



ЭВОЛЮЦИЯ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЕ В ФАНЕРОЗОЕ

А. В. Мигурский, П. Н. Соболев

С начала накопления осадочного чехла Непско-Ботуобинская антеклиз (НБА) пережила ряд структурных перестроек, коренным образом определивших эволюцию нафтидогенеза. В рифее – раннем венде по периферии НБА развивались контрастные Патомско-Вилуюйский и Иркиннеево-Чадобецкий прогибы, в которых накапливались многокилометровые толщи осадочного чехла с созданием первичных нефтегазоносных областей в их пределах. Поздний венд и ранний палеозой – время быстрого, но стабильного погружения исследуемой территории с накоплением осадков более 2,5 км, существенную роль в которых играли пласты солей – надежный экран ловушек УВ. Расширились границы смежных нефтегазоносных областей, охватив периферийные части НБА. Формирование Предпатомского складчато-надвигового пояса на рубеже силура и девона резко изменило строение Патомско-Вилуюйской нефтегазоносной области, уничтожив основные палеоскопления нефти и газа в ее центре. Часть УВ была отжата в сторону НБА до ее среднепалеозойского шарнира, возникли зоны нефтегазонакопления в авто- и аллохтоне. Результатом раннегерцинского тектогенеза было дробление восточной периферии антеклизы на мелкие блоки с созданием многочисленных ловушек УВ. Позднегерцинская перестройка привела к окончательному структурному оформлению НБА, смещению (до 200 км) ее шарнира к востоку, формированию главной Пришарнирной зоны нефтегазонакопления.

Ключевые слова: рифей-фанерозойские геодинамические активизации, структурные перестройки, нафтидогенез, нефтегазоносность.

EVOLUTION OF OIL AND GAS ACCUMULATION ZONES IN THE NEPA-BOTUOBA ANTECLISE DURING THE PHANEROZOIC

A. V. Migursky, P. N. Sobolev

Since the sedimentary cover of the Nepa-Botuoba antecline began to deposit, the antecline underwent several structural alterations that were crucial for naphthide genesis. During the Riphean and Early Vendian, the contrast Patom-Vilyuy and Irkineeva-Chadobets depressions were formed at the Nepa-Botuoba antecline margins, where many kilometres thick sedimentary strata were accumulated with the formation of primary oil and gas accumulation zones therein. In the Late Vendian and Early Paleozoic, the territory under study was drastically but stably downwarped, which was accompanied by accumulation of more than 2.5 km of sediments prevailed by salt beds, which were sustainable seal for hydrocarbons. The adjoining oil and gas accumulation zones extended to the marginal parts of the Nepa-Botuoba antecline. The formation of the Fore-Patom fold and thrust belt at the turn of the Silurian and Devonian caused drastic changes in the structure of the Patom-Vilyuy oil and gas accumulation zone by destroying major paleoaccumulations of oil and gas in its central part. A portion of hydrocarbons was displaced toward the Nepa-Botuoba antecline to its Middle Paleozoic axis, with formation of oil and gas accumulation zones in the autochthon and allochthon. The Early Hercynian tectogenesis resulted in fracturing of the eastern periphery of the antecline into small blocks accompanied by the formation of numerous hydrocarbon traps. The Late Hercynian structural alteration resulted in the completion of the Nepa-Botuoba antecline structure, eastward displacement of its axis (up to 200 km), and formation of the major Near-axis oil and gas accumulation zone.

Keywords: Riphean-Phanerozoic geodynamic activation, structural alteration, naphthide genesis, oil and gas content.

DOI 10.20403/2078-0575-2016-2-27-40

Главным фактором в эволюции нафтидогенеза были геодинамические процессы

А. Э. Конторович и др.¹

Реконструкция нафтидогенеза во времени базируется преимущественно на анализе геодинамических обстановок, строения изопакит осадочных толщ в интервалах главных перестроек в развитии

осадочного чехла и на наличии нефтематеринских толщ пород. На Сибирской платформе выделяются байкальский, каледонский, ранне- и позднегерцинский, мезозойский рубежи главных изменений в ее строении [3, 6, 14].

Во время байкальской (неопротерозойской) геодинамической активизации Сибирская платформа делилась на различные по масштабам жесткие блоки и мобильные зоны. В пределах блоков накопление осадочных толщ не превышало десятков – первых сотен метров (рис. 1).

В южной половине платформы, в центральной части крупнейшего Ангаро-Анабарского мегаблока

¹ **Глобальные** закономерности нефтегазоносности докембрия Земли [Текст] / А. Э. Конторович, А. А. Трофимук, А. К. Башарин [и др.] // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37, № 8. – С. 6–42.

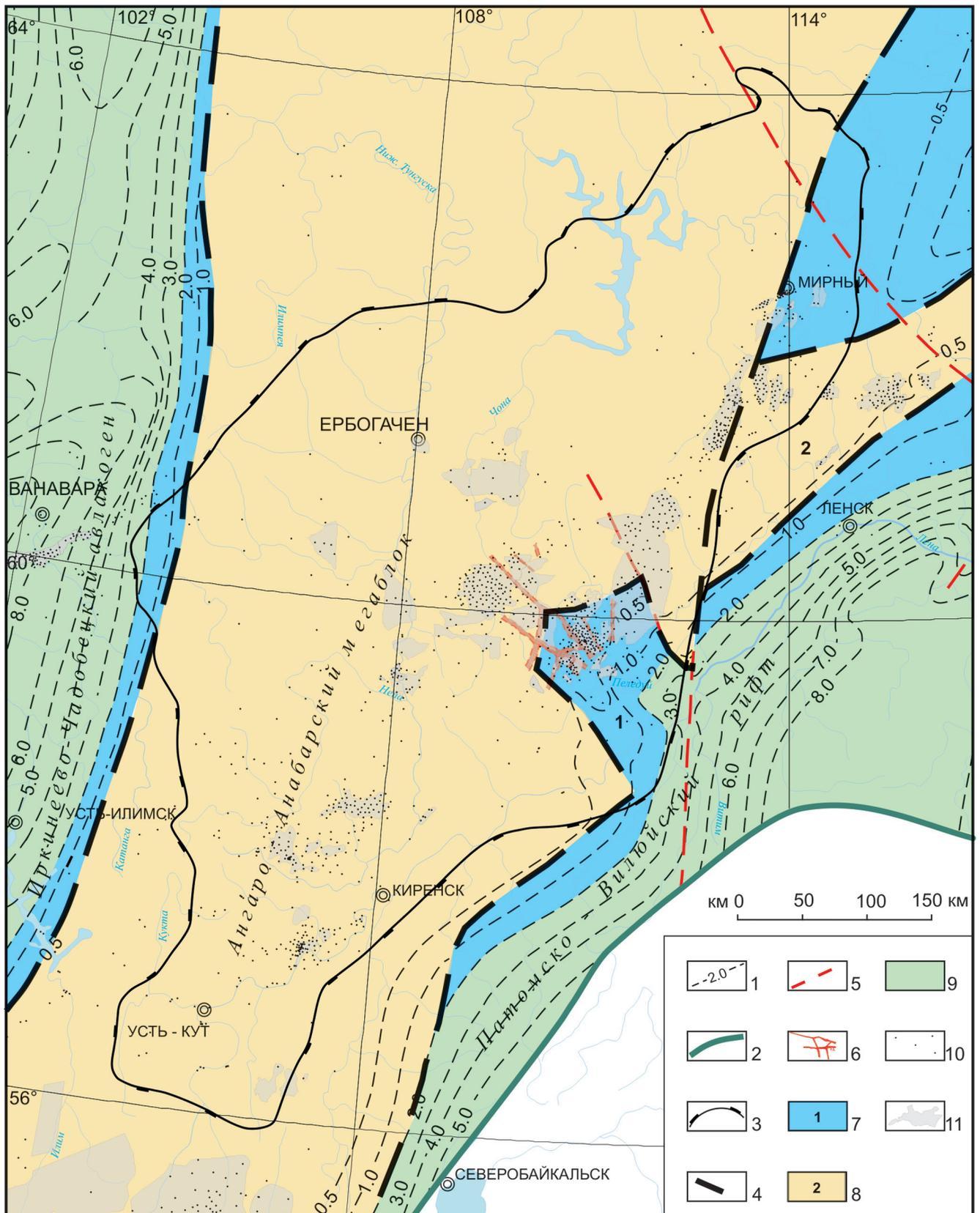


Рис. 1. Схема размещения нефтегазоносных областей в конце раннего венда по периферии НБА

1 – изопачты рифейско-нижневендских отложений; границы: 2 – Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 3 – Непско-Ботубобинской антеклизы, 4 – основных байкальских структур; 5 – разломы; 6 – микрограбены; структуры: 7 – мобильные, Паршинско-Талаканская рифтовая ветвь (1), 8 – жесткие, Вилючано-Сунтарский (2); 9 – нефтегазоносные области; 10 – глубокие скважины; 11 – месторождения нефти и газа

расположена Непско-Ботубобинская антеклиза (НБА). Она выделена А. Э. Конторовичем, Н. В. Мельнико-

вым и В. С. Старосельцевым в 1974 г. в отложениях венда. Антеклиза имеет слегка асимметричную



веретенообразную форму, вытянута в северо-восточном направлении на расстояние 1000 км при ширине до 470 км (см. рис. 1). Ее площадь превышает 250 тыс. км². Мощность осадочного чехла изменяется от 1,5 км в сводовой части до 3,0 км на периферии.

Рифейско-ранневендский этап развития сыграл важнейшую роль в нефтидогенезе НБА. Главным, несомненно, было накопление мощных нефтематеринских толщ в окраинно- и внутриплатформенных депрессиях в непосредственной близости от ее границ. В этих депрессиях возникли палеоочаги генерации УВ. К концу раннего венда в Патомско-Вилюйском и Иркиннеево-Чадобецком прогибах сформировались нефтегазоносные области, вероятно, содержавшие крупные скопления УВ. За границу этих областей достаточно условно принята изопакхита 2 км рифейско-нижневендской толщи (см. рис. 1).

Неопротерозойская активизация сменилась длительным венд-силурийским стабильным режимом развития рассматриваемой территории. В это время на большей ее части происходило быстрое прогибание, компенсированное осадками, но без заметных дифференцированных движений. Мощные толщи солей в венде и нижнем кембрии создали надежную покрывку для под- и внутрисоленосных ловушек УВ. Повышенные толщины накопившейся части чехла (более 4 км) по-прежнему приурочены к Патомско-Вилюйской и Иркиннеево-Чадобецкой депрессиям (рис. 2).

Накопление сплошной мощной толщи осадочного чехла над ранее изолированными очагами нефтегазообразования стимулировало дальнейший генезис УВ в толщах рифея. Одновременно в главную зону нефтегазообразования вошли отложения венда и частично кембрия. Учитывая вероятные глубины погружения нефтематеринских пород (НМП) до 10 км и больше, можно предполагать, что для ниже-среднерифейских отложений Патомско-Вилюйского прогиба процессы катагенеза РОВ сменились процессами регионального метаморфизма в условиях зеленосланцевой фации. Верхнерифейские НМП дальнетайгинской серии достигали глубинной зоны газообразования. В более глубоких частях бассейна седиментации отложения рифея и венда погрузились в эту зону, а базальные толщи чехла, вероятно, полностью реализовали свой нефтегазогенерационный потенциал.

В ходе венд-силурийского этапа были созданы геологические условия для начала миграционных перетоков УВ в направлении НБА и расширения площадей палеозон нефтегазоаккумуляции. Заметно расширились границы областей генерации УВ и формирования зон нефтегазоаккумуляции, достигнув периферии НБА.

Поскольку тектонического воздействия на латеральное перемещение пластовых флюидов не было, граница нефтегазоносных областей к концу силура достаточно условно перемещена на 50 км

ближе к НБА от ранневендской границы, за исключением Ичерского ее расширения в связи с формированием здесь нефтематеринского пласта (среднее содержание $C_{орг}$ 5,6 %) в верхах непской свиты [12].

Также вероятно, что к концу рассматриваемого этапа сформировались признаки современной зональности скоплений УВ по фазовому состоянию: скопления жидких УВ сменялись к юго-востоку от НБА на нефтегазовые и газоконденсатные.

На рубеже силура и девона при столкновении Баргузинского микроконтинента с Сибирской платформой [3] мощные процессы геодинамического сжатия образовали Байкало-Патомскую складчатую область. На смежной территории Сибирской платформы был сформирован Предпатомский складчато-надвиговый пояс протяженностью свыше 1000 км и шириной около 200 км, дугообразно изогнутый вокруг Байкало-Патомского нагорья. Складчато-надвиговыми дислокациями был охвачен весь юго-восток НБА (рис. 3).

Произошла коренная перестройка в распределении основных зон нефтегазоаккумуляции. Крупнейшие додевонские скопления УВ, сосредоточенные в центре современного Байкало-Патомского нагорья, были большей частью уничтожены, а частью перемещены в сторону смежной территории платформы – в направлении НБА (рис. 4). При этом характерны были мощные миграционные потоки газообразных УВ от центральной части Патомско-Вилюйского прогиба в сторону НБА. Их влияние в значительной степени предопределило баланс скоплений УВ по фазовому состоянию, но это тема для отдельной работы.

Важным итогом геодинамических процессов сжатия стало формирование обширной каледонской нефтегазоносной области. Ее внешней северо-западной границей, скорее всего, был среднепалеозойский шарнир Непско-Ботубинской антеклизы, а на юго-востоке – преобразование пород осадочного чехла процессами метаморфизма у границы Байкало-Патомской складчатой области [4].

В пределах каледонской области нефтегазоаккумуляции в НБА выделяются три зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГН) в автохтоне и две в аллохтоне, обособленные по стратиграфической приуроченности и преобладающему типу ловушек УВ (см. рис. 4).

Автохтон. Внешнюю часть области занимает *Ербогаченская ЗНГН*, в которой продуктивны карбонатные ербогаченский, преображенский и устькутский горизонты. Залежи литологические с элементами дизъюнктивного экранирования. На юго-восток она распространяется до границы выклинивания песчаников непского горизонта.

Расположенная юго-восточнее *Марковско-Чаяндинская ЗНГН* объединяет ловушки преимущественно литологического типа с главными продуктивными горизонтами в песчаниках терригенного венда. Обращает на себя внимание сосредоточен-

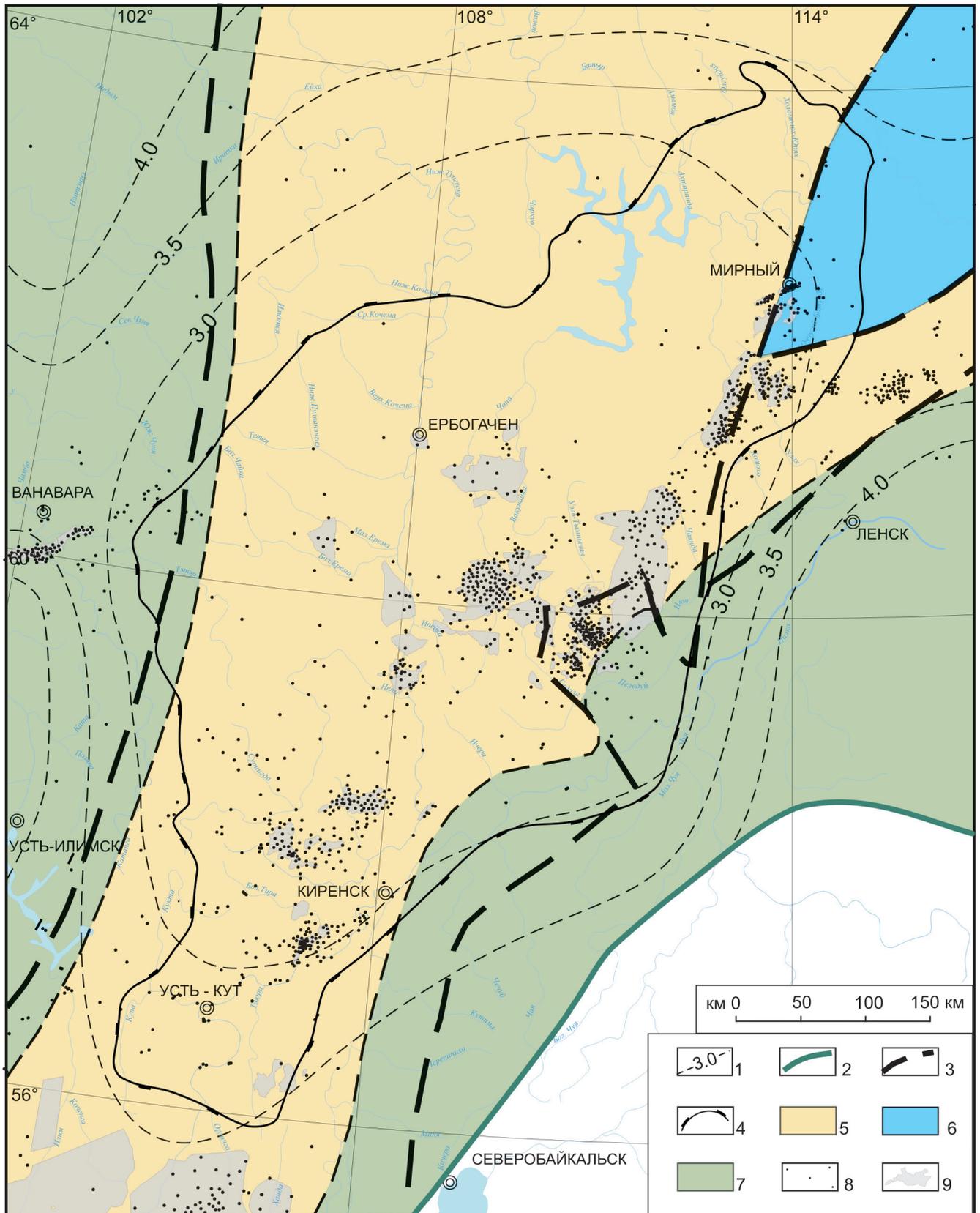


Рис. 2. Схема размещения нефтегазоносных областей в НБА в конце силура
1 – изопакиты верхневендско-силурийских отложений; границы: 2 – Лено-Тунгусской провинции, 3 – основных байкальских структур, 4 – Непско-Ботубобинской антеклизы; 5 – жесткие блоки, 6 – мобильные депрессии; 7 – нефтегазоносные области; 8 – глубокие скважины; 9 – месторождения нефти и газа

ность современных месторождений нефти и газа в границах аллохтона с кембрийским положением detachmenta (см. рис. 3). Обусловлено это тем, что

отжатие УВ в районе вендского уровня detachmenta было интенсивнее из-за его близости к продуктивным пластам и повышенной мощности тектони-

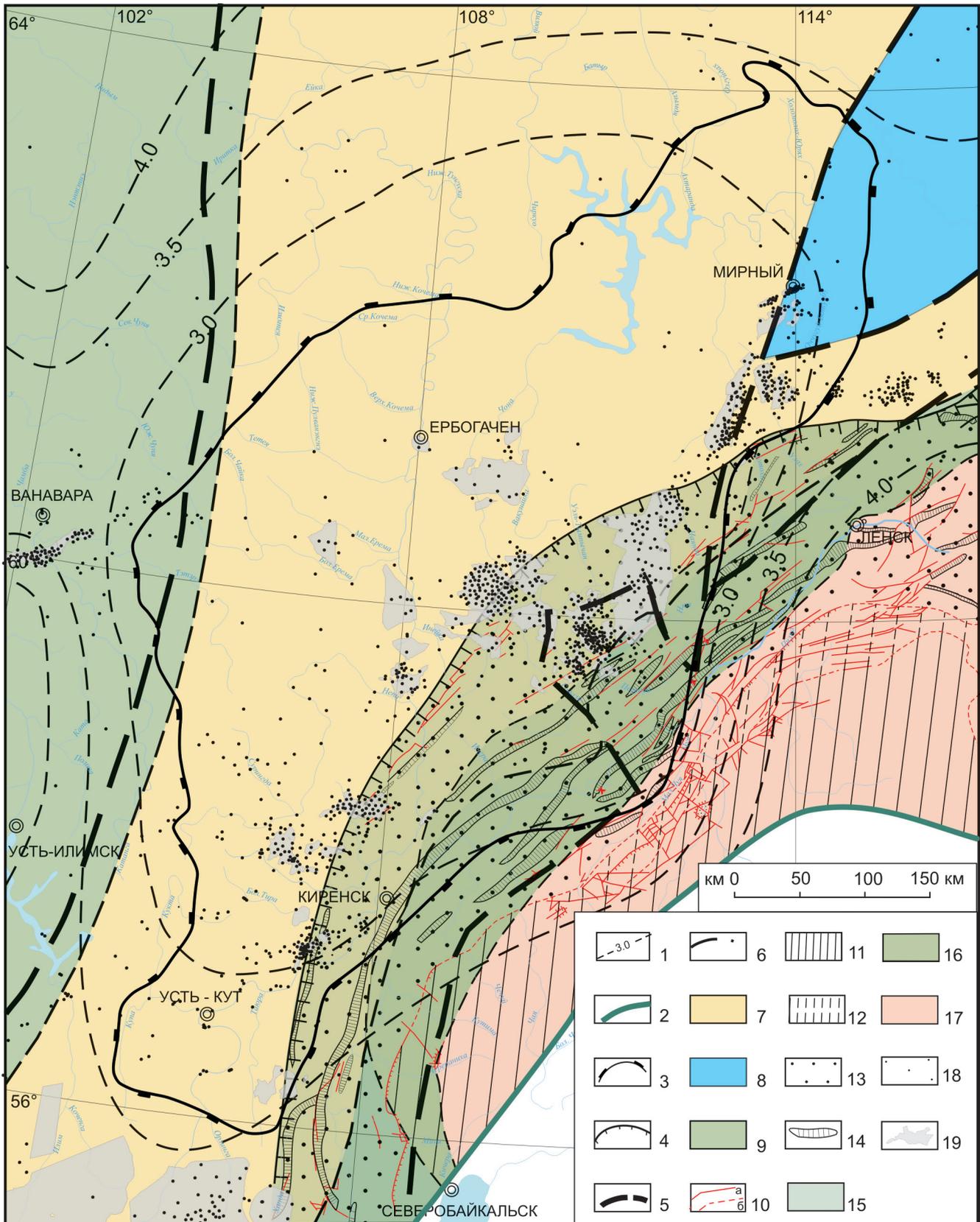


Рис. 3. Наложение Предпатомского складчато-надвигового пояса на юго-восточную часть НБА

1 – изопохиты верхневендско-силурийских отложений; границы: 2 – Лено-Тунгусской провинции, 3 – Непско-Ботуобинской антеклизы; 4 – Предпатомского складчато-надвигового пояса, 5 – основных байкальских структур, 6 – нефтегазоносных областей; 7 – жесткие блоки, 8 – мобильные депрессии; 9 – нефтегазоносные области; 10 – разрывы аллохтона; зоны аллохтона: 11 – внутренняя, 12 – чешуйчато-надвиговая, 13 – складчато-надвиговая; 14 – основные линейные дислокации; положение детачмента: 15 – в нижнем кембрии, 16 – в венде, 17 – в рифее; 18 – глубокие скважины; 19 – месторождения нефти и газа

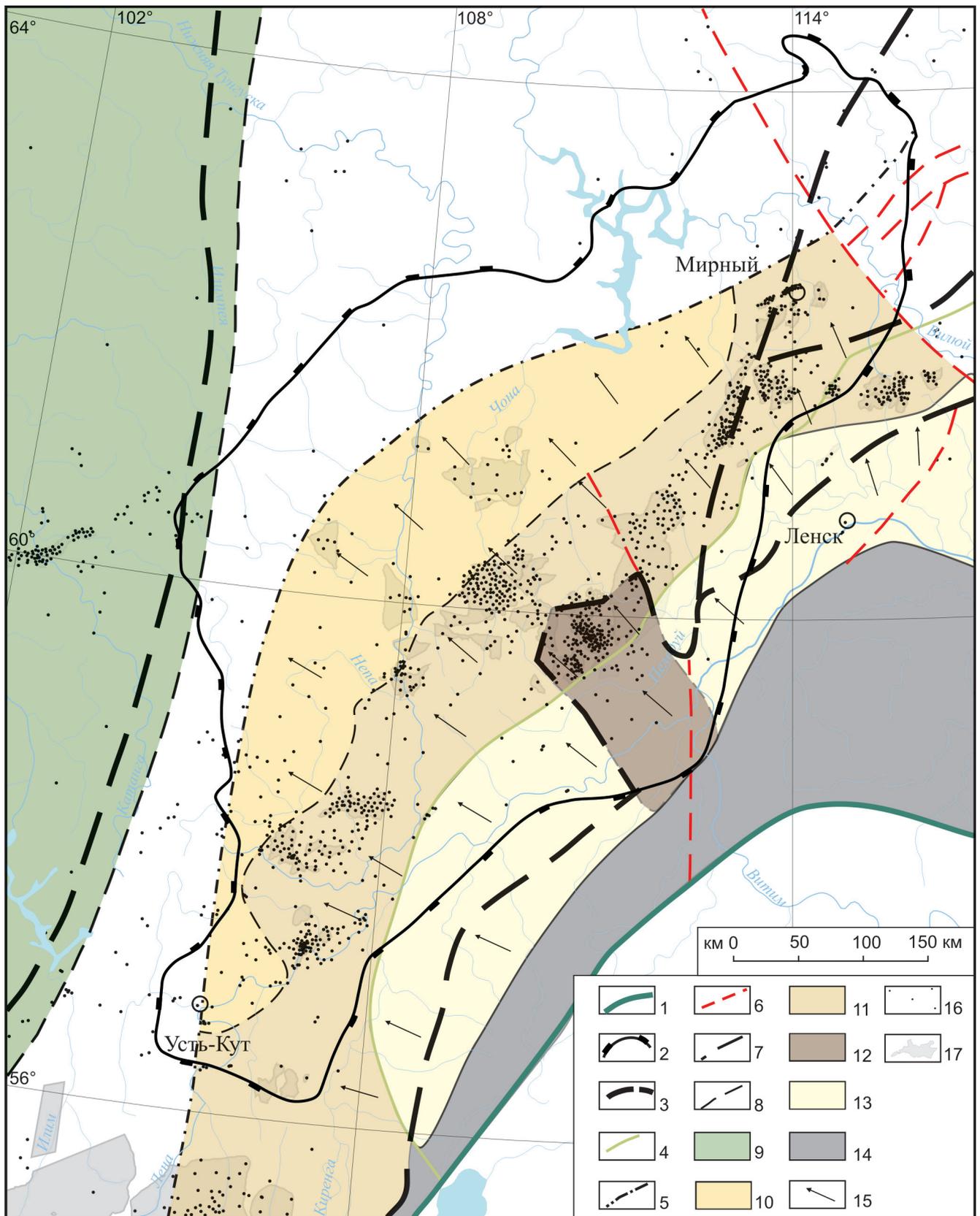


Рис. 4. Зоны нефтегазонакопления в НБА к завершению каледонского тектогенеза

Границы: 1 – Лено-Тунгусской провинции, 2 – Непско-Ботуобинской антеклизы, 3 – основных байкальских структур; 4 – рампы детачмента из венда в нижний кембрий (Пилюдинская ЗНГН); 5 – палеошарнир НБА; 6 – основные разрывы; границы: 7 – нефтегазоносных областей, 8 – ЗНГН; 9 – Иркинеево-Чадобецкая нефтегазоносная область; ЗНГН: 10 – Ербогаченская, 11 – Марковско-Чаяндинская, 12 – Паршинско-Талаканская, 13 – Ленская аллохтонная, 14 – частичного или полного разрушения скоплений УВ; 15 – направление миграции УВ; 16 – глубокие скважины; 17 – месторождения нефти и газа



ческих пластин. Поэтому юго-восточная граница Марковско-Чаяндинской ЗНГН контролируется переходом detachmentа из вендских солей в кембрийские.

К Марковско-Чаяндинской ЗНГН с юго-востока с торцовым сочленением примыкает Паршинско-Талаканская, полностью соответствующая допоздневендской одноименной рифтовой ветви. В ЗНГН она обособлена из-за доминирования структурного типа ловушек УВ. В ней уже разрабатываются крупное Талаканское, средние Алинское, Восточно- и Северо-Талаканское газонефтяные месторождения, получены промышленные притоки газа из терригенного венда в автохтоне на Курчахском и Чайкинском поднятиях. На Гадалинской площади приток УВ из хамакинского пласта, видимо, связан с ловушкой структурно-литологического или дизъюнктивного экранирования. Несомненно, в автохтоне Паршинско-Талаканской ЗНГН будут и другие открытия, связанные с ловушками структурного и литологического типов с элементами экранирования разрывами.

Аллохтон. Иной подход необходим к выделению ЗНГН в аллохтоне исследуемого региона. Однозначно выделяется Пилюдинская ЗНГН жильного типа, приуроченная к региональному рампу detachmentа из вендских солей в нижнекембрийские [11]. Этот рамп прослеживается вдоль границы выклинивания вендских солей. Продуктивность данной ЗНГН доказана на Пилюдинской площади, где были получены промышленные притоки нефти из осинского и усть-кутского пластов непосредственно в зоне рампа. Скважины, отстоящие от него на 1,5–2,0 км, оказались сухими.

В залежах жильного типа продуктивность связана не с конкретным продуктивным пластом, а с узкой зоной повышенного дробления всего карбонатного венда и прилегающей части нижнего кембрия. Тем не менее пласты с первичной повышенной коллекторской емкостью более перспективны для улавливания УВ.

Возможно, с рампом detachmentа связаны притоки нефти из нижнеюрхского (дебит 13,5 м³/с) и осинского (38,6 м³/с) продуктивных пластов в Курумской скв. 542-1, расположенной у границы выклинивания торсальских солей венда на Южно-Талаканской площади. Пилюдинская ЗНГН проявила себя и в смежном с НБА Предпатомской региональном прогибе: промышленные притоки газа получены в Люблинской скв. 4231 и на Отрадинском месторождении.

В 20 км юго-восточнее Курумской скв. 542-1 намечается еще один рамп detachmentа из вендских солей в нижнекембрийские. По второму, более ярко выраженному и связанному с Хотойским разломом рампу, установлено дуплексное строение отложенный карбонатного венда шириной до 10 км, обусловившее их сдвоение с прилегающей билирской свитой нижнего кембрия (см. рис. 4).

Следует ожидать, что и другие ответвления надвигов от detachmentа внутри вендских солей могут контролировать жильные залежи, но более мелкомасштабные.

Остальная часть складчато-надвигового пояса юго-восточнее регионального рампа из венда в кембрий выделена в Ленскую аллохтонную ЗНГН. Изученность ее нефтегазоносности крайне низка. В настоящее время открыто одно Отрадинское газоконденсатное месторождение в Ньюско-Джербинской впадине с ловушками дуплексного строения в юрхской свите. Весьма вероятно аллохтонная природа ловушки на Бысахтахском газоконденсатном месторождении в Березовской впадине. Непосредственно в НБА скоплений УВ в складчато-надвиговых дислокациях не открыто. Тем не менее перспективы их нефтегазоносности достаточно высоки.

Известно, что типы ловушек в аллохтоне образуют весьма широкий спектр – это взбросо-складки, вдвиговые, дуплексные, рамповые осложнения, сводовые части валов, антиклиналей, крутонаклонные блоки, экранированные как продольными, так и поперечными разрывами. Определенную роль играют и конседиментационные особенности пластов-коллекторов [2, 15, 16]. Самыми привлекательными ловушками с точки зрения поисков нефти и газа являются просто построенные поднятия крупных антиформных структур. Их объемы зависят от размеров, напряженности складок, наклонов осевых поверхностей, а также от мощности компетентных пластов: чем они мощнее, тем проще и относительно крупнее структурные формы. Для условий юга платформы наиболее объемные ловушки прогнозируются в карбонатной толще венда и в нижебельской подсвите нижнего кембрия, мощность которых достигает 250–300 м. Близость вендских карбонатов к нефтематеринским толщам рифея – венда делает их более предпочтительными объектами для поисков нефти и газа по сравнению с нижебельской подсвитой.

В аллохтоне возможно формирование ловушек УВ асмариинского типа [11]. Прогнозируется, что они располагаются на участке выраженного изгиба в плане градиентного погружения фундамента – вдоль границы НБА с Ньюско-Джербинской впадиной. Здесь валообразные структуры наряду со сжатием испытывали сдвиго-раздвиговые напряжения с формированием дополнительной системы трещин растяжения.

В условиях высокой тектонической активности и повышенной миграционной способности флюидов возникающие ловушки складчато-надвиговой природы заполнялись УВ, видимо, сразу после их становления.

В среднедевонско-раннекаменноугольное время вновь началась тектоническая активизация Патомско-Вилуйского авлакогена, но уже в обстановке преобладания растягивающих напряжений.

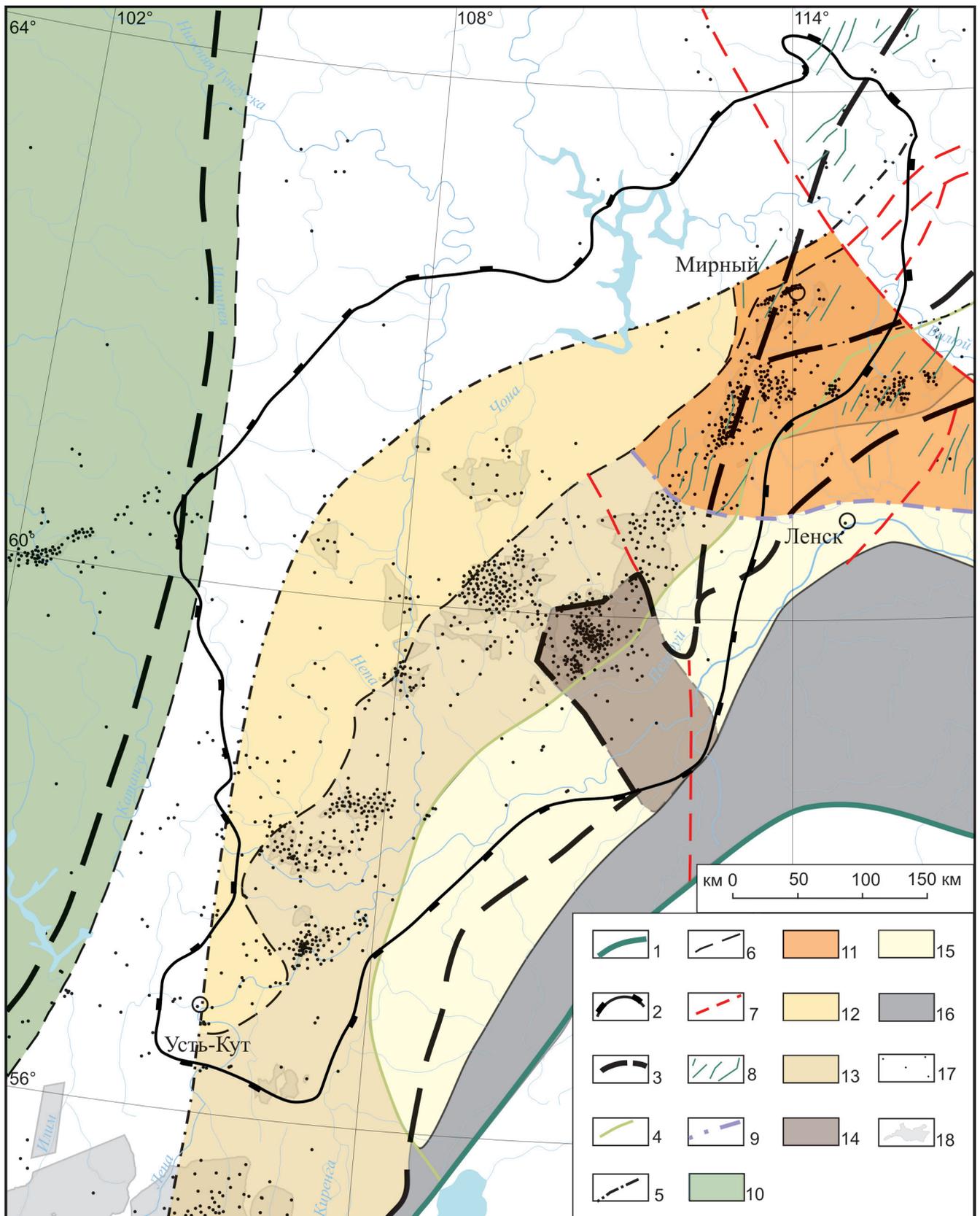


Рис. 5. Зоны нефтегазонакопления в НБА к завершению раннегерцинского тектогенеза

Границы: 1 – Лено-Тунгусской провинции, 2 – Непско-Ботуобинской антеклизы, 3 – основных байкальских структур; 4 – рампы детачмента из венда в нижний кембрий (Пилудинская жильная зона); 5 – каледонский шарнир НБА; 6 – граница выклинивания песчаников терригенного венда; 7 – основные разрывы; 8 – дайки траппов; 9 – раздел областей растяжения и сжатия; 10 – Иркинеево-Чадобецкая нефтегазоносная область; ЗНГН: 11 – Мирнинско-Ботуобинская, 12 – Ербогаченская, 13 – Марковско-Чаяндинская, 14 – Паршинско-Талаканская, 15 – Ленская аллохтонная, 16 – частичного или полного разрушения скопления УВ; 17 – глубокие скважины; 18 – месторождения нефти и газа

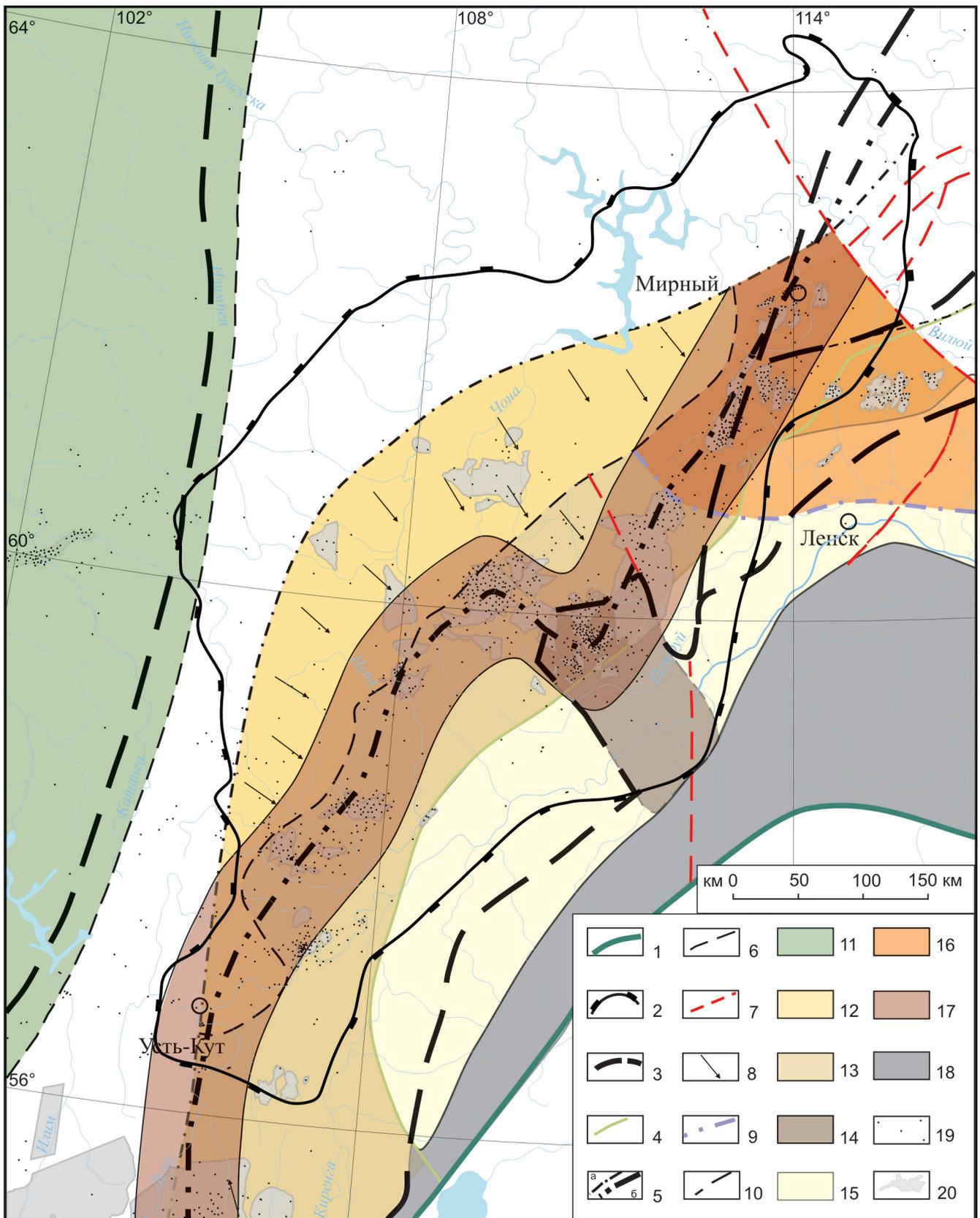


Рис. 7. Формирование главной Пришарнирной ЗНГ в НБА

Границы: 1 – Лено-Тунгусской провинции, 2 – Непско-Ботуобинской антеклизы, 3 – основных байкальских структур; 4 – рампы детачмента из венда в нижний кембрий; 5 – шарниры ранне- (а), позднегерцинский (б); 6 – граница выклинивания песчаников терригенного венда; 7 – основные разрывы; 8 – перемещение части УВ из Ербогаченской ЗНГ в направлении Пришарнирной ЗНГ; 9 – раннекаледонский раздел областей сжатия и растяжения; 10 – граница выклинивания песчаников терригенного венда; 11 – Иркинево-Чадобецкая нефтегазоносная область; ЗНГ: 12 – Ербогаченская, 13 – Марковско-Чаяндинская, 14 – Паршинско-Талаканская, 15 – Ленская аллохтонная, 16 – Мирнинско-Ботуобинская, 17 – Пришарнирная, 18 – частичного или полного разрушения скопления УВ; 19 – глубокие скважины; 20 – месторождения нефти и газа

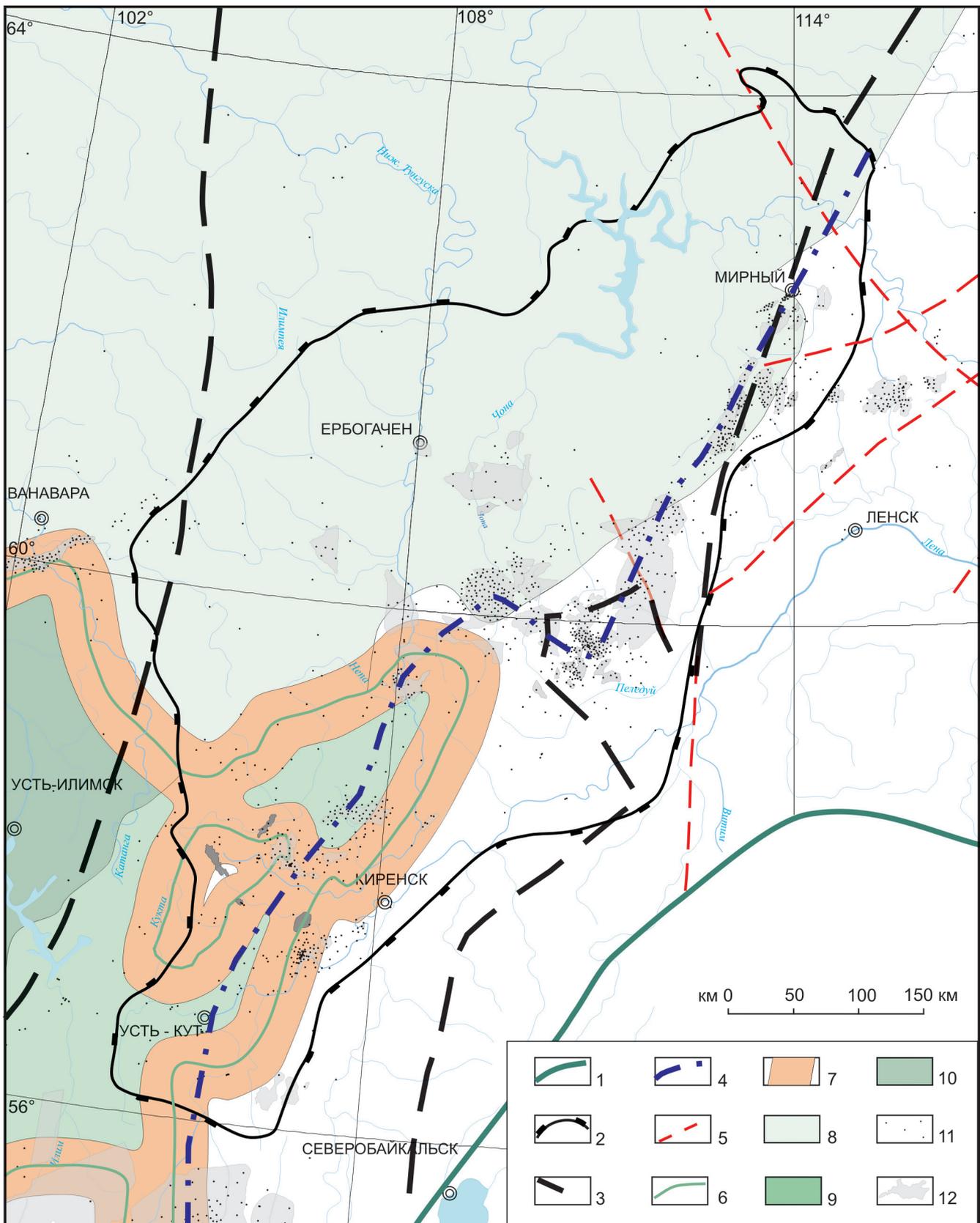


Рис. 8. ЗНГН вдоль границ выклинивания Усольского силла – результат его барического воздействия на палеоскпление УВ

Границы: 1 – Лено-Тунгусской провинции, 2 – НБА, 3 – основных байкальских структур; 4 – современный шарнир НБА; 5 – основные разрывы; 6 – граница выклинивания Усольского силла; 7 – зоны возможного скопления УВ вдоль границ Усольского силла; 8 – Ангарское поле пластовых трапповых тел; Усольский силл: 9 – наложение на Ангарское поле, 10 – вне Ангарского поля; 11 – глубокие скважины; 12 – месторождения нефти и газа



Основные структурные изменения происходили в бассейне р. Вилюй. Здесь сформированы контрастные Кемпендяйская и Ыгыаттинская впадины, разделенные Сунтарским сводом. В Вилюйской рифтовой системе примечательны дайковые пояса (Вилюйско-Мархинский и Чаро-Синский), развитые на ее плечах и Контайско-Джербинский в центре [1, 5]. При этом первый затронул северо-восточную часть НБА.

Пояса среднепалеозойских даек на юго-западе заканчиваются недалеко от широты 60°. Южнее появляются пластовые интрузии долеритов также среднепалеозойского возраста [5, 13].

Смена поясов даек на поля силлов в плане свидетельствует о смене режима растяжения на режим сжатия [7, 9]. Линия между окончаниями даек и полями силлов является переходной между этими обстановками.

Развитие Вилюйской системы структур отразилось на смежной части НБА и Вилючанской седловины в виде интенсивного ее дробления на мелкие блоки. Структурный план Среднеботуобинской, Тас-Юряхской, Верхневилучанской, Иреляхской и других площадей Западной Якутии стал близок современному их строению. В результате почти каждая скважина на этих площадях фиксирует автономность гипсометрии флюидов. Тем не менее запасы и ресурсы УВ зоны повышенного дробления высоки: на большинстве блоковых поднятий обнаруживаются скопления нефти и газа. Обособлена новая *Мирнинско-Ботуобинская ЗНГН*, подчеркнутая полем распространения даек траппов. С юга она ограничена линией смены дайковых тел на пластовые интрузии (рис. 5).

В позднем палеозое развитие Тунгусской синеклизы и ее наложение на северо-западную часть Непско-Ботуобинской антеклизы привело к погружению последней и смещению ее шарнира к юго-востоку на расстояние до 100–200 км. Наглядно это видно на профиле «Батолит» (рис. 6): на северо-западе Непско-Ботуобинской антеклизы каменноугольно-пермские отложения перекрывают размытые породы кембрия, а юго-восточнее в направлении утолщения отложений венда фиксируется их выраженный подъем.

Вслед за смещением шарнира в этом же направлении началась и миграция УВ, в основном из Ербогаченской и частично Марковско-Чаяндинской ЗНГН (рис. 7). Возникла *Пришарнирная ЗНГН*, контролирующая все крупнейшие месторождения нефти и газа в НБА. В Ербогаченской зоне нефтегазонакопления часть первичных месторождений, видимо, была расформирована. Однако в карбонатах из-за низкой миграционной способности УВ значительная часть первичных скоплений нефти и газа была сохранена.

Заметную роль в перестройке скоплений УВ сыграл трапповый магматизм. Его воздействие на нефтегазоносность детально изучено на юго-западе

НБА в районе развития Усольского силла. Доказано отжатие УВ из центральных частей пластовых траппов к их периферии и на пограничные участки [9, 10]. Последующее изучение недропользователями района развития Усольского силла в НБА с открытием четырех новых месторождений подтвердило выявленную закономерность (рис. 8).

Выводы

Рифейско-ранневендский этап эволюции ЗНГН привел к накоплению основной массы нефтематеринских толщ и появлению первых нефтегазоносных областей в непосредственной близости от НБА. ЗНГН времени завершения байкальского тектогенеза за пределы границ мобильных прогибов не выходили.

К концу поздневендско-силурийского этапа тектонической стабилизации расширились границы ЗНГН, охватив окраины НБА, но от полей нефтематеринских толщ далее первых десятков километров не распространились из-за отсутствия условий насильственного тектонического латерального перемещения пластовых флюидов, в том числе и УВ.

Каледонский тектогенез коренным образом перестроил зональность нефтегазонакопления в Патомско-Вилюйском очаге генерации УВ. В НБА образованы первые крупные ЗНГН в автохтоне (*Ербогаченская, Марковско-Чаяндинская, Паршинско-Талаканская*) и в аллохтоне (*Пилюдинская, Ленская*).

Раннегерцинский этап привел к повышенной раздробленности восточной части НБА, сформировав новую *Мирнинско-Ботуобинскую* зону нефтегазонакопления, а позднегерцинский перестроил НБА и создал **главную Пришарнирную ЗНГН**. Заметную роль в переформировании части каледонских ЗНГН сыграл трапповый магматизм. По сути, позднегерцинская геодинамическая активизация привела к современному распределению ЗНГН в НБА.

В ходе длительной истории нефтегазообразования в НБА происходили сложные и неоднократные процессы миграции, формирования и переформирования скоплений нафтидов, генетически связанных с различными НМП. В продуктивных горизонтах региона наряду с промышленными скоплениями нефтей, конденсатов и газов фиксируются также разнообразные нафтиды различной консистенции – от тяжелых нефтей до антраксолитов. Анализ процессов онтогенеза нафтидов на площади этой антеклизы и смежных районов – специальная задача и тема отдельной публикации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Гайдук, В. В.** Вилюйская среднепалеозойская рифтовая система [Текст] / В. В. Гайдук. – Якутск : ЯФ СО АН СССР, 1988. – 127 с.
2. **Гайдук, В. В.** Методы изучения складчатонадвиговых поясов [Текст] / В. В. Гайдук, А. В. Прокопьев. – Новосибирск: Наука, 1999. – 160 с.
3. **Зоненшайн, Л. П.** Тектоника литосферных плит территории СССР. В 2 кн. [Текст] / Л. П. Зонен-



шайн, М. И. Кузьмин, Л. М. Натапов. – М. : Недра, 1990. – Кн. 1. – 328 с. ; кн. 2. – 334 с.

4. **Мануйлова, М. М.** Геология и геохронология докембрия Байкальской горной области и проблема байкалид [Текст] / М. М. Мануйлова // Геология и геофизика. – 1991. – № 9. – С. 58–67.

5. **Масайтис, В. Л.** Вулканизм и тектоника Патомско-Виллюйского среднепалеозойского авлакогена [Текст] / В. Л. Масайтис, М. В. Михайлов, Т. В. Селивановская. – М. : Недра, 1975. – 183 с.

6. **Мегакомплексы** и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы [Текст] / М. П. Гришин, В. С. Старосельцев, В. С. Сурков [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 204 с.

7. **Мигурский, А. В.** Геодинамическое развитие Патомско-Виллюйского авлакогена [Текст] / А. В. Мигурский // Континентальный рифтогенез, сопутствующие процессы : матер. Второго всерос. симп. с междунар. участием и молодежной науч. школы, посвященных памяти академиков Н. А. Логачева и Е. Е. Милановского. Т. 1. – Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2013. – С. 219–223.

8. **Мигурский, А. В.** Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботуобинской антеклизы [Текст] / А. В. Мигурский // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. – Новосибирск : СНИИГИМС, 1986. – С. 26–34.

9. **Мигурский, А. В.** Зоны разломов – естественные насосы природных флюидов [Текст] / А. В. Мигурский, В. С. Старосельцев // Отечественная геология. – 2000. – № 1. – С. 56–59.

10. **Мигурский, А. В.** Масштабные латеральные перемещения пород и флюидов на Сибирской платформе [Текст] / А. В. Мигурский // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2010. – № 1. – С. 53–57.

11. **Мигурский, А. В.** Новые направления нефтегазопроисковых работ в Предпатомском региональном прогибе (Сибирская платформа) [Текст] / А. В. Мигурский, А. С. Ефимов, В. С. Старосельцев // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 19–27.

12. **Непско-Ботуобинская** антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР [Текст] / Под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. – Новосибирск : Наука, 1986. – 245 с.

13. **Элементы** платиновой группы в мафитах Патомско-Виллюйского авлакогена (восточная часть Сибирской платформы) [Текст] // В. Л. Масайтис, С. Годерис, Ф. Клейс, Ф. Ванекке // Региональная геология и металлогения. – 2012. – № 52. – С. 83–94.

14. **A one-billion-year gap** in the Precambrian history of the Southern Siberian craton and problem of the Transproterozoic supercontinent [Text] / D. P. Gladkochub, T. V. Donskaya, M. T. D. Wingate [et al.] // American Journal of Sciences. – 2010. – Vol. 310. – P. 812–825.

15. **Harding, T. P., Tuminas, A.** Structural interpretation of footwall (low side) fault traps sealed by

reverse fault and convergent wrench faults [Text] / T. P. Harding, A. Tuminas // Bull. AAPG. – 1988. – Vol. 72. – N 6. – P. 738–757.

16. **Lowell, J. D.** Structural styles in petroleum exploration. [Text] / J. D. Lowell. – Tulsa, Oklahoma : Oil and Gas Consultants International, 1985. – 477 p.

REFERENCES

1. Gayduk V.V. *Vilyuyskaya srednepaleozoyskaya riftovaya sistema* [The Middle Paleozoic Vilyuy rift system]. Yakutsk, Yakutsk Branch of SB AS USSR, 1988. 127 p. (In Russ.).

2. Gayduk V.V., Prokopyev A.V. *Metody izucheniya skladchato-nadvigovykh poyasov* [Methods to study fold and thrust belts]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1999. 160 p. (In Russ.).

3. Zonenshayn L.P., Kuzmin M.I., Nataпов L.M. *Tektonika litosferykh plit territorii SSSR: V 2 kn.* [Tectonics of lithosphere plates in the USSR. In two books]. Moscow, Nedra Publ., 1990, book 1, 328 p., book 2, 334 p. (In Russ.).

4. Manuylova M.M. [Geology and geochronology of the pre-Cambrian Baikal mountain area and baikalides]. *Geologiya i geofizika – Geology and Geophysics*, 1991, no. 9, pp. 58–67. (In Russ.).

5. Masaytis V.L., Mikhaylov M.V., Selivanovskaya T.V. *Vulkanizm i tektonika Patomsko-Vilyuyskogo srednepaleozoyskogo avlakogena* [Volcanism and tectonics of the Middle Paleozoic Patom-Vilyuy aulacogen]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 183 p. (In Russ.).

6. Grishin M.P., Staroseltsev V.S., Surkov V.S., et al. *Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory neftegazonosnykh provintsiy Sibirskoy platformy* [Megacomplexes and deep structure of the earth's crust in the petroleum provinces of the Siberian Platform]. Moscow, Nedra Publ., 1987. 204 p. (In Russ.).

7. Migursky A.V. [Geodynamic evolution of the Patom-Vilyuy aulacogen]. *Kontinental'nyy riftogenez, soputstvuyushchie protsessy: Materialy Vtorogo Vserossiyskogo simpoziuma s mezhdunarodnym uchastiem i molodezh-noy nauchnoy shkoly, posvyashchennykh pamyati akademikov N.A. Logacheva i E.E. Milanovskogo* [Continental rifting and accompanying processes. Proc. of the 2nd all-Russia Symposium with international participation and the Youth Scientific School dedicated to the memory of academicians N.A. Logachev and E.E. Milanovsky]. Irkutsk, Institute of the Earth's Crust AB RAS, 2013, vol. 1, pp. 219–223. (In Russ.).

8. Migursky A.V. [Dynamic impact of the trappean magmatism on the petroleum potential of the Nepa-Botuoba antecline]. *Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Sibirskoy platformy* [Tectonic criteria of prediction of oil and gas occurrence within the Siberian Platform]. Novosibirsk, SNIIGiMS Publ., 1986, pp. 26–34. (In Russ.).

9. Migursky A.V., Staroseltsev V.S. [Fracture zones as natural fluid pumps]. *Otechestvennaya geologiya – National Geology*, 2000, no. 1, pp. 56–59. (In Russ.).



10. Migursky A.V. [Large-scale lateral displacements of rocks and fluids on the Siberia Platform]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2010, no. 1, pp. 53–57. (In Russ.).
11. Migursky A.V., Efimov A.S., Staroseltsev V.S. [New trends in petroleum prospecting in the Fore-Patom regional trough (Siberian Platform)]. *Geologiya nefti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2012, no. 1, pp. 19–27. (In Russ.).
12. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. *Nepa-Botuobinskaya antekliza – novaya perspektivnaya oblast' dobychi nefti i gaza na Vostoke SSSR* [The Nepa-Botuoba antecline as a new promising region of oil and gas production in the east of the USSR]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1986. 245 p. (In Russ.).
13. Masaytis V.L., Goderis S., Claeys Ph., Vanekke F. [Platinum group elements in the mafites of the Patom-Vilyuy aulacogen (eastern Siberian Platform)]. *Regional'naya geologiya i metallogeniya – Regional Geology and Metallogeny*, 2012, no. 52, pp. 83–94. (In Russ.).
14. Gladkochub D.P., Donskaya T.V., Wingate M.T.D., et al. A one-billion-year gap in the Precambrian history of the Southern Siberian craton and problem of the Transproterozoic supercontinent. *American Journal of Sciences*, 2010, vol. 310, pp. 812–825
15. Harding T.P., Tuminas A. Structural interpretation of footwall (low side) fault traps sealed by reverse fault and convergent wrench. *Bull. AAPG*, 1988, vol. 72, no. 6, pp. 738–757.
16. Lowell J.D. Structural styles in petroleum exploration. *Oil and Gas Consultants International*. Tulsa, Oklahoma, 1985. 477 p.

© А. В. Мигурский, П. Н. Соболев, 2016

МИГУРСКИЙ Анатолий Викторович, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, завлабораторией, д.г.-м.н. *E-mail: migurskyav@sniiggims.ru*

СОБОЛЕВ Петр Николаевич, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), Новосибирск, завотделом, к.г.-м.н. *E-mail: geochim@sniiggims.ru*

MIGURSKY Anatoly, DSc, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: migurskyav@sniiggims.ru*

SOBOLEV Petr, PhD, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia. *E-mail: geochim@sniiggims.ru*