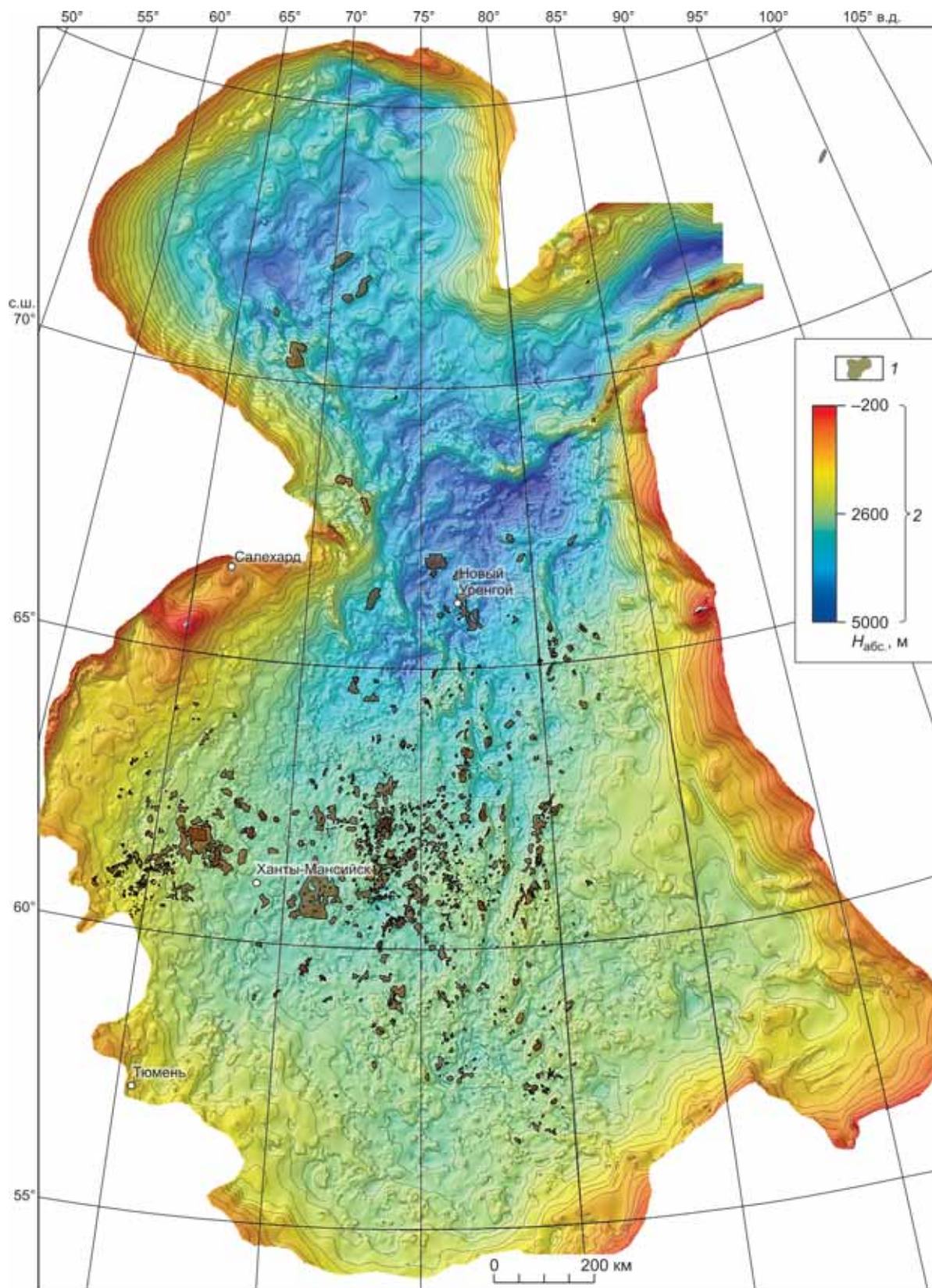




**Рис. 4. Структурная карта по подошве мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирского бассейна (сейсмоотражающий горизонт А).**

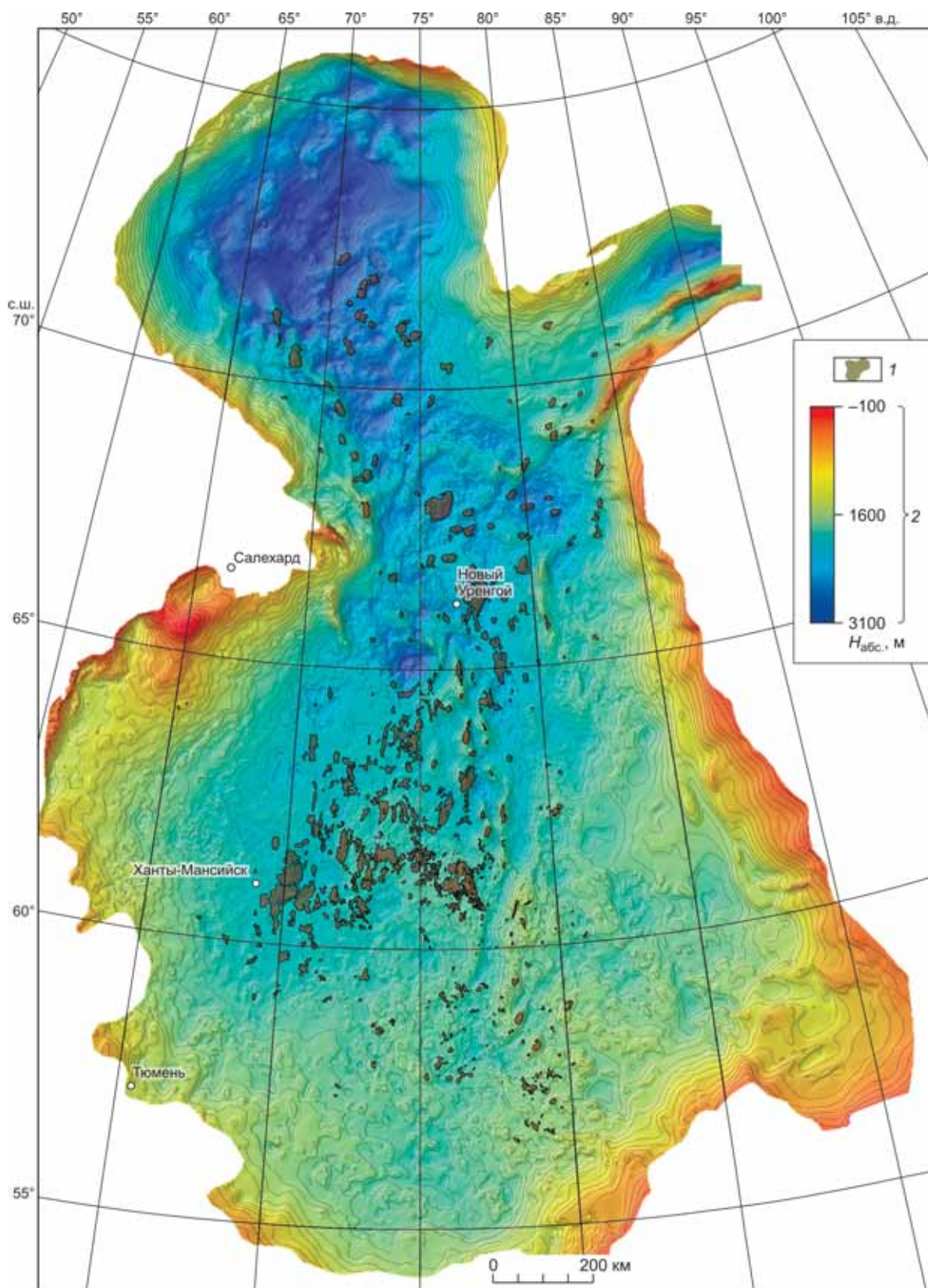
1 — залежи УВ в доюрских образованиях; 2 — шкала глубин залегания кровли доюрских образований.





**Рис. 5. Структурная карта по кровле баженовского горизонта Западно-Сибирского бассейна (сейсмоотражающий горизонт Б).**

*1* — залежи УВ в юрских отложениях; *2* — шкала глубин залегания кровли отложений баженовского горизонта.



**Рис. 6. Структурная карта по кровле неокомского НГК Западно-Сибирского бассейна (сейсмоотражающий горизонт М).**

1 — залежи УВ в неокомских отложениях; 2 — шкала глубин залегания кровли неокомских отложений.



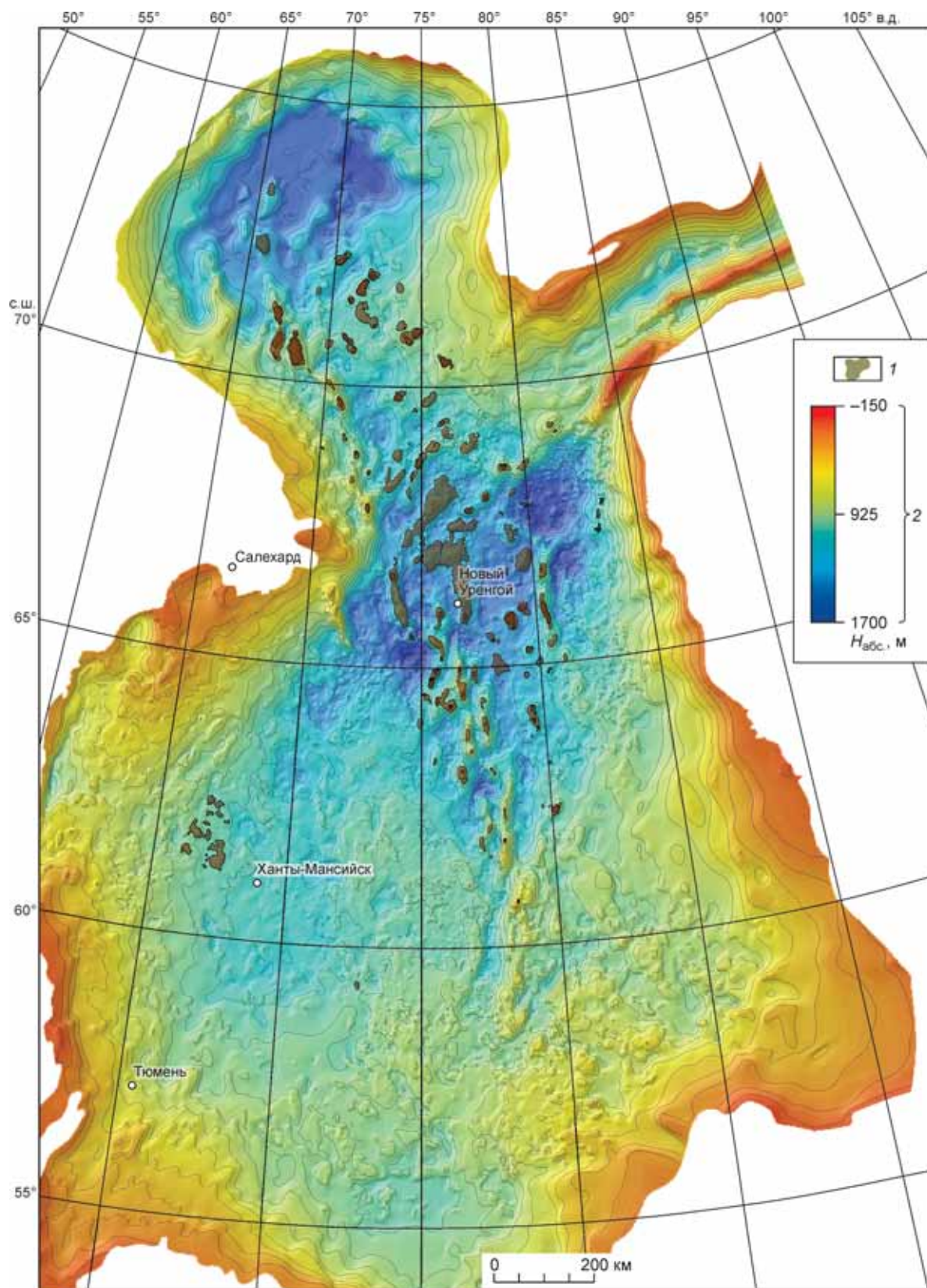


Рис. 7. Структурная карта по подошве туронских отложений Западно-Сибирского бассейна (сейсмоотражающий горизонт Г).

1 — залежи УВ в апт-альб-сеноманских отложениях; 2 — шкала глубин залегания подошвы туронских отложений.

Отражающий горизонт А является одной из самых принципиальных и неоднозначных сейсмических границ разреза Западной Сибири, что обусловлено геологическим строением зоны контакта осадочного чехла и фундамента на различных территориях геосинеклизы.

На юго-западе Западной Сибири горизонт А трассируется по кровле структурного яруса, сложенного туринской и челябинской сериями триаса. Они представляют собой полого дислоцированные породные комплексы, выполняющие рамповые грабены.

На востоке и севере Западной Сибири сейсмическая граница А проводится по кровле осадочного палеозойского чехла либо по кровле красноселькупской трапповой пермотриасовой серии.

Наиболее погруженными являются Большехетская впадина, Енисей-Хатангский региональный прогиб и Южно-Карская синеклиза. Среди положительных элементов в центральной части выделяются Нижневартковский и Александровский своды.

Залежи, выявленные в кровле складчатого фундамента, имеют широкое распространение. Максимальные дебиты нефти из фундамента достигают  $400 \text{ м}^3/\text{с}$  (Ханты-Мансийское месторождение), а приконтрактная зона фундамента и чехла содержит общие массивные залежи. Поэтому поиск новых залежей в нижнеюрских отложениях, в складчатом палеозое и нижнем триасе представляет единую задачу [Плесовских и др., 2009]. На этой методологической основе начиная с 70-х годов прошлого века велись поисковые работы на доюрский фундамент, что привело к открытию ряда крупных месторождений (Талинское, Южно-Талинское).

Все выявленные залежи в складчатом фундаменте тяготеют к зонам выклинивания нижней, средней или верхней юры. На контакте мел—палеозой пока не открыта ни одна залежь.

В первую очередь перспективы доюрского основания Западной Сибири связаны с вопросом наличия коллекторов, формирование которых в первично-слабопроницаемых породах фундамента может быть обусловлено процессами гидротермальной переработки, что предполагает связь развития вторичных коллекторов и зон проявления тектонической активности.

**Опорный отражающий горизонт Б** формируется в основном на контакте между сравнительно маломощными (20—40 м) глубоководно-морскими битуминозными глинами баженовской свиты и перекрывающими их глинистыми и песчано-глинистыми отложениями неокома. Нижняя часть разреза баженовской свиты образовалась в кимериджский и титонский века, верхняя — имеет скользящий возраст. Волна Б динамически ярко выражена, следится на большей части территории и является основным сейсмическим репером.

Максимальные глубины по отражающему горизонту Б приурочены к Надымскому, Уренгойскому и Большехетскому НГР, а также Енисей-Хатангскому региональному прогибу и Южно-Карской синеклизе (см. рис. 5). Площадь распространения отложений баженовской свиты оценивается более чем в 1 млн км<sup>2</sup>, глубина залегания — от 650 м в окраинных зонах до 5100 м в северной части.

В разрезах большинства скважин центральных районов баженовские глины четко выделяются на каротажных диаграммах в виде реперной пачки резко повышенных значений удельных сопротивлений и естественной радиоактивности.

На северо-востоке Западной Сибири баженовская, георгиевская и васюганская свиты замещаются яновстанской и сиговской свитами, при этом мощность верхнеюрских отложений увеличивается от 100 до 800 м. Максимальные толщины верхнеюрских отложений зафиксированы на северо-востоке на Туколандо-Вадинской, Хальмерпаютинской, Долганской площадях.

На востоке Западной Сибири отражающий горизонт Б теряет опорные свойства и замещается серией пологоклиноформных отложений. Литологически это выражается потерей битуминозности баженовских глин, появлении и увеличении количества и толщин песчаных прослоев в восточном направлении: в яновстанской свите выделяются до шести пронизываемых пластов, в сиговской — до восьми.

Залежи в верхнеюрских отложениях приурочены к трем литолого-фаціальным комплексам. В восточной части провинции преимущественно нефтяные залежи локализованы в зоне развития песчаников васюганской и сиговской свит (пласты группы Ю<sub>1</sub>, группа пластов СГ). В центральной части НГП, в зоне отсутствия развития песчаных отложений в верхней юре, нефтяные залежи приурочены к тонкоплитчатым разностям битуминозной баженовской свиты (Салымское, Ай-Пимское, Гальяновское) и карбонатным прослоям в составе абалакской свиты (Пальяновское, Каменное месторождения).

На западе провинции, в Приуральской НГО, выявлены залежи в песчаниках вогулкинской толщи (пласт П), имеющие линзовидное распространение и островные условия формирования при залегании непосредственно на породах фундамента.

На карту по горизонту Б вынесены также контуры месторождений, выявленных в нижней и средней юре. Залежи, связанные с нижней юрой, редки и тяготеют к краевым частям распространения нижнеюрских отложений (Красноленинское, Талинское). В связи с повышенными глубинами залегания, особенно в северных областях, отложения изучены крайне слабо. Из 1700 скважин, вскрывших нижнюю юру, лишь 150 находятся в центральной и северной частях территории распространения комплекса.



Среднеюрские залежи выявлены на Красноленинском, Сургутском сводах, Александровском мегавалу и закономерно прослеживаются по всей осевой зоне Западно-Сибирской геосинеклизы. Основные запасы сосредоточены в основном в пластах Ю<sub>2</sub>—Ю<sub>4</sub> малышевского горизонта под верхнеюрской глинистой покрывкой.

**Горизонт М.** Структурная карта по горизонту М характеризует завершение заполнения берриас-нижнеаптского бассейна (см. рис. 6). В западных и центральных районах Западной Сибири горизонт М обладает опорными свойствами. Динамическая выразительность отраженных волн ослабевает при движении на восток, что связано с опесчаниванием кошайской глинистой пачки.

Максимальные депрессионные зоны по нижнеаптским отложениям сместились в Южно-Карскую синеклизу, где глубины залегания аналогов нижнеаптских пластов достигают 3200 м.

В берриас-барремских осадочных образованиях прослеживается большое количество сейсмических горизонтов (см. рис. 3). Основные из них приурочены к глинистым пачкам, отражающим наиболее ярко выраженные кратковременные субрегиональные трансгрессии: быстринская, пимская, чеускинская, урьевская, савуйская и др.

В пространстве сейсмические комплексы, слагающие неокомский разрез, представляют собой серию последовательно налегающих друг на друга клиноформных тел, вытянутых в субмеридиональном направлении. Верхние части границ сейсмических комплексов, субпараллельные отражающим горизонтам Б и М, либо примыкают к поверхности эрозионного среза, с которым связано отражение М, либо прослеживаются до области налегания на кровлю более древнего сейсмического комплекса. В восточном направлении при переходе прибрежно-морских террас в континентальные отложения отражения затухают.

Неокомский шельфовый комплекс содержит максимальные разведанные запасы нефти Западной Сибири. Залежи распространены компактно в центральной зоне, за исключением Деминского, Южно- и Северо-Алясовского месторождений на западе ХМАО. Главной особенностью строения комплекса является увеличение площади распространения последовательно от древних пластов БВ<sub>10-12</sub> к более молодым АС<sub>1-4</sub>. Это связано с проградацией осадконакопления в глубоком море при прогрессирующем поднятии юго-восточного обрамления бассейна: Сибирской платформы и Забайкалья. По неокомским резервуарам отмечается приуроченность залежей к субмеридиональным полосам, контролируемым с запада выклиниванием пластов и с востока — раскрытием покрывки.

В нижней части неокома выделяется ачимовский подкомплекс, который характеризуется линзовидным строением и омолаживанием отложений по направлению от восточной периферии к осевой части бассейна. Залежи открыты практически на всей территории распространения подкомплекса, за исключением юго-восточной. Основные разведанные запасы нефти и газоконденсата выявлены в Уренгойском районе, главные перспективы нефтегазоносности связаны с территорией Гыданского п-ова.

**Отражающий горизонт Г** — наиболее устойчивый из верхнемеловых отражающих горизонтов, на формирование которого основное влияние оказывает подошва глин кузнецовской свиты туронского возраста. В восточных и западных районах Западной Сибири горизонт Г теряет свойства опорного.

Максимальные глубины залегания сеноманских отложений составляют 1700 м и связаны с депрессионными зонами Надым-Тазовского междуречья и Южно-Карской синеклизы. На этом фоне обособляется пояс положительных структур северо-восточного простирания от Александровского свода на юге до Нурминского вала на севере (см. рис. 7). К этому поясу приурочено подавляющее большинство выявленных преимущественно газовых скоплений. На западе провинции выделяется зона развития нефтяных залежей в пластах викуловской свиты позднеаптского возраста. Ай-Яунское месторождение с двумя небольшими залежами нефти в кровле комплекса расположено на юге ХМАО на значительном расстоянии от областей компактного распространения залежей.

К пластам ПК<sub>1-2</sub> приурочены гигантские газовые скопления, в других пластах рассматриваемого комплекса встречено ограниченное количество залежей нефти и газа, что обусловлено отсутствием надежных глинистых покрывок.

Апт-альб-сеноманский комплекс вмещает уникальные по запасам залежи сухого газа, на северо-востоке ЯНАО к нему приурочен ряд залежей тяжелых нефтей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мезозойско-кайнозойский разрез Западно-Сибирского мегабассейна характеризуется значительным этажом нефтегазоносности. При этом минимум запасов в надсеноманской части обусловлен геологическими факторами, в нижней части разреза — его слабой изученностью.

В целом по Западной Сибири залежи нефти и газа выявлены в семи нефтегазоносных комплексах: в кровле складчатого фундамента, нижнесреднеюрском, васюганском, баженовско-абалакском, неокомском (включая ачимовский), апт-альб-сеноманском и сеноманском. Закономерности размещения залежей

для каждого комплекса контролируются собственным набором параметров: распространением коллекторов и покрышек, присутствием в разрезе нефтегазогенерирующих толщ, катагенетической преобразованностью органического вещества, фаціальными и тектоническими условиями осадконакопления, термобарическим и гидрогеохимическим режимом недр и др.

С целью рационального освоения нефтегазового потенциала Западно-Сибирской провинции необходим постоянный плановый мониторинг состояния геологических моделей нефтегазоносных комплексов на основе комплексирования результатов новых данных региональных и площадных геолого-разведочных работ, детализации моделей с привлечением всего объема научно-аналитической базы на новых уровнях знаний и технических возможностей обработки данных.

#### ЛИТЕРАТУРА

**Белоконь-Карасева Т.В., Башкова С.Е., Беляева Г.Л., Ехлаков Ю.А., Горбачев В.И.** Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений севера Западной Сибири по данным сверхглубокого бурения // Геология нефти и газа, 2006, № 6, с. 2—9.

**Брехунцов А.М.** История освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и вопросы воспроизводства минерально-сырьевой базы на современном этапе // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2010, № 3, с. 20—25.

**Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П., Бородкин В.Н., Нестеров (мл.) И.И., Брехунцова Е.А.** К 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2003, № 4—5, с. 5—10.

**Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров (мл.) И.И., Нечипорук Л.А.** Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости, 2007, № 10, с. 6—23.

**Гурари Ф.Г., Казаринов В.П., Касьянов М.В., Миронов Ю.К., Нестеров И.И., Ростовцев Н.Н., Ровнин Л.И., Рудкевич М.Я., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.** Западно-Сибирская низменность — новая база нефтегазодобычи СССР // Геология и геофизика, 1961 (10), с. 3—15.

**Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Фотиади Э.Э.** Основные закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика, 1967 (1), с. 3—12.

**Монастырев Б.В., Нестеров (мл.) И.И., Козак В.Б., Базаев А.И., Улыбин Д.В., Грамматчиков С.Н., Аксенов Ю.В., Конопеева Л.Т., Гибаева О.А., Черных М.О., Зундэ К.А., Золотухина Т.А., Осадчая Е.Г., Кошечев А.Г.** Региональные сейсморазведочные работы в Западной Сибири — история и новые результаты обобщения // Горные ведомости, 2008, № 9—10, с. 8—23.

**Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К.** Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М., Недра, 1975, 278 с.

**Плесовских И.А., Нестеров (мл.) И.И., Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С.** Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья // Геология и геофизика, 2009, т. 50 (9), с. 1025—1034.

**Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.** Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 679 с.

**Трофимук А.А. и др.** Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности // Региональные и структурные проблемы геологии нефти. М., 1960, с. 97—106.

**Трофимук и др.** Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР. Новосибирск, Наука, 1963, 202 с.

**Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н.** Поисковые признаки гигантских нефтяных месторождений. М., 1971, 16 с. (Тр. VIII Мирового нефтяного конгресса 13—19 июня 1971 г.).

*Поступила в редакцию  
5 апреля 2011 г.*