

СТРУКТУРА ЛИТОСФЕРЫ ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ СИБИРИ И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В.С. Сурков

*Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и
минерального сырья МПР РФ*

630091 Новосибирск, Красный пр., 67

E-mail: geology@ace.ru

Поступила в редакцию 11 ноября 2001г.

В развитии литосферы осадочных бассейнов Сибири в неогее выделены два периода: ранний неогей (рифей – палеозой) и поздний неогей (мезозой – кайнозой). Показано, что ранние стадии этих периодов на территории Сибири отразились сходным образом. Под воздействием гигантских мантийных плюмов в глобальных масштабах здесь проявились рифтогенные процессы с образованием в рифее и мезозое осадочных бассейнов с высоким углеводородным потенциалом.

Ключевые слова: *литосфера, земная кора, мантийный плюм, рифтогенез, нефтегазоносные провинции.*

LITHOSPHERE STRUCTURE OF THE SIBERIAN SEDIMENTARY BASINS AND THEIR PETROLEUM POTENTIAL

Victor S. Surkov

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGG&MS)

Two periods are differentiated in the evolution of the Siberian sedimentary basins: Early Neogaea (Riphean – Paleozoic) and Late Neogaea (Mesozoic – Cenozoic). The early stages of these periods are shown to have similar manifestations within Siberia. Huge mantle plumes on a global scale have resulted here in rifting accompanied by the formation of sedimentary basins with high hydrocarbon potential in Riphean through Mesozoic.

Key words: *lithosphere, crust, mantle plume, rifting, petroleum province.*

На территории Сибири располагаются два крупнейших нефтегазоносных бассейна – Восточно-Сибирский и Западно-Сибирский.

Первый формировался на древней Сибирской платформе, второй – на молодой Урало-Сибирской.

В пределах бассейнов с нефтегазописковыми целями выполнены большие объемы глубокого бурения и геофизических работ, позволивших изучить глубинную структуру бассейнов, историю их геологического развития и нефтегазоносность.

Этим проблемам посвящены многочисленные публикации, в том числе и предлагаемая статья, с учетом новых идей и фактологических данных.

Структура литосферы

Сведения о структуре литосферы бассейнов основываются на комплексной интерпретации геологических и геофизических материалов, моделировании, в гравитационном и магнитном аномальных полях, структурно-плотностной и магнитной неоднородностей земной коры вдоль профилей глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ), а также переобработки материалов ГСЗ и дифференцированного сейсмического зондирования (ДСЗ) по способу двумерной сейсмической томографии [Atlas..., 1995; Крылов, 1993].

В пределах бассейнов в разные годы выполнено около 45 тыс. км профилей ГСЗ и ДСЗ, которые вместе с анализом потенциальных полей и глубокого бурения легли в основу изуче-

ния структуры литосферы.

К литосфере относится верхняя твердая оболочка Земли. Она включает в себя земную кору, ограниченную в основании поверхностью Мохоровичича, и жесткую часть верхней мантии, которая без четко выраженных границ переходит в астеносферу. Граница между литосферой и астеносферой представляет собой поверхность, способную к вязкому пластическому течению (поверхность солидуса). Кровля литосферы соответствует дневной поверхности.

В земной коре выделяется консолидированная кора, представленная глубокометаморфизованными породами базитового, гранулитового и гранитогнейсового составов, а также осадочно-вулканогенный слой.

Для определения мощности литосферы использовались данные по тепловому потоку и моделирование в гравитационном поле гидростатически уравновешенных блоков литосферы.

В соответствии с распределением поверхностного теплового потока и моделирования рассчитаны глубины до кровли астеносферного слоя. Мощность литосферы Сибири варьирует в больших пределах. Например, в Байкальской рифтовой зоне мощность литосферы составляет всего 50-60 км, а на Сибирской платформе она увеличивается до 250 км.

В пределах Западно-Сибирской плиты, Енисей-Хатангского и Предверхоанского прогибов мощность литосферы варьирует от 75 до 125 км.

В палеозойской части Сибирской платформы (Лено-Тунгусская провинция) мощность литосферы изменяется от 100 до 250 км. В Тунгусской синеклизе она равна 100 км, а на западной и восточной окраинах платформы увеличивается до 200 км и более. В зонах резкого увеличения мощности литосферы располагаются Якутская алмазоносная провинция и Тычанский алмазоносный район Красноярского края.

Мощность земной коры в пределах бассейнов также резко изменяется, что связано с тектоническими движениями в мезозое и кайнозое (рис. 1).

Наименьшими мощностями земной коры (от 33 до 39 км) характеризуются бассейны, испытавшие интенсивное погружение в мезозое и кайнозое: север Западно-Сибирского бассейна, Енисей-Хатангский, Предверхоанский прогибы и Вилуйская синеклиза.

В центральных районах Западно-Сибирского бассейна нижняя граница земной коры

располагается на глубинах от 39 до 42 км, причем в пределах рифтовых желобов поверхность Мохоровичича приподнята, а в межрифтовых поднятиях – опущена на 2-3 км.

В Лено-Тунгусской провинции мощность земной коры изменяется от 42 до 48 км. Погружение ее подошвы до 48 км отмечается в пределах современной неотектонической зоны (плато Путорана, где отметки рельефа дневной поверхности достигают 1700 м) и на древних Анабарском и Алданском массивах.

Верхняя часть консолидированной коры в пределах Западно-Сибирского бассейна представлена глубокометаморфизованными породами палеозойского и докембрийского возрастов, а на Сибирской платформе – раннепротерозойскими и архейскими.

В Западно-Сибирском бассейне отмечается постепенное погружение поверхности консолидированной коры к центру и к северу. На юге глубина на поднятиях достигает 3 км, а в прогибах – 4 км; на севере она резко погружается на поднятиях до 5 км, а в прогибах – до 8-9 км.

В пределах Лено-Тунгусской провинции в рельефе поверхности консолидированной коры преобладают изометричные формы.

На территории Тунгусской синеклизы глубины до поверхности консолидированной коры изменяются от 2 до 5-8 км.

В Канско-Тасеевской впадине кровля консолидированной коры располагается на глубине 8 км, особенно большие глубины (12-14 км) отмечаются в мезозойских депрессионных зонах платформы.

Таким образом, земная кора в пределах бассейнов характеризуется сложной морфологией ее подошвы и кровли. Как правило, погружению кровли консолидированной коры соответствует подъем поверхности Мохоровичича, что указывает на вторичный характер границы раздела коры и мантии.

Внутренняя структура консолидированной коры бассейнов реконструирована на основе переобработки материалов ГСЗ по методу двухмерной сейсмотомографии [Сурков, Коробейников, 1996; Сурков, Кузнецов, 2000]. Метод позволяет из опорных глубинных сейсмических волн, зарегистрированных в широком диапазоне баз наблюдений, извлечь информацию о скоростях сейсмических волн земной коры и тем самым более полно раскрыть особенности структуры последней.

Сейсмотомографическая обработка го-

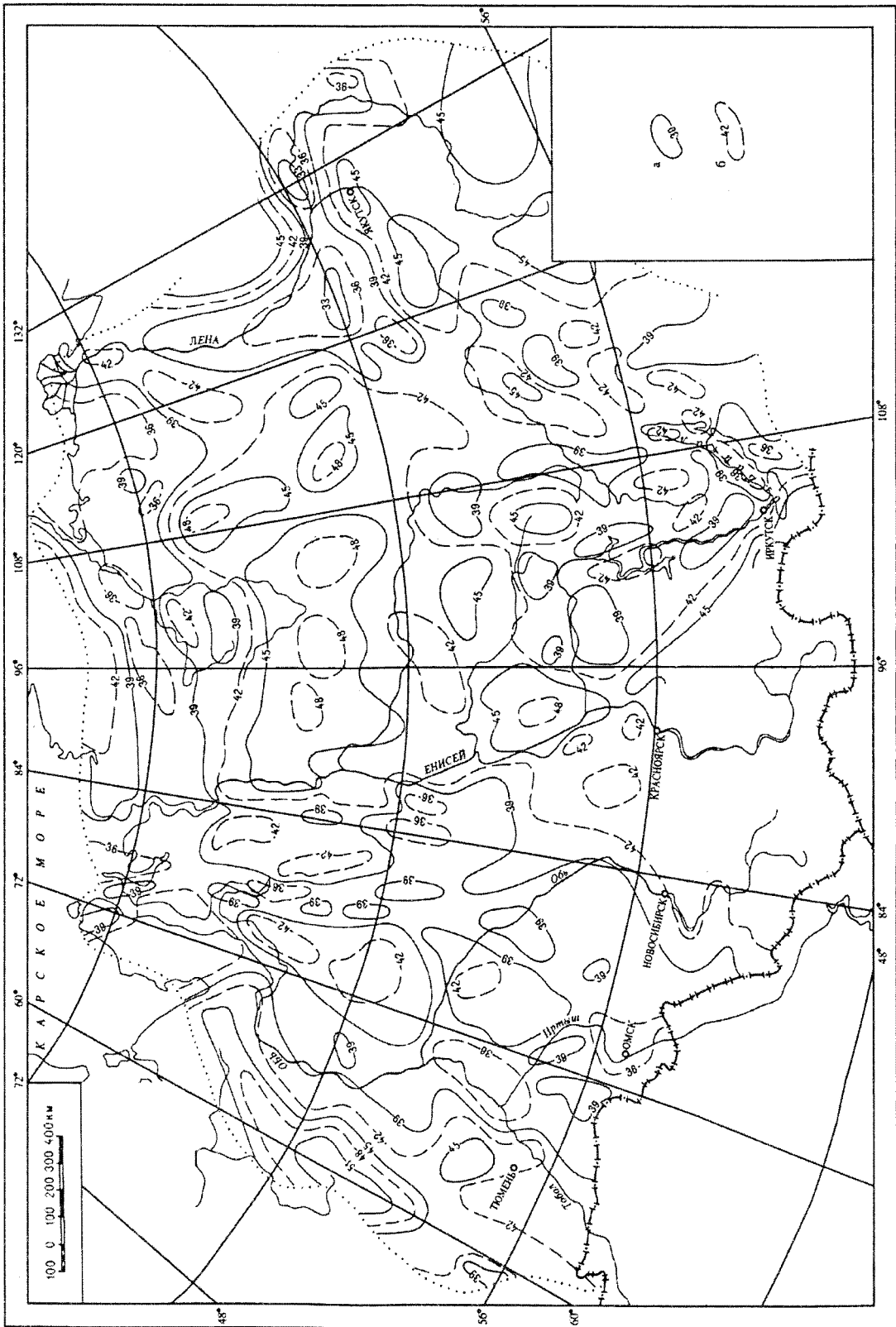


Рис. 1. Мощности земной коры нефтегазоносных бассейнов Сибири (Изопахиты: а — основные, б — дополнительные)

ловных волн вдоль профилей ГСЗ, ДСЗ позволила дополнить данные о распределении сейсмических скоростей в вулканогенно-осадочном слое и консолидированной коре и на этой основе получить дополнительную информацию об особенностях строения земной коры бассейнов. Этим способом обработана значительная часть профилей ГСЗ и ДСЗ. По скоростным параметрам в консолидированной коре Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского бассейнов выделены три слоя: гранитогнейсовый с $V_r = 5,8 - 6,4$ км/с, (гранитометаморфический в пределах Западно-Сибирского бассейна), гранулитовый с $V_r = 6,4 - 7,0$ км/с, базитовый с $V_r = 6,8 - 7,8$ км/с (рис. 2).

Сведения о структуре литосферы осадочных бассейнов позволяют ответить на целый ряд вопросов, касающихся истории их развития и нефтегазоносности.

Современная структура литосферы и земной коры Сибири начала формироваться в рифее в связи с глобальным рифтогенезом и распадом Протопангеи [Божко, 1986; Долгинов, 1982]. Рифейские рифты развивались главным образом в зонах сосредоточения гранулит-базитовых поясов древнего континента под воздействием гигантского мантийного плюма с эпицентром в области, соответствующей современной Арктике [Atlas..., 1995]. Предполагается, что в связи с веерообразным горизонтальным растеканием мантийного плюма блоки Восточно-Европейского и Сибирского кратонов подверглись некоторому вращению, а в заключенной между ними области раннепротерозойской коры преимущественно гранулит-базитового состава, испытавшей растяжение и деструкцию, началось формирование Урало-Монгольского подвижного пояса.

Развитие рифтовых систем инициировало формирование рифтогенно-спрединговых бассейнов, в том числе нефтегазоносных, как вдоль пассивных окраин Сибирского кратона, так и в его внутренних частях.

В венде и палеозое в Урало-Монгольском поясе резко усилилась мобильность литосферы, где под воздействием пульсационно функционировавших мантийных плюмов формировалась сложная ассоциация структур мозаичного типа.

В течение рифея и палеозоя в пределах Урало-Монгольского подвижного пояса проявились четыре тектоно-магматических цикла, и в конце палеозойского периода на этой террито-

рии сформировался складчатый пояс с новой континентальной корой.

На древней Сибирской платформе в рифее проявился рифтогенез континентального типа, положивший начало формированию рифейско-палеозойских осадочных бассейнов.

В пределах платформы в отличие от Урало-Монгольского подвижного пояса земная кора в неогее качественно изменилась мало. Она нарасталась сверху за счет осадочно-вулканогенного слоя и подверглась дроблению на блоки.

В конце палеозоя северо-западный сегмент Урало-Монгольского пояса испытал интенсивную гранитизацию и сводовое воздымание, как предвестник раннемезозойского рифтогенеза.

Развитие земной коры в мезозое и кайнозое происходило по гомологичной рифейско-палеозойской схеме, но этот процесс находится в начальной стадии. Этот новый этап в развитии Земли на территории Сибири под воздействием гигантского мантийного плюма привел к распаду суперконтинента Палеопангея и формированию Арктико-Северо-Атлантической рифтовой мегасистемы с окраинными мезозойско-кайнозойскими рифтовыми бассейнами [Сурков и др., 1987]. Западно-Сибирский осадочный рифтогенный бассейн в этой системе занимает крайнее восточное положение.

В целом развитие литосферы Сибири в неогее представляется достаточно сложным процессом, в котором выделяются два периода: ранний неогей (рифей - палеозой) и поздний неогей (мезозой - кайнозой). Ранние стадии этих периодов выразились сходным образом. В их пределах под воздействием гигантских мантийных плюмов в глобальных масштабах проявились рифтогенные процессы с образованием осадочных бассейнов с высоким углеводородным потенциалом.

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция

Палеотектонические реконструкции для рифейско-палеозойского этапа позволяют говорить о том, что тектонические и седиментационные обстановки в пределах пассивных окраин древней Сибирской платформы в рифее были подобны ситуациям на современных пассивных окраинах Атлантического типа [Atlas..., 1995].

Рифейским бассейнам западной и восточной пассивных окраин Сибирского кратона были свойственны относительно высокие ско-

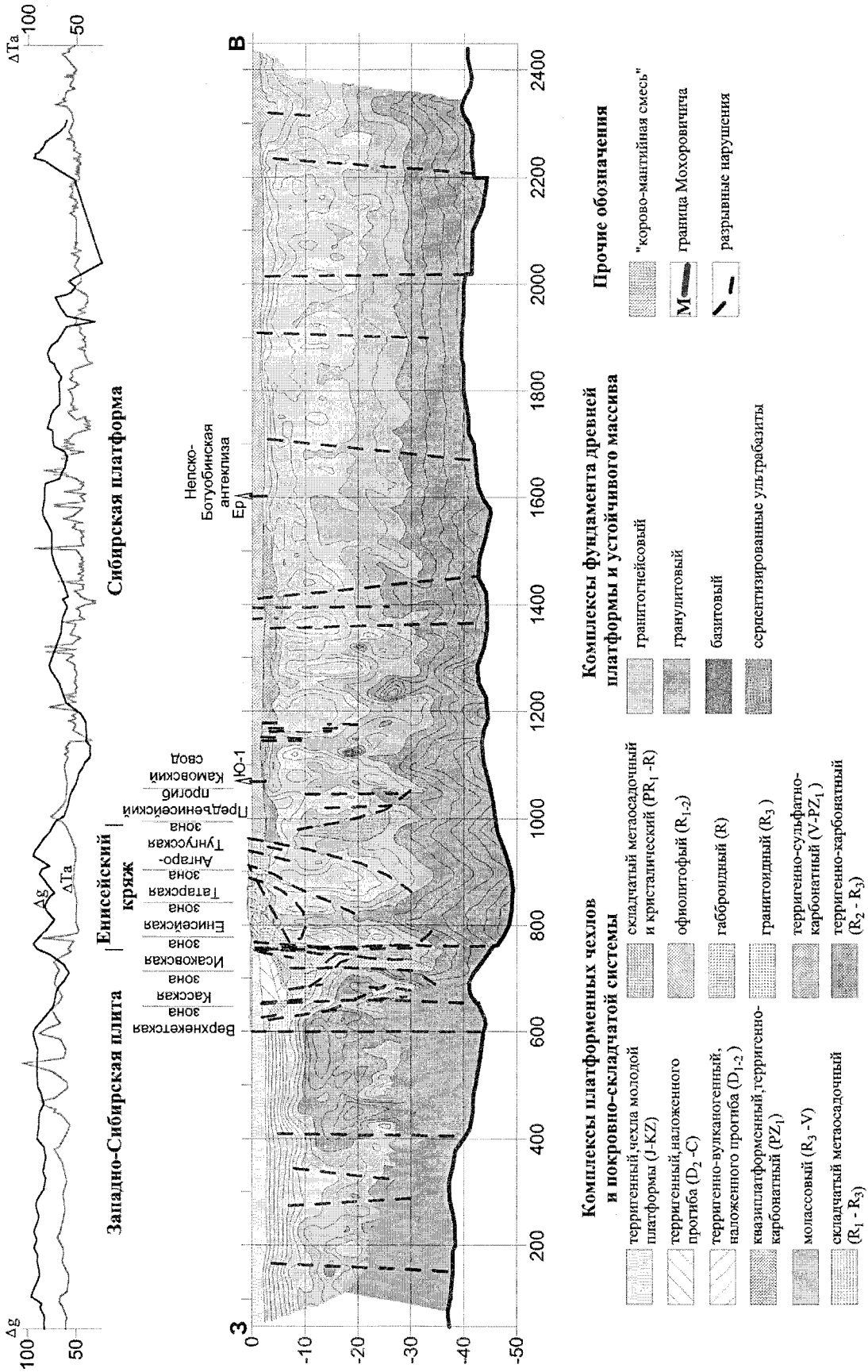


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез по геотраверсу "Батолиг"

рости осадконакопления и биопродуктивность. Об этом свидетельствуют увеличенные мощности разрезов рифейских отложений в пределах Енисейской и Байкало-Патомской покровно-складчатой систем [Сурков, 1999].

В самом кратоне в рифее образовалась система континентальных рифтов, положившая начало образованию осадочных рифейско-палеозойских нефтегазоносных бассейнов [Сурков, Гришин, 1997].

Благоприятные условия для формирования рифейских нефтегазоносных комплексов были в зонах пассивных окраин, примыкающих к кратону. В их пределах накапливались мощные черносланцевые терригенные и карбонатные нефтегазоносные толщи. Такой зоной является, например, Ангаро-Тунгусская на Енисейском кряже, представляющая в современном плане асимметричный прогиб, выполненный метатерригенно-карбонатным комплексом рифея и венда общей мощностью до 10 000 м [Сурков и др., 1996].

В отложениях шунтарской и красногорской свит этой зоны в среднерифейской черносланцевой формации с прослоями доломитов и известняков содержание органического вещества варьирует от 0,14 до 8,31 % [Ларичев, 1981].

На зрелой коллизионной стадии развития западной пассивной окраины процессы сжатия привели к формированию Енисейской покровно-складчатой системы, разрушению первичных углеводородных залежей, их миграции из зон сжатия в стабильные положительные структуры кратона, в частности Байкитскую антеклизу, где и сформировалась гигантская зона нефтегазонакопления.

Это подтверждается геохимическими исследованиями верхней части рифейского разреза Юрубчено-Тохомской зоны. В ее пределах отмечаются концентрации сингенетического ОВ (до 12 %) и аномальные концентрации миграционных битумов.

Подобная геодинамическая обстановка была в рифее и на востоке Сибирской платформы, в частности в пределах Байкало-Патомской покровно-складчатой системы. Здесь процессы сжатия и покровообразования привели к разрушению первичных залежей углеводородов в бассейнах пассивной окраины и их миграции во внутренние зоны кратона.

Как известно, в пределах Непско-Ботубинской антеклизы рифейские отложения отсутствуют, а крупные месторождения нефти и газа

открыты в венд-нижнекембрийских. Эти отложения по фациальному и геохимическому составу пород и мощностям не могли генерировать такие объемы углеводородов. Большая концентрация в залежах миграционных битумов свидетельствует о том, что часть углеводородов мигрировала из рифейско-вендских отложений пассивной окраины.

Приведенные данные указывают на то, что месторождения нефти и газа Лено-Тунгусской провинции формировались в значительной степени путем миграции углеводородов из рифейско-вендских бассейнов пассивных окраин.

Рифейские бассейны Лено-Тунгусской провинции по особенностям строения и стилю развития разделяются на две группы: окраиннократонные и внутрикратонные (рис.3) .

Окраиннократонные бассейны (перикратонных и передовых прогибов, а также поперечных авлакогенов) в своем развитии тесно связаны с бассейнами пассивных окраин. Их отложения служили коллекторами и насыщались углеводородными флюидами, эмигрировавшими из пассивных окраин. К такому типу относятся, например, месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления и Непско-Ботубинской антеклизы.

В процессе развития окраиннократонные бассейны и поперечные авлакогены испытали этапы более интенсивного погружения, сопровождавшиеся накоплением терригенных отложений, содержащих значительные концентрации органического вещества.

Так, в Байкитском окраиннократонном бассейне рифейские отложения, вскрытые глубокими скважинами, характеризуются повышенным содержанием органического вещества. В частности, в скважинах Мадринской 156, Куюмбинской 12, Юрубченской 30 в карбонатно-глинистой толще концентрация $C_{орг}$ в аргиллитах и мергелях составляет от 0,3 до 1,5% на породе [Кринин, Ларичев, 1996]

В рифейском разрезе Байкитского окраиннократонного бассейна и Иркинеево-Ванаварского поперечного авлакогена прогнозируются горизонты, которые могут рассматриваться как нефтегазопроизводящие.

Таким образом, окраинно-кратонные бассейны по их положению в общей структуре платформы, геологическим и геохимическим данным могут рассматриваться как высокоперспективные на открытие крупных месторожде-

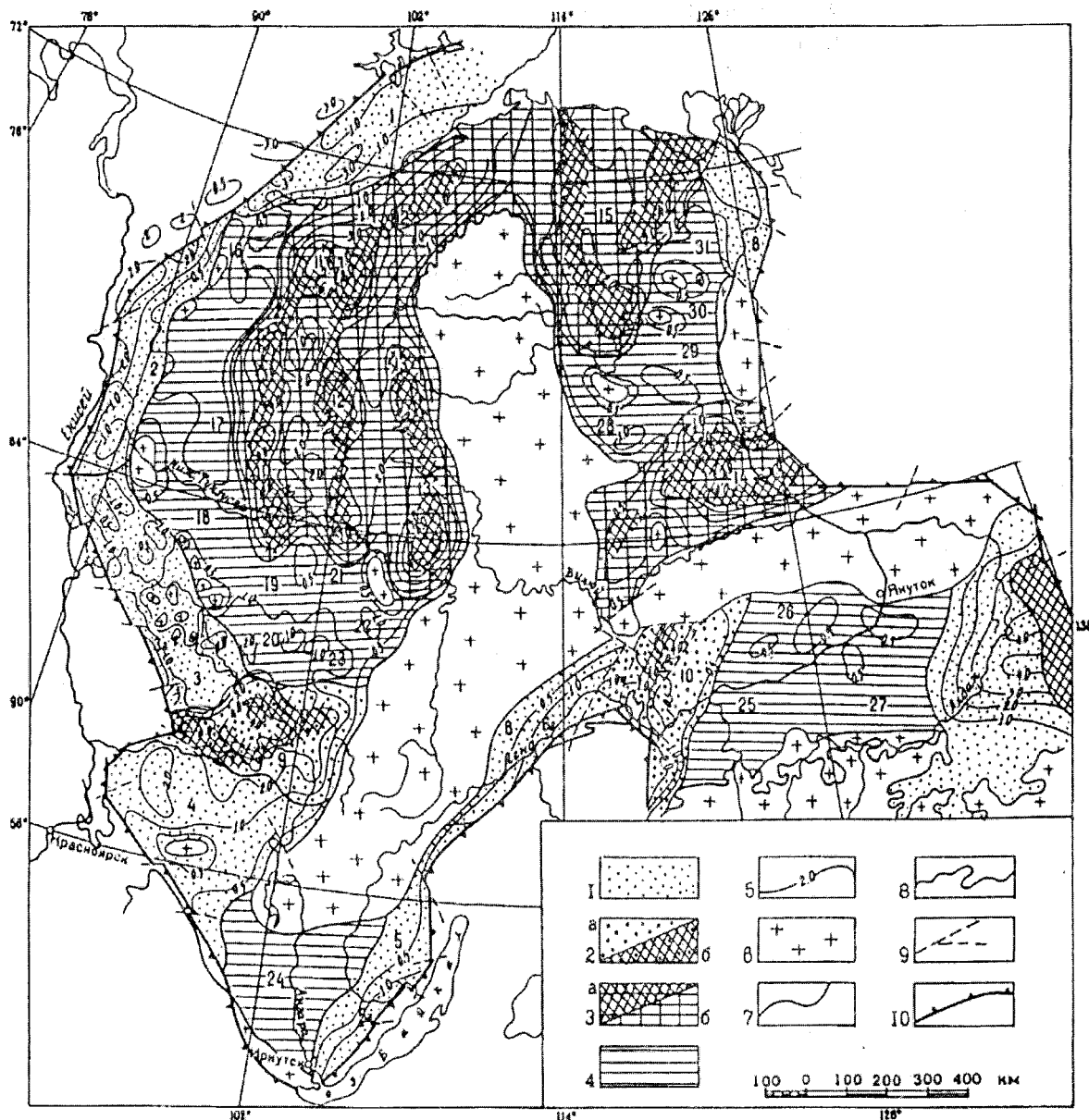


Рис. 3. Рифейские осадочные бассейны Сибирской платформы

Окраиннократонные бассейны. 1 – перикратонных прогибов (по В. Павловскому): При таймырский (1), Турухано-Хантайский (2), Байкитский (3), Чуно-Бирюсинский (4), Прибайкальский (5), Нюйско-Джербинский (6), Учуро-Майский (7), Чекуровский (8); 2 – краевых поперечных авлакогенов (а – надавлагенный комплекс, б – троговый комплекс): Иркинеево-Ванаварский (9), Уринский (10).

Внутрикратонные бассейны. 3 – внутрикратонных авлакогенов (а – троговый комплекс, б – надавлагенный комплекс): Котуйско-Кочечумский (11-13): Аякли-Тембенчинский авлакоген (11), Котуйско-Фомичевский авлакоген (12), Мойеро-Юнэкэнский авлакоген (13); Вилойский (14); Хастахско-Уджинский (15);

Катаплатформенные впадины и депрессии: Аянский (16), Тутончанский (17), Дегалинский (18), Чуньский (19), Муторайский (20), Верхнидымский (21), Илимпейский (22), Чамбинский (23), Верхангарский (24), Устьолекминский (25), Устьмархинский (26), Амгинский (27), Верхтюнгский (28), Мунский (29), Молодинский (30), Солоолийский (31).

5 – изопахиты; 6 – области и участки отсутствия рифейских отложений; 7 – границы осадочных бассейнов; 8 – контуры выходов на дневную поверхность комплексов основания и складчатого обрамления платформы; 9 – разломы; 10 – краевые швы платформы.

ний нефти и газа в рифейских и венд-нижнекембрийских отложениях.

Внутрикратонные бассейны провинции делятся на авлакогенные, в основании которых развиты грабен-рифты, и бассейны катаплатформенных депрессий и впадин.

Авлакогенные бассейны характеризуются значительной мощностью (более 4 км) рифейских и вендских отложений. Рифейские отложения в нижней части разреза представлены вулканогенно-терригенными отложениями, в верхней – ритмично переслаивающимися терригенными и карбонатными породами. Катаплатформенные впадины и депрессии выполнены карбонатно-терригенными отложениями небольшой мощности (до 1–1,5 км).

Авлакогенные бассейны расположены в центральной и северной частях Лено-Тунгусской провинции, перекрыты толщей осадков палеозоя, а также породами трапповой формации раннего триаса. Для этих районов характерен расчлененный рельеф дневной поверхности с высотами до 1,0–1,5 км. По этой причине геологическое строение и нефтегазоносность внутрикратонных осадочных бассейнов практически не изучены. Однако, экстраполяция геолого-геохимических закономерностей позволяет положительно оценить перспективы нефтегазоносности авлакогенных бассейнов.

Исследования, проведенные большими коллективами ученых различных институтов, свидетельствуют о гигантских масштабах нефтегазообразования в рифейских отложениях на пассивных древних окраинах, в краевых и внутрикратонных бассейнах. Огромные запасы нефти и газа в рифейско-вендском комплексе не выявлены из-за их низкой изученности.

Необходимо особо отметить, что рифейские отложения, как наиболее древние из нефтегазоносных осадочных комплексов Сибири, в течение длительной и сложной истории геологического развития испытали интенсивное влияние процессов регионального статического катагенеза и регионального динамокатагенеза. Этими и другими процессами значительная часть образовавшихся залежей нефти и газа была разрушена в последующие геологические периоды. Однако, благодаря кембрийской солевой крышке, геологические ресурсы нефти и газа в рифейско-венд-кембрийских отложениях, в Лено-Тунгусской провинции остаются значительными. Эта провинция, вслед за Западно-

Сибирской, будет играть важную роль в добыче углеводородного сырья в XXI веке.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

В формировании Западно-Сибирского мегабассейна выделяются три стадии: раннеплитная, с которой связано образование нижне-среднеюрских отложений, плитная, на которой формировались верхнеюрские и меловые нефтегазоносные комплексы, и стадия неотектонической активизации, обусловленная раскрытием в кайнозой Арктического океана [Сурков и др., 1997]. На этой стадии, наряду с переформированием залежей углеводородов, отлагались осадочные толщи палеоген – неогена, служащие региональной покрывкой.

Нефтегазоносность нижне-среднеюрских отложений

Раннеплитная стадия охватывает средний – поздний триас, раннюю и среднюю юру. Это период (62 млн лет) интенсивного прогибания земной коры, денудации верхнепалеозойского горно-складчатого сводового поднятия и образования Западно-Сибирского мегабассейна в современных размерах.

Продвижение и заполнение бассейна осадками происходило с севера на юг в основном по рифтовым долинам. Эвстатические колебания уровня Мирового океана и высокая интенсивность тектонического режима погружения земной коры отразились на условиях седиментации осадков.

В эпохи трансгрессий формировались преимущественно глинистые толщи, в периоды регрессий – песчано-алевритовые. Первые служат экранами и одновременно нефтематеринскими породами, вторые – резервуарами нефти и газа.

На раннеплитной стадии сформировалось пять нефтегазоносных комплексов, каждый из которых состоит из резервуара и покрывки. В нижней юре выделены зимний, шараповский и надояхский резервуары, соответственно перекрытые левинским, тогурским и лайдинским экранами. Они объединены в зимний, шараповский и надояхский нефтегазоносные комплексы.

В средней юре выделены вымский и малышевский резервуары, перекрытые леонтьевским и нижевасюганским экранами, объеди-

ненные в вымский и малышевский нефтегазонаосные комплексы [Сурков и др., 1993].

Указанные комплексы по данным глубокого бурения, сейсмическим и каротажным материалам уверенно прослеживаются по всей территории бассейна, при этом на севере они представлены в морских фациях (Ямало-Гыданская фациальная область), на юге – преимущественно в континентальных (Обь-Иртышская фациальная область). В широтном течении р. Оби, охватывая земли севера Томской области, Ханты-Мансийского национального округа и южные районы Ямало-Ненецкого округа, выделена Обь-Тазовская фациальная область, где отложения нижней – средней юры слагаются переходными фациями от континентальных к морским [Сурков и др., 1991]. По фациальному составу осадков, разнообразию ловушек, геохимическим и глубинным факторам область представляется наиболее перспективной для поисков крупных высокодебитных залежей нефти и газа.

Как известно, главным фактором структурообразования в платформенном чехле плит молодых платформ являются постумные движения структурных зон и блоков фундамента. Продолжительность этих движений составляет 200–250 млн лет [Обуэн, 1967; Яншин, 1965].

Доюрский фундамент Западно-Сибирского мегабассейна гетерогенный (Сурков, Жеро, 1981). Складчатые и блоковые структурные его элементы были сформированы в палеозое и раннем триасе. В течении всего мезозоя, а для рифтовых структур и в кайнозое, продолжалось унаследованное развитие, с формированием в осадочном мезозойско-кайнозойском чехле соответствующего структурного плана.

В платформенном чехле Западно-Сибирской плиты выделяются структуры линейного типа (мегантиклинали и мегасинклинали), унаследовавшие структурные зоны герцинского, частично каледонского, тектономагматических циклов, структуры изометричные (впадины, прогибы, поднятия), образовавшиеся над блоковыми структурами салаирид и байкалид. В центральной части бассейна над раннетриасовыми грабен-рифтами сформировались структуры типа мегажелобов и желобов. Зоны между рифтогенными желобами на платформенной стадии превратились в крупные конседиментационные сводовые поднятия [Сурков и др., 1987].

Между Колтогорско-Уренгойским и Аганским желобами в платформенном чехле обра-

зовалось Нижнеуртовское сводовое поднятие; между Колтогорско-Уренгойским и Усть-Тымским желобами – Александровское. Такого же типа межрифтовыми поднятиями в платформенном чехле являются Сургутское, Уренгойское, Ямальское и др.

Структурные зоны фундамента оказали особенно большое воздействие на фациальный состав и мощность осадков ниже-среднеюрских отложений. Продвижение бассейна и заполнение его осадками происходило по рифтовым желобам и прогибам. Межрифтовые и другого типа поднятия фундамента на раннеплитной стадии представляли собой подводные и надводные возвышенные зоны, в пределах которых отложения нижней и средней юры (особенно нижней) формировались в сложных фациальных обстановках. В этих зонах они характеризуются сокращенной мощностью и ухудшенными коллекторскими и экранирующими свойствами пород. По этой причине, а также, и это главное, вследствие важности быстрого освоения уже открытых, на указанных межрифтовых сводовых поднятиях в верхнеюрских и в меловых отложениях, крупных и гигантских месторождений нефти и газа, изучению нефтегазонаосности ниже-среднеюрских отложений, не уделялось должного внимания. Эти отложения были выделены в тюменскую свиту с низкими прогнозными ресурсами. Исследования, выполненные в последние годы, показали, что благоприятными зонами для формирования крупных залежей нефти и газа в отложениях нижней – средней юры являются рифтогенные желоба, прогибы и впадины.

Структурные элементы этого типа по причине указанной выше, слабо изучены сейсмическими методами и глубоким бурением.

В прогибах и впадинах увеличивается мощность экранирующих толщ и резервуаров, состав осадков становится более морским.

Глинистые толщи (экраны) по термической зрелости и общему содержанию органического вещества (ОВ), в частности битуминозной составляющей, являются нефтегазопроизводящими [Конторович и др., 1998; Сурков и др., 1988].

Толщи, разделяющие глинистые экраны, особенно нижеюрские, обладают хорошими коллекторскими свойствами, так как формировались за счет денудации расположенных вблизи выступов доюрского фундамента. Широкое развитие, в пределах последних, гранитных мас-

сивов и кислых магматических комплексов благоприятно отразилось на формировании песчаных коллекторов. Хорошие коллекторы формировались в шараповском и надояхском горизонтах, а на севере – и в зимнем. Разделяющие их левинская, тогурская и лайдинская глинистые толщи являются нефтематеринскими, особенно тогурская. В последней содержится до 20% сапропелевого и гумусового органического вещества.

В целом, резервуары ниже-среднеюрских отложений характеризуются средней пористостью – до 20–30%, проницаемостью по отдельным пластам на месторождениях – до 1–1,5 Дарси. Мощность экранирующих горизонтов до 50–60 м. Содержание сапропелевого и гумусового вещества в них достигает 5–10%.

Развитие морских и прибрежно-морских отложений, богатых органическим веществом и с достаточным катагенезом органического вещества, на площади более 1,5 млн км² определяет высокий углеводородный потенциал ниже-среднеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна.

Отложения нижней – средней юры содержат 21% извлекаемых ресурсов нефти, 17% свободного газа и 35% конденсата Западно-Сибирской провинции. В этих отложениях открыто 150 месторождений, из них: в малышевском резервуаре более 100 залежей, в том числе крупные Федоровское и Тайлаковское, в вымском – 7 нефтяных и газоконденсатных залежей, в надояхском – 10 залежей, в том числе Талинское месторождение с запасами более 800 млн т, в шараповском – 8 залежей, в том числе газоконденсатное Новопортовское, в зимнем, в Обь-Тазовской фациальной области на глубине 3950 м, открыта Западно-Новогодняя залежь с дебитом 20 м³/сут.

Нефтегазоносные комплексы ниже-среднеюрских отложений представляются весьма перспективными для поиска и открытия высокодебитных крупных месторождений нефти и газа, главным образом в ловушках неантиклинального типа. Перспективы нефтегазоносности этих отложений отражены на рис. 4.

Нефтегазоносность клиноформных отложений нижнего мела

Они образовались на плитной стадии формирования Западно-Сибирского бассейна.

На плитной стадии происходили: дальнейшее унаследованное общее прогибание зем-

ной коры и формирование осадочного бассейна с существенно морским режимом осадконакопления. На крупных, главным образом межрифтовых, сводовых поднятиях в этот период в верхней юре и мелу были сформированы основные нефтегазовые комплексы Западно-Сибирской провинции, приуроченные к ловушкам антиклинального типа.

В меловых отложениях сосредоточены главные запасы нефти и газа. Из верхней части неокомского комплекса уже добыто 6 млрд т или 95% общей добытой нефти, из апт-сеноманского – более 6 трл м³ газа. Фонд благоприятных антиклинальных ловушек в отложениях верхней юры и мела уже в значительной мере исчерпан. В собственно плитном комплексе отчетливо выделяются отложения неокома (берриас – нижний мел), в нижней части которых прогнозируется открытие крупных высокодебитных месторождений нефти и газа в ловушках неантиклинального типа

Нижняя часть неокома имеет сложное клиноформное строение и представлена геологическими телами в виде плоских линз, последовательно налегающих друг на друга, с общим наклоном на запад и на восток, к центру бассейна. Они образовались за счет периодического сноса больших песчано-алевритоглинистых масс с Сибирской платформы, юго-восточного горного обрамления и Урала. Образуя латеральный ряд геологических тел бокового прилегания, они пульсационно заполняли “голодный” бассейн Баженовского моря, имевшего некомпенсированный режим седиментации. Баженовская высокобитуминозная свита подстилает неокомский комплекс. Непосредственно прилегающие к ее кровле песчаники и крупнозернистые алевриты клиноформ неокома, в частности ачимовской пачки, были теми коллекторами, которые первыми насыщались углеводородными флюидами, эмигрировавшими из баженовской нефтематеринской толщи. Высокая нефтегазоносность клиноформного комплекса подтверждается открытием крупнейших месторождений. На восточном склоне Большого Уренгоя, в пределах Уренгойского надрифтового желоба, по данным научного центра Ямальского национального автономного округа, открыта Восточно-Уренгойская зона высокопродуктивных песчаников ачимовской пачки. Прослежена она более чем на 125 км при ширине до 25 км. Характерно, что залежи нефти и газоконденсата не связаны с антиклиналь-

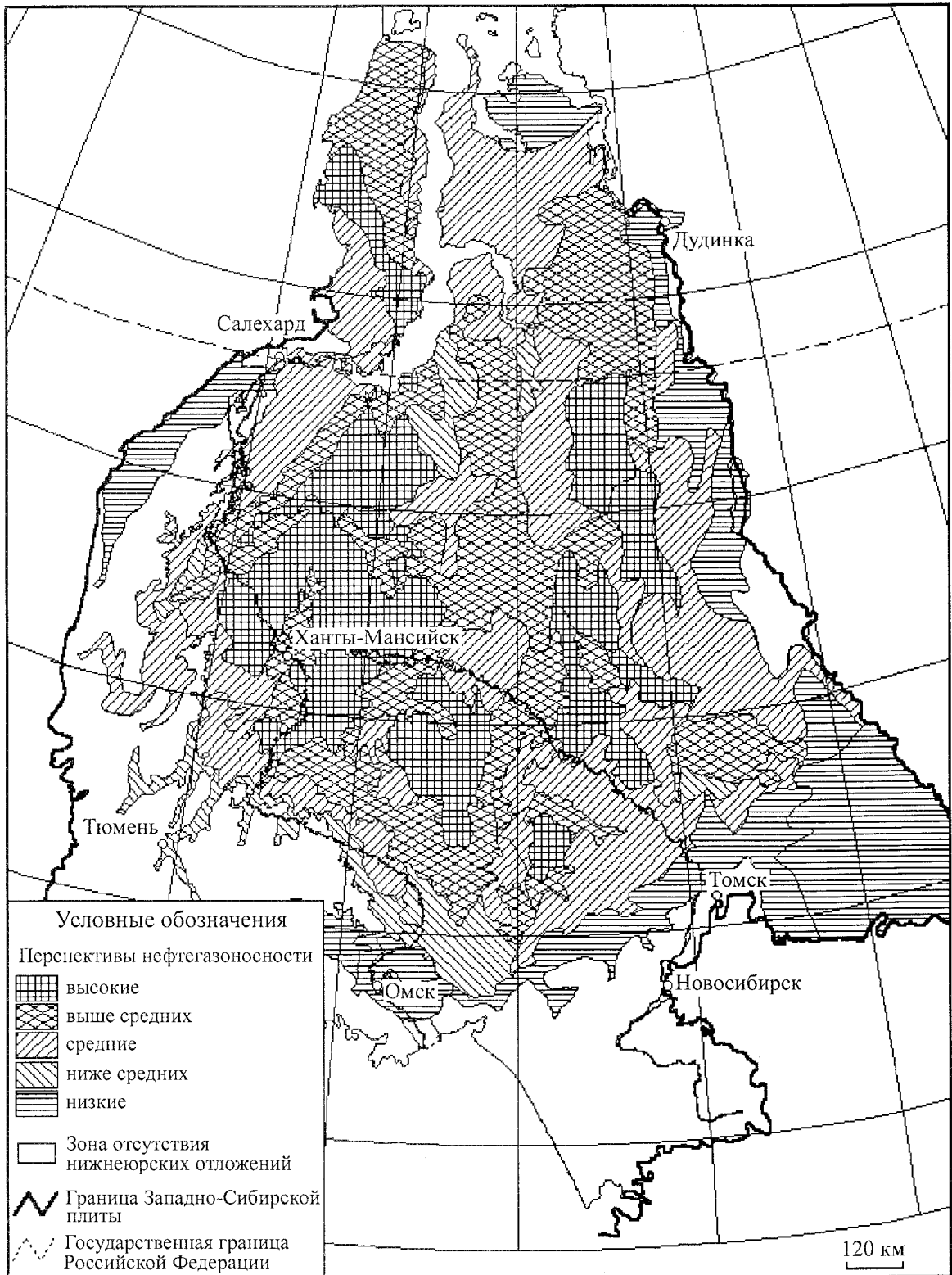


Рис. 4. Схема нефтегазогеологического районирования ниже-среднеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна.

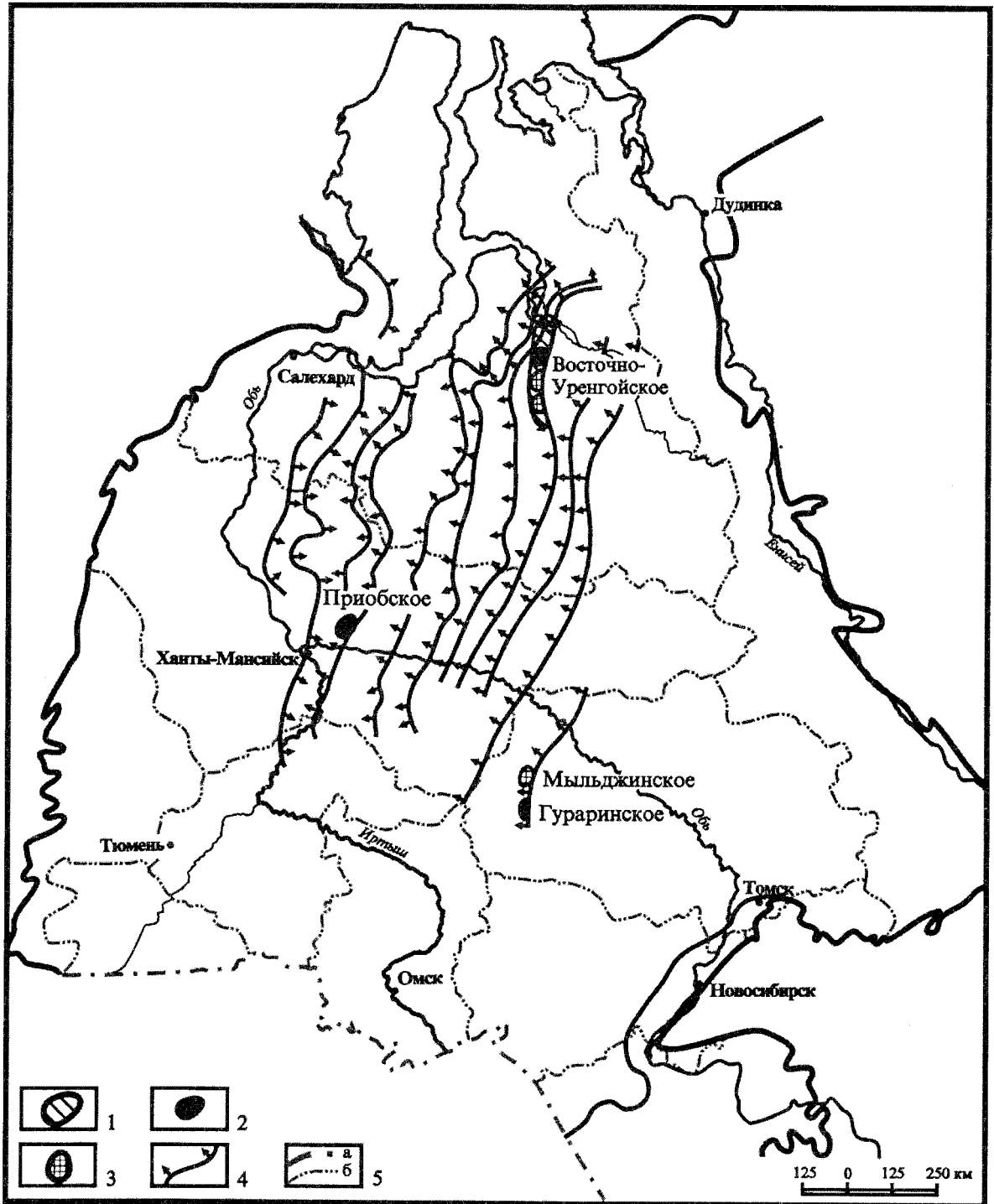


Рис. 5. Схема распространения клиноформ нефтегазоносного комплекса
 1 – Восточно-Уренгойская зона. Залежи: 2 – нефтяные, 3 – нефтегазоконденсатные; 4 – простирание и падение клиноформ; 5 – государственная граница России (а), границы субъектов Российской Федерации (б)

ными структурами, которых здесь выявлено около десятка.

Геологические ресурсы нефти и газа в этой зоне оцениваются в несколько миллиардов тонн нефти и до десяти триллионов кубометров газа и газоконденсата. По Колтогорско-Уренгойскому желобу эта зона через земли Ханты-Мансийского национального округа продолжается далеко на юг. В клиноформных пластах неокома Томской области также уже открыты залежи нефти и конденсата на Мыльджинской и Среднесоболиной площадях.

В ачимовских песчаниках в одной из клиноформ выявлены, исчисляемые миллиардами тонн, запасы нефти в Среднем Приобье (Приобское месторождение).

Несмотря на уже доказанные реальные перспективы обнаружения крупнейших месторождений, ачимовская пачка, как и весь клиноформный комплекс, который полосами шириной 25–30 км простирается меридионально на сотни километров и распространен на площади более 1,5 млн км², изучена слабо (рис. 5). Многие главные параметры этих отложений (границы клиноформ, их общее количество, закономерности размещения в них продуктивных песчаных пластов и глинистых экранов) не выяснены. Комплексное изучение неомомских клиноформ и выявление в них высокодебитных месторождений является одной из основных задач на ближайшее время. Для изучения юрских и неомомских отложений составлена и утверждена Министерством природных ресурсов специальная программа, выполнение которой позволит выработать стратегию поисково-разведочных работ на весь нефтегазоносный комплекс Западно-Сибирского бассейна.

Заключение

Нефтегазоносные бассейны Сибири обладают огромным нефтегазовым потенциалом. Однако их геологическое строение, даже в районах с доказанной высокой перспективностью, слабо изучено геологическими и геофизическими методами, в том числе в региональном плане. Поэтому одной из главных задач ближайшего десятилетия является увеличение геофизических работ и глубокого бурения для более детального изучения структуры бассейнов, выделения в их пределах наиболее перспективных зон и объектов.

Однако месторождения нефти и газа пред-

стоит открывать и разведывать на больших глубинах и в очень сложных структурных и климатических условиях. Поэтому важна также разработка экономически эффективных технических средств для прогноза коллекторов и самих залежей углеводородов.

Список литературы

Божко Н.А. Заложение и развитие подвижных поясов в позднем докембрии // Закономерности формирования структуры континентов в неогее. М.: Наука, 1986. С.187-195.

Долгинов Е.А. Докембрийская история материков и глобальный тектогенез // Итоги науки и техники. Общая геология. М.: ВИНТИ, 1982. 134 с.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.Г. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири, старое и новое видение проблемы. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 1998. С.108-110.

Кринин В.А., Ларичев А.И., Соболев П.Н. и др. Распределение органического вещества в рифейских нефтегазопроизводящих площадях Байкитской и Катангской нефтегазоносных областей // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Новосибирск: Наука, 1996. С. 136-137.

Крылов С.В. и др. Детальные сейсмические исследования литосферы на Р- и S-волнах. Новосибирск: Наука, 1993. 199 с.

Ларичев А.И. Особенности формирования залежей нефти и газа в рифейских и вендских отложениях в связи с историей геологического развития Сибирской платформы // Тектонические условия нефтегазоносности древних платформ. М.: Наука, 1981. С. 110-120.

Обуэн Ж. Геосинклинали. М.: Мир, 1967. 302 с.

Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.

Сурков В.С., Смирнов Л.В., Жеро О.Г. Ранне-мезозойский рифтогенез и его влияние на структуру литосферы Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика, 1987. № 9. С. 3-11.

Сурков В.С., Серебренникова О.В., Казаков А.М. и др. Нефтематеринские толщи в ниже-среднеюрском комплексе юга Западной Сибири (Томская область) // Доклады АН СССР, 1988. Т. 359. № 5. С. 659-662.

Сурков В.С., Смирнов Л.В., Гурари Ф.Г., Казаков А.М. Ниже-среднеюрские отложения - самостоятельный нефтегазоносный комплекс Западно-Сибирской плиты // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 1993. № 3. С. 15-21.

Сурков В.С., Гурари Ф.Г., Смирнов Л.В., Казаков А.М. Ниже-среднеюрские отложения Запад-

но-Сибирской плиты, особенности их строения и нефтегазоносность // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск: Наука, 1991. С. 101-110.

Сурков В.С., Смирнов Л.В., Гурари Ф.Г. и др. Динамика накопления мезозойско-кайнозойского осадочного слоя Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика, 1997. Т. 38. № 5. С. 919-985.

Сурков В.С., Коробейников В.П., Крылов С.В. и др. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента // Геология и геофизика, 1996. Т. 37. № 8. С. 154-165.

Сурков В.С., Гришин М.П. Строение рифейских осадочных бассейнов Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1997. Т. 38. № 11. С. 1712-1715.

Сурков В.С. Главные нефтегазоносные комплексы осадочных бассейнов Сибири XXI века // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Т.1. Фундаментальные основы нефтяной геологии. С.-Пб.: ВНИГРИ, 1999. С. 34-42.

Сурков В.С., Кузнецов В.Л., Старосельцев В.С., Сальников А.С. Сейсмическая томография при изучении земной коры // Региональная геология и металлогения, 2000. №10. С. 117-124.

Яншин Л.Л. Общие особенности строения и развития молодых платформ. // Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. М.: Наука, 1965. С. 7-18.

Atlas of paleotectonic and paleogeological-landscape maps of hydrocarbon provinces of Siberia / Surkov V.S., Korobeynikov V.P., Smirnov L.V. et al. Geneva: Petroconsultants, 1995.

Рецензент Чувашов Б.И.