

УДК 552.1

О.В. Ивченко, Е.Е. Поляков, М.В. Ивченко

## Влияние разрывной тектоники на нефтегазоносность вендско-нижнекембрийских отложений южных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская антеклизы и сопредельные территории)

### Ключевые слова:

Непско-Ботубинская антеклизы, перспективы нефтегазоносности, вендско-нижнекембрийский резервуар, разрывная тектоника, разлом, надвиговая дислокация, интрузивный трапп, трапповый магматизм.

### Keywords:

Nepsk-Botuobinsk anticline, prospects for oil and gas-bearing capacity, Vendian-Lower Cambrian reservoir, fault tectonics, fault, imbricated overthrust, intrusive trap, trap magmatism.

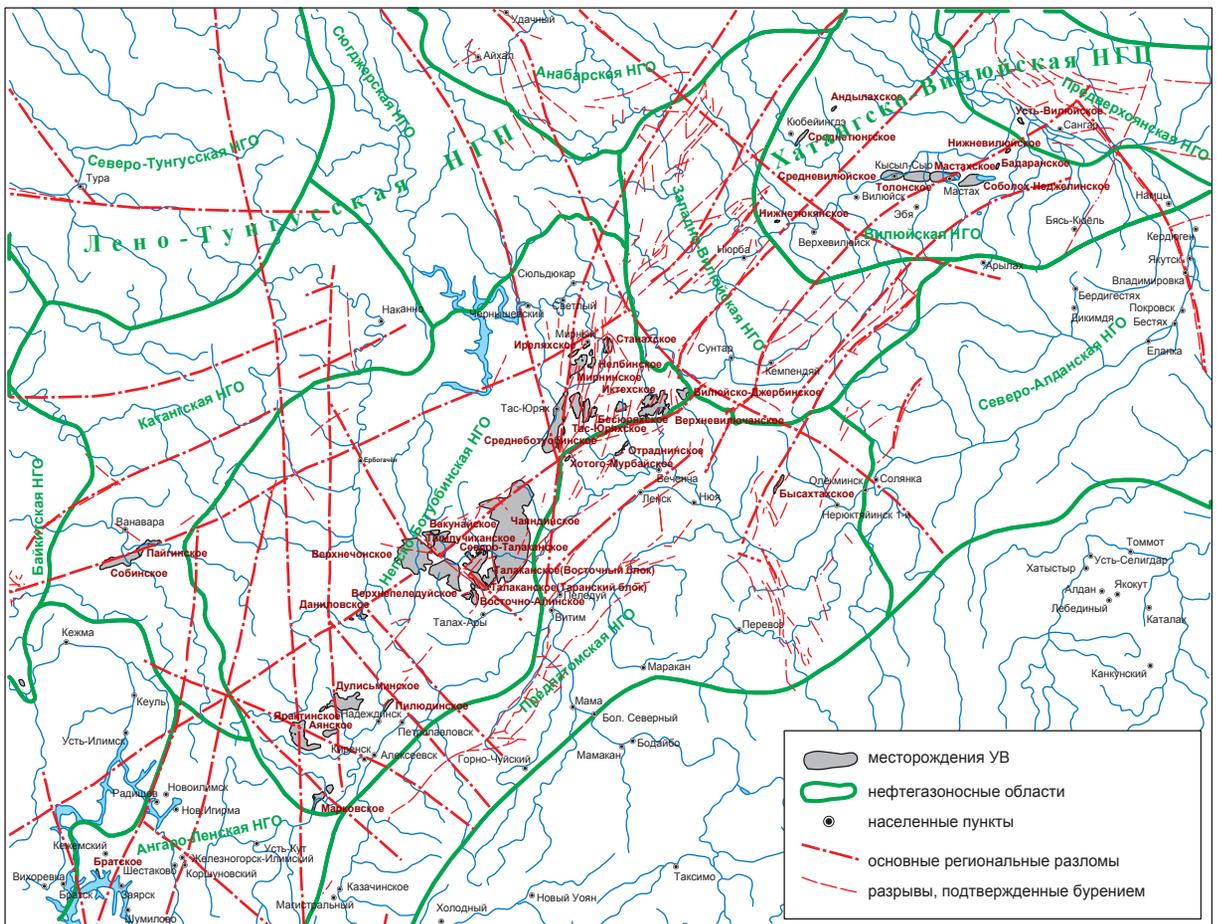
В настоящее время район Непско-Ботубинской антеклизы (НБА) является основной нефтегазоносной областью в Республике Саха (Якутия) и Иркутской области. Здесь ведется большой объем геологоразведочных работ, проводится 3D-сейсморазведка. В результате переинтерпретации профилей прошлых лет и интерпретации новых данных изменяется представление о структурно-тектоническом строении месторождений. Выявление особенностей влияния разрывной тектоники на нефтегазоносность позволит в дальнейшем усовершенствовать методику проектирования разработки месторождений и определить оптимальные места заложения проектируемых добывающих скважин.

НБА является одним из важнейших нефтегазоносных поясов Восточной Сибири. По современным представлениям она имеет слегка асимметричную веретенообразную форму и протягивается на расстояние более 1000 км при ширине до 400 км. Ее площадь превышает 250 тыс. км<sup>2</sup>. Мощность осадочного чехла изменяется от 1,5 км в сводовой части до 3 км по периферии [1]. В административном отношении юго-западная часть антеклизы входит в состав Иркутской области и частично Красноярского края, а северо-восточная – Республики Саха (Якутия). Рассматриваемая структура вытянута от широты 56° (междуречье Лены и Илима) в северо-восточном направлении до широты 64° (водораздел рек Вилюя и Моркоки) (рис. 1). По количеству открытых месторождений и подготовленных запасов нефти и газа НБА занимает ведущее место в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Она входит в состав одноименной нефтегазоносной области (НГО) и является основным объектом поисков нефти и газа на всей Сибирской платформе.

Тектонический фактор оказывает существенное влияние на генерацию и аккумуляцию углеводородов. Значительная часть месторождений углеводородов (УВ) приурочена к разломным антиклинальным структурам различного порядка. Особое значение на исследуемой территории тектонический фактор приобретает вследствие весьма сложного строения осадочного чехла – присутствия линейной складчатости, обилия разрывных нарушений, насыщенности трапповыми интрузиями, развития карстовых процессов.

В работе [2] сделаны следующие статистические выводы по типизации залежей УВ относительно структурного и литологического контроля:

- большинство залежей УВ по форме структурного контроля ловушек являются неантиклинальными (58 %), по типу резервуара – пластовыми (90 %), по строению – блоковыми (60 %);
- литологический контроль определяет границы залежей в 27 (54 %), тектонический – в 29 (58 %), стратиграфический – в 8 (16 %) случаях; для залежей, контролируемых литологическим фактором, наиболее распространены (60 %) такие ограничения, как *тектоническое экранирование* (48 %) и *стратиграфическое выклинивание* (12 %). При этом следует отметить, что исследователями были учтены лишь основные, наиболее крупные, залежи УВ, поскольку мелкие, как правило, литологически замкнутые, самостоятельной промышленной ценности не представляют.



**Рис. 1. Обзорная карта нефтегазоносности НБА (с сопредельными территориями) с указанием основных элементов разломной тектоники (по данным лаборатории геолого-экономической эффективности недропользования Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015 г.)**

В тектоническом отношении НБА расположена в южной половине Сибирской платформы и на юго-западе, северо-западе и юго-востоке граничит с крупными отрицательными структурами – Присяяно-Енисейской, Курейской синеклизами и Предпатомским региональным прогибом (рис. 2). На юге она обрамляется Ангаро-Ленской ступенью, а на западе и севере через Катангскую и Слюджерскую седловины сочленяется с Байкитской и Анабарской антеклизмами. К юго-востоку от Слюджерской седловины расположена Вилючанская седловина, которая разделяет антеклизму и Сунтарский свод. Северо-западный склон исследуемой структуры осложнен наложенной в позднепалеозойско-раннемезозойское время Тунгусской синеклизой, а также среднемеозойским Ангаро-Вилюйским прогибом, которые во многом способствовали становлению современных контуров НБА.

В пределах НБА в настоящее время выявлены следующие тектонические типы дислокаций [3]: дизъюнктивные; пликвативные (прерывистая складчатость, линейная складчатость, трапповые нарушения, прочие нарушения). Превалирующее влияние на процесс УВ-накопления и тектонический контроль залежей УВ оказывали дизъюнктивные дислокации и трапповые нарушения, которые и будут рассмотрены далее в статье.

### **Оценка влияния разломов и надвиговых дислокаций на перспективы нефтегазоносности вендско-нижнекембрийских резервуаров**

Тектоническое развитие региона прямым образом влияло на характер локализации залежей УВ. Для определения их приуроченности к структурам особо важно изучение не современного, а древнего структурного плана. Еще

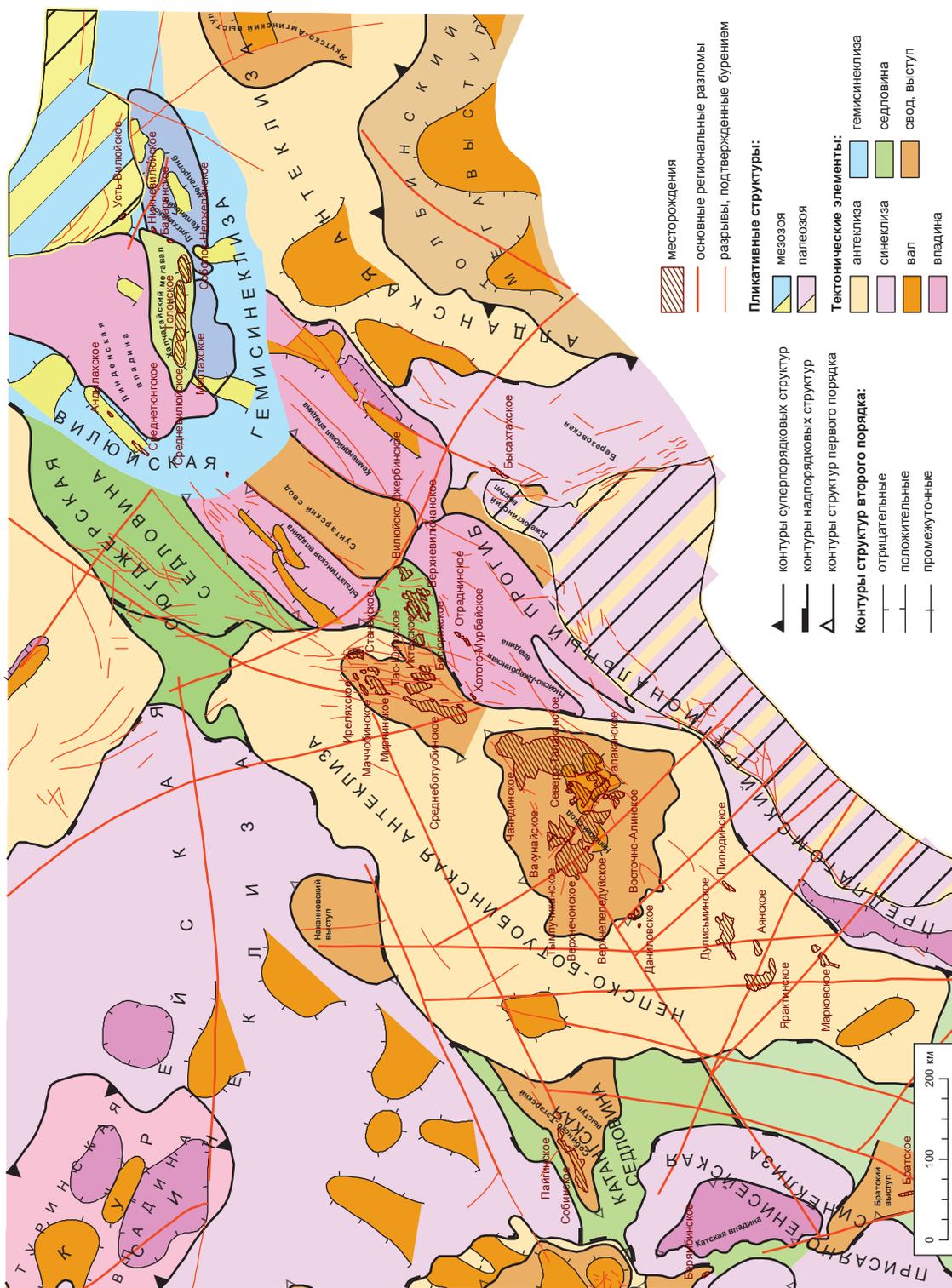


Рис. 2. Тектоническая карта (выкопировка) нефтегазоносности Сибирской платформы (СНИИГГиМС МПР России, 2005)

одна сторона этого процесса – неоднозначное влияние на нефтегазоносность осадочного чехла разрывных нарушений. Положительная роль разломов проявляется в экранировании миграционных потоков УВ, что при наличии прочих благоприятных условий приводит к возникновению комбинированных ловушек нефти и газа (рис. 3). Разломы способствуют также созданию зон трещиноватости, значительно увеличивающих проницаемость коллекторов [4]. Однако дизъюнктивы могли интенсифицировать вертикальную миграцию нефти и газа, что вело к полному или частичному разрушению залежей или вертикальному перемещению углеводородов. Кроме всего перечисленного, дизъюнктивная тектоника определяла направление и скорость движения пластовых вод, их разгрузку и т.д., т.е. весь гидродинамический режим недр.

Определенные трудности при доразведке и разработке залежей нефти и газа обусловлены сложным геологическим строением большинства месторождений УВ в изучаемом регионе. При относительно простой морфоструктуре залежей распределение коллекторов и неколлекторов, как правило, определяется не столько литологическим фактором, сколько наличием отдельных блоков залежей, сформировавшихся в результате тектонических нарушений. Блоковое строение залежей подтверждается также различными уровнями флюидных контактов (газонефтяных – ГНК, газоводяных – ГВК, водонефтяных – ВНК) в блоках, а также отсутствием гидродинамической связи между отдельными частями залежей. Часто амплитуда отдельных нарушений незначительна, что затрудняет их выявление геолого-геофизическими методами [5, 6].

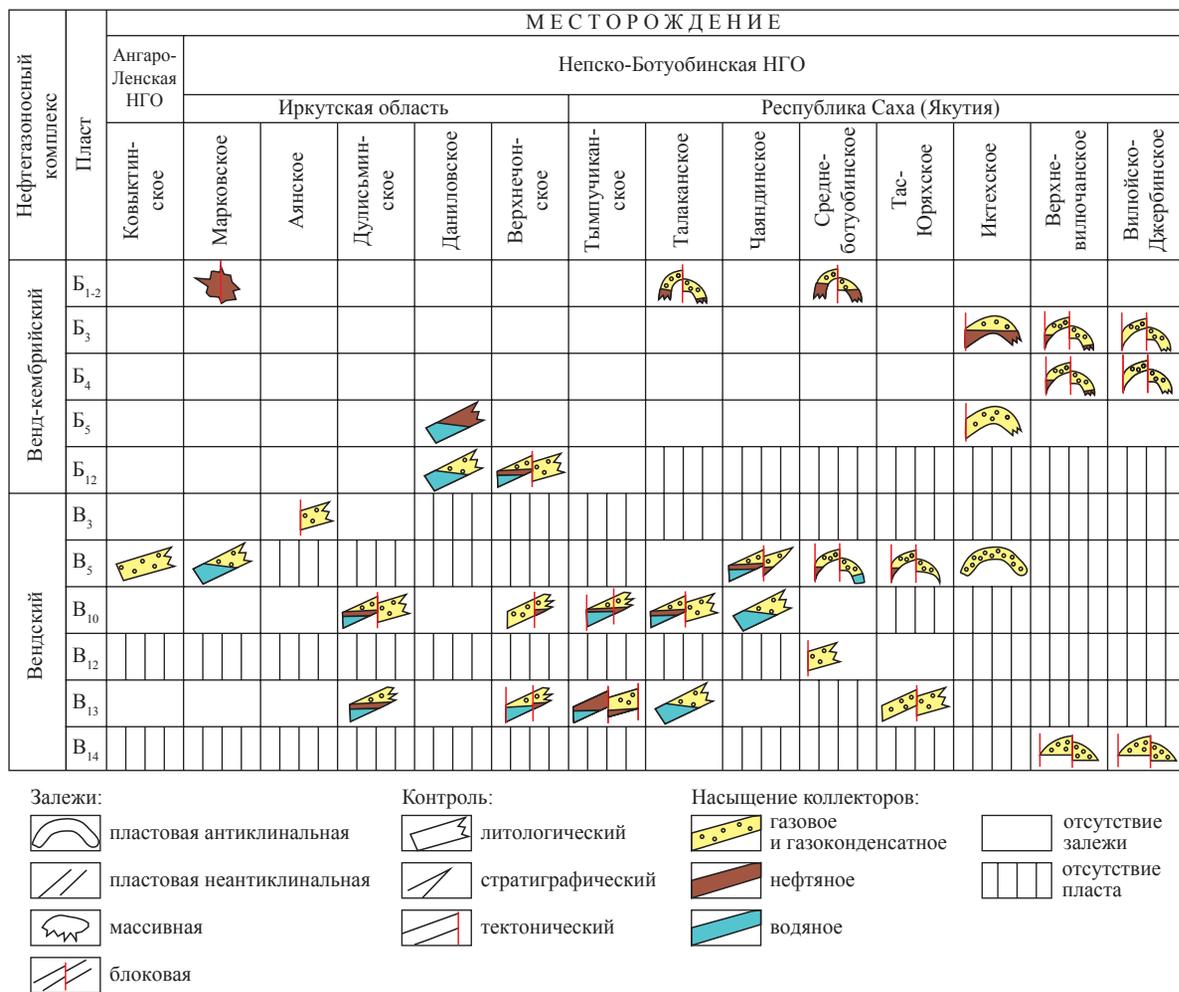


Рис. 3. Типы залежей НБА и сопредельных территорий (В.А.Топешко, Л.В. Рябова, 2000, дополнено с изменениями О.В. Ивченко)

Необходимо также учитывать, что многие месторождения являются многофазными (нефтегазоконденсатными).

В настоящей статье наибольшее влияние уделено дизъюнктивным нарушениям, которые в рассматриваемом регионе выполняют две основные функции – разграничения разных блоков одной залежи и экранирования потоков УВ на внешнем контуре залежи. Наиболее интенсивно разломная тектоника проявилась на северо-востоке НБА (в якутской части), где 24 залежи из 38 разбиты на блоки и 26 из 38 ограничены (или чаще всего экранированы) плоскостью разломов по внешнему контуру. В юго-западном направлении, в иркутской части НБА и Ангаро-Ленской ступени, интенсивность проявления пликативной и разломной тектоники падает. В центральной части НБА расположено крупное Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), приуроченное к слабо выраженному структурному мысу. Многочисленные разломы выполняют здесь роль барьеров, разделяющих участки с различным насыщением коллекторов и уровнями газожидкостного контакта (ГЖК) [7]. Субширотный Могдинско-Ленский разлом, пересекающий месторождение с северо-запада на юго-восток, выделен по данным гравитационной и магниторазведки и подтвержден результатами глубокого бурения. Разлом сопровождается выходом на поверхность цепочки секущих даек траппов. С северо-востока Верхнечонское месторождение экранировано Верхнечонско-Талаканским грабеном, отделяющим его от смежных Вакунайского и Тымпучиканского месторождений. По поверхности кристаллического фундамента вертикальное смещение достигает 100 м.

Непско-Ботуобинская антеклизация осложняется целым рядом пликативных форм, самой крупной из которых является Непский свод (см. рис. 2), охватывающий вершину антеклизы. По опорной структурной поверхности большая часть свода близка к изогипсе 1,5 км. Непский свод осложнен двумя куполовидными поднятиями: Пеледуйским (амплитуда 250 м) и Верхнечонским (амплитуда 50 м). В юго-восточной части Пеледуйского поднятия располагается Талаканская положительная структура (замыкающая изогипса 1,1 км), являющаяся вершиной Непско-Ботуобинской антеклизы. Кроме Непского свода на территории Непско-Ботуобинской антеклизы выделяется еще одна

положительная структура – Мирнинский свод (225×110 км, амплитуда до 500 м). К нему приурочены 8 нефтегазовых месторождений, в том числе Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Иреляхское, Маччобинское, Иктехское и др. Крупнейшее из них – Среднеботуобинское – осложнено разрывными нарушениями, делящими месторождение на ряд тектонических блоков. Размер брахиантклинали составляет 75×80 км, амплитуда поднятия по кровле ботуобинского горизонта достигает 50 м. Промышленная нефтегазоносность связана с карбонатными отложениями осинского горизонта и терригенными коллекторами ботуобинского и улаханского горизонтов.

Все залежи являются пластовыми, сводовыми, тектонически экранированными. На Среднеботуобинском месторождении выделяют до 6 тектонических блоков с разными гипсометрическими отметками газожидкостных контактов. Восточнее Среднеботуобинского месторождения расположено Тас-Юряхское нефтегазовое месторождение, приуроченное к брахиантклинали (38×19 км, амплитуда до 40 м). Структура разбита на десять блоков северо-восточного простирания. Основной продуктивный горизонт – ботуобинский. Газожидкостные контакты в блоках отбиваются на разных абсолютных отметках [8]. Иреляхское и Маччобинское месторождения имеют аналогичное строение и приурочены к брахиантклиналам, разбитым серией малоамплитудных разрывных нарушений субмеридионального простирания. Газонефтяные залежи приурочены к ботуобинскому и улаханскому горизонтам.

Цикличность заполнения ловушек УВ фиксируется в виде сохранных древних ВНК. За счет существенного растворения минералов цемента и скелетной части пород под воздействием продуктов биогенного и абиогенного окисления нефтей (двуокись углерода, сероводород, органические кислоты и т.д.) на уровнях древних ВНК образуется зона растворения (разуплотнения) пород, а ниже нее – область диффузионного оттока в подошвенные воды растворимых компонентов (гипс, ангидрит, кальций, доломит, полевые шпаты, кварц и глинистые минералы). Зоны растворения современных и древних ВНК не всегда сохраняются. Главным образом это связано с неустойчивостью положения самих ВНК [9].

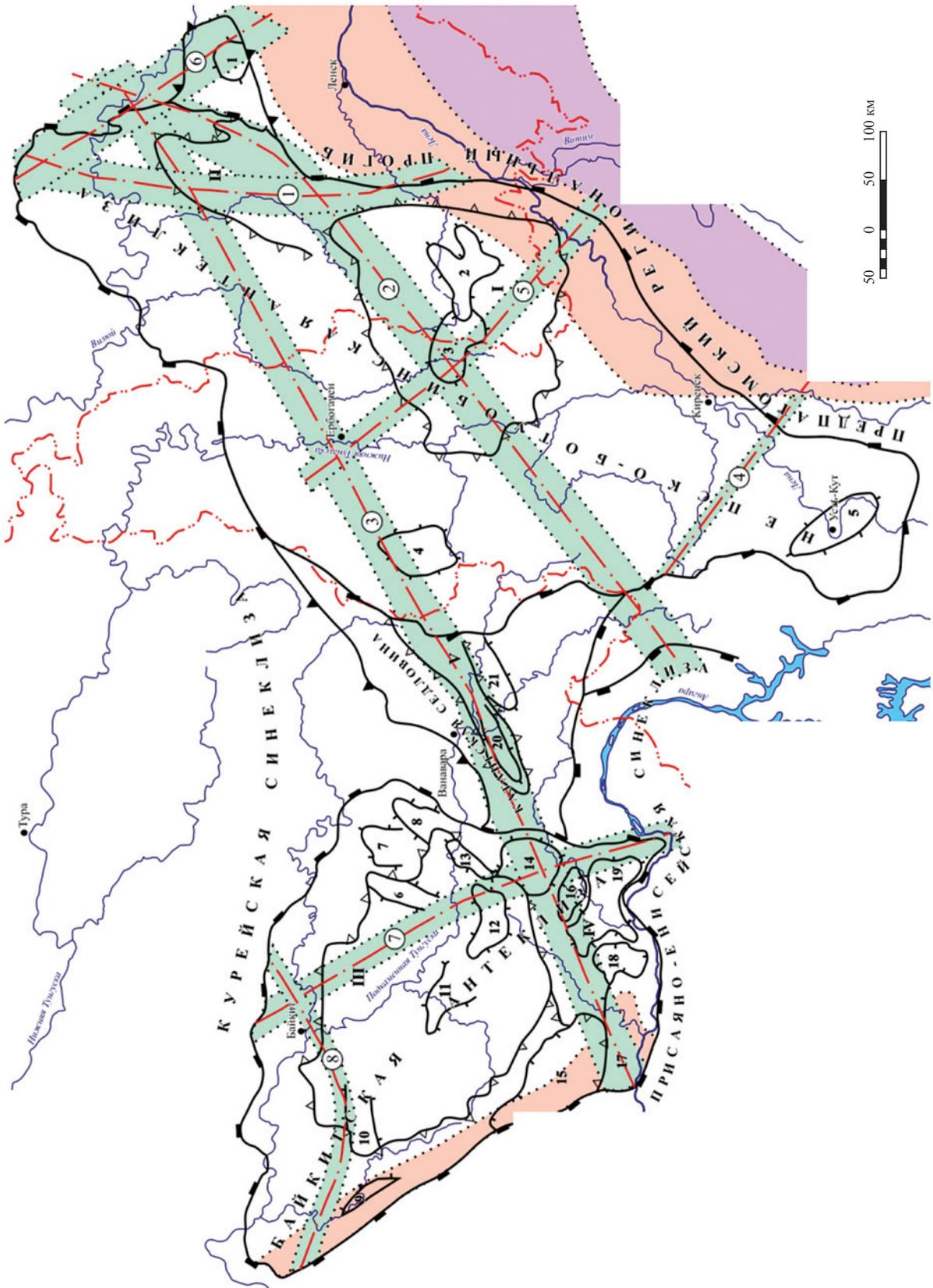
Изучение вторичных изменений зон древних ВНК залежей позволит уточнить

первичное положение флюидного контакта нефтяных скоплений и выяснить причины перераспределения УВ по блокам, что необходимо для рационального планирования доразведки и последующей разработки месторождения. В качестве примера в работе [10] рассмотрена северная группа месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы (Мирнинский свод) – Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Иреляхское и Маччобинское, продуктивность которых связана с терригенными отложениями венд-кембрийского возраста. У этих месторождений выявлен ряд характерных особенностей, определяющих общий подход к изучению перспектив их доразведки и разработки: прежде всего это близкие фациальные условия формирования (цепочки баров вдоль древней береговой линии) за счет единого источника сноса, преимущественно с северо-запада, а также синхронное многократное заполнение ловушек УВ и разрушение залежей; аномальные геохимические процессы на границах современных и древних контактов «газ – нефть» и «газ – вода»; окончательное расформирование единых залежей УВ на ряд блоков, изолированных в различной степени. Существование первоначально единой древней залежи УВ подтверждено также геохимическими данными по пластовым флюидам и вмещающим породам.

В вендском и венд-кембрийском терригенных комплексах (рис. 4) установлены два продуктивных горизонта – ботуобинский и улаханский, которые на Иреляхском и Маччобинском месторождениях хорошо коррелируются и представлены песчаниками. Во всех скважинах (кроме скв. 711 и 15507) они разделены песчано-аргиллитовой «перемычкой». Общая мощность терригенной пачки от кровли ботуобинского до подошвы улаханского горизонта в пределах обоих месторождений сохраняет практически постоянное значение (25–26 м). Во всех рассмотренных разрезах скважин в подошве терригенной пачки выделяется пласт мощностью 1–4 м, однозначно коррелируемый в пределах рассматриваемых площадей. По описанию керна этот пласт характеризуется как плотный ангидритизированный песчаник. Его геофизическая характеристика выражена повышенными значениями (3 усл. ед.) показаний нейтронного гамма-каротажа (НГК) и пониженными показаниями гамма-каротажа (ГК). В промежуточном (между улаханским

и ботуобинским) песчано-аргиллитовом горизонте (так называемой «перемычке») около половины песчаников содержат в среднем более 15 % цемента (глинистого, карбонатного и сульфатного). Изучение пород терригенного комплекса (скв. 712, 714 и 738 Иреляхского, а также скв. 902 и 904 Маччобинского месторождений) в шлифах позволило выделить зоны аномального (60–70 % и более) содержания карбонатного и ангидритового цемента в подошве улаханского горизонта, что, с точки зрения исследователей [10], обусловило повышенные значения показаний НГК.

На Иреляхском месторождении (скв. 712 и 714 на глубинах 2137,5 и 2119,9 м соответственно) по описанию керна отмечены зоны брекчированных пород. Непроницаемость «перемычки» обусловлена приуроченностью к ней древнего ВНК, а также изменением пород под воздействием гидротерм и взрыва пара (трубки взрыва). Такие факты, как наличие метаморфизованной нефти, аргиллитизированных глинистых прослоев, сланцеватых текстур пород, кварцитовидных структур песчаников, зон брекчирования, подтверждают соседство изученных пород с трубками взрыва (скв. 712, 714, 738). Наложение зоны контактного изменения пород (под воздействием трубок взрыва, гидротерм и др.) на зону древнего ВНК привело к полной непроницаемости пород в «перемычке» (скв. 712, 714). Следует подчеркнуть, что непроницаемый горизонт превышает по мощности «перемычку», которая заключена в нем или находится вне его. По-видимому, благодаря трубкам взрыва произошло полное разрушение залежи. Следы древней палеозалежи в виде участков окисленной нефти, рассредоточенных во всем ее объеме выше древнего ВНК, свидетельствуют о том, что в дальнейшем ловушка вновь заполнилась нефтью. В восстановительных условиях по твердому битуму развивался пирит. Максимальное содержание пирита отмечено в скв. 904 на глубине 2113 м; в скв. 902 – на глубине 2119 м (Маччобинская площадь); в скв. 738, 736, 712 и 714 – на глубинах 2188,8; 2148,6; 2136,3 и 2116,2 м (Иреляхская площадь) соответственно, т.е. на верхней границе древнего ВНК (первый древний ВНК палеозалежи). При реконструкции эта граница была принята за горизонтальную и использована для восстановления границ палеозалежи. От этой границы откладывались мощности улаханского горизонта, «перемычки» ботуобинского



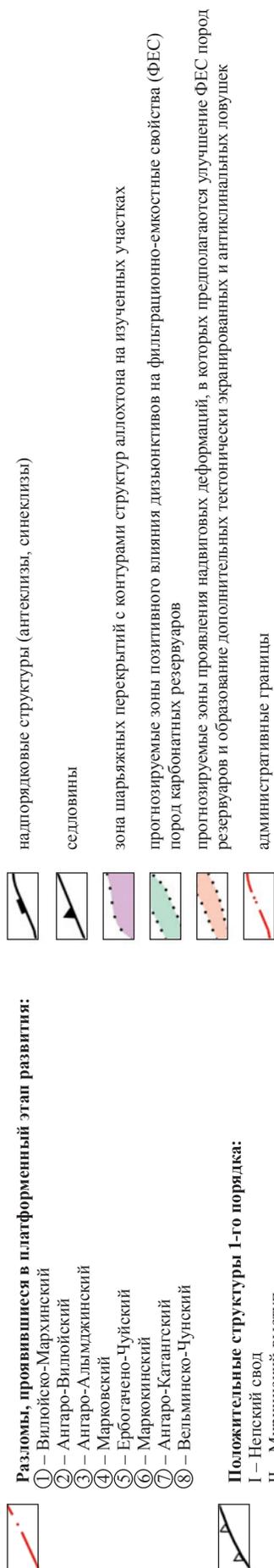


Рис. 4. Оценка влияния разломов и надвиговых дислокаций на перспективы нефтегазоносности вендско-нижнекембрийских резервуаров центральных районов Сибирской платформы (Г.Г. Шемин, 2007)

горизонта, т.е. мощности тех горизонтов, которые лежали выше древнего ВНК.

Первый палеоконтакт отмечается внутри современных залежей. Это свидетельствует о том, что древняя ловушка заполнялась как минимум 2 раза. Первоначальный объем залежи, значительно меньший современного, был заполнен нефтью. Об этом говорит тот факт, что после взрыва (трубки взрыва) часть нефти метаморфизовалась (скв. 712, интервал глубин 2135–2137,5 м) или окислилась, а затем при повторном заполнении твердый битум пиритизировался (следы древней нефти – твердого битума – отмечены в шлифах пород по всему объему структурной ловушки во время стабилизации второго древнего ВНК). Помимо хемогенного цемента в подулаханских песчаниках широко распространен регенерационный кварцевый цемент, который полностью заполнил полезную емкость, превратив песчаники в кварцитовидные породы. Мощности «запечатанных» зон на Иреляхской площади в скв. 738, 736 и 712 составляют 3, 5 и 7 м соответственно. В скв. 714 второй древний ВНК отмечен в подулаханских песчаниках, где присутствуют карбонаты и сульфаты, составляющие 40–60 % объема пород. Аномальное содержание цемента отмечено в скв. 736 (2161 м), 738 (2198 м), 712 (2155 м), 714 (2135 м). Следует особо подчеркнуть, что для песчаников всего терригенного комплекса характерно засоление. Если в пределах Среднеботубинского и Тас-Юряхского месторождений преобладает легкорастворимая соль – галит (доля последнего составляет 5–10 % от суммарного содержания цемента), то на Иреляхском и Маччобинском месторождениях преобладают труднорастворимые соли – доломиты и ангидриты. Верхняя граница выделенной зоны засоления несет следы окисленной нефти (пиритизированный битум. Максимальные мощности газонефтенасыщенных пород сохранились в скв. 712 и 714. О разрушении залежи свидетельствует современное законтурное положение скв. 738. Вода и рассолы поступали сверху по тектоническим трещинам и распространялись по латерали между непроницаемыми прослоями, подпруживая частично разрушенную залежь.

В некоторых случаях происходило также залечивание трещин, в результате чего блоки были изолированы друг от друга. Наибольшая площадь распространения залежи фиксиру-

ется во время стабилизации второго древнего ВНК. В блоках, опущенных относительно своего первоначального положения, отмечается вода и фиксируется частичное разрушение залежи. Современные залежи УВ, занимающие в вендское время значительно большие по площади и объему резервуары, являются лишь фрагментами палеозалежи (Иреляхское и Маччобинское месторождения). Общий для ботубинского и улаханского горизонтов ГНК в центральном блоке Иреляхского месторождения подтверждает ранее выдвинутое положение о сообщаемости ботубинского и улаханского горизонтов. На Маччобинском месторождении в районе скв. 901 и 902 газонефтяной контакт отмечается, по данным опробования, на абсолютной отметке 1760 м. В скв. 903 улаханский горизонт полностью газонасыщен до абсолютной отметки 1760 м, как и в соседнем блоке (скв. 902 и 904). Эти факты свидетельствуют о сообщаемости блоков, т.е. о связи отдельных фрагментов газового резервуара.

На Иреляхском месторождении современный улахан-ботубинский резервуар разделен на серию блоков, главными из которых являются западный и центральный. Близкие пластовые давления в газовой части залежи (скв. 711, 736 и 712) говорят о том, что тектоническое нарушение между центральным и западным блоками не обладает достаточными экранирующими свойствами. В нефтяных же частях залежей обоих блоков отмечается различное положение ВНК, т.е. для нефти тектоническое нарушение служит преградой.

Помимо приведенных геолого-промысловых данных единство улахан-ботубинского природного резервуара на Иреляхском и Маччобинском месторождениях подтверждают близкие по составу и свойствам нефти в обоих горизонтах (легкие, малосернистые со средней плотностью 0,843–0,877 г/см<sup>3</sup>). Нефти улаханского горизонта Иреляхского (скв. 15521) и Маччобинского (скв. 20403) месторождений характеризуются также сопоставимыми значениями плотности (0,856 г/см<sup>3</sup>), содержания серы (0,4–0,7 %), смол (24,8–29,6 %) и выхода бензиновых фракций (17–18 %). Нефти ботубинского горизонта отличаются более высокой плотностью (до 0,886 г/см<sup>3</sup>) и вязкостью. Содержание асфальтенов достигает 5–7 %. Отмечается более низкий выход бензиновых фракций (10 %). В углеводородном составе нефти наблюдается повышенный выход

ароматических и нафтеново-ароматических УВ. Следовательно, тектонические подвижки, повлиявшие на разобщение венд-кембрийского палеорезервуара, привели не только к разрушению древней залежи УВ, но и нарушили местами доломитовую покрывку, перекрывающую ботуобинский горизонт. При опробовании ботуобинского горизонта совместно с вышележащими доломитами в открытом стволе (скв. 902, 904, 903, 20403 Маччобинского и скв. 712, 714 Иреляхского месторождений) получены значительные (до 2400 тыс. м<sup>3</sup>/сут) притоки газа, что говорит о прорыве доломитовой покрывки и поступлении газа в вышележащие породы. Наличие залежей УВ в вышележащих горизонтах (осинском, юряхском и олекминском) подтверждает значительную вертикальную сообщаемость разреза, включающего как терригенные, так и карбонатные породы. Этот факт подтверждается и данными геохимического анализа нефтей, отобранных в указанном районе на различных стратиграфических уровнях.

Таким образом, результаты изучения разломно-блокового строения залежей Мирнинского свода литологическими методами, а также с помощью геолого-геофизических и промысловых данных позволяют существенно детализировать их современное состояние (изоляция или связь блоков, наличие «запечатки» на водонефтяных контактах), что способствует внедрению более рациональных методов разработки этих залежей, а также доразведке отдельных (опущенных по сравнению с первоначальным положением) блоков [10].

Подводя итоги краткому обзору дизъюнктивной тектоники НБА и ее влияния на нефтегазоносность, следует отметить:

- все рассмотренные разломы характеризуются отсутствием крупных вертикальных перемещений блоков фундамента;
- большинство дизъюнктивов несут следы горизонтальных подвижек;
- фиксируется связь контуров антеклизы и осложняющих ее структур с простираем разломов;
- по времени формирования разломы разделяются на 2 основные группы – доплатформенные и платформенные;
- подавляющее большинство дизъюнктивов группируются в системы: северо-западную, субмеридиональную, северо-северо-восточную и северо-восточную. Особенностью этого соотношения служит тот факт, что при-

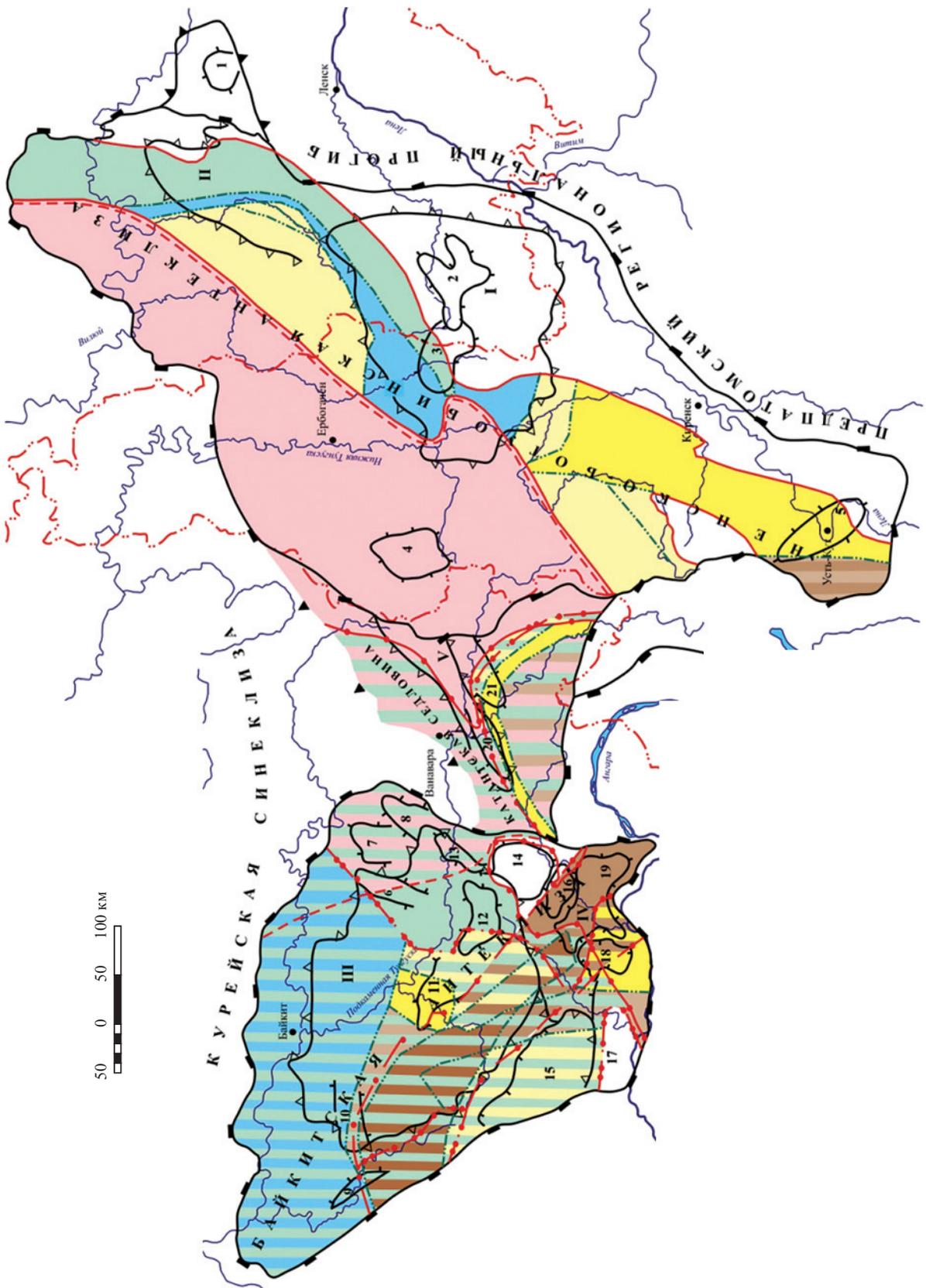
менительно к многопластовым залежам структурные ловушки в карбонатных породах нижнего кембрия характеризуются субширотным северо-западным простираем, а в терригенных породах венда – субмеридиональным или северо-восточным простираем. Это дает основание предположить, что структурными планами залежей в разновозрастных отложениях наследуются простираения различных активизированных разломных систем. Такую особенность пространственного размещения стратиграфически разноуровневых залежей, выступающую как тектоническая закономерность, подтверждают результаты анализа структурных построений и гидродинамических испытаний скважин по продуктивным горизонтам, хорошо изученным глубоким бурением, на уникальном и крупном Чаяндинском нефтегазоконденсатном и Талаканском газонефтяном месторождениях [11].

### Оценка влияния интрузивных траппов на нефтегазоносность

В центральных районах Сибирской платформы насыщение отложений магматическими породами в целом незначительно. Они составляют около 3 % объема платформенного чехла и представлены преимущественно пластовыми интрузивными телами (силлами). Ограниченным площадным распространением пользуются секущие тела (дайки). Магматические образования залегают в вендско-нижнекембрийских карбонатных и галогенно-карбонатных отложениях нижнеданиловского, среднеданиловского, верхнеданиловского, усольского, эльганского, нижнетолбачанского, верхнетолбачанского, олекминского и чарского регоциклитов (р.ц.) на более чем 30 стратиграфических уровнях.

Толщина трапповых интрузий составляет преимущественно 30–100 м. Они распространены в северо-западной и центральной частях Непско-Ботуобинской антеклизы и почти на всей территории Байкитской антеклизы, а также Катангской седловины (рис. 5). Более подробные представления о распределении трапповых образований по площади и разрезу исследуемых районов, а также об их морфологических особенностях приведены в многочисленных публикациях [например, 12–13 и др.].

Существуют различные представления об интенсивности влияния интрузивных образований на вмещающие породы.



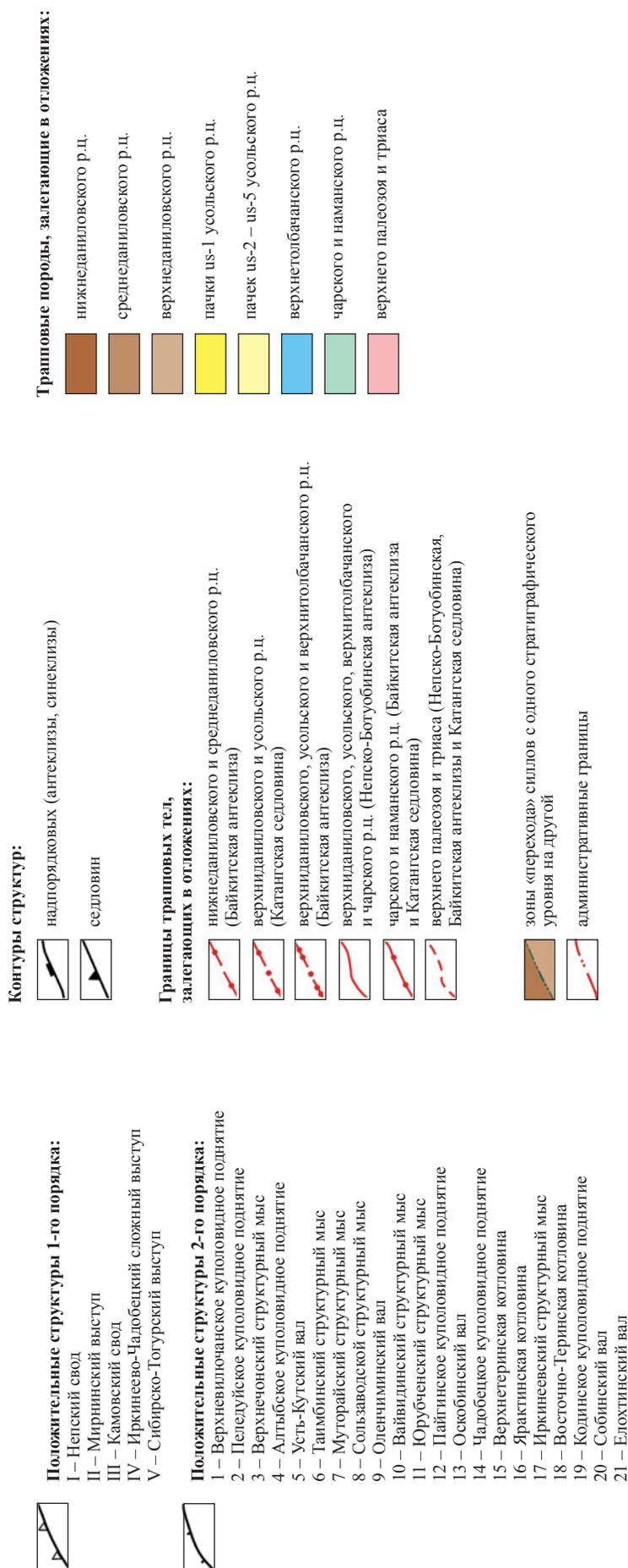


Рис. 5. Размещение интрузивных траппов в осадочном чехле Непско-Ботубоинской, Байkitской антеклизы и Катангской седловины (Г.Г. Шемин, А.В. Мигурский, 2007)

Н.В. Мельников [14] полагает, что пористость песчаников на контакте с траппами уменьшается в 2–4 раза. По материалам Е.Н. Родновой, открытая пористость карбонатных пород на контакте с интрузиями практически не меняется. Имеются и другие мнения. Так, некоторые исследователи (например, Ф.Н. Яковенко) связывают низкие ФЕС пород осинского горизонта Приленского района Непско-Ботубинской антеклизы с отрицательным воздействием на них перекрывающих магматических образований.

На основании анализа [13] толщин пачек в разрезах скважин Ярактинского, Аянского, Среднеботубинского месторождений и Касаткинской площади, содержащих интрузии, можно сделать вывод, что интрузивные траппы значительно повлияли на вмещающие породы (рис. 6–8). Они уплотнили их на 1/5 своей толщины без изменения стратиграфического объема. Толщина подвергшихся уплотнению пород в 2–3 раза больше толщины интрузии. Уплотнение перекрывающих интрузию отложений более значительно, чем подстилающих. Чем ближе к интрузии расположены вмещающие породы, тем более они уплотнены.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что при палеотектонических реконструкциях исследуемых районов необходимо вычитать из разрезов скважин толщину интрузивных образований, а поправку на влияние траппов прибавлять. Ее численное значение в среднем составляет 1/5 часть толщины траппового тела. Применительно к конкретным площадям бурения она вычислялась графическим способом (рис. 9).

Рассмотренный метод приемлем только для пластовых интрузий. Секущие трапповые тела встречаются в разрезах скважин весьма редко; обычно они занимают стратиграфический объем отсутствующих отложений за счет их смещения. Учет трапповых образований в этом случае осуществляется только вычитанием из разрезов поправок на уплотнение разреза.

Кроме отмеченных факторов, использование метода мощностей применительно к центральным районам Сибирской платформы ограничено также процессами вымывания солей инфильтрационными водами [15]. Кратко это сводится к следующему. В нижнекембрийских отложениях исследуемой территории, как правило, нет пластов соли до глубины 30–800 м. Так, на Непском своде соли отсутствуют в верхней и средней частях чарского р.ц., на

Верхнечонском поднятии – во всем чарском и олекминском р.ц., а на наиболее приподнятом Талаканском поднятии соли фиксируются только в нижней и средней частях усольского р.ц. Обычно это явление объяснялось фаціальными изменениями разреза верхней и в какой-то степени средней частей осадочного чехла [16]. Предполагается, что исчезновение солей вызвано процессами их вымывания инфильтрационными водами. Далее этот вывод будет пояснен на примере чарского, олекминского, верхнетолбачанского, эльгянского и усольского р.ц. Непско-Ботубинской антеклизы.

Как известно, в чарском и верхней части олекминского р.ц. выделяются 7 галогенно-карбонатных пачек (chr-1 – chr-5, ol-5, ol-6). Каждое из отмеченных подразделений имеет характерные толщины карбонатов и солей и однозначно опознается и коррелируется на значительной территории исследуемых районов. В пределах Непско-Ботубинской антеклизы все 7 подразделений фиксируются только на ее наиболее прогнутых южной и северной периклиналях (Марковское и Аянское месторождения, Сюльдюкарская площадь). На остальной территории антеклизы соли выявлены либо в средней и нижней, либо в нижней частях чарского р.ц., или же они полностью отсутствуют в чарском и верхней части олекминского р.ц. В зависимости от стратиграфического уровня верхней поверхности пласта соли меняется и общая толщина чарского и верхней части олекминского р.ц. Диапазон колебания толщин составляет 200 м, что обусловлено в основном изменениями толщин солей, тогда как толщина карбонатной части остается более или менее постоянной.

В юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы, на участке от Ярактинского месторождения до Преображенской площади, кровля верхнего пласта соли меняет стратиграфическое положение: на Ярактинском месторождении она находится в пачке chr-5, в средненепских скважинах – в пачке chr-4, на Даниловской площади – в chr-2, в Преображенской скв. 135 – в ol-6. На Верхнечонском месторождении в зависимости от структурного плана она «скользит» от кровли до подошвы верхнетолбачанского р.ц., а в пределах наиболее приподнятой структуры антеклизы (Пеледуйского поднятия) кровля верхнего пласта соли «спускается» до пачки us-4 усольского р.ц. Подобное скольжение верхней кромки солей

по разрезу фиксируется в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы от Сюльдюкарской площади до Пеледуйского поднятия, а также в пределах Байкитской антеклизы [17].

Резкое изменение стратиграфического положения верхнего уровня солей на ограниченной территории объясняется их вымыванием. Близкие значения глубин до кромки верхней отметки солей и небольшой диапазон абсолютных отметок (от –150 до –300 м) позволяют заключить, что вымывание солей происходит на современном этапе.

Вымывание солей олекминского и чарского р.ц. инфильтрационными водами на приподнятых участках Непско-Ботуобинской и Байкитской антеклиз и верхнетолбачанского, эльганского, усольского р.ц. на их вершинах весьма значительно изменило первичную толщину отложений. Характер ее распределения по площади не будет отражать истинную историю тектонического развития районов. Поэтому отложения чарского, олекминского и верхнетолбачанского р.ц. в пределах отмеченных участков исследуемой территории не могут быть использованы для палеотектонических реконструкций.

Таким образом, рассмотренные выше факторы ограничили использование метода мощностей применительно к следующим стратиграфическим уровням разреза:

- вендскому триггеному комплексу в пределах зональных и локальных участков;
- галогенно-карбонатным породам усольского, верхнетолбачанского и чарского р.ц.;
- юго-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы (для палеотектонических построений на локальных участках);
- отложениям верхнетолбачанского и чарского р.ц. на Куюмбинской площади;
- отложениям наманского и чарского р.ц. на территории Непского свода и северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы, а также в сводовой части Байкитской антеклизы.

Учет этих материалов существенно повысил достоверность палеотектонических реконструкций. В частности, получены отличающиеся от ранее существовавших представления об истории тектонического развития как крупных надпорядковых структур, так и отдельных участков и поднятий [18–20].

Трапповый магматизм в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы проявился в существенно меньших масштабах, чем в северо-западных районах Сибирской платформы. Его

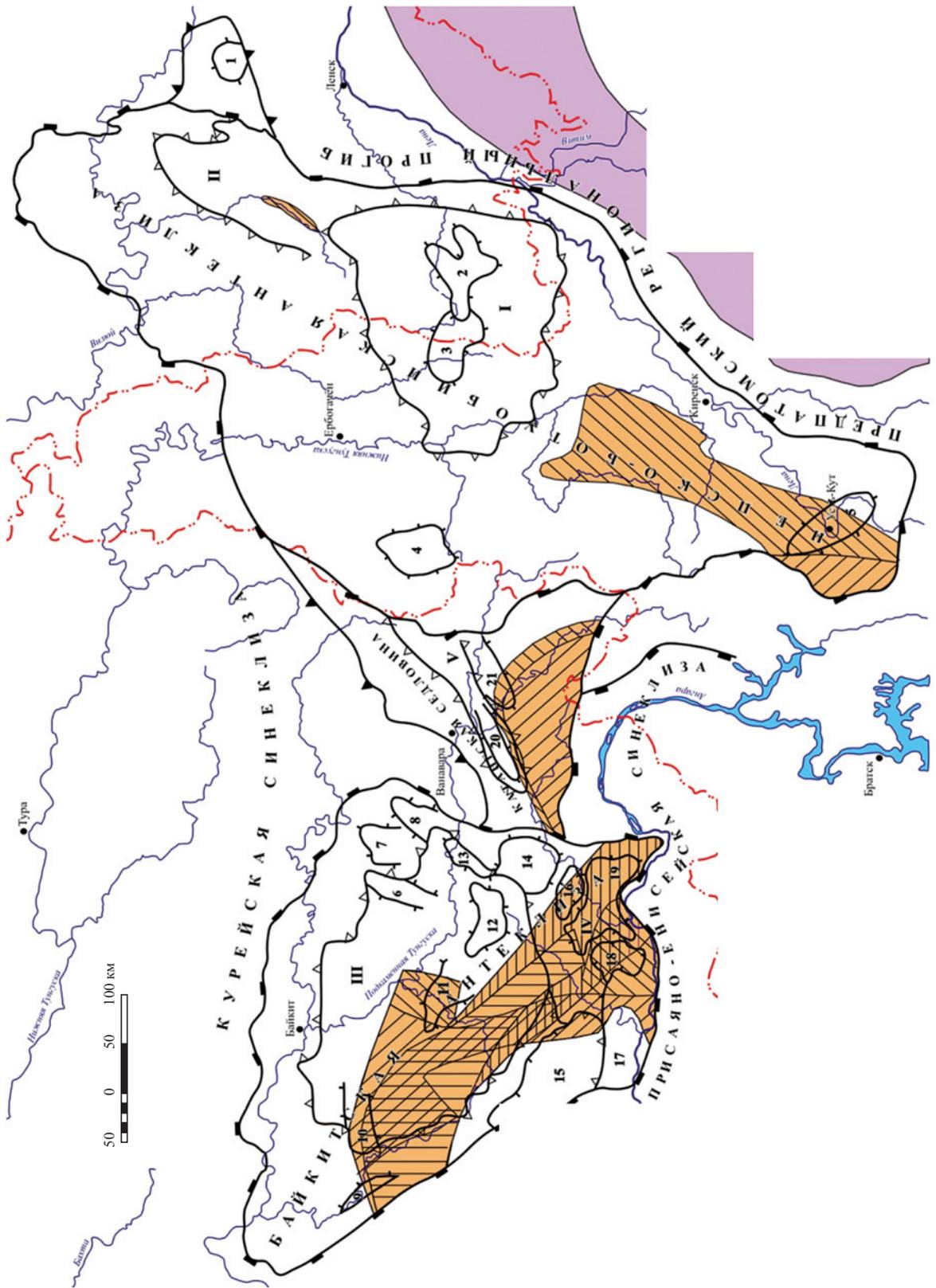
образования, как было отмечено ранее, здесь составляют около 3 % объема платформенного чехла. Они залегают стратиграфически выше основных продуктивных горизонтов антеклизы, влияние их на нефтегазоносность отложений в целом незначительно.

Далее изложены основные закономерности локализации трапповых интрузий на территории Непско-Ботуобинской антеклизы. Ранее эти вопросы рассматривались А.Э. Конторовичем с соавторами [21], В.Н. Воробьевым [22–24], А.О. Ефимовым [25–26], А.Н. Золотовым [27], Н.В. Мельниковым с соавторами [14], А.В. Мигурским [3], В.В. Самсоновым [28], В.С. Старосельцевым [29], Г.Г. Шеминым [30, 31] и др.

Магматические образования в осадочных породах Непско-Ботуобинской антеклизы локализованы на двух стратиграфических уровнях, причем приуроченные к этим уровням тела территориально не пересекаются. По предварительным данным, они имеют почти сплошное распространение на большей части антеклизы. Исключение составляют лишь юго-восточная ее часть и отдельные участки северо-западного склона структуры, где траппы отсутствуют.

Шире всего распространены интрузивные тела долеритов, внедрявшиеся в среднюю часть осадочного чехла. Возраст их определен калий-аргоновым методом как позднепалеозойско-триасовый. Они протягиваются в виде полосы шириной 50–150 км и длиной около 1000 км вдоль длинной оси антеклизы, распространяясь на ее периклиналь и значительную территорию сводовой части. Площадь развития этого тела (или группы тел) составляет около 90 тыс. км<sup>2</sup> (33 % площади антеклизы). Толщина изменяется в пределах 70–120 м. Наибольшие ее значения отмечаются в центральной части траппового тела.

Второй уровень локализации траппов стратиграфически выше. Эти траппы распространены на северо-западном склоне антеклизы. Площадь их развития – около 60 тыс. км<sup>2</sup> (22 % площади антеклизы), толщина изменяется от 60 до 300 м. Эти интрузивные тела предположительно также датируются как позднепалеозойско-триасовые. Их формирование, скорее всего, хронологически связано с заложением и развитием Тунгусской синеклизы, юго-восточный борт которой накладывался на северо-западный склон Непско-Ботуобинской антеклизы.



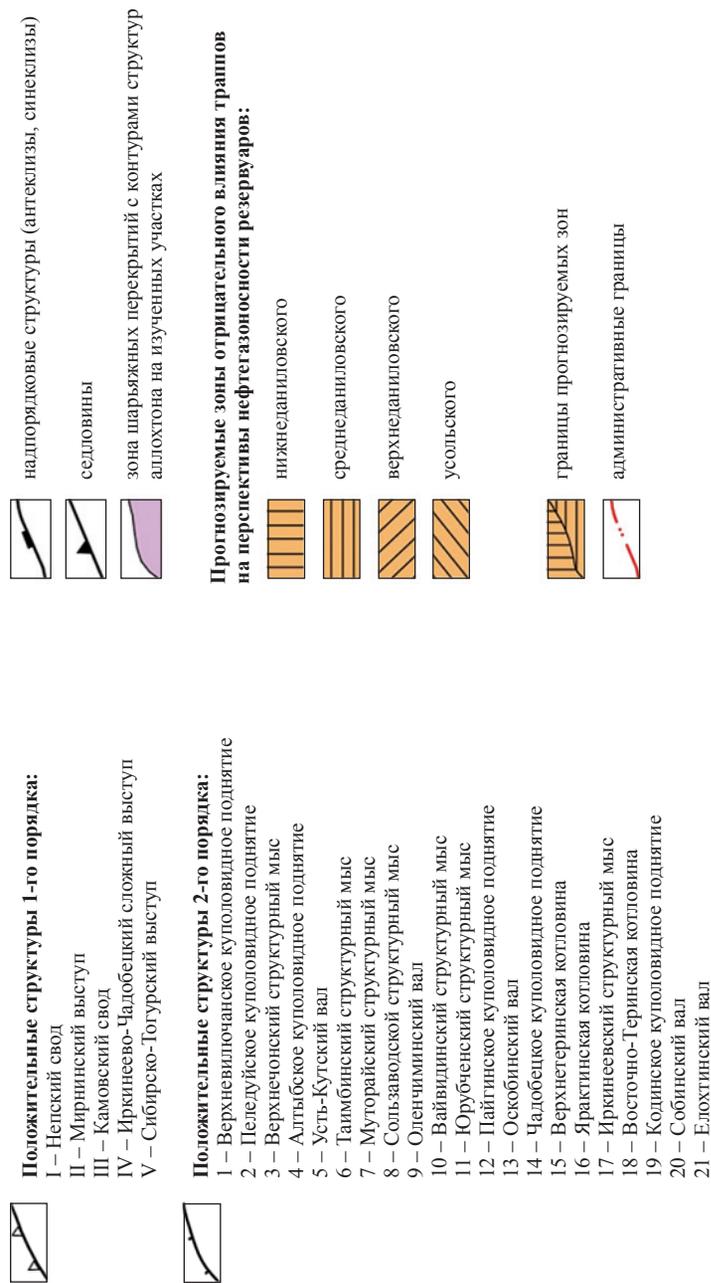
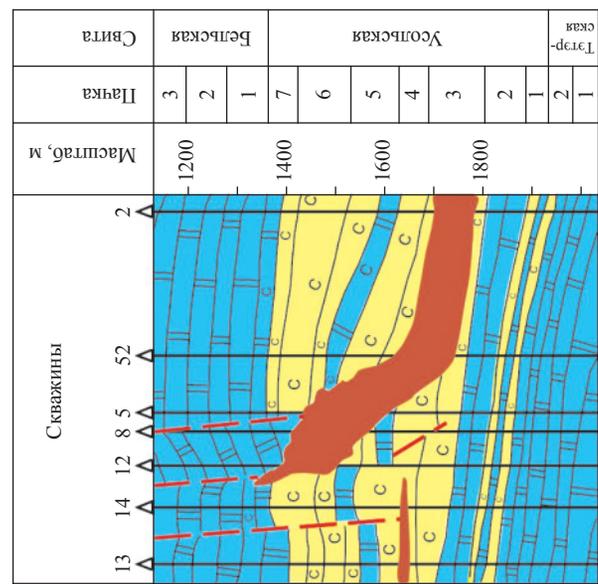
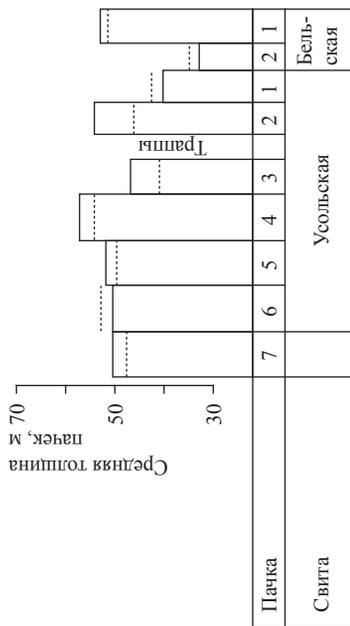


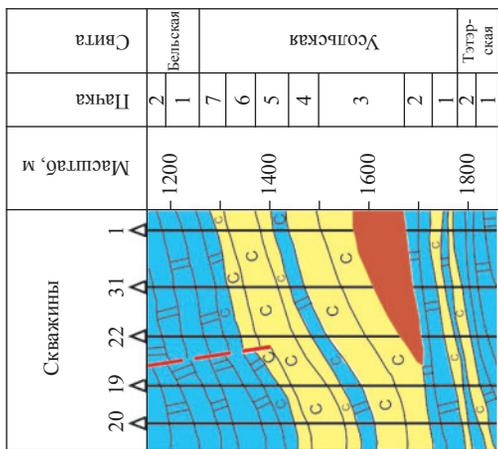
Рис. 6. Оценка влияния интрузивных траппов на перспективы нефтегазоносности вендско-нижнекембрийских резервуаров центральных районов Сибирской платформы



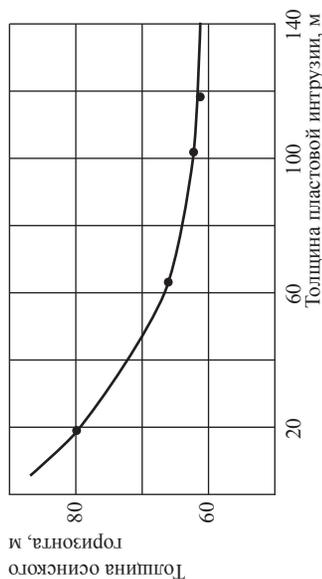
I



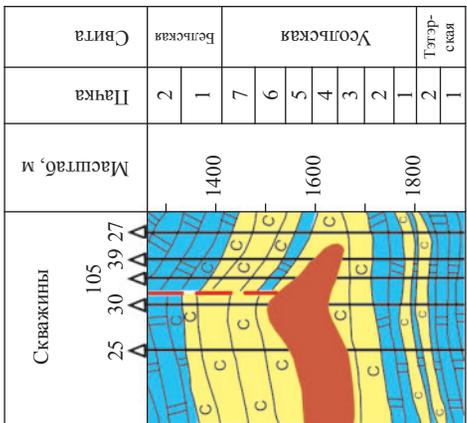
IV



II



V



III

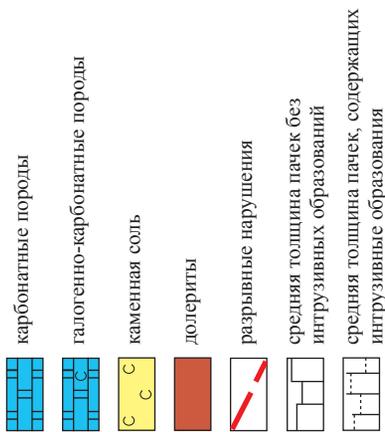
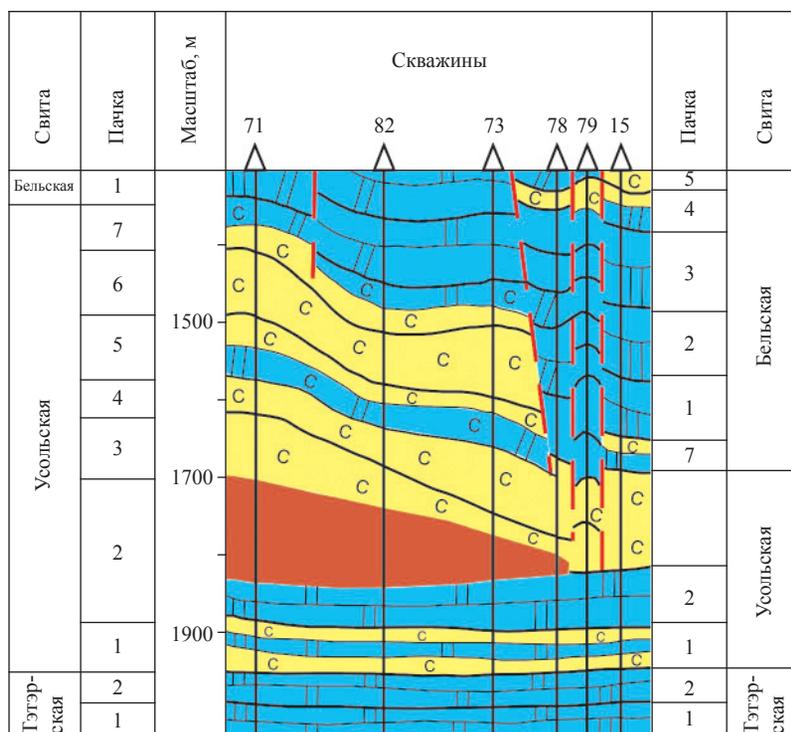


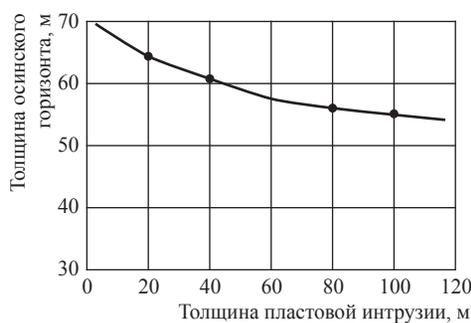
Рис. 7. Влияние граптового магматизма на вмещающие кембрийские галогенно-карбонатные породы в пределах Ярактинского и Аянского месторождений (Г.Г. Шемин, 2007):

I–III – геологические разрезы; IV – оценка влияния пластовой интрузии на толщины вмещающих ее пород;

V – график зависимости толщины пород осинского горизонта от толщины пластовой интрузии



I



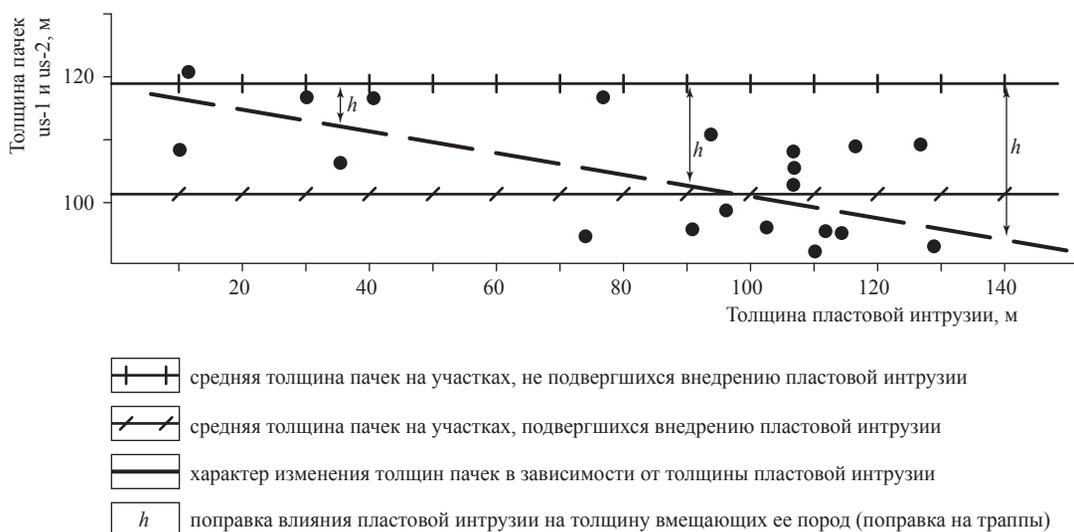
II

**Рис. 8. Влияние траппового магматизма на вмещающие кембрийские галогенно-карбонатные породы в пределах Касаткинской площади (Г.Г. Шемин, 2007):**  
 I – геологический разрез; II – график зависимости толщины пород осинского горизонта от толщины пластовой интрузии

Тела траппов первого уровня изучены неравномерно. Они сравнительно хорошо исследованы только в центральных и юго-восточных участках антеклизы. На ее северо-западе интрузии вскрыты единичными скважинами. Рассматриваемые трапповые тела залегают в нижнекембрийских галогенно-карбонатных отложениях верхнеданиловского, усольского, эльганского, нижнетолбачанского, верхнетолбачанского, олекминского и чарского р.ц. на 30 стратиграфических уровнях. На крайнем юго-западе антеклизы (западная часть Усть-Кутской площади) трапповое тело

залегает в верхней пачке верхнеданиловского р.ц. Его толщина составляет здесь 105–125 м.

Далее на северо-восток трапповые тела находятся в кровле осинского горизонта (пачке us-1 усольского р.ц.). Распространены они на этом уровне весьма широко и протягиваются вдоль длинной оси антеклизы более чем на 400 км при ширине 50–100 км. Площадь распространения «надосинского силла» составляет около 30 тыс. км<sup>2</sup>. Толщина его изменяется от 50 до 120 м. Севернее «надосинский силла» переходит на более высокие стратиграфические уровни усольского р.ц. – в пачки



**Рис. 9. Оценка влияния траппового магматизма на толщину вмещающих галогенно-карбонатных пород усольского р.ц. в пределах Ярактинского и Аянского месторождений**

us-3, us-4 и us-5, где зафиксирован скважинами Средненепская 185 и Верхнечонская 124. Северо-восточнее трапповые тела находятся уже в толбачанских и олекминском р.ц., где они распространены в полосе шириной 50–70 км и длиной около 400 км. Эта полоса начинается на вершине Непского свода, проходит по его северо-западному склону, далее, распространяясь на северо-восток, охватывает Среднеботуобинское месторождение. Ее северо-восточное окончание расположено за пределами антеклизы.

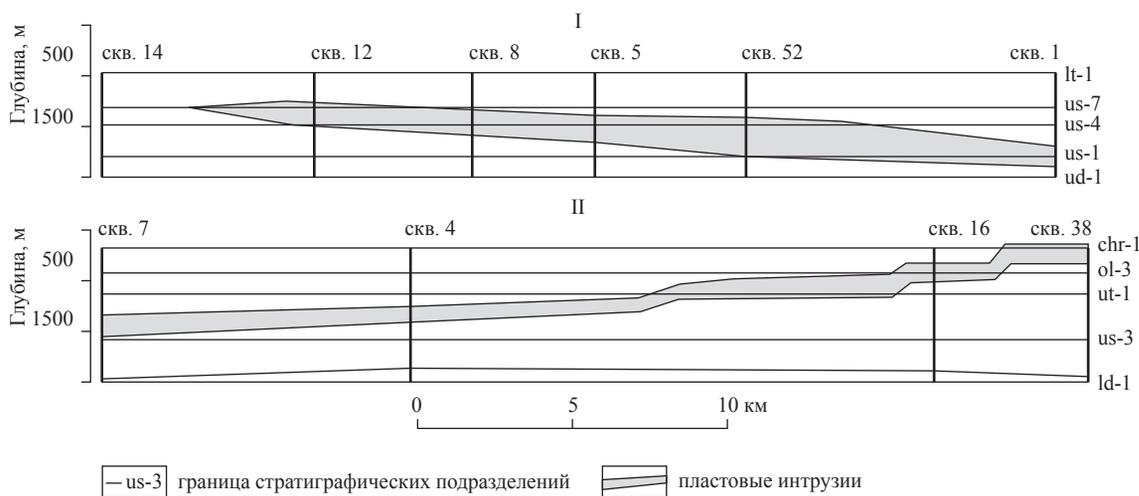
В северо-западном направлении от Среднеботуобинского месторождения интрузивные тела вновь фиксируются в усольском р.ц., распространяясь по северо-западному склону антеклизы предположительно до границы с Тунгусской синеклизой. В юго-восточном направлении от месторождения интрузивные тела переходят в олекминский р.ц., протягиваясь в виде дугообразной полосы шириной 30–70 км и длиной 400 км (рис. 10).

Таким образом, первая группа трапповых тел в самых погруженных участках антеклизы приурочена к более древним отложениям. В направлении к более приподнятым участкам структуры они «переходят» в более молодые отложения. По-видимому, это свидетельствует о едином магмоподводящем разломе, по которому происходило внедрение магмы, сформировавшей интрузивные тела. Таким разломом, вероятнее всего, является Ангаро-Вилуйский.

Вторая группа трапповых тел выявлена только на северо-западном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы. Контуры ее распространения предположительны. На Ербогаченской площади трапповое тело расположено на эродированной поверхности средней части чарского р.ц. и перекрывается верхнепалеозойскими отложениями. Вскрытая толщина интрузивных образований здесь составляет 370 м. Южнее, в Тэтэрской параметрической скважине, вскрыто тело траппов толщиной 118 м на более высоком стратиграфическом уровне чарского р.ц. На вершине антеклизы (Преображенская площадь) траппы залегают в кровле верхоленской серии и отложениях ордовика. Толщина трапповых образований сокращается от 60 м до полного выклинивания. Следовательно, рассматриваемое интрузивное тело также постепенно переходит в более молодые отложения, сокращаясь в толщине от наиболее прогнутых участков северо-западного склона к вершине антеклизы.

Морфологические особенности интрузивных образований, взаимоотношение их с вмещающими породами, влияние траппов на структурный план исследовались на ряде площадей, сравнительно хорошо изученных глубоким бурением, — Ярактинской, Аянской, Касаткинской, Среднеботуобинской и др. Полученные данные позволяют сделать следующие основные выводы:

- в осадочных породах Непско-Ботуобинской антеклизы развиты преимущественно



**Рис. 10. Геологические разрезы Ярактинского (I) и Среднеботуобинского (II) месторождений, иллюстрирующие «переходы» пластовых интрузий с одного стратиграфического уровня на другой: регоциклиты (ld – нижнеданиловский; ud – верхнеданиловский; us – усольский; lt – нижнетолбачанский; ut – верхнетолбачанский; ol – олекминский; chr – чарский) и составляющие их пачки (lt-1–ld-1)**

пластовые интрузивные тела. Ограниченным площадным распространением пользуются следующие тела;

- для силлов характерны плавные изменения толщины по площади, клинообразная форма выклинивания, малоамплитудный, скорее всего, ступенчатый, «переход» с одного стратиграфического уровня на другой, за счет чего силлы имеют в целом пологосекущий характер;
- обычно по зонам разрывных нарушений происходит «перескок» интрузивных силлов с одного стратиграфического уровня на другой вплоть до «выхода» траппов на дневную поверхность. Однако из этого правила есть исключения, о чем свидетельствуют материалы по распределению трапповых образований в пределах Ярактинского и Аянского месторождений, где зоны разрывных нарушений характеризуются отсутствием магматических образований.

Морфология секущих интрузивных образований в пределах антеклизы изучена недостаточно. По аналогии с другими районами можно предположить, что эти магматические тела имеют более сложную форму, чем силлы, и характеризуются резкими изменениями толщин по простиранию. Контакты их с вмещающими породами в ряде случаев носят «заноистый» характер.

Влияние интрузивных образований на вмещающие породы рассмотрено ранее. В целом они значительно ухудшают ФЕС пород резервуаров, т.е. могут являться литологическими

экранами, точнее, литологическими барьерами между близкорасположенными месторождениями УВ и между соседними блоками в рамках одного месторождения.

Одним из наиболее сложных вопросов геологии траппов является оценка их влияния на структурный план вмещающих пород. Большинство исследователей считают: интрузивные тела при внедрении в осадочные породы приподнимают перекрывающую их толщу и осложняют ее структуру, за счет чего иногда образуются надтрапповые положительные структуры. Имеется и другое мнение, согласно которому подстилающие траппы породы «проседают» на величину, соизмеримую с толщиной траппов. Структурные планы перекрывающей осадочной толщи при этом не изменяются. Рассмотрим этот вопрос на примере хорошо изученных бурением Среднеботуобинской, Ярактинской и Аянской площадей.

Структурные построения, выполненные в пределах Среднеботуобинской площади по поверхности ряда маркирующих пачек в подтрапповой и надтрапповой осадочных толщах, позволяют сделать следующие выводы. Структурные построения для подтрапповых отложений усольского, даниловских, тирского и непского р.ц. отражают брахиантиклинальную складку, восточное крыло которой осложнено рядом разрывных нарушений. Осадочные образования усольского, эльганского, толбачанских, олекминского, чарского

и наманского р.ц., перекрывающие трапповое тело, имеют подобный подстилающим, но несколько более пологий (в соответствии с формой траппового тела) структурный план.

Для Ярактинской и Аянской площадей построены структурные карты в наборе по различным горизонтам осадочного чехла, в том числе по подстилающим и перекрывающим траппы отложениям. Согласно выполненным построениям в подстилающих траппы отложениях низов усольского, даниловских, тирского и непско-го р.ц. фиксируется пологая моноклиналь, центральная часть которой наклонена строго на юг, западная и восточная – соответственно, на юго-запад и юго-восток. Перекрывающие интрузию долеритов отложения усольского и частично эльганского и толбачанских р.ц. деформированы согласно толщине и форме интрузивов.

Следовательно, приведенные материалы свидетельствуют о том, что структурные планы перекрывающих траппы отложений значительно сложнее, чем подстилающих. Их морфология согласуется с формой интрузивных складок.

Далее кратко остановимся на механизме внедрения магмы в отложения осадочного чехла. По этому вопросу предложены две гипотезы. Первая из них – гипотеза «активного» внедрения интрузий, выдвинутая И.П. Толмачевым еще в 1906 г., была поддержана В.И. Гоньшаковой [32], А.А. Пэком [33], А.П. Лебедевым [34] и др. исследователями. Согласно этой гипотезе магма внедрялась в осадочные отложения под давлением и значительно нарушила структуру вмещающих пород, поднимая надтрапповую их часть. Гипотеза «пассивного» внедрения магмы, предложенная С.В. Обручевым, развита Ф.Ю. Левинсоном-Лессингом с соавторами [35]. В соответствии с ней трапповая магма внедряется в полости, раскрывающиеся в результате растяжения платформенного чехла под действием тангенциальных напряжений и проседания блоков земной коры под освобождающимися при извержениях магматическими камерами.

Приведенные ранее данные о значительном уплотнении вмещающих интрузивные образования пород и формировании более сложных структурных планов надтрапповых отложений в сравнении с подтрапповыми позволяют отдавать предпочтение первой точке зрения. Вместе с тем имеются материалы, позволяющие говорить о правомерности гипотезы «пассивного» внедрения магмы [36].

В заключение отметим, что трапповые формации в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы залегают стратиграфически выше основных продуктивных горизонтов. Лишь усольский и частично верхнеданиловский резервуары участками находятся в зоне их влияния. На этих территориях трапповые образования оказали негативное влияние на ФЕС резервуаров и сохранность залежей углеводородов.

Структуры экзогенной природы развиты преимущественно в верхней части осадочного чехла Непско-Ботуобинской антеклизы. Основными из них являются отложения, связанные с карстом [37–39 и др.]. Было показано, что в пределах антеклизы приповерхностные горизонты (глубины до 400–500 м) чарского р.ц. подверглись интенсивному выщелачиванию практически до полного обессоливания отмеченного разреза в наиболее приподнятых участках антеклизы [30, 17]. Дальнейшее изучение этого явления показало, что им охвачены и более глубокие горизонты осадочного чехла – галогенно-карбонатные отложения олекминского, верхнетолбачанского, эльганского и верхней части усольского р.ц., залегающих выше абсолютных отметок в диапазоне от –150 до –300 м. Эти циклостратиграфические подразделения подверглись процессу выщелачивания солей лишь в наиболее приподнятых участках антеклизы – на Пеледуйском куполовидном поднятии и Верхнечонском структурном мысе. Образования чарского р.ц. выщелачиваны на существенно большей территории – в пределах Непского свода, Мирнинского выступа и на смежных с этими структурами участках. Общая площадь подвергшихся выщелачиванию отложений чарского р.ц. составляет около 100 тыс. км<sup>2</sup>.

Описанный процесс существенно изменил структурные планы приповерхностных горизонтов осадочного чехла. В результате его проявления произошло погружение блоков надсолевого и солевого комплексов на различную глубину. Осуществлено выколачивание структурных планов верхних и средних горизонтов осадочного чехла антеклизы. Ее амплитуда сократилась примерно на 300–350 м.

\*\*\*

Таковы основные особенности тектонического строения Непско-Ботуобинской антеклизы. Они однозначно свидетельствуют, что антеклиза представляет собой крупнейшую поло-

жительную структуру Сибирской платформы, в пределах которой вендско-нижнекембрийские резервуары залегают на благоприятных для сохранения залежей глубинах. Окружающие антеклизу со всех сторон обширные погруженные структуры – Курейская и Присаяно-Енисейская

синеклизы, Ыгыаттинская впадина и особенно Предпатомский региональный прогиб с мощным комплексом рифейских отложений, несомненно, обуславливают высокие перспективы ее нефтегазоносности.

### Список литературы

1. Шемин Г.Г. Тектонические предпосылки перспектив нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы / Г.Г. Шемин // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 40–47.
2. Топешко В.А. Типы залежей нефти и газа юга Сибирской платформы / В.А. Топешко, Л.В. Рябкова // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 6. – С. 896–904.
3. Мигурский А.В. Трапповый магматизм и непские дислокации. Тектоника нефтегазоносных областей Сибири / А.В. Мигурский. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983. – С. 97–103.
4. Мигурский А.В. О надвигах на севере Байкало-Патомского нагорья в связи с поисками нефти и газа / А.В. Мигурский, В.С. Старосельцев // Проблемы методики поиска, разведки и освоения нефтяных и газовых месторождений Якутской АССР. Ч. 1: тез. док. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1983. – С. 33–35.
5. Арчegov В.Б. Блоковая делимость и нефтегазоносность Сибирской платформы / В.Б. Арчegov, Э.А. Базанов и др. // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Т. 1: Фундаментальные основы нефтяной геологии. – СПб., 1999 – С. 156–162.
6. Стоянов С.С. Механизм формирования разрывных зон / С.С. Стоянов. – М.: Недра, 1977. – 143 с.
7. Топешко В.А. Чонская зона нефтегазонакопления / В.А. Топешко, Л.В. Рябкова, Т.А. Бурштейн и др. // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Ч. II. – Новосибирск, 1996. – С. 102–104.
8. Сафронов А.Ф. Зоны нефтегазонакопления на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы / А.Ф. Сафронов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006. – № 7. – С. 18–24.
9. Томилова Н.Н. Локальный прогноз нефтегазоносности по данным литологии и ГИС / Н.Н. Томилова // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М.: ГЕОС, 2006. – С. 303–312.
10. Юрова М.П. Разломно-блоковые модели залежей углеводородов Мирнинского свода Непско-Ботуобинской антеклизы / М.П. Юрова, Н.Н. Томилова // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – № 1 (9). – С. 139–147.
11. Берзин А.Г. Особенности формирования многопластовых залежей углеводородов месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы / А.Г. Берзин, И.В. Рудых, С.А. Берзин // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 14–20.
12. Шемин Г.Г. Циклостратиграфия венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы / Г.Г. Шемин. – Новосибирск: СО РАН, 1991.
13. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы, Катангская седловина) / Г.Г. Шемин. – М.: СО РАН, 2007. – 467 с.
14. Мельников Н.В. Прогноз коллекторов в палеозойских отложениях Сибирской платформы / Н.В. Мельников // Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции. – М.: Недра, 1977. – С. 146–150.
15. Мельников Н.В. Циклостратиграфическая схема венда и нижнего кембрия юга Сибирской платформы / Н.В. Мельников // Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985. – С. 49–58.
16. Чечель Э.И. Взаимоотношение солевой и карбонатной формаций на юго-востоке Иркутского амфитеатра / Э.И. Чечель // Сравнительный анализ осадочных формаций. – М.: Наука, 1969. – С. 113–122.
17. Мельников Н.В. Некомпенсированные прогибы и зоны вымывания солей в разрезе юга Сибирской платформы. Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы / Н.В. Мельников, А.О. Ефимов, И.Г. Сафронова и др. // Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 36–50.

18. Шемин Г.Г. Тектонические предпосылки перспектив нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы / Г.Г. Шемин // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 40–47.
19. Шерман С.И. Области динамического влияния разломов / С.И. Шерман, С.А. Берняков, В.Ю. Буддо. – Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1983. – 112 с.
20. Шемин Г.Г. Время формирования ловушек нефти и газа в Лено-Тунгусской провинции / Г.Г. Шемин // Геология месторождений нефти и газа Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С. 9–19.
21. Конторович А.Э. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы / А.Э. Конторович и др. // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск, 1975.
22. Воробьев В.Н. Закономерности размещения залежей нефти и газа в отложениях венд-кембрийского терригенного комплекса Сибирской платформы / В.Н. Воробьев // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1981. – С. 48–55.
23. Воробьев В.Н. Стратиграфические несогласия в южных и центральных районах Сибирской платформы / В.Н. Воробьев // Новые данные о геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 4–8.
24. Воробьев В.Н. Принципы прогнозирования залежей нефти и газа в осинском горизонте Непско-Ботуобинской антеклизы / В.Н. Воробьев и др. // Геологические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии. – Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988. – С. 25–33.
25. Ефимов А.О. Траппы в кембрии Среднеботуобинского месторождения / А.О. Ефимов // Закономерности размещения скоплений нефти и газа на Сибирской платформе. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1979. – С. 49–55.
26. Ефимов А.О. Соотношение венд-нижнекембрийских комплексов Среднеботуобинского месторождения / А.О. Ефимов // Новые данные о геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – С. 47–53.
27. Золотов А.Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ / А.Н. Золотов. – М.: Недра, 1982. – 240 с.
28. Самсонов В.В. Иркутский нефтегазоносный бассейн / В.В. Самсонов. – Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1975. – 196 с.
29. Старосельцев В.С. Влияние посттрапповых тектонических движений на миграцию углеводородов в Тунгусской синеклизе / В.С. Старосельцев // Геология и геофизика. – 1978. – № 9. – С. 49–58.
30. Шемин Г.Г. Надвиги на юго-востоке Сибирской платформы / Г.Г. Шемин // Геология и геофизика. – 1989. – № 11. – С. 32–38.
31. Шемин Г.Г. Дизъюнктивная тектоника отложений венда и нижнего кембрия Марковского месторождения / Г.Г. Шемин // Новые данные по тектонике и нефтегазоносности областей Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1979. – С. 26–30.
32. Гоньшакова В.И. Некоторые особенности размещения и механизмов внедрения трапповых интрузий в юго-восточной части Сибирской платформы / В.И. Гоньшакова // Изв. АН СССР. Сер. геологическая. – 1958. – № 8. – С. 38–50.
33. Пэк А.А. Об интрузивной способности магматических расплавов при дайкообразовании / А.А. Пэк // Изв. АН СССР. Сер. геологическая. – 1968. – № 7. – С. 3–14.
34. Лебедев А.П. Трапповая формация центральной части Тунгусского бассейна / А.П. Лебедев. – М.: Изд-во АН СССР, 1955. – 197 с.
35. Левинсон-Лессинг Ф.Ю. Траппы Тулуно-Удинского и Братского районов Восточной Сибири / Ф.Ю. Левинсон-Лессинг и др. // Тр. Совета по изучению производительных сил СССР. Сер. Сибирская. – 1932.
36. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др. – М.: Недра, 1981. – 550 с.
37. Ходьков А.Е. К оценке масштаба проявления и геологической роли гидрогеологических процессов в Ангаро-Ленском бассейне / А.Е. Ходьков // Вестник ЛГУ. Сер. геологическая и географическая. – 1967. – № 24. – Вып. 4. – С. 30–40.
38. Вологодский Г.П. Карст Иркутского амфитеатра / Г.П. Вологодский. – М.: Наука, 1975. – 124 с.
39. Мигурский А.В. Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность платформенных областей: автореф. дисс. ... д. г.-м. н. / А.В. Мигурский. – Новосибирск, 1997. – 40 с.